



**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

## **PEOF GRAN CANARIA: ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO MARINO FLOTANTE EN ESPAÑA**

Autor: Teresa Gimeno Alcañiz

Director: Consuelo Alonso Alonso

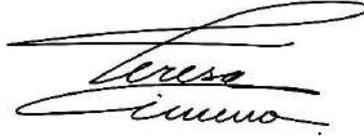
Madrid

Agosto de 2025



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título *PEOF Gran Canaria: Estudio de Viabilidad de un Parque Eólico Marino Flotante en España* en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2024/25 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.: Teresa Gimeno Alcañiz

Fecha: 24/08/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consuelo Alonso Alonso

Fecha: 24/08/2025





**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

## **PEOF GRAN CANARIA: ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO MARINO FLOTANTE EN ESPAÑA**

Autor: Teresa Gimeno Alcañiz

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2025



# Agradecimientos

Este Trabajo Fin de Máster no solo es una muestra de dedicación, ambición y esfuerzo, sino que también pone el broche final a una etapa importante de mi vida. Gracias a él, me convierto en Ingeniera Industrial, algo que llevo persiguiendo desde hace años.

En este sentido, me gustaría expresar mis más sinceros agradecimientos:

- A mi familia, y especialmente a mis padres, quienes son la suerte de mi vida. Sin su apoyo incondicional y su acompañamiento incansable, nunca habría llegado tan lejos. Os debo mucho. Gracias, de corazón.
- A mi directora, Consuelo, cuya cercanía, predisposición y profesionalidad han sido esenciales para la elaboración de este estudio. Ha sido un auténtico placer trabajar contigo.
- A las grandes amistades que esta etapa me ha brindado. Gracias por hacer el camino más ameno.
- A VORTEX, por proporcionarme los datos sintéticos de viento que han facilitado el desarrollo de este trabajo.
- Al Colegio Politécnico de la Universidad Técnica de Dinamarca (*Danmarks Tekniske Universitet*), por concederme una licencia de seis meses del *software* de simulación energética WASP 12.

Gracias.



# PEOF GRAN CANARIA: ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO MARINO FLOTANTE EN ESPAÑA

**Autor: Gimeno Alcañiz, Teresa.**

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## RESUMEN DEL PROYECTO

Este Trabajo Fin de Máster abarca un estudio de viabilidad completo de un parque eólico marino flotante. El proyecto se identifica como PEOF Gran Canaria, consta de una potencia nominal de 140 MW y está localizado en el sureste de Gran Canaria, a unos 12 kilómetros del Puerto de Arinaga.

**Palabras clave:** energía, eólica, *offshore*, plataforma flotante

### 1. Introducción

La energía eólica marina está de moda. Desde el comienzo de su desarrollo en 1991 hasta los objetivos que se plantean para el futuro no tan lejano, el sector ha demostrado tener potencial. Sin embargo, los próximos años pueden ser clave para evaluar su verdadera capacidad de adaptación. Todavía existen muchos desafíos a los que hacer frente. En esta línea de desafíos, España es protagonista. El país demuestra tener capacidad para sumarse a la ola. Sin embargo, debe buscar la forma de adaptar su regulación cuanto antes si no quiere perderla. Siendo así, PEOF Gran Canaria pretende ser una motivación para su impulso.

### 2. Descripción del parque eólico

Las principales características de PEOF Gran Canaria se resumen en la Tabla 1:

*Tabla 1: Características principales de PEOF Gran Canaria. Elaboración propia.*

<b>Nombre de la instalación</b>	PEOF Gran Canaria
<b>Localización</b>	Gran Canaria
<b>Demarcación marítima</b>	Canaria
<b>Logística portuaria</b>	Las Palmas / Arinaga
<b>Velocidad media del viento a 100 m</b>	9,32 m/s
<b>Velocidad media del viento a 200 m</b>	9,59 m/s
<b>Profundidad media</b>	800 m
<b>Número de aerogeneradores</b>	10
<b>Modelo</b>	GE Haliade-X 14 MW
<b>Potencia unitaria</b>	14 MW
<b>Potencia total instalada</b>	140 MW
<b>Altura de buje</b>	138 m
<b>Diámetro del rotor</b>	220 m
<b>Fabricante</b>	General Electric
<b>Tecnología</b>	Flotantes (plataformas semisumergibles)
<b>Sistema de fondeo</b>	Semi-tensado
<b>Sistema de anclaje</b>	Anclajes hincados

<b>Tensión de distribución del parque</b>	66 kV
<b>Tipología de subestación elevadora</b>	<i>Onshore</i> (66 / 220 kV)
<b>Nodo de la red de transporte</b>	SET Barranco de Tirajana

### 3. Resultados

La viabilidad de PEOF Gran Canaria se puede analizar desde diferentes puntos de vista. Desde el punto de vista técnico, el recurso eólico es indudablemente excelente: se registra una velocidad media de 9,54 m/s a 138 metros de altura. Además, el parque logra evacuar a la SET Barranco de Tirajana III 733.325,45 MWh de energía. Esto permite obtener un factor de capacidad competitivo del 59,79 % —en sintonía con las previsiones de parques eólicos futuros de características similares. Del mismo modo, la tecnología que se emplea también es adecuada: plataformas flotantes semisumergibles con sistema de fondeo semi-tensado y anclajes hincados.

La batimetría del emplazamiento es el principal factor limitante: 800 metros de media. En la actualidad, todavía no se han desarrollado proyectos a profundidades tan elevadas. No obstante, hay previsiones de que este tipo de profundidades sí se tengan en cuenta en proyectos futuros. Asimismo, NREL utiliza un estudio riguroso de 2019 para demostrar la viabilidad tecno-económica de proyectos hasta 739 metros de profundidad, lo que permite analizar con optimismo las características de este proyecto. Además, el fondo del mar es rocoso y de alta capacidad portante, permitiendo a las turbinas estabilizarse sin problema con los sistemas de fondeo y anclaje adecuados.

En cuanto a la integración del parque en el sistema eléctrico de España, la construcción prevista de la SET Barranco de Tirajana III concede todavía más viabilidad técnica al proyecto: habrá capacidad de conexión suficiente en el momento de operación del parque.

Desde el punto de vista económico, los resultados demuestran que PEOF Gran Canaria es un proyecto rentable —tanto a nivel de proyecto como para inversores privados. Los resultados prevén que PEOF Gran Canaria pueda alcanzar un LCOE competitivo y una rentabilidad positiva en dos escenarios hipotéticos: si el parque comienza su operación a finales de este año (Escenario 1) y si lo hace a finales de 2035 (Escenario 2). Esto queda demostrado en la Tabla 2.

*Tabla 2: Resultados de la evaluación económica de PEOF Gran Canaria. Elaboración propia.*

	<b>Escenario 1</b>	<b>Escenario 2</b>
<b>Proyecto</b>		
WACC	5,40 %	5,40 %
VAN	194.585,39 k€	470.390,73 k€
TIR	7,26 %	9,73 %
LCOE	117,50 €/MWh	115,38 €/MWh
<b>Accionista</b>		
VAN	88.782,01 k€	283.636,26 k€
TIR	12,47 %	20,26 %

Poniendo el punto de mira en la logística portuaria, el proyecto tampoco debería tener grandes problemas. El emplazamiento se encuentra próximo a dos puertos de interés general del Estado: el puerto de Las Palmas a unos 40 kilómetros y el Puerto de Arinaga justo enfrente —a 12 kilómetros. Quizás el Puerto de Las Palmas ofrezca las mejores garantías técnicas para ensamblar los Haliade-X flotantes de 14 MW. Sin embargo, el Puerto de Arinaga también puede aportar cercanía y comodidad las fases que se requieran. Además, no hay dudas de que España busca estar preparada para asumir la coordinación de la logística portuaria de parques como este.

Por último, se prevé que un proyecto como PEOF Gran Canaria pueda tener gran aceptación social: el aerogenerador que más cerca se encuentra de la costa está a 12 kilómetros. Generalmente, un parque eólico es prácticamente imperceptible a partir de los 10 kilómetros de distancia.

Adicionalmente, la ubicación del parque se encuentra dentro de una zona de alto potencial para el desarrollo de la eólica marina en España.

#### **4. Conclusiones**

PEOF Gran Canaria es un proyecto especialmente interesante —tanto desde el punto de vista técnico como económico. Si España quiere estrenarse en la industria eólica marina, debería apostar por un proyecto como este: con buen recurso eólico, una excelente adaptación dentro del marco normativo actual de los POEM, una previsible buena planificación de logística portuaria, una esperada aceptación social y una creación de valor inmejorable para cuando comience su operación.

#### **5. Referencias**

- [1] Stehly, Tyler, Duffy, Patrick, y Mulas Hernando, Daniel, «Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition», National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, Estados Unidos, NREL/PR-5000-91775, nov. 2024.
- [2] Stehly, Tyler, Beiter, Philipp, y Duffy, Patrick, «2019 Cost of Wind Energy Review», National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2020.
- [3] Asociación Empresarial Eólica de España (AEE), «AEE reitera su apuesta por Canarias como punta de lanza de la eólica marina», puertocanarias.com, 15 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://puertocanarias.com/es/node/8147>
- [4] «Global Wind Report 2025», Global Wind Energy Council (GWEC), abr. 2025.
- [5] Asociación Empresarial Eólica (AEE), «Anuario Eólico 2025», Asociación Empresarial Eólica (AEE), Madrid, España.

# PEOF GRAN CANARIA: FEASIBILITY STUDY OF A FLOATING OFFSHORE WIND FARM IN SPAIN

**Author: Gimeno Alcañiz, Teresa.**

Supervisor: Alonso Alonso, Consuelo.

Collaborating Entity: ICAI – Comillas Pontifical University

## ABSTRACT

This master’s Thesis presents a comprehensive feasibility study of a floating offshore wind farm in Spain. The project can be identified as PEOF Gran Canaria, has a rated capacity of 140 MW and is located in the southeast of Gran Canaria —approximately 12 kilometres from the Port of Arinaga.

**Keywords:** energy, wind, offshore, floating platform

## 1. Introduction

Offshore wind energy is an actual trend. Since the beginning of its development in 1991 to the ambitious targets that have been set for the not-so-distant future, the industry has consistently been demonstrating strong potential. However, the following years may be critical in assessing its real adaptability capacity. Many challenges still lie ahead.

Spain plays a key role in this landscape of challenges. The country has proved to have capability to ride the wave, yet it must act quickly to adapt its regulatory framework. Otherwise, risk will be left behind. In this context, PEOF Gran Canaria aims to serve as a catalyst for offshore wind development in Spain.

## 2. Wind Farm description

The main features of PEOF Gran Canaria can be summarized in Table 1:

*Table 1: PEOF Gran Canaria main features. Own elaboration.*

<b>Project name</b>	PEOF Gran Canaria
<b>Location</b>	Gran Canaria
<b>Maritime demarcation</b>	Canary ( <i>canaria</i> )
<b>Port logistics</b>	Las Palmas / Arinaga
<b>Average wind speed at 100 m</b>	9.32 m/s
<b>Average wind speed at 200 m</b>	9.59 m/s
<b>Average water depth</b>	800 m
<b>Number of wind turbines</b>	10
<b>Turbine model</b>	GE Haliade-X 14 MW
<b>Rated power per turbine</b>	14 MW
<b>Total installed capacity</b>	140 MW

<b>Hub height</b>	138 m
<b>Rotor diameter</b>	220 m
<b>Manufacturer</b>	General Electric
<b>Technology</b>	Floating (semi-submersible platforms)
<b>Mooring system</b>	Semi-taut
<b>Anchoring system</b>	Driven pile anchors
<b>Internal grid voltage</b>	66 kV
<b>Type of step-up substation</b>	Onshore (66 / 220 kV)
<b>Grid connection point</b>	SET Barranco de Tirajana

### 3. Results

PEOF Gran Canaria's feasibility can be analysed from several perspectives. From a technical standpoint, the wind resource is undeniably strong: it is possible to get an average wind speed of 9.54 m/s at a hub height of 138 meters. Additionally, the wind farm is expected to deliver 733,325.45 MWh of energy annually to Barranco de Tirajana III substation. This results in a competitive capacity factor of 59.79 % — aligning with projections for future offshore wind farms of similar features. Also, the selected technology is appropriate for this type of development.

The bathymetry of the site stands out as the main limiting factor —it has an average depth of 800 meters. Currently, no commercial projects have been developed at such water depths. However, some projections indicate that these water depths may be considered in future floating offshore wind farm developments. The NREL, for instance, used a rigorous 2019 study to demonstrate the techno-economic feasibility of projects at depths of up to 739 meters —this supports the project's limiting factor. Furthermore, the seabed is thought to be rocky. It also has a high bearing capacity. This allows the turbines to be safely stabilized —when using the appropriate mooring and anchoring systems.

As for the integration of the wind farm into Spain's electricity system, the planned construction of the Barranco de Tirajana III substation makes the project even more technically feasible. There will be sufficient connection capacity when the farm becomes operational.

From an economic standpoint, the results show that PEOF Gran Canaria is a profitable project —both at the project level and for private investors. Moreover, the calculated results predict that PEOF Gran Canaria can achieve a competitive LCOE and positive profitability in two hypothetical scenarios: if the farm begins operation at the end of this year (Scenario 1) and if operations start by the end of 2035 (Scenario 2). This is demonstrated in Table 2.

*Table 2: Economic evaluation results of PEOF Gran Canaria. Own elaboration.*

	Scenario 1	Scenario 2
<b>Project</b>		
WACC	5.40 %	5.40 %
NPV	€ 194,585.39 million	€ 470,390.73 million

IRR	7.26 %	9.73 %
LCOE	€ 117.50 /MWh	€ 115.38 /MWh
<b>Shareholder</b>		
NPV	€ 88,782.01 million	€ 283,636.26 million
IRR	12.47 %	20.26 %

When looking at the port logistics, the project should not face major obstacles. The site is located near two major Spanish ports: Las Palmas Port —about 40 km away— and Arinaga Port —just 12 km from the site. While Las Palmas may offer the best technical conditions for assembling the 14 MW Haliade-X floating turbines, Arinaga’s proximity may also be advantageous for certain phases of the project development. Furthermore, Spain is clearly making efforts to ensure it is ready to manage port logistics for offshore wind farms like PEOF Gran Canaria.

Finally, PEOF Gran Canaria is expected to have social acceptance. The nearest wind turbine would be located 12 kilometres away from the coast. Generally, offshore wind farms become virtually imperceptible beyond 10 kilometres.

Additionally, the proposed site lies within a designated high-potential zone for offshore wind development in Spain —according to the Spanish POEM regulations.

#### 4. Findings

PEOF Gran Canaria is a particularly interesting project —both from a technical and economic standpoint. If Spain really wants to break into the offshore wind industry, it should commit to a project like this one. It has good wind resources, excellent adaptation within the POEM regulatory framework, predictable port logistics planning, expected social acceptance, and will create unbeatable value when it begins operating.

#### 5. References

- [1] Stehly, Tyler, Duffy, Patrick, y Mulas Hernando, Daniel, «Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition», National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, Estados Unidos, NREL/PR-5000-91775, nov. 2024.
- [2] Stehly, Tyler, Beiter, Philipp, y Duffy, Patrick, «2019 Cost of Wind Energy Review», National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2020.
- [3] Asociación Empresarial Eólica de España (AEE), «AEE reitera su apuesta por Canarias como punta de lanza de la eólica marina», puertocanarias.com, 15 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://puertocanarias.com/es/node/8147>
- [4] «Global Wind Report 2025», Global Wind Energy Council (GWEC), abr. 2025.
- [5] Asociación Empresarial Eólica (AEE), «Anuario Eólico 2025», Asociación Empresarial Eólica (AEE), Madrid, España.

# ÍNDICE DE DOCUMENTOS

**Documento I: Memoria**

**Documento II: Planos**

**Documento III: Presupuesto**

**Documento IV: Anexos**



# LISTADO DE ACRÓNIMOS

<b>Acrónimo</b>	<b>Significado</b>
A	Amperio
AC	Alternative Current
AEE	Asociación Empresarial Eólica
AEP	Annual Energy Production
AER	Aerogenerador
AGNU	Asamblea General de las Naciones Unidas
AHV	Anchor Handling Vessel
Al	Aluminio
AT	Alta Tensión
Bco.	Barranco
BHEL	Bharat Heavy Electricals Limited
BOE	Boletín Oficial del Estado
BoP	Balance of Plant
BoS	Balance of System
BT	Baja Tensión
CA	Corriente Alterna
CAGR	Compound Annual Growth Rate
CAPEX	Capital Expenditures
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CC	Corriente Continua
CDF	Cumulative Distribution Function
CENER	Centro Nacional de Energías Renovables
CF	Capacity Factor
CfD	Contract for Difference
CID	Clean Industrial Deal
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
CO <sub>2</sub> -eq	(Toneladas de) dióxido de carbono equivalentes
COP28	28ª Conferencia de las Partes
Cu	Cobre
DC	Direct Current
DeVEX	Development Expenses
DIA	Declaración de Impacto Ambiental
DNV	Det Norske Veritas
DPMT	Dominio Público Marítimo-Terrestre
ECMWF	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
EMODnet	European Marine Observation and Data Network

FC	Factor de Capacidad
FCF	Free Cash Flow
FF. AA.	Fuerzas Armadas
GBS	Gravity Base Structures
GE	General Electric
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GWEC	Global Wind Energy Council
HDD	Horizontal Directional Drilling
HEPR	Etileno Propileno de Alto Módulo
Hz	Hercio
I+D+i	Investigación, Desarrollo e Innovación
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IEC	International Electrotechnical Commission
IGME	Instituto Geológico y Minero de España
ITC	Instrucción Técnica Complementaria
IVPEE	Impuesto al Valor de la Producción de Electricidad
kA	Kiloamperio
kV	Kilovoltio
LCOE	Levelized Cost of Energy
LG	Línea de Generación
LVRT	Low Voltage Ride Through
MIBEL	Mercado Ibérico de la Electricidad
MITECO	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
MT	Media Tensión
MVA	Megavoltamperio
MW	Megavatio
NNE	Norte-Noreste
NOF	Necesidades Operativas de Fondos
NREL	National Renewable Energy Laboratory
O&M	Operación y Mantenimiento
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Energía
OPEX	Operational Expenditures
PdE	Puertos de Estado
PDF	Probability Density Function
PEOF	Parque Eólico Offshore Flotante
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
POEM	Planes de Ordenación del Espacio Marítimo
PPA	Power Purchase Agreement

Pto.	Puerto
QGIS	Quantum Geographic Information System
RD	Real Decreto
REE	Red Eléctrica de España
SAI	Sistema de Alimentación Ininterrumpida
SEIE	Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares
SET	Subestación Eléctrica de Transporte
SOV	Service Operation Vessels
SSAA	Servicios Auxiliares
TFM	Trabajo Fin de Máster
TI	Turbulence Intensity
TIR	Tasa Interna de Retorno
TRL	Technology Readiness Level
UE	Unión Europea
UL	Underwriters Laboratories
UNE	Una Norma Española
UTM	Universal Transverse Mercator
UV	Ultravioleta
V	Voltio
VAN	Valor Actual Neto
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Program
WFO	World Forum Offshore Wind
XLPE	Polietileno Reticulado
ZAPER	Zonas de Alto Potencial para Energía Eólica
ZEC	Zonas Especiales de Conservación
ZEPA	Zonas de Especial Protección para las Aves





**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PEOF GRAN CANARIA: ESTUDIO DE VIABILIDAD  
DE UN PARQUE EÓLICO MARINO FLOTANTE EN  
ESPAÑA

## **Documento I: Memoria**

Autor: Teresa Gimeno Alcañiz

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2025



# ÍNDICE DE LA MEMORIA

<b>1</b>	<b>Introducción .....</b>	<b>15</b>
1.1	Objetivo.....	15
1.2	Motivación del proyecto .....	15
1.2.1	Justificación del proyecto .....	15
1.2.2	Origen de la idea.....	16
1.3	Objetivos del proyecto .....	16
1.3.1	Objetivo general.....	16
1.3.2	Objetivos específicos .....	17
1.4	Metodología de trabajo .....	17
1.4.1	Hitos de trabajo.....	17
1.4.2	Plan de trabajo .....	18
<b>2</b>	<b>Estado del arte de la eólica marina .....</b>	<b>19</b>
2.1	Objetivo.....	19
2.2	Introducción .....	19
2.3	Evolución de la energía eólica marina .....	20
2.4	Estado actual de la energía eólica .....	23
2.4.1	Nivel mundial .....	23
2.4.2	Nivel europeo.....	26
2.4.3	Nivel nacional.....	28
2.4.3.1	Real Decreto 962/2024 .....	29
2.5	Proyectos de referencia .....	31
2.6	Perspectivas de futuro .....	32
2.6.1	Nivel mundial .....	32
2.6.2	Nivel europeo.....	34
2.6.3	Nivel nacional.....	35
2.7	Principales tecnologías.....	39
2.8	Funcionamiento de un parque eólico marino .....	45
2.9	Conclusiones .....	47
<b>3</b>	<b>Selección del emplazamiento .....</b>	<b>48</b>
3.1	Objetivo.....	48
3.2	Introducción .....	48
3.3	Criterios de selección .....	48

3.4	Identificación de emplazamientos.....	49
3.4.1	POEM.....	50
3.4.2	Capas consideras en QGIS.....	51
3.4.2.1	Capas para localizar zonas autorizadas para eólica marina.....	51
3.4.2.2	Capas para detectar restricciones normativas y ambientales.....	52
3.4.2.3	Capas para evaluar otras condiciones técnicas.....	54
3.4.3	Emplazamientos considerados.....	54
3.5	Selección final del emplazamiento.....	55
3.6	Determinación del nombre del proyecto.....	56
3.7	Conclusiones.....	56
<b>4</b>	<b>Evaluación de PEOF Gran Canaria.....</b>	<b>57</b>
4.1	Objetivo.....	57
4.2	Torre meteorológica.....	57
4.3	Recurso eólico.....	57
4.4	Análisis energético.....	59
4.5	Diseño.....	60
4.5.1	Aerogeneradores.....	60
4.5.2	Plataforma.....	62
4.5.3	Sistemas de fondeo.....	64
4.5.4	Anclajes.....	66
4.6	Conclusiones.....	68
<b>5</b>	<b>Instalaciones eléctricas.....</b>	<b>69</b>
5.1	Objetivo.....	69
5.2	Introducción.....	69
5.3	Red de Baja Tensión.....	71
5.4	Centros de transformación.....	72
5.5	Cabinas de interconexión y protección.....	74
5.6	Red principal de cables de AT.....	75
5.6.1	Descripción.....	75
5.6.2	Normativa.....	75
5.6.3	Elementos constructivos de un cable de AT.....	76
5.6.4	Nomenclatura de un cable de AT.....	78
5.6.5	Criterios para la determinación de la sección del cable.....	79
5.6.6	Descripción de los cables.....	80
5.7	Subestación eléctrica costera 66 / 220 kV.....	82

5.8 Línea eléctrica aérea de evacuación.....	84
5.9 Conclusiones .....	85
<b>6 Obra civil e instalación del parque .....</b>	<b>87</b>
6.1 Introducción .....	87
6.2 Preparación en tierra y logística portuaria .....	87
6.3 Fabricación y ensamblaje de las estructuras .....	90
6.4 Instalación <i>offshore</i> .....	93
6.5 Cableado y conexión eléctrica .....	94
6.6 Subestación costera 66 / 220 kV y evacuación a la SET .....	96
6.7 Puesta en servicio y operación inicial .....	98
6.8 Conclusiones .....	99
<b>7 Evaluación económica .....</b>	<b>101</b>
7.1 Objetivo.....	101
7.2 Metodología .....	101
7.3 Viabilidad económica.....	101
7.3.1 VAN.....	102
7.3.2 TIR.....	103
7.3.3 <i>Payback</i> .....	103
7.3.4 LCOE.....	103
7.4 Valoración de los flujos de caja .....	104
7.5 Coste ponderado del capital (WACC) .....	105
7.5.1 Fuentes de financiación .....	105
7.5.2 Coste de capital propio .....	106
7.5.3 Coste de la deuda .....	106
7.5.4 Cálculo del WACC .....	107
7.5.5 Aplicación del WACC.....	107
7.6 Datos para analizar la rentabilidad .....	107
7.6.1 Cálculo de ingresos.....	107
7.6.2 Producción .....	108
7.6.3 Precio de venta de la energía .....	108
7.6.4 Estimación del precio de venta .....	109
7.6.5 Cálculo de costes .....	112
7.6.5.1 CAPEX.....	112
7.6.5.2 DeVEX .....	113
7.6.5.3 OPEX.....	113

---

7.7	Resultados .....	113
7.8	Conclusiones .....	116
<b>8</b>	<b>Evaluación ambiental.....</b>	<b>118</b>
8.1	Objetivo.....	118
8.2	Contexto energético .....	118
8.3	Contaminación evitada.....	118
8.3.1	Metodología de cálculo.....	118
8.3.2	Toneladas de CO <sub>2</sub> -eq evitadas .....	120
8.4	Conclusiones .....	120
<b>9</b>	<b>Evaluación social .....</b>	<b>121</b>
9.1	Objetivo.....	121
9.2	Contexto social.....	121
9.3	Impacto social .....	121
9.4	Conclusiones .....	122
<b>10</b>	<b>Síntesis del estudio de viabilidad.....</b>	<b>123</b>
10.1	Objetivo.....	123
10.2	Viabilidad.....	123
10.3	Conclusiones .....	125

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura I- 1: Comparativa del coste nivelado de la energía en el noreste de Europa en el año 2023, en €/MWh. BloombergNEF [20]. .....	22
Figura I- 2: Evolución del LCOE global en parques eólicos marinos (de cimentaciones fijas y flotantes) desde 2010 a 2023. AleaSoft Energy Forecasting. ....	23
Figura I- 3: Evolución de la capacidad eólica mundial interanual, en MW. GWEC. ....	24
Figura I- 4: Evolución de la capacidad eólica marina mundial interanual, en MW. GWEC. ....	25
Figura I- 5: Instalación interanual de capacidad eólica en Europa, entre 2015 y 2024. WindEurope. ....	26
Figura I- 6: Instalación interanual de capacidad eólica en Europa en 2024. WindEurope. ....	27
Figura I- 7: Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España. AEE. ....	28
Figura I- 8: Generación anual por tecnologías en 2024, en GWh. AEE. ....	29
Figura I- 9: Previsión de instalación de capacidad eólica en el mundo hasta 2030. GWEC. ....	33
Figura I- 10: Evolución prevista del LCOE hasta 2050. DNV. ....	34
Figura I- 11: Previsión de instalación de capacidad eólica en la UE hasta 2030. WindEurope. ....	35
Figura I- 12: Estimación de la capacidad acumulada de eólica marina flotante por país, basada en las fechas de puesta en operación comercial anunciadas hasta 2029. NREL. ....	36
Figura I- 13: Tipos de plataformas flotantes para aerogeneradores. Iberdrola. ....	41
Figura I- 14: Proyecto Hywind, en la costa noreste de Escocia. Global Maritime. ....	42
Figura I- 15: Proyecto Floatgen, en la costa de Le Croisic. BW Ideol. ....	42
Figura I- 16: Proyecto WindFloat, en la costa de Viana do Castelo. Principle Power. ....	43
Figura I- 17: Tipos de tecnologías que se usan en proyectos operativos de eólica marina hasta 2023. NREL. ....	44
Figura I- 18: Tipos de tecnologías que está previsto usar en el futuro, de acuerdo con el conocimiento que se tiene hasta 2023. NREL. ....	44
Figura I- 19: Atlas eólico de la página de VORTEX con la ubicación de PEOF Gran Canaria. VORTEX. ....	57

Figura I- 20: Perfil medio diario de la velocidad del viento para a 138 metros de altura. Windographer. ....	58
Figura I- 21: Perfil medio mensual de la velocidad del viento, para todas las alturas de VORTEX y la altura de 138 metros extrapolada. Windographer. ....	58
Figura I- 22: Rosa de vientos de frecuencia en 16 sectores, para la veleta a la velocidad extrapolada de 138 m de altura. Windographer. ....	59
Figura I- 23: Listado de los diez principales fabricantes de turbinas offshore a nivel mundial en 2025. Blackridge Research [51]. ....	60
Figura I- 24: Evolución de las turbinas eólicas offshore con el paso de los años. WindPower [53]. ....	61
Figura I- 25: Evolución temporal de la comercialización de la plataforma HiveWind. HiveWind [55]. ....	63
Figura I- 26: Segunda plataforma flotante semisumergible fabricada para el proyecto Kincardine, en la costa este de Escocia. Navantia. ....	64
Figura I- 27: Componentes típicos de un sistema de fondeo para aerogeneradores eólicos marinos flotantes. Cortesía de BVG Associates. ....	65
Figura I- 28: Ejemplo de vectores de carga (en toneladas métricas) para distintos diseños de sistemas de anclaje. Múltiples fuentes [57]. ....	65
Figura I- 29: Tipos de anclaje sobre el lecho marino. WFO. ....	66
Figura I- 30: Demostración de la instalación de un anclaje hincado. Cape Holland. ....	67
Figura I- 31: Representación de la góndola del aerogenerador GE Haliade-X 14 MW. Elaboración propia. ....	71
Figura I- 32: Partes de un cable, siguiendo la numeración del apartado. Elaboración propia. ....	77
Figura I- 33: Cable submarino tripolar XLPE 66 kV, con conductor de aluminio, recreado en base a las características indicadas por ABB. Elaboración propia. ....	81
Figura I- 34: Cable VOLTALENE RHZ1-RA+20L (S) 36/66 kV, recreado en base a las indicaciones que proporciona Prysmian. Elaboración propia. ....	81
Figura I- 35: Transformador de 160 MVA de BHEL, inspirado por diversas fuentes públicas y la propia empresa BHEL. Elaboración propia. ....	83
Figura I- 36: Sistema de evacuación del Parque Eólico Cuevas de Velasco en Cuenca. Eiffage [76]. ....	85
Figura I- 37: Torre eólica offshore del proyecto Elican, en el área de ensayos de Plocan [8]. ....	89

Figura I- 38: Proceso de ensamblaje de una plataforma semisumergible flotante en un el Puerto de Las Palmas, en Gran Canaria. Elaboración propia.....	90
Figura I- 39: Ensamblaje del aerogenerador GE Haliade-X 14 MW sobre una plataforma semisumergible, con la estructura amarrada al muelle del puerto durante la fase de montaje. Elaboración propia.....	92
Figura I- 40: Anchor Handling Vessel. Elaboración propia.....	93
Figura I- 41: Representación de la arqueta de transición. Elaboración propia.....	95
Figura I- 42: Obras iniciales de construcción de la subestación costera 66 / 220 kV en la franja litoral de San Bartolomé de Tirajana. Elaboración propia.....	97
Figura I- 43: Evolución del factor de emisión de la generación térmica fósil en Gran Canaria durante el período 2014-2023. Elaboración propia.....	119
Figura I- 44: Impacto visual de los aerogeneradores marinos desde la costa. Antonio Narejos [105].....	122
Figura I- 45: Portada del informe técnico de NREL con nombre 2019 Cost of Wind Energy Review. NREL.....	124
Figura I- 46: Mapa de la península Ibérica, con las zonas de uso prioritario y de alto potencial para la energía eólica marina de los POEM. Elaboración propia.....	14
Figura I- 47: Mapa de las islas Canarias, con las zonas de uso prioritario y de alto potencial para la energía eólica marina de los POEM. Elaboración propia.....	15
Figura I- 48: Mapa del primer emplazamiento a considerar en la costa gaditana, delimitado por las zonas de uso prioritario de los POEM. Elaboración propia.....	16
Figura I- 49: Mapa del segundo emplazamiento a considerar en la costa gaditana, delimitado por las zonas de uso prioritario de los POEM. Elaboración propia.....	17
Figura I- 50: Mapa del tercer emplazamiento a considerar, delimitado por las zonas de uso prioritario y de alto potencial para la eólica marina. Elaboración propia.....	18
Figura I- 51: Configuración de la altura de referencia dentro de Configure Dataset. Windographer.....	23
Figura I- 52: Configuración principal del Dataset sobre el que se trabaja —combinación de las tres series sintéticas de VORTEX. Windographer.....	24
Figura I- 53: Configuración e identificación de las diferentes Data Columns que constituyen la torre meteorológica virtual. Windographer.....	24
Figura I- 54: Cobertura de datos para la serie de viento a 100 m. Windographer.....	25
Figura I- 55: Cobertura de datos para la serie de viento a 120 m. Windographer.....	26
Figura I- 56: Cobertura de datos para la serie de viento a 150 m. Windographer.....	26

Figura I- 57: Perfil medio diario de la velocidad del viento —para todas las alturas disponibles. Windographer.....	28
Figura I- 58: Perfil medio mensual de velocidad del viento —para todas las alturas disponibles. Windographer.....	29
Figura I- 59: Pestaña de Wind Shear. Windographer.....	30
Figura I- 60: Perfil vertical del viento (Wind Shear). Windographer. ....	30
Figura I- 61: Rosa de vientos de frecuencia en 16 sectores, para las veletas a 100 m, 120 m y 150 m. Windographer.....	33
Figura I- 62: Rosa de vientos de frecuencia en 36 sectores, para las veletas a 100 m, 120 m y 150 m. Windographer.....	33
Figura I- 63: Rosa de vientos de velocidad media en 16 sectores, usando el sensor a 120 m. Windographer.....	34
Figura I- 64: Rosa de vientos de energía en 16 sectores, usando el sensor de dirección a 120 m. Windographer.....	34
Figura I- 65: Histograma de velocidad del viento con ajuste por función de densidad de Weibull a 100 m. Windographer. ....	38
Figura I- 66: Histograma de velocidad del viento con ajuste por función de densidad de Weibull a 120 m. Windographer. ....	38
Figura I- 67: Histograma de velocidad del viento con ajuste por función de densidad de Weibull a 150 m. Windographer. ....	38
Figura I- 68: Distribución mensual de frecuencias de velocidad del viento a 120 metros para diferentes agrupaciones de meses. Windographer.....	39
Figura I- 69: Función de distribución acumulada de Weibull (CDF) a las tres alturas disponibles. Windographer.....	40
Figura I- 70: Resultados del análisis de vientos extremos con Windographer. Windographer.....	41
Figura I- 71: Análisis de vientos extremos a 120 metros de altura. Windographer. ....	41
Figura I- 72: Registro de velocidades del anemómetro a 120 metros de altura de todo el período de análisis. Windographer. ....	42
Figura I- 73: TI media y TI representativa vs. velocidad del viento. Elaboración propia. ....	46
Figura I- 74: Histograma de frecuencia por bin. Elaboración propia.....	47
Figura I- 75: TI media y TI representativa vs velocidad del viento. Elaboración propia. ....	48

Figura I- 76: Histograma de frecuencia por categoría IEC. Elaboración propia. ....	49
Figura I- 77: Extrapolación vertical de los datos de viento en Windographer a la altura de 138 metros. Windographer. ....	53
Figura I- 78: Reconocimiento de los datos sintéticos de viento a la altura de 138 metros en WAsP Climate Analyst. WAsP. ....	54
Figura I- 79: Resumen del final de la importación de los datos de velocidad y dirección a 138 metros de altura. WAsP Climate Analyst. ....	54
Figura I- 80: Resultados de la lectura de datos sintéticos de viento en WAsP Climate Analyst. WAsP. ....	55
Figura I- 81: Guardado el archivo .tab de los resultados a 138 metros de altura. WAsP Climate Analyst. ....	55
Figura I- 82: Imagen base sobre la que se digitaliza el entorno del emplazamiento en WAsP Map Editor. Google Earth. ....	56
Figura I- 83: Resultado de la digitalización del entorno en el display de WAsP Map Editor. WAsP. ....	58
Figura I- 84: Detalle del resultado de la digitalización en una zona de la costa con zoom × 40. WAsP. ....	58
Figura I- 85: Resumen del archivo orografía_rugosidad_mapa_GC,map creado en WAsP Map Editor. WAsP. ....	59
Figura I- 86: Ubicación de la herramienta Air Density Calculator dentro de WAsP. WAsP. ....	60
Figura I- 87: Localización de la temperatura media anual del termistor virtual a 138 metros de altura dentro de Windographer —marcado en rojo. WAsP. ....	60
Figura I- 88: Interfaz de WAsP Turbine Editor. WAsP. ....	61
Figura I- 89: Definición del sistema de proyección asociado al archivo de topografía del emplazamiento. WAsP. ....	65
Figura I- 90: Resultado de la incorporación del archivo de topografía dentro de WAsP. WAsP. ....	65
Figura I- 91: Definición de las coordenadas UTM asociadas a la estación meteorológica sintética. WAsP. ....	66
Figura I- 92: Vinculación de los datos de viento al proyecto dentro de WAsP. WAsP. ....	66
Figura I- 93: Archivo de texto con la localización de los aerogeneradores del modelo de simulación a realizar con V172-7.2 MW (Modelo_01.txt). Elaboración propia. ....	67
Figura I- 94: Creación de un Wind duster dentro de un proyecto en WAsP. WAsP. ....	67

Figura I- 95: Fijación de la altura de buje de los aerogeneradores a 138 metros de altura. WAsP.....	68
Figura I- 96: Ventana de WAsP tras incorporar el archivo de texto correspondiente a la localización de los diferentes aerogeneradores. WAsP.....	68
Figura I- 97: Archivo .wtg con la curva de potencia asociada al modelo de aerogenerador V172-7.2 MW. WAsP.....	69
Figura I- 98: Ventana de WAsP tras incorporar el archivo .wtg del modelo V172-7.2 MW. WAsP.....	69
Figura I- 99: Ventana de WAsP tras incorporar el archivo .wtg del modelo V172-7.2 MW y realizar los cálculos internos. WAsP.....	70
Figura I- 100: Selección de Insert a (sibling) reference site at the same location. WAsP.....	71
Figura I- 101: Resultados para el punto de referencia introducido en la localización de la torre de medición. WAsP.....	72
Figura I- 102: Comprobación de la calibración tras aplicar un factor de corrección de 1,45 %. WAsP.....	72
Figura I- 103: Colocación final de las turbinas en WAsP, correspondiente a la simulación 1-sur de la Tabla IV- 19. WAsP.....	79
Figura I- 104: Objetivos de Desarrollo Sostenible con los que queda alineado el proyecto. Naciones Unidas.....	113

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I- 1: Características principales de los parques eólicos offshore flotantes comerciales de la actualidad, en comparación con PEOF Gran Canaria. Elaboración propia.....	62
Tabla I- 2: Características técnicas principales previstas para el centro de transformación del GE Haliade-X 14 MW. Elaboración propia. ....	73
Tabla I- 3: Ejemplo de nomenclatura de un cable RHZ1 38/66 kV 1x800 Al + P1+OL16. Elaboración propia.....	78
Tabla I- 4: Especificaciones técnicas principales del transformador de 160 MVA. BHEL. ....	83
Tabla I- 5: Histórico de precios de generación en las Islas Canarias, en Gran Canaria y en la Península Ibérica, en €/MWh. Observatorio de la Energía de Canarias, OMIE y elaboración propia. ....	110
Tabla I- 6: Precios mayoristas de la energía que se usan en la evaluación económica de PEOF Gran Canaria, desde 2014 hasta 2060. Elaboración propia. ....	111
Tabla I- 7: Resultados de la evaluación económica para los dos escenarios planteados. Elaboración propia.....	114
Tabla I- 8: Evolución del factor de emisión de la generación térmica fósil en Gran Canaria durante el período 2014-2023. Consejería de Transición Ecológica y Energía de Canarias [95]. ....	119
Tabla I- 9: Toneladas evitadas de CO <sub>2</sub> -eq en los dos escenarios planteados. Elaboración propia.....	120
Tabla I- 10: Costes de explotación del Escenario 1, en miles de euros. Elaboración propia. ....	106
Tabla I- 11: Costes de explotación del Escenario 2, en miles de euros. Elaboración propia. ....	107



# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 OBJETIVO

El objetivo de este capítulo es ofrecer una introducción al proyecto PEOF Gran Canaria, cuyas siglas hacen referencia a Parque Eólico *Offshore* Gran Canaria. Se explica la motivación que promueve su desarrollo, los objetivos que se persiguen y la metodología que se usa para llevarlo a cabo.

## 1.2 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La motivación del proyecto se entiende a través de la justificación de este y el origen de la idea.

### 1.2.1 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Hoy por hoy, España no dispone de ningún parque eólico *offshore* comercial. Este hecho hace que sea imprescindible preservar la ambición y el coraje que le han llevado a establecer los objetivos que marca la Hoja de Ruta. Una forma de aportar valor a este sector emergente es mediante estudios de viabilidad de parques eólicos *offshore* —como el que plantea este Trabajo Fin de Máster. Además, el despliegue de la industria no parece estar muy lejos, pues España puede celebrar sus primeras subastas de energía eólica marina en 2025 [1]. Esto puede abrir las puertas a la inversión privada y al desarrollo de proyectos comerciales.

Quizás España esté encaminada en la dirección correcta, o quizás esté siendo demasiado optimista. En cualquier caso, no se deben olvidar los diversos obstáculos que han complicado el comienzo de su desarrollo a gran escala. Destacan los siguientes:

- *Incertidumbre económica:* En España, la competitividad a nivel de costes de la eólica marina aún no está asegurada. Además, recientes problemas en las cadenas de suministro globales y los efectos de la inflación elevan todavía más los costes en el momento actual —entre un 40 % y un 60 % [2]. En proyectos flotantes en España, el coste nivelado de la energía o LCOE se estima en unos 170–175 €/MWh. Esto está muy por encima del precio de la eólica terrestre y el de otras fuentes de energía [3]. Además, un estudio de 2023 en Canarias explica que los parques flotantes precisan entre 4,1 y 4,4 millones de euros por MW de inversión de capital. Si se comparan estas cifras frente a los aproximadamente 3 millones por MW de los sistemas fijos [4], es evidente que se necesitan estudios de viabilidad rigurosos.
- *Infraestructura limitada:* Las infraestructuras portuarias y eléctricas especializadas de España pueden ser limitadas. No todas las redes de evacuación marina ni instalaciones de ensamblaje a gran escala están preparadas para atraer a las plataformas flotantes de este tipo de proyectos. Mientras estas infraestructuras no estén listas, los plazos y costes seguirán siendo inciertos.

- *Batimetría*: El lecho marino español puede llegar a ser muy profundo a escasos kilómetros de la costa, especialmente en el Mediterráneo y el Atlántico. Esto hace inviable recurrir a las cimentaciones fijas en la mayoría de las zonas. Por tanto, se debe apostar por plataformas flotantes —en fase de desarrollo, con costes más elevados y muchos riesgos operativos en el momento actual [5].
- *Inexperiencia*: En España, la incursión en la eólica marina es relativamente nueva. A pesar de la experiencia con DemoSATH —un prototipo flotante instalado frente a la costa vasca en 2023 [6]— o el PivotBuoy de X1 Wind [7], el país no ha puesto en marcha un parque eólico marino comercial. Tampoco se puede asegurar en qué momento se encaminará a hacerlo.

Además de los obstáculos citados, la falta de claridad en las regulaciones ha presentado complicaciones en los últimos años. No obstante, esta situación comenzó a mejorar con la adopción de los POEM en 2023. Aun así, el sistema regulatorio para las licitaciones y permisos se encuentra todavía en desarrollo. Todo esto se tratará con más detenimiento en capítulos posteriores.

Ahora que España se prepara para implementar proyectos comerciales, es esencial contar con evaluaciones de viabilidad que reflejen los gastos reales, las limitaciones técnicas y las características particulares de cada ubicación con buen recurso eólico.

Así, este TFM busca llenar estos vacíos de información, presentando un análisis de viabilidad con información realista —y en sintonía con el nuevo marco regulatorio.

## 1.2.2 ORIGEN DE LA IDEA

Este TFM pertenece al repositorio de trabajos que la directora —Consuelo Alonso Alonso— tiene a su disposición. Y, más concretamente, nace del interés de la autora en conocer y aprender de la industria eólica marina —prometedora y llamativa en el contexto actual.

## 1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Los objetivos del proyecto se desglosan en dos: el objetivo general y los objetivos específicos. Ambas partes se comentan a continuación.

### 1.3.1 OBJETIVO GENERAL

El objetivo principal de este proyecto es:

- Evaluar la viabilidad del parque eólico PEOF Gran Canaria, a través de un análisis exhaustivo del recurso eólico, diversas simulaciones energéticas y un estudio económico completo —dividido en dos escenarios hipotéticos realistas.

### 1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para lograr el objetivo principal, se deben cumplir los siguientes objetivos específicos:

1. Estudiar la evolución en el tiempo, el funcionamiento actual y el impacto macroeconómico de la energía eólica en España —especialmente de la energía eólica *offshore*.
2. Evaluar tres posibles emplazamientos en las costas del territorio español, justificando la selección del más conveniente para el desarrollo del proyecto.
3. Determinar la disponibilidad y calidad del recurso eólico en la zona de estudio —empleando Windographer, atlas eólicos y las bases de datos sintéticos que proporciona la empresa VORTEX.
4. Proyectar, en el máximo realismo posible, un parque eólico *offshore* en España. As su vez, esto incluye:
  - Seleccionar el aerogenerador comercial óptimo a partir de simulaciones con WAsP.
  - Diseñar el *layout* del parque.
  - Estimar la producción energética anual.
  - Realizar cálculos justificativos que sustenten la viabilidad técnica y económica. Se incluyen estimaciones del VAN, TIR, LCOE, CAPEX, OPEX. También los ingresos esperados, entre otros.

## 1.4 METODOLOGÍA DE TRABAJO

### 1.4.1 HITOS DE TRABAJO

Para llevar a cabo este proyecto y, por consiguiente, poder cumplimentar adecuadamente los objetivos citados en el apartado 1.3, la metodología de trabajo se puede desglosar en los siguientes hitos:

1. Aprendizaje y consolidación de conocimientos sobre la energía eólica —gracias a la impartición de un curso especializado y a largas horas de *research* individual.
2. Aprendizaje sobre el manejo del *software* Windrographer.
3. Evaluación, análisis y recopilación de datos de tres posibles emplazamientos.
4. Selección del mejor emplazamiento.
5. Solicitud de datos eólicos sintéticos a VORTEX —con las coordenadas UTM representativas del mejor emplazamiento.

6. Análisis estadístico-descriptivo —con los datos sintéticos de VORTEX— a partir de los cálculos y resultados de Windrographer.
7. Aprendizaje sobre el manejo del *software* WAsP.
8. Ejecución de diversas simulaciones energéticas del parque eólico con WAsP —empleando diferentes modelos de aerogenerador.
9. Selección del aerogenerador comercial óptimo.
10. Optimización y rediseño del *layout* del parque eólico.
11. Realización de cálculos justificativos.
12. Desarrollo del proceso de instalación del parque —incluyendo la obra civil.
13. Diseño de las instalaciones eléctricas del parque.
14. Estudio de la viabilidad económica y elaboración de un presupuesto de ejecución.
15. Elaboración de planos.
16. Redacción del proyecto.
17. Revisión del proyecto.
18. Presentación y defensa del proyecto.

#### **1.4.2 PLAN DE TRABAJO**

El plan de trabajo que se recomienda seguir se divide en:

1. Recopilación de información técnica y contextual (octubre – noviembre 2024).
2. Análisis del recurso eólico (noviembre – diciembre 2024).
3. Selección del emplazamiento (diciembre 2024 – enero 2025).
4. Simulaciones con WAsP (febrero – marzo 2025).
5. Cálculos energéticos, eléctricos y económicos (abril – mayo 2025).
6. Redacción del informe (marzo – julio 2025).
7. Revisión y reorganización final (julio 2025).
8. Presentación y difusión del proyecto (agosto 2025).

## 2 ESTADO DEL ARTE DE LA EÓLICA MARINA

### 2.1 OBJETIVO

El objetivo de este capítulo es analizar el estado del arte de la energía eólica marina. En primer lugar, se ofrece una visión global, europea y nacional sobre su desarrollo. Después, se comentan algunas de sus principales características, junto con su evolución frente a la eólica terrestre y algunos proyectos de referencia. Asimismo, se abordan las perspectivas de futuro, comentando objetivos y tendencias de crecimiento. Finalmente, se describen las principales tecnologías y el funcionamiento general de un parque eólico marino típico.

### 2.2 INTRODUCCIÓN

Como bien introduce Jonathan Cole en el último análisis global del GWEC —por sus siglas en inglés, de Global Wind Energy Council— se necesita ambición y coraje para afrontar los retos energéticos actuales [8, p. 2]. Por un lado, la ambición siempre lleva al ser humano a ser audaz y a pensar a lo grande, algo imprescindible en la búsqueda de un futuro energético limpio. Por otro lado, el coraje siempre se necesita a la hora de tomar decisiones comprometidas —fomentando, a su vez, la mencionada ambición.

Unos dos cientos gobiernos muestran una clara ambición en la COP28 de Dubái, cuando se acuerda triplicar la capacidad mundial de energías renovables prevista para 2030. Además, en esta conferencia se deposita un voto de confianza importante en la energía eólica. No obstante, la valentía asociada a las decisiones futuras todavía tiene que demostrarse; el nuevo objetivo resulta excesivamente ambicioso.

De momento, solo se puede hablar de un avance significativo en la industria eólica —aunque especialmente en la terrestre. Para consolidar este gran objetivo de alcanzar los 320 GW —de potencia eólica global— en 2030, es necesario acelerar la instalación de este tipo de generadores de energía, impulsando su innovación tecnológica. En este contexto, el sector de la energía eólica marina emerge como pilar fundamental: el objetivo de la COP28 no se podrá alcanzar sin su desarrollo.

El protagonismo reciente del sector eólico en el mar deriva del consolidado éxito del sector sobre tierra, además del gran potencial eólico que existe más allá de las costas —donde se ha podido comprobar que la velocidad del viento permite hasta duplicar la producción de energía que se obtiene en un parque eólico terrestre [9].

Además, las facilidades que ofrece el transporte de los aerogeneradores por mar permiten alcanzar potencias unitarias significativamente mayores que en tierra. Esto, junto con otra serie de factores —como el bajo impacto visual o acústico—, permite hacer competencia a la ya consolidada industria eólica terrestre. Por tanto, nadie puede negar que la energía eólica marina puede constituir una solución clave en la transición energética.

## 2.3 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA MARINA

En este apartado se explica la evolución de la energía eólica marina, desde sus inicios a comienzos de la década de los 90 hasta la actualidad.

### *1991-2001: Los primeros parques eólicos marinos*

Pese a lo que muchos puedan pensar, la industria de la eólica marina comienza su desarrollo en Europa: Europa es la cuna de la eólica marina. Es Dinamarca quien instala el primer parque *offshore* en 1991 —el Vindeby Offshore Wind Farm [10]. Este se compone de once aerogeneradores del fabricante Bonus Energy, de una potencia nominal de 450 kW cada uno. Siendo así, la potencia nominal del primer parque eólico *offshore* del mundo es de 4,95 MW. En su momento de desarrollo, este proyecto se considera excesivamente innovador y no termina de impulsar la industria.

Tras este primer proyecto, el desarrollo de la eólica marina es lento durante la década de los 90. En este período, solo se desarrollan unos cuantos proyectos piloto en países como Dinamarca, Suecia, Países Bajos o Reino Unido. De estos, el proyecto con más potencia alcanza los 40 MW. Por tanto, se evidencia que los esfuerzos de esos años se depositan en adquirir aprendizajes valiosos y demostrar que existe viabilidad técnica para proyectos de este tipo, aunque con una visión futurista.

En 1998, el Gobierno de Dinamarca vuelve a tomar la iniciativa: anuncia sus planes de construir hasta cinco parques eólicos marinos de 150 MW cada uno. Asimismo, el Gobierno de Reino Unido, The Crown Estate y la Asociación Británica de Energía Eólica comienzan a regular el desarrollo de la eólica marina *offshore*; inician en 2001 la primera ronda de adjudicaciones.

### *2002-2011: El primer parque de escala comercial*

Con el cambio de milenio, la industria comienza a acelerarse. Dinamarca pone en marcha el primer parque eólico de escala comercial: el Horns Rev 1 de 160 MW. Del mismo modo, Reino Unido comienza a plantearse el desarrollo de grandes proyectos, con una segunda ronda de adjudicaciones en 2003 y una tercera en 2008 —en la que se llegan a ofrecer hasta 32 GW de capacidad.

En este contexto de crecimiento, muchas empresas eléctricas comienzan a colaborar con grandes inversores institucionales: todos buscan compartir el riesgo y la inversión.

En 2009, Bélgica se une a la ola de eólica marina, con la puesta en marcha de la primera fase del proyecto C-Power en Thornton Bank.

En 2010, Finlandia entra de forma modesta en el mercado —con el parque piloto Pori Tahkoluoto Demo [11]. De forma paralela, Alemania hace algo parecido: presenta el Alpha Ventus de 60 MW [12]. China también da sus primeros pasos introduciendo su primer parque eólico marino a escala comercial: el Donghai Bridge de 102 MW.

Pese a los nuevos proyectos, las reticencias continúan siendo evidentes hasta finales de la primera década de los 2000.

**2012-2017: El comienzo de la reducción de los costes**

A partir de 2012, la eólica marina empieza a consolidarse como una industria estructurada. No obstante, los efectos de la crisis financiera global de 2008 obligan a aplicar políticas de austeridad, lo que lleva a los gobiernos a exigir una reducción del LCOE. Consecuentemente, la empresa danesa Ørsted propone alcanzar los 100 €/MWh para 2020.

Con el objetivo de optimizar los costes y de continuar la expansión del mercado, muchos fabricantes y proveedores comienzan a colaborar entre sí. Así, la competencia de la industria aumenta. También se empiezan a fabricar cimentaciones más ligeras y turbinas más grandes —de hasta 8 MW. En general, se tiene la impresión de que la cadena de valor comienza a estandarizarse, aunque de forma paulatina.

En 2013, Reino Unido reforma su sistema de apoyo a las renovables. Se introducen las subastas con CfD, con el fin de garantizar un precio fijo de venta de la energía generada. Además, para continuar el ritmo previsto, los británicos se apoyan en los *FID Enabling Contracts* hasta que comienzan a funcionar los CfD. En este mismo año, Japón también instala su primer parque eólico piloto: el Fukushima FORWARD. Este proyecto es motivado por el desastre de Fukushima en 2011 [13] y destaca por usar plataformas flotantes —algo realmente innovador y arriesgado por entonces.

En 2017, Taiwán pone en marcha la primera fase de su primer parque eólico marino: el Formosa 1 [14]. Igualmente, Estados Unidos se incorpora al mercado. Este lo hace con el Block Island Wind Farm de 30 MW, en Rhode Island [15]. En este año, Reino Unido también pone en funcionamiento el primer parque eólico *offshore* flotante del mundo a escala comercial: el famoso Hywind Scotland de 30 MW [16].

Paralelamente, Países Bajos, Dinamarca y Alemania lanzan sus primeras subastas entre 2015 y 2017.

Puesto que el desarrollo de la eólica marina deriva de la experiencia de la terrestre, se comienzan a crear normativas específicas para esta nueva industria. Esto hace que comiencen a instalarse turbinas pensadas solo para uso marino a partir de 2014. Un ejemplo de ello es la Siemens SWT-6.0-154, una de las primeras turbinas sin versión terrestre [17].

**2018-actualidad: Expansión global**

Desde 2018, el coste de la energía procedente de nuevos parques eólicos parece ser inferior al de algunas plantas de gas o centrales nucleares en el noreste de Europa (Figura I- 1). Verdaderamente, la industria empieza a cambiar.

Los expertos del sector empiezan a sentir que la energía eólica marina puede empezar a ser una opción verdaderamente competitiva. Además, la pionera Europa empieza a sentirse respaldada por otros países, como China o Taiwán. Esto se refleja en la bajada progresiva del LCOE, en los diversos avances tecnológicos y en los objetivos que se empiezan a establecer en diferentes países del mundo. También en la difusión de conocimiento sobre la industria en la sociedad.

Por un lado, la bajada del LCOE puede observarse en la Figura I- 2.

En cuanto a avances tecnológicos, conviene destacar la llegada de turbinas *offshore* de hasta 26 MW, producidas por la compañía Dongfang Electric en China [18]. Del mismo modo, llama la atención el proyecto Dogger Bank Wind Farm en Reino Unido, considerado el parque eólico marino más grande del mundo —con una capacidad prevista de 3,6 GW cuando finalice la última fase de su construcción —previsiblemente— en 2026 [19].

**Figura I- 1: Comparativa del coste nivelado de la energía en el noreste de Europa en el año 2023, en €/MWh. BloombergNEF [20].**



**Glosario:** CCGT = central de ciclo combinado de turbina de gas —*combined cycle gas turbine power plant*, en inglés.

En cuanto a objetivos ambiciosos, la Comisión Europea pretende alcanzar entre 86-89 GW en 2030 y hasta 366 GW en 2050 [21]. Además, resulta interesante saber que Europa tiene un potencial económicamente viable de eólica marina de 600 GW —suficiente para cubrir más del 80 % de la demanda de la UE [22]. De forma paralela, Estados Unidos tiene previsto instalar 30 GW para 2030 [23]. Japón, por su parte, busca alcanzar los 10 GW para finales del mismo año [24].

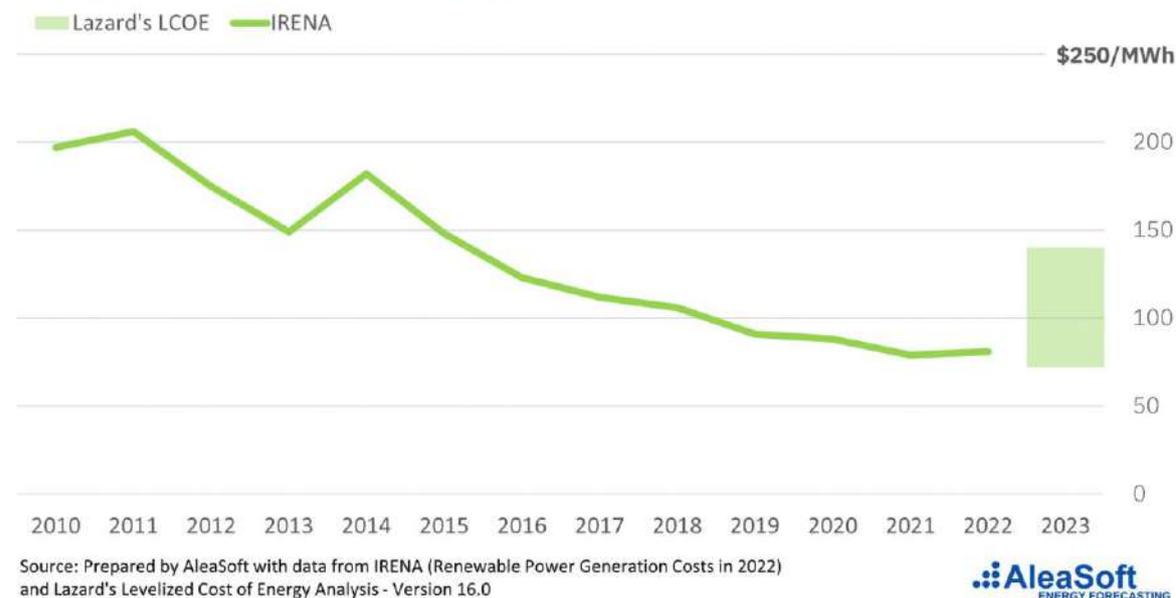
A pesar del ritmo de despliegue de la eólica marina, diversas fuentes coinciden en que los costes pueden ser más altos al principio —sobre todo para países pioneros. Esto podría aplicarse al caso de España, donde debería establecerse una cadena de suministro nacional e instalarse decenas de MW si se quisiera comenzar a notar la reducción de los costes.

En cualquier caso, es innegable que la industria eólica marina se encuentra en un momento de expansión global acelerada.

**Figura I- 2: Evolución del LCOE global en parques eólicos marinos (de cimentaciones fijas y flotantes) desde 2010 a 2023. AleaSoft Energy Forecasting.**

## Levelized Cost Of Electricity (LCOE) for Offshore Wind

Average LCOE of offshore wind projects 2010-2023



## 2.4 ESTADO ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA

### 2.4.1 NIVEL MUNDIAL

Hasta la fecha, 2024 es el mejor año de la historia para la industria eólica, sumando 117 GW de nueva capacidad a nivel mundial (Figura I- 3). Esto eleva la capacidad total instalada a 1.136 GW, lo que supone un incremento del 11 % con respecto al año anterior [25]. De los más de 1.000 GW instalados en el mundo, 83,2 GW son de eólica marina, el aproximadamente 7 % de la capacidad total. Adicionalmente, 1,9 GW de los 83,2 GW se corresponden con instalaciones flotantes —en torno a un 2 %.

Por segundo año consecutivo, las nuevas instalaciones de eólica terrestre superan el umbral de los 100 GW, con 109 GW en 2024. No obstante, la nueva capacidad de eólica marina que se instala en 2024 es de 8 GW (Figura I- 4). Esto supone un 26 % menos que el año anterior y, además, queda registrado como el nivel más bajo desde 2021 [25].

Figura I- 3: Evolución de la capacidad eólica mundial interanual, en MW. GWEC.



La región de Asia-Pacífico se proclama líder en el desarrollo de la energía eólica en 2024. Gracias al crecimiento del sector en países como China e India, esta región del mundo representa el 75 % de la cuota de mercado. Además, China es el líder mundial de la eólica marina: añade 4 GW de potencia en 2024 y ya acumula 41,8 GW [25].

En el caso de Europa, la nueva capacidad instalada es de 16,4 GW, de los cuales 2,7 GW son *offshore*. Esta cifra supone un 10 % menos en comparación con el año anterior. Consecuentemente, su cuota global en el mercado también se reduce, con un 2 % menos que en 2023. A pesar de este decremento, Europa continúa teniendo el segundo mercado eólico más grande del mundo. Este se evalúa en el subapartado siguiente.

América del Norte mantiene la tercera posición en nueva capacidad instalada durante 2024. No obstante, su cuota de mercado global cae un 33 % con respecto al año anterior. Esto se debe a que la instalación de nuevos parques eólicos terrestres en Estados Unidos se reduce drásticamente: se instala la menor capacidad desde el año 2013. No obstante, Estados Unidos lidera el mercado *offshore* de esta región del mundo. En 2024, amplía su capacidad con 132 MW adicionales.

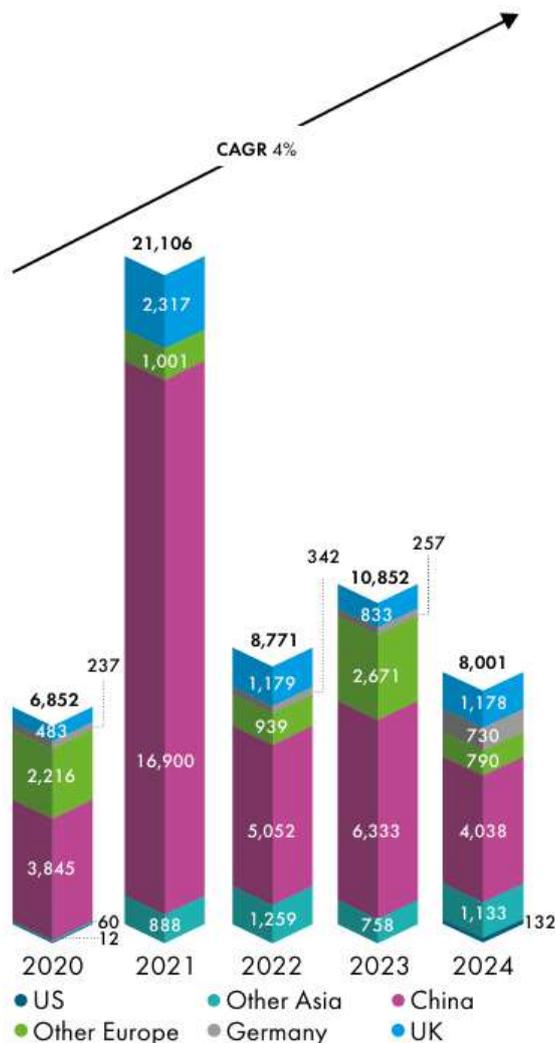
América del Sur es el cuarto mayor mercado en 2024. Sin embargo, su cuota de mercado también se reduce un 1 %. Esto se debe a la caída en capacidad instalada en Brasil, que baja un 30 % con respecto a 2023.

África y Oriente Medio continúan siendo el mercado más pequeño. A pesar de ello, sus nuevas incorporaciones se duplican con respecto al año anterior.

A nivel global, los cinco países que más potencia instalan en 2024 son: China, Estados Unidos, Alemania, India y Brasil. Conjuntamente, estos cinco mercados representan el 81 % de las nuevas instalaciones mundiales en 2024. Además, estos cinco países también son los que mayor capacidad total instalada registran al finalizar 2024. En 2023, los cinco países líderes del mercado son los mismos a excepción de Brasil, situado en la sexta posición. Curiosamente, tras el balance de 2024, España cede la quinta posición a Brasil.

En cualquier caso, los cinco países que lideran en 2024 concentran el 73 % de la capacidad eólica mundial [25].

Figura I- 4: Evolución de la capacidad eólica marina mundial interanual, en MW. GWEC.



En vista de este análisis, se puede observar que la mayor parte de la energía eólica global proviene de instalaciones *onshore*. Asimismo, se puede ver cómo la energía terrestre se encuentra mejor repartida geográficamente. El mercado de la energía eólica *offshore* solo lo dominan unos pocos. Es más, más del 94 % de la nueva potencia eólica marina que se instala en 2024 proviene solo de cinco países: China, Reino Unido, Taiwán, Alemania y Francia.

A gran escala, China y Europa dominan la eólica marina. De hecho, China es el país que más instalaciones *offshore* aporta en los últimos años y, en la actualidad, acumula prácticamente la mitad de la capacidad mundial instalada. Después de este líder consolidado, está Reino Unido. A este le siguen Alemania, Países Bajos y Dinamarca.

Por último, conviene destacar que en el análisis comparativo entre la eólica terrestre y marina, es importante tener en cuenta el tamaño de los proyectos. Generalmente, los parques eólicos marinos tienen mayor escala unitaria que la mayoría de los terrestres — al aprovecharse el espacio del mar. No obstante, los costes y las diversas barreras de

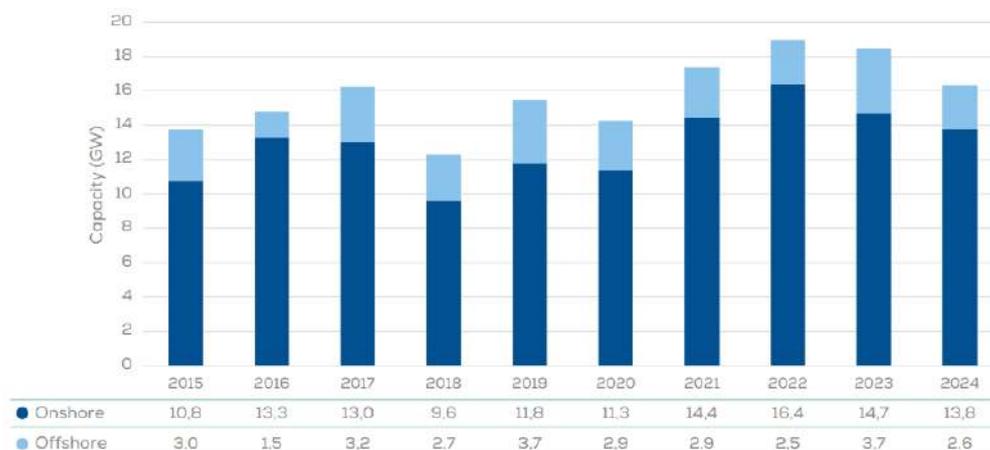
entrada han hecho que, históricamente, la eólica terrestre crezca de forma más acelerada por todo el mundo. Aun así, las ventajas únicas de la eólica marina tienen previsto mejorar sus cifras en los reportes anuales de la próxima década.

## 2.4.2 NIVEL EUROPEO

A nivel europeo, las diferencias entre potencia instalada *onshore* y *offshore* no son tan grandes. De acuerdo con el último reporte de WindEurope, Europa tiene una capacidad eólica total de 284,91 GW [26]. En este caso, la división es la siguiente: 248,26 GW es *onshore* y 36,65 GW *offshore* —lo que supone el aproximadamente 13 % de capacidad instalada total. Asimismo, esta división permite establecer que Europa aporta el 25 % de la capacidad eólica mundial o, lo que es lo mismo: un 24 % de la eólica terrestre mundial y un 44 % de la eólica marina global.

Como bien se comenta en el apartado anterior, la instalación de nueva potencia eólica en Europa alcanza la cifra de 16,4 GW. De acuerdo con GWEC, 13,7 GW se corresponden con instalaciones terrestres. Los 2,7 GW restantes hacen referencia a parques marinos [25]. WindEurope, por su parte, registra unos valores de 13,8 GW y 2,6 GW, respectivamente [26] (Figura I- 5, Figura I- 6).

**Figura I- 5: Instalación interanual de capacidad eólica en Europa, entre 2015 y 2024. WindEurope.**



### ***Eólica terrestre***

En 2024, Alemania es el país europeo que más capacidad de energía eólica terrestre instala: 3,3 GW. Aun así, su instalación disminuye un 8 % en comparación con 2023. Asimismo, es interesante saber que un tercio de esta nueva capacidad instalada deriva de la repotenciación de algunos de sus parques.

Finlandia se coloca en segundo lugar, con 1,4 GW instalados en 2024. En este caso, su instalación interanual aumenta en torno a un 7 %. En 2024 no se desmantela ningún parque eólico.

Por otro lado, Turquía añade a su *mix* 1,3 GW en 2024. Esta capacidad es más del doble que en 2023. El aumento se debe a proyectos de ampliación de capacidad y a la incorporación de proyectos del programa YEKA-2.

Por su parte, España instala 1,2 GW de energía eólica terrestre. Esta cifra duplica prácticamente la capacidad registrada del año anterior. Aunque se desmantelan 435 MW y la adición neta acaba siendo de 748 MW.

Francia instala 1,1 GW. Esta cifra es aproximadamente un 8 % inferior al valor registrado en 2023. Además, se desmantelan 13 MW. Teniendo esto en cuenta, las adiciones netas al *mix* francés se quedan en 1.068 MW.

Suecia también añade 1,02 GW de instalaciones eólicas terrestres en 2024.

Destaca también la suma de potencia terrestre de países como Polonia, Reino Unido, Italia o Lituania. Aunque ninguno de ellos supera la instalación de 1 GW en 2024, sí aportan más de 500 MW a sus respectivos sistemas energéticos.

Polonia instala 805 MW, Reino Unido aporta 739 MW, Italia 685 MW y Lituania obtiene su mejor registro hasta la fecha: 522 MW.

Figura I- 6: Instalación interanual de capacidad eólica en Europa en 2024. WindEurope.



### Eólica marina

La nueva capacidad de eólica marina que instala Europa en 2024 supone, aproximadamente, un tercio de la capacidad eólica instalada mundial. Concretamente, esta procede de ocho parques eólicos, repartidos entre tres países: Reino Unido, Alemania y Francia.

Por un lado, Reino Unido suma 1,2 GW de capacidad eólica marina. Añade a su capacidad instalada los parques eólicos marinos de Moray West y de Neart Na Gaoithe. Por otro lado, la fase A del proyecto Dogger Bank —actualmente, el proyecto más grande del mundo bajo construcción— vuelve a sufrir retrasos: solo se instalan cinco turbinas GE Haliade-X 13 MW de las 95 que se espera haber registrado para la segunda mitad de 2025. Por su parte, Alemania incorpora 730 MW con los parques de Baltic Eagle y Gode Wind 3. Siguiendo esta línea, Francia añade 658 MW, entre los parques de Fécamp y Saint-

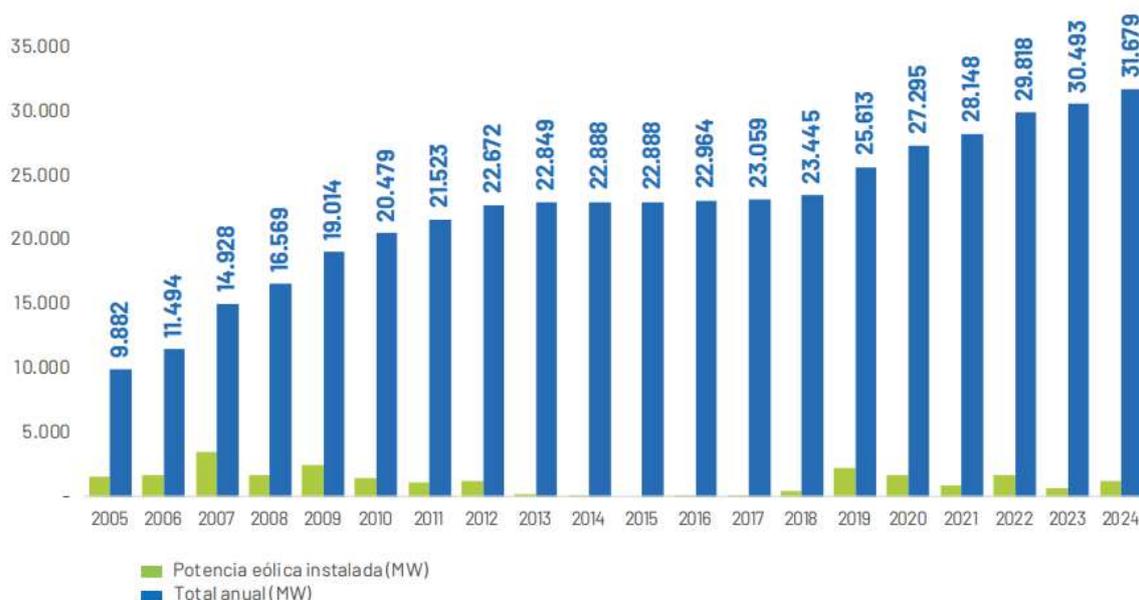
Briec. Además, de los proyectos franceses destaca el Provence Grand Large de 25,2 MW: el único parque eólico flotante que se instala en Europa en 2024.

En cuanto a nuevas adjudicaciones *offshore*, Alemania y Países Bajos se asignan 8 y 4 GW, respectivamente. Lo hacen a través de subastas con pujas negativas. Reino Unido, Noruega y Francia también abren nuevas adjudicaciones, aunque mediante contratos tipo CfD. Estos países añaden 5,3 GW, 1,6 GW y 0,75 GW, respectivamente [25].

### 2.4.3 NIVEL NACIONAL

En España, la comparación entre la eólica terrestre y la marina manifiesta un enorme desequilibrio. De acuerdo con WindEurope, el país cuenta con una capacidad total de 31,17 GW en tierra y 7 MW en mar. Siendo así, se puede afirmar que España es, indudablemente, una potencia eólica terrestre (Figura I- 7).

Figura I- 7: Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España. AEE.



En el último año, España solo incorpora parques eólicos terrestres, aportando un total de 1.188 MW. Las comunidades autónomas con mayor potencia instalada en 2024 son Castilla y León, Aragón y Navarra. Estas aportan al *mix* energético 550,1 MW, 246,4 MW y 195,8 MW, respectivamente [27].

De acuerdo con la AEE, España se beneficia de la energía del viento en 47 de sus 50 provincias. Además, 20 de estas provincias son capaces de generar más de 1 TWh de energía al año. Esto demuestra el gran potencial eólico del país. De hecho, la industria eólica es tan potente que constituye la principal fuente de generación del *mix* energético —con una cuota de mercado del 22,9 % en 2024 [27] (Figura I- 8).

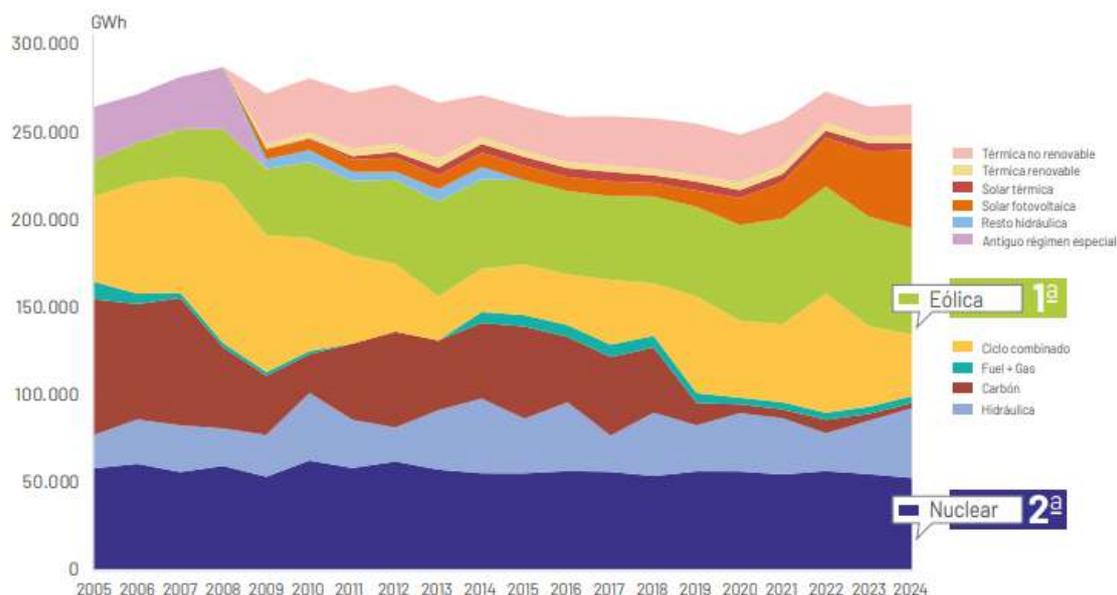
En el momento de redacción de este documento, España no dispone de parques eólicos marinos comerciales operativos. Además, la capacidad eólica marina instalada es

prácticamente nula. Tan solo existen dos proyectos piloto experimentales a pequeña escala: uno frente a la costa de Gran Canaria y otro en la costa del País Vasco. El primero es el denominado DemoSATH: una turbina de 2 MW con plataforma flotante [28]. El segundo pertenece al proyecto europeo ELICAN: un aerogenerador de 5 MW de cimentación fija [29]. Siendo así, se registra que la capacidad instalada actual es de 7 MW.

Además de desarrollar los dos prototipos anteriores, España cuenta con la herramienta de los POEM. Se trata de unos planes que ordenan y planifican los posibles usos de las aguas que rodean al territorio (se explican con más detenimiento en apartados posteriores de este documento). Adicionalmente, en 2024 se aprueba el Real Decreto 962/2024, un documento que establece el marco regulatorio del despliegue de esta industria en España. En su último informe anual, la AEE declara de forma optimista que, precisamente por la aprobación de dicho RD, 2024 constituye un año importante para la industria eólica marina [27]. No obstante, todavía existen muchas incertidumbres que deben solventarse —principalmente debido a que la subasta prevista no parece que vaya a suceder este 2025.

Las características principales de este RD se exponen en el subapartado siguiente.

**Figura I- 8: Generación anual por tecnologías en 2024, en GWh. AEE.**



#### 2.4.3.1 Real Decreto 962/2024

El 24 de septiembre de 2024, el Consejo de Ministros aprueba el Real Decreto 962/2024 —a propuesta del MITECO. Se trata de un RD que regula la producción de energía de las tecnologías renovables que pueden ubicarse en el mar<sup>1</sup>. Paralelamente, la aprobación de

<sup>1</sup> Realmente, el Real Decreto 962/2024 se aplica a todas aquellas tecnologías renovables que puedan ubicarse en el mar o aprovechar la energía de este. Por tanto, la energía undimotriz —o energía de las olas— acompaña a la energía eólica dentro del reglamento.

este RD deroga el Real Decreto 1028/2007 —que previamente guardaba los aspectos administrativos para tramitar autorizaciones de instalaciones en el mar.

Se debe tener en cuenta que un RD no tiene rango de ley, sino de reglamento. Siendo así, este no puede crear obligaciones generales por sí mismo. En este caso, depende íntegramente de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. También queda vinculado a otros RD —como el Real Decreto 150/2023 que recoge los POEM anteriormente mencionados. Consecuentemente, se encarga de definir cómo se aplican las disposiciones de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico a los futuros parques eólicos marinos.

Antes de introducir este RD, el consorcio de promotores de un parque eólico tenía que ver si este iba a recibir alguna retribución regulada —por ejemplo, a través de subastas. Análogamente, también era su responsabilidad analizar si tenía derecho a conectarse a un nudo concreto de la red de transporte o si se le podía conceder permiso para explotar una zona concreta del espacio marítimo.

Con el nuevo RD, cambia todo lo anterior: ahora todos los proyectos que se propongan deben participar en subastas —a excepción de los proyectos piloto de potencia inferior a 50 MW que se desarrollen fuera de las ZAPER o en los PdE de interés general. Además, estas subastas otorgan un REER<sup>2</sup>, reservan la capacidad de acceso a la red en un nudo concreto y conceden prioridad a ocupar una zona concreta del DPMT —siempre que esta no entre en conflicto con los espacios definidos en los POEM [30]. Teniendo esto en cuenta, se podría decir que la forma de adjudicar los proyectos de parques eólicos marinos es una especie de modelo de 3 en 1.

El documento del RD 962/2024 también incluye las fases que se deben seguir para crear el sistema subastas. La base regulatoria de estas se debe introducir dentro de una Orden Ministerial. Tras la creación de esta, la subasta se publica en el BOE —con un calendario del procedimiento y toda la información necesaria para las empresas que decidan participar. Después, se crea una Comisión Técnica de Valoración y se adjudica la potencia subastada [30] —junto con un precio de adjudicación concreto, la preasignación de una energía mínima y máxima, los detalles de las tecnologías que conviene usar, la capacidad de acceso en el nudo de REE, etc.

De igual modo, el nuevo RD también habla de:

- El establecimiento de unos plazos máximos para entregar energía —de entre 10 y 15 años. Aunque también se comenta que estos se pueden prorrogar hasta 30 años.
- La comprobación de solvencia de las empresas que quieran participar —a nivel técnico, económico y medioambiental. También la valoración de su impacto positivo sobre el empleo local y la industria del país.
- Algunas facilidades para desarrollar proyectos pequeños —de tipo piloto. De esta manera, se pueden llegar a eliminar algunos trámites.

---

<sup>2</sup> El REER constituye el denominado Régimen Económico de Energías Renovables, un marco retributivo que garantiza al consorcio de promotores de un parque eólico un precio fijo por su venta de energía o potencia instalada —o una combinación de ambas. Esto está regulado en el RD 960/2020.

- Una armonización de la retribución en territorios insulares —como las Islas Canarias o las Islas Baleares. Esto puede ser clave en la viabilidad de un parque eólico en Gran Canaria —como PEOF Gran Canaria.

Sin embargo, en el momento de redacción de este documento, no existe una fecha de convocatoria. Inevitablemente, esto genera incertidumbre en el sector.

Por otro lado, existe una larga lista de incertidumbres. En ella, se pueden destacar los puntos siguientes:

- No existe claridad sobre quién debe encargarse de construir la subestación elevadora de los parques. Lo mismo sucede con la línea eléctrica de evacuación —a pesar de que se puede asumir que debería ser responsabilidad de REE. Esta incertidumbre puede frenar las inversiones.
- No existe una ventanilla única para coordinar todos los trámites. Esto ralentiza los procesos.
- No existe un calendario claro para las subastas a largo plazo. Como consecuencia de esto, las empresas no saben de qué forma deben planificarse.
- Tampoco se especifican los hitos concretos que deben cumplirse durante el desarrollo de los proyectos. De forma paralela, tampoco se asegura que las condiciones no puedan cambiar tras la adjudicación de un proyecto en la subasta.
- No se implementa un mecanismo ágil para proyectos innovadores.
- No hay garantía de compensar a los promotores si estos no logran la conexión a tiempo por problemas con el operador de la red: REE.

La falta de claridad en la regulación despierta inseguridades en el sector. Como consecuencia de esto, la AEE y la plataforma Foro Eólico Marino emitieron un comunicado el pasado 15 de julio de 2025 [31]. En este, se exigía al Gobierno de España convocar la primera subasta eólica marina. También se exhibían una serie de riesgos potenciales, vislumbrando cierta preocupación.

## 2.5 PROYECTOS DE REFERENCIA

Desde que comienza su desarrollo, la eólica marina tiene la oportunidad de dar a conocer diversos proyectos. En este apartado, se comentan algunos parques eólicos marinos de referencia:

- *Hornsea 2*: En la actualidad, es el parque eólico marino en operación más grande del mundo. Opera desde 2022. Se encuentra en el Mar del Norte, a unos 89 km de la costa de Yorkshire, en Reino Unido. Está compuesto por 165 turbinas SG 8.0-167 DD, del fabricante Siemens Gamesa. La potencia nominal de cada turbina es de 8 MW, lo que suma una potencia total de 1,3 GW. Su gran escala hace que sea un proyecto en el punto de mira. Además, destaca por su capacidad para abastecer a más de un millón de hogares —de acuerdo con Ørsted [32]. Es el segundo proyecto del conjunto Hornsea. Tras Hornsea 2, está previsto desarrollar Hornsea 3 y Hornsea 4, lo que llevará a crear un megacomplejo en el mar de más de 5 GW.

- *Dogger Bank*: Es el parque eólico marino más grande del mundo, aunque actualmente se encuentra en construcción. Tan solo operan parcialmente algunas de sus turbinas, desde 2023. Además, su desarrollo está dividido en tres fases: la fase A, la fase B y la fase C. Cada una de ellas prevé aportar 1,2 GW. También se encuentra en el Mar del Norte, a una distancia entre 125 y 290 km al este de Yorkshire, en Reino Unido. En las dos primeras fases, se emplean turbinas GE Haliade-X 13 MW [33]. En la última fase, muy posiblemente se usen las GE-Haliade-X 14 MW —las turbinas en operación más grandes del mundo. Las plataformas de los aerogeneradores son monopilotes, dada la profundidad moderada del Mar de Norte. Además de destacar por su gran capacidad de abastecimiento futura, se considera un proyecto ejemplar por sus avanzadas técnicas de construcción *offshore*.
- *Hywind Scotland*: Es un proyecto de 30 MW. Destaca por ser pionero en el uso de plataformas flotantes. Se encuentra en operación desde 2017. Está situado en el Mar del Norte, a aproximadamente 25 kilómetros de la costa de Peterhead, en Escocia. Usa plataformas flotantes tipo *spar*, adecuadas para la profundidad media de 100 metros de su fondo marino [34]. Se puede usar como referencia en la ejecución de otros proyectos. De alguna forma, sirve para confirmar la viabilidad técnica del tipo de parques *offshore* más complejos.
- *WindFloat Atlantic*: Principalmente, destaca por ser el primer parque comercial de la región de Europa continental. Comienza su operación en 2020. Está ubicado a unos 20 kilómetros de la costa de Viana do Castelo, en Portugal. Cuenta con 3 turbinas Vestas V164-8.4 MW, sumando un total de aproximadamente 25 MW. Dada la profundidad de las aguas del emplazamiento, el parque usa plataformas semisumergibles WindFloat —un modelo concreto desarrollado por la empresa californiana Principle Power [35]. Algo de este estilo podría considerarse en el desarrollo futuro de la eólica en España. Además, a modo de curiosidad, las turbinas del parque se instalan en el puerto exterior de Ferrol, en Galicia. Asimismo, la empresa española Repsol forma parte del consorcio de empresas promotoras del proyecto [36].

Estos ejemplos son solo una forma de ilustrar la evolución de la eólica marina. Al final, cada proyecto aporta lecciones de algún tipo: de escalabilidad, en relación con la tecnología que se emplea o de operación.

## 2.6 PERSPECTIVAS DE FUTURO

### 2.6.1 NIVEL MUNDIAL

El sector energético se enfrenta siempre a una gran incertidumbre: el funcionamiento del mundo cada vez es más complejo.

A pesar de esto, el GWEC continúa confiando en el crecimiento global del sector eólico: predice 138 GW de nueva capacidad al término de este año y 982 GW en 2030. Esto equivale a una media de 164 GW anuales hasta dicho año. Concretamente, se espera que 827 GW de esta nueva capacidad sean instalaciones *onshore*. Por tanto, 156 GW se corresponden con instalaciones *offshore* —representando China un 51 % y los países de

la UE un 33 % [25]. El último informe de WindEurope es algo más ambicioso: muestra una predicción global de 140 GW de nueva capacidad [26].

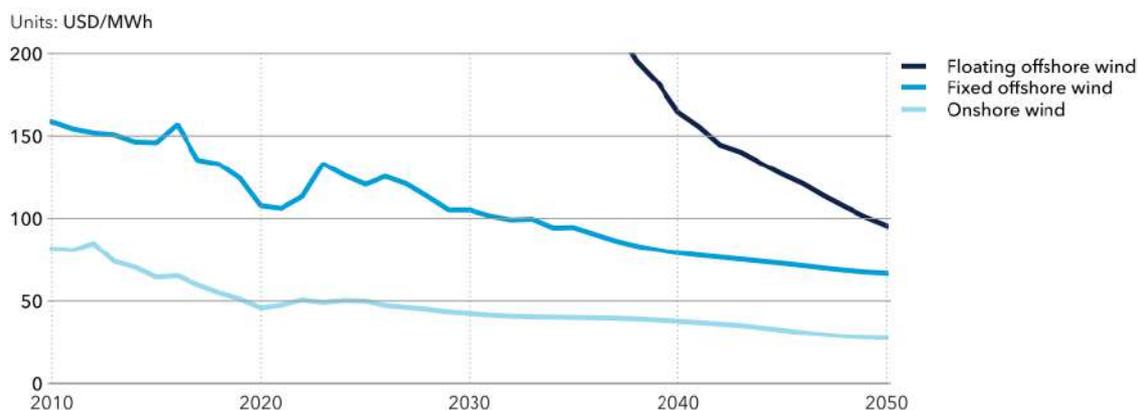
Asimismo, se espera un crecimiento del 8,8 % de la tasa de crecimiento anual compuesto o CAGR (Figura I- 9) —proveniente de *Compound Annual Growth Rate*, en inglés. En el caso de los parques terrestres, este crecimiento es del 6,6 %. En el caso de las instalaciones marinas, del 27 % [25]. Para lograr esto, los estudios confían en el objetivo de ambicioso de China: lograr que sus fuentes de energía renovables representen más del 80 % de su consumo en 2060. Asimismo, existe optimismo con el nuevo programa de acción de la Comisión Europea: el CID o Clean Industrial Deal. De forma paralela, hay confianza en otros mercados emergentes de Asia, donde se prevé instalar grandes parques en los próximos años.

**Figura I- 9: Previsión de instalación de capacidad eólica en el mundo hasta 2030. GWEC.**



Para entender el escenario futuro del sector eólico, también conviene prestar atención al LCOE. De acuerdo con DNV, este indicador tiene previsto disminuir hasta sus previsiones de 2050 [37]. Consecuentemente, se espera mejorar la tecnología de los aerogeneradores, aumentar la fabricación, mejorar la eficiencia de O&M, disminuir los costes de la cadena de valor, etc.

La evolución prevista se muestra en la Figura I- 10 para las diferentes tecnologías. En esta, se observa un aumento del LCOE entre 2021 y 2024, asociado a problemas de suministro, mano de obra y costes de financiación. Sin embargo, la tendencia cambia rápidamente a partir de 2024. Mientras el LCOE de los parques terrestres muestra una clara tendencia decreciente, la tecnología marina muestra perspectivas algo más desfavorables.

**Figura I- 10: Evolución prevista del LCOE hasta 2050. DNV.**

## 2.6.2 NIVEL EUROPEO

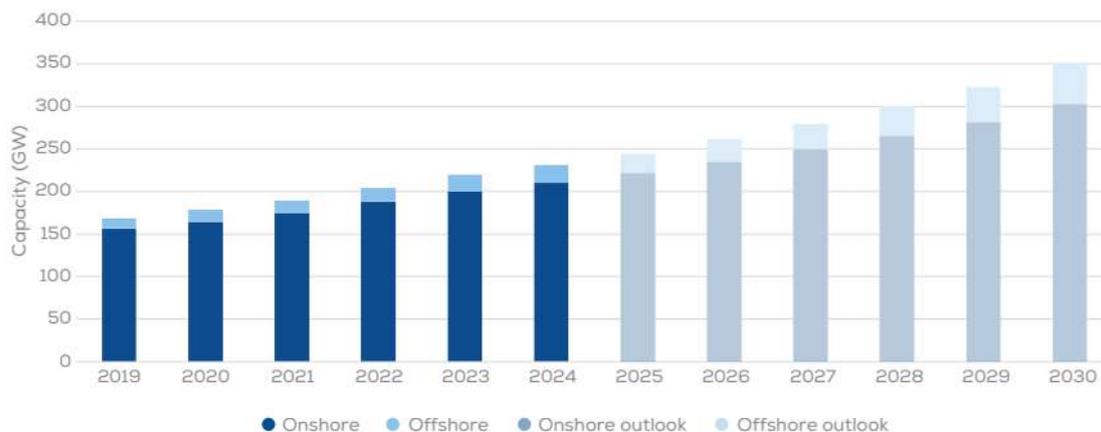
A nivel europeo, WindEurope estima una instalación de 187 GW de potencia entre 2025 y 2030 —en la UE (Figura I- 11). Esto equivale a un promedio anual de 23 GW hasta dicho año. De este modo, la capacidad total esperada para 2030 asciende a la cifra de 351 GW —por debajo de lo que espera conseguir la UE [26].

Específicamente, 113 GW de la capacidad de instalación prevista se corresponden con instalaciones *onshore*, mientras que 74 GW deben corresponderse con parques marinos. De esta manera, se confirma la incansable tendencia creciente del sector [26].

Por su parte, la eólica marina busca consolidar su industria en Europa. Sin embargo, hay dudas sobre si se puede llegar a los 158 GW de energía eólica marina en 2030 [26]. De hecho, muchos países parecen comenzar a limitar su ansia por querer formar parte de la industria. Entre otros motivos, el establecimiento de los marcos normativos requiere más tiempo del previsto. Sin embargo, este choque de realidad no va a impedir que se desarrollen muchos proyectos durante la próxima década.

Al final, no se prevé una caída en el número de MW que se pretenden instalar, sino retrasos en la puesta en marcha de muchos proyectos. Teniendo esto en cuenta, se estima que la capacidad eólica *offshore* alcance, como mínimo, los 48 GW en 2030 [26] —en la UE.

Figura I- 11: Previsión de instalación de capacidad eólica en la UE hasta 2030. WindEurope.



### 2.6.3 NIVEL NACIONAL

A nivel nacional, España participa en los avances de la industria eólica terrestre — especialmente, a nivel europeo. De acuerdo con la AEE, España tiene previsto posicionarse como la segunda mayor potencia de energía eólica terrestre, con un 9,3 % de las nuevas instalaciones adjudicadas por subasta hasta 2030 [27].

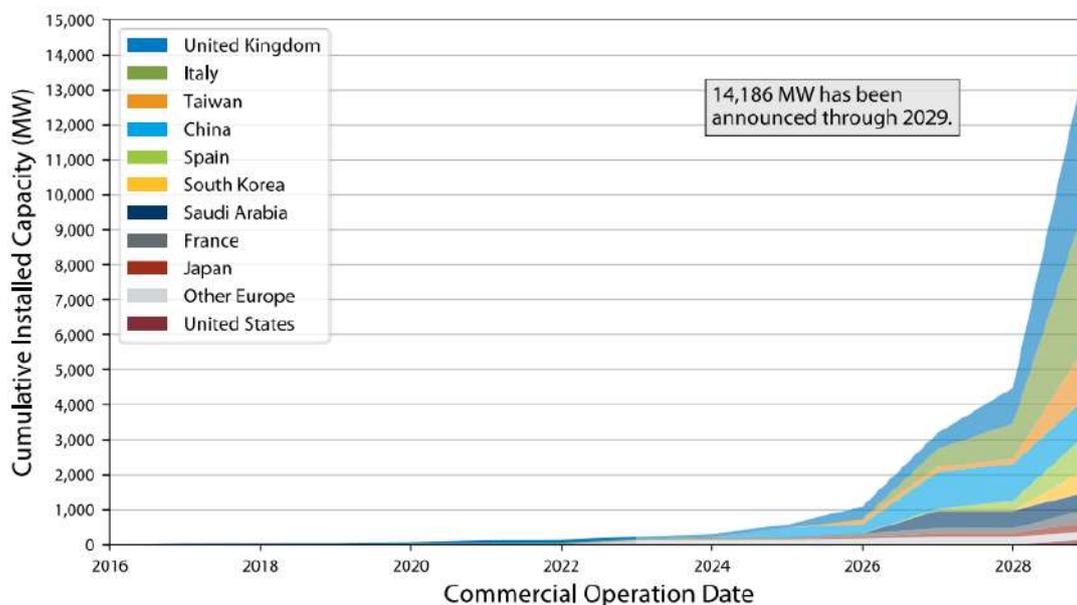
Por su parte, la industria eólica no tiene previsiones exactas. Es más, la AEE no habla de su futuro en su último informe anual. Tan solo se limita a esclarecer lo positivo que es la aprobación del nuevo Real Decreto 962/2024. Por tanto, aunque es evidente que España tiene potencial para comenzar su desarrollo, resulta lógico que no se incluyan previsiones de futuro exactas. Además, debe tenerse en cuenta que la fase de desarrollo de proyectos eólicos marinos dura, aproximadamente, diez años. Siendo así, si comienza a desarrollarse un proyecto de este tipo en el país, previsiblemente comenzaría sus años de operación a partir de 2035 o 2036. Aunque, como es lógico, ya se han comenzado a analizar las propuestas de muchos proyectos.

A pesar de que España no puede prever todavía su futuro, el país aparece dentro de las previsiones de eólica marina *offshore* en el último reporte de NREL —con 995 MW para 2029 (Figura I- 12) [38]. Sin embargo, esta información no es del todo precisa —depende de innumerables factores que no pueden preverse con precisión en el momento de redacción de este documento. Así, se conoce que IberBlue Wind, Simply Blue Group y otras entidades españolas plantean desarrollar un parque eólico *offshore* flotante frente a las costas de Granada y Almería: el Nao Victoria. De acuerdo con diversas fuentes, el proyecto se compone de 55 aerogeneradores de 18 MW. Esto suma una capacidad total de 990 MW [39] —en contraste con los 995 MW que menciona NREL en su informe. Teóricamente, el proyecto se encuentra activo —aunque pendiente de aprobación por parte del Gobierno. Sin embargo, recientemente se ha aprobado una moción en la Diputación de Málaga que ha paralizado el desarrollo de este —teóricamente. Siendo así, las últimas noticias parecen indicar que Nao Victoria puede ser un proyecto perjudicial para el sector pesquero, la biodiversidad marina, la navegación y el paisaje costero [40].

Independientemente de la información anterior, conviene saber que diferentes fuentes consideran que la eólica marina de España comenzará su verdadero desarrollo con

proyectos *offshore* de tecnología flotante. Es bastante probable que España nunca tenga parques eólicos *offshore* de cimentaciones fijas.

**Figura I- 12: Estimación de la capacidad acumulada de eólica marina flotante por país, basada en las fechas de puesta en operación comercial anunciadas hasta 2029. NREL.**



### **Consideraciones principales para el impulso de la industria**

En cualquier caso, la principal motivación de España por querer comenzar a desarrollar parques eólicos marinos es, en la actualidad, su PNIEC 2023-2030.

El PNIEC hace referencia al plan nacional que orienta la política energética de España, de acuerdo con la normativa nacional y europea. En él, se incluye el denominado Marco Estratégico de Energía y Clima junto con la Ley 7/2021, responsables de que España cumpla con los objetivos del Acuerdo de París [41]. Además, la ambición de Europa por evolucionar hacia un futuro limpio ha llevado a la creación de dos versiones: el innovador PNIEC 2021-2030 y el actualizado PNIEC 2023-2030. Este último tiene en cuenta los nuevos objetivos de la UE, incluyendo el plan Objetivo 55<sup>3</sup> y REPowerEU<sup>4</sup> [41].

En consonancia con la última actualización de este plan, España busca que 8 de cada 10 megavatios-hora que se generen en 2030 procedan de fuentes de energía renovables —abarcando estas el 81 % del mix energético. Asimismo, se pretende que casi la mitad de la energía consumida en 2030 provenga de fuentes de este tipo —un 48 % [41].

<sup>3</sup> El Objetivo 55 hace referencia a un paquete de medidas de la UE que busca reducir sus emisiones un 55 % en 2030 —respecto a los niveles de 1990.

<sup>4</sup> REPowerEU constituye un plan de la Comisión Europea que busca dejar de depender de los combustibles fósiles rusos en Europa para antes de 2030 [42].

El plan del Gobierno es añadir unos 105 GW de potencia renovable en el período de 2020 a 2030 —alcanzando hasta 160 GW en el escenario más optimista. De este total, 62 GW deberían proceder de parques eólicos terrestres y 3 GW de parques eólicos marinos. Sin embargo, las previsiones del MITECO y REE para la eólica terrestre son de 59 GW y 58 GW, respectivamente. En el mismo orden, estas mismas fuentes prevén una instalación de 3 GW y 2,8 GW de eólica marina [41].



## 2.7 PRINCIPALES TECNOLOGÍAS

En la industria eólica marina se distinguen dos tipos de tecnologías principales: las estructuras fijas y las flotantes.

La elección de un tipo u otro depende, principalmente, de la batimetría —profundidad a la que se encuentra el lecho marino. También puede depender de las condiciones medioambientales del emplazamiento, de las cargas que debe soportar la estructura y de la fase de desarrollo de la tecnología que se decida usar.

En este sentido, conviene conocer la clasificación de las aguas, en función de su profundidad.

Aunque esta puede variar ligeramente según la literatura, normalmente se distingue entre:

- *Aguas someras*: Abarcan profundidades entre 0 metros y 30 metros.
- *Aguas medias*: Abarcan profundidades entre 30 metros y 50 metros.
- *Aguas profundas*: Abarcan profundidades entre 50 metros y 200 metros.

### *Estructuras fijas*

Son estructuras rígidas que se apoyan directamente sobre el lecho marino.

- *Monopilotes*: En el mercado, reciben el nombre de *monopile structures*. Es la opción más común en aguas someras. Son estructuras tubulares de acero de gran diámetro —normalmente, de entre 5 y 6 metros. Se enclavan sobre el fondo marino, empleando martillos hidráulicos. A veces, se precisa la realización de un taladro también.
- *Estructuras por gravedad*: En el mercado se conocen bajo el nombre de GBS —por sus siglas en inglés de *Gravity Base Structures*. Estas estructuras se dejan caer sobre el fondo marino, no siendo necesario realizar ningún tipo de enclavamiento. Así, su propio peso es el encargado de soportar todas las cargas. Su instalación exige fondos marinos planos. Comúnmente, son estructuras de hormigón lastradas con piedras o grava.
- *Estructuras tipo trípode*: En el mercado se conocen bajo el nombre de *tripod structures*. Son estructuras de tres patas, enclavas en el lecho marino. A diferencia de las monopilotes, se usan en aguas medias. Existen diferentes variantes.
- *Estructuras tipo jacket*: En el mercado son conocidas como *jacket structures*. Su diseño proviene de la industria del petróleo. Son estructuras con tres o cuatro patas, unidas entre sí por una estructura de tipo celosía y enclavadas en el fondo marino.

### ***Estructuras flotantes***

Como bien se puede deducir, son estructuras que no tocan el lecho marino. Se usan para levantar turbinas a más de 50 metros de profundidad. De acuerdo con la literatura, existen cuatro tipos principales (Figura I- 13). Estos se comentan a continuación:

- *Plataformas tipo spar o boyas lastradas con amarre*: Estas plataformas se conocen como *spar* en el mercado. Se trata de estructuras con forma de boya cilíndrica. En su parte inferior, cuentan con un tanque central de flotación del que cuelga un lastre. De esta manera, se consigue un par reequilibrador de alta resistencia. Adicionalmente, la boya dispone de una serie de amarres —en forma de cadenas o cables. Estos se enclavan en el fondo marino y se unen con la estructura principal. Generalmente, son estructuras sencillas de transportar e instalar. Sin embargo, esta solución puede llegar a ser complicada si la turbina que tiene que soportar es excesivamente grande y, por consiguiente, la boya compensadora del peso es muy larga. Además, su utilización solo tiene sentido a partir de profundidades de 100 metros, precisamente por la longitud de la boya.

**Ejemplo:** El proyecto Hywind (Figura I- 14), en la costa noreste de Escocia. Este usa estructuras de acero que miden aproximadamente 117 metros de alto [43].

- *Plataformas tipo TLP, plataformas de patas tensadas o plataformas semisumergibles con cables estabilizados de amarre*: Recibe el nombre comercial de TLP —por sus siglas en inglés de *Tension Leg Platform*. De acuerdo con la literatura, este tipo de estructura es la más estable de todas las existentes —además de la más novedosa. Se amarra al fondo marino a través de cables tensionados, tal y como indica su nombre. Esta disposición hace que queden semisumergidas, lo que la protege de grandes oleajes. La principal desventaja está asociada al enclavamiento de los cables —costosa por las elevadas fuerzas de tracción que tienen que soportar.

**Ejemplo:** El proyecto Provence Grand Large, el primer parque eólico flotante de Francia y el primero en usar plataformas tipo TLP de acuerdo con el artículo *Review of tension leg platform floating wind turbines: Concepts, design methods, and future development trends* [44] —en funcionamiento real desde junio de 2025 [45].

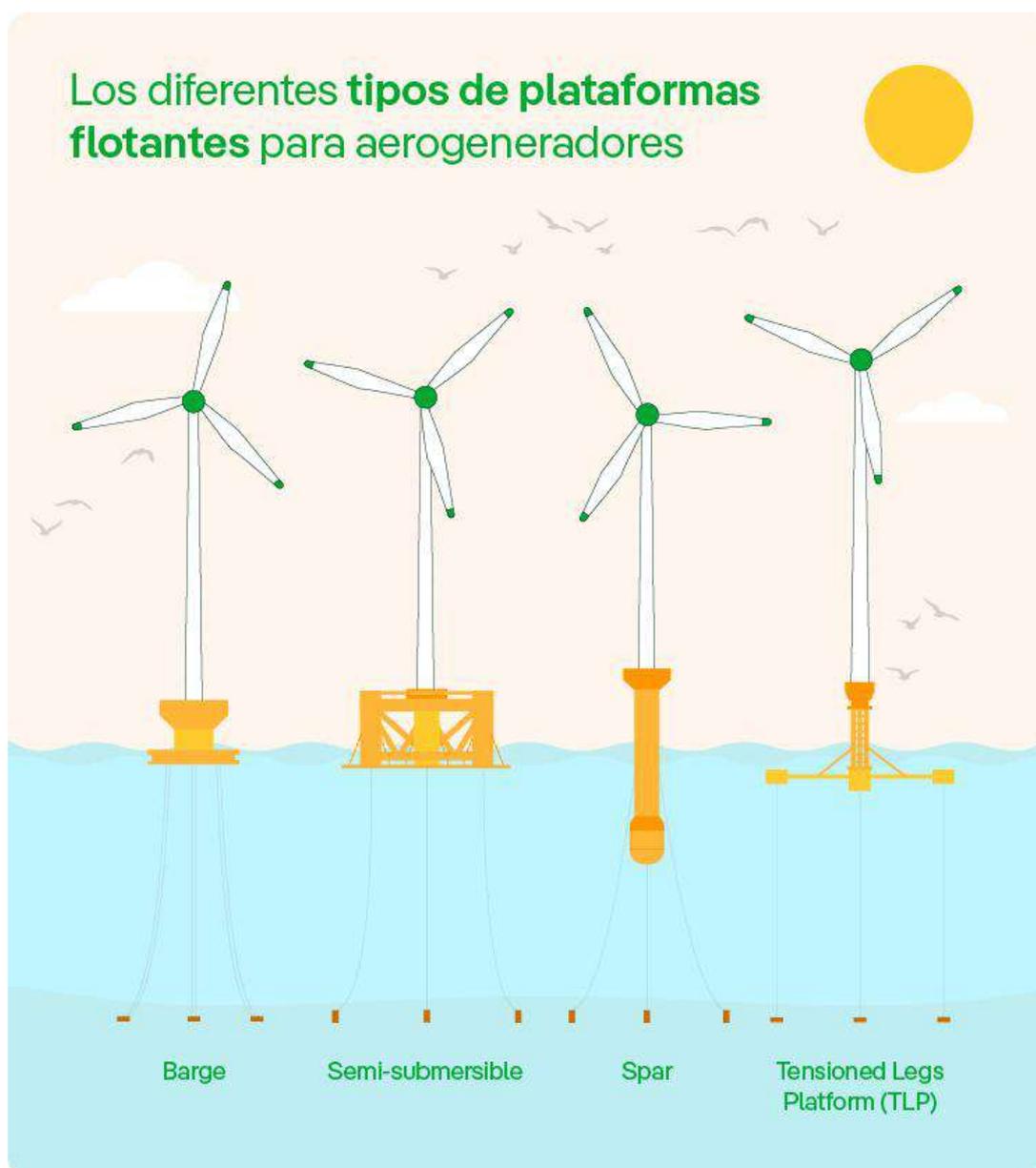
- *Plataformas tipo barcaza o boyas estabilizadas por flotabilidad*: Popularmente, se conocen como *barge* en el mercado. Son estructuras que tienen forma de un gran depósito flotante —como una especie de barcaza. Este queda amarrado al fondo marino con una serie de anclajes, que conectan con el depósito a través de cadenas o cables. Por lo general, son fáciles de instalar y transportar. Quizás, su principal inconveniente es la inestabilidad que adquieren en condiciones adversas. No son capaces de mantenerse muy rígidas cuando hay fuertes vientos u oleajes.

**Ejemplo:** El proyecto prototipo Floatgen (Figura I- 15), en la costa francesa de Le Croisic. Se trata de un aerogenerador de 2 MW, con una plataforma flotante Damping Pool patentada por BW Ideol. De momento, esta plataforma es única en el mundo. Tiene una superficie de 36 m<sup>2</sup> y un calado de 7,5 metros [46].

- *Plataformas semisumergibles*: Se conocen como *semi-submersible* en el mercado. Se trata de estructuras flotantes compuestas por varias columnas y pontones. Mientras las columnas aportan la mayor parte de la estabilidad a la estructura, los pontones aportan una flotabilidad adicional. Se mantienen en su posición a través de líneas de amarre —en forma de catenaria o tensadas— y anclas de arrastre o de succión. Adicionalmente, conviene saber que el aerogenerador que se coloca sobre una plataforma de este tipo puede situarse en el centro de la plataforma o encima de una de las columnas —añadiendo un lastre adicional para contrarrestar el peso. Es de las plataformas flotantes que más se usan hoy en día.

**Ejemplo:** El proyecto WindFloat Atlantic (Figura I- 16), en la costa de Viana do Castelo, en Portugal. Sus tres turbinas están colocadas sobre plataformas semisumergibles WindFloat —la tecnología innovadora de Principle Power. En este caso, cada una se coloca sobre una de las tres columnas de la plataforma.

Figura I- 13: Tipos de plataformas flotantes para aerogeneradores. Iberdrola.



*Figura I- 14: Proyecto Hywind, en la costa noreste de Escocia. Global Maritime.*



*Figura I- 15: Proyecto Floatgen, en la costa de Le Croisic. BW Ideol.*



**Figura I- 16: Proyecto WindFloat, en la costa de Viana do Castelo. Principle Power.**



La mayor parte de los proyectos de eólica marina desarrollados hasta la fecha usan estructuras de soporte fijas. Esto se debe a que la tecnología flotante todavía no termina de despegar. De los datos registrados por NREL en su último reporte anual (*Offshore Wind Market Report 2024 Ed.*), se observa cómo los monopilotes son el tipo de estructura más común. Específicamente, se establece que estos representan más de la mitad de los proyectos operativos hasta 2023 (Figura I- 17). Las estructuras tipo *jacket* son el segundo tipo más común, seguidas por las estructuras por gravedad y los trípodes. Asimismo, destaca el hecho de que un aproximadamente 20 % de las estructuras de los proyectos no están disponibles en la base de datos disponible hasta diciembre de 2023.

De forma paralela, la Figura I- 18 muestra las tecnologías que se pretenden usar en proyectos futuros —anunciados hasta el momento de publicación del reporte de NREL. Se observa cómo los monopilotes continúan dominando el mercado, incluso cuando las tecnologías flotantes tienen previsto comercializarse. De hecho, se prevé que estas representen hasta un 14,2 % del total de proyectos anunciados hasta finales de 2023.

Por un lado, la prevalencia de las monopilotes está relacionada con su diseño sencillo y el desarrollo actual de su cadena de suministro. Por otro, las plataformas semisumergibles destacan por tener un calado pequeño, además de buena estabilidad [38]. Estas características hacen posible que su ensamblaje pueda hacerse en puerto, para después ser remolcadas directamente al lugar del emplazamiento.

Figura I- 17: Tipos de tecnologías que se usan en proyectos operativos de eólica marina hasta 2023. NREL.

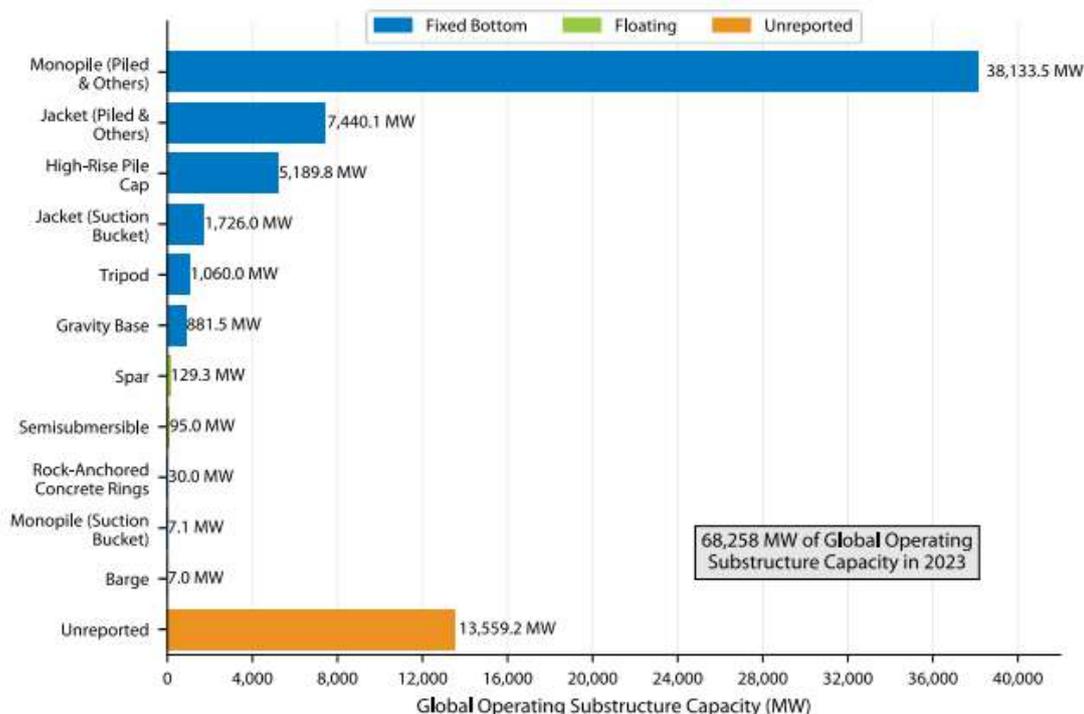
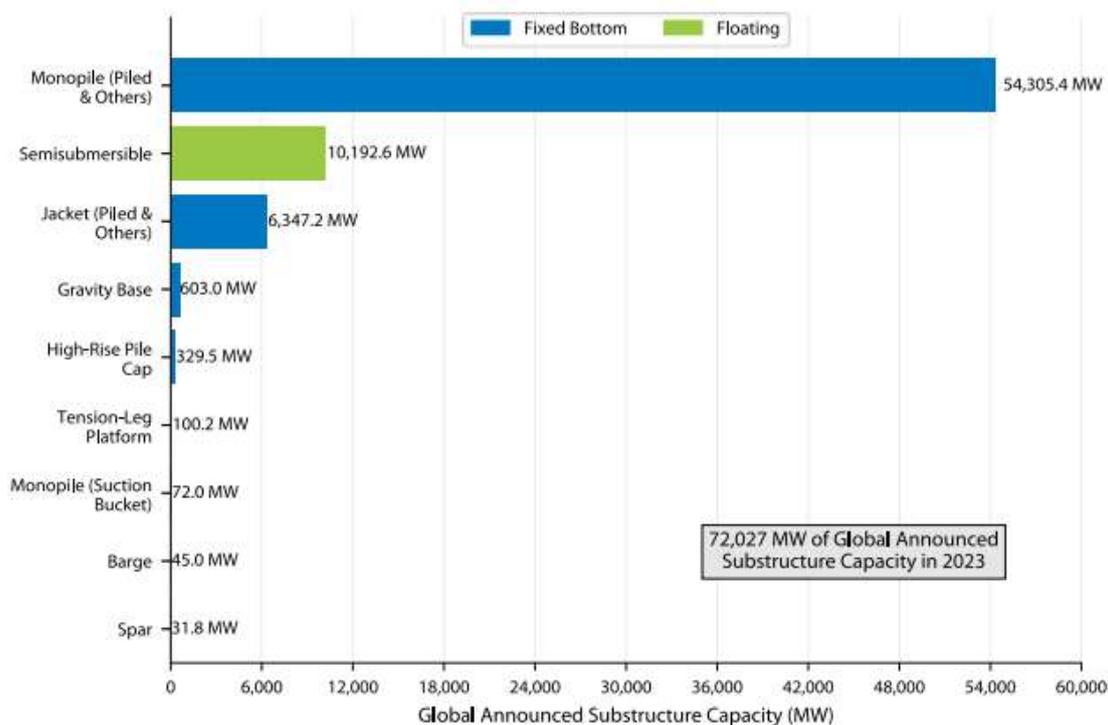


Figura I- 18: Tipos de tecnologías que está previsto usar en el futuro, de acuerdo con el conocimiento que se tiene hasta 2023. NREL.



## 2.8 FUNCIONAMIENTO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO

El fin último de un parque eólico marino es el mismo que el de su homólogo terrestre: convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica. Al final, lo único que puede diferenciar a uno de otro son todos los desafíos asociados a la ubicación de los *offshore*.

A continuación, se exhibe el funcionamiento de un parque eólico *offshore* típico —desde la captación del viento hasta la evacuación de energía en la red de transporte de REE.

### *Generación de energía en los aerogeneradores offshore*

Como resulta evidente, los protagonistas de todo parque eólico son los aerogeneradores o turbinas eólicas —máquinas específicamente diseñadas para transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica. Estas se colocan en la dirección principal del viento —a favor de este.

Cada aerogenerador dispone de tres grandes palas —la solución más equilibrada desde el punto de vista dinámico. Estas se unen al buje (*hub*) —el componente central que las une— a través de un conjunto de rodamientos con engranajes. Cuando hay viento y se registra una velocidad superior a la de corte —generalmente, entre 3 y 5 m/s—, las palas capturan la energía cinética del viento. Lo hacen gracias a su forma aerodinámica —que es cambiante a lo largo de la estructura y se asemeja a la del ala de un avión. El perfil aerodinámico de cada pala es capaz de crear una diferencia de presiones, entre la cara superior e inferior. De acuerdo con los principios de la aerodinámica, esto crea una fuerza de sustentación, que las hace girar. Así, la energía cinética del viento queda convertida en energía mecánica.

Tras la generación de esta rotación, el par generado se transmite al rotor del generador eléctrico (*generator*). Primero, a través de un eje de baja velocidad (*main shaft*). Después, a través de otro de alta velocidad (*high speed shaft*), tras pasar los engranajes de la transmisión (*gear box*). Todo esto queda alojado dentro de la góndola (*nacelle*). Esta se corresponde con la gran carcasa de fibra de vidrio que protege a todos los componentes principales. En algunos modelos, el eje se conecta a una caja multiplicadora antes de encontrarse con rotor del generador —aumentando la velocidad de giro para alcanzar el rango que necesita el generador. En las turbinas más modernas —normalmente, de gran potencia— el rotor queda conectado directamente al generador —la transmisión es directa.

A continuación, el generador transforma la energía mecánica que recibe en electricidad. De forma simplificada, esto sucede gracias a principios electromagnéticos: el giro de un conjunto de imanes permanentes en el interior de unas bobinas induce una corriente alterna. De esta manera, el viento se transforma en electricidad —en forma de CA.

Las turbinas *offshore* de la actualidad suelen tener potencias unitarias muy elevadas —hasta los 15 MW. Esto permite generar grandes cantidades de energía con menos unidades de turbinas que en parques terrestres convencionales.

Adicionalmente, conviene saber que cada turbina está equipada con dos sistemas fundamentales:

- *Sistema de orientación o de guiñada (yaw)*: Está formado por un conjunto de motores *yaw*, encargados de girar la góndola para asegurar que el rotor apunta siempre en la dirección del viento —de acuerdo con la dirección y velocidad que miden la veleta y anemómetro colocados sobre la góndola. Además, un pequeño codificador mide el ángulo de giro que permite este sistema. Al final, se busca optimizar la captación de energía. Se debe tener en cuenta que el viento nunca sopla en la dirección considerada como principal: es intrínsecamente cambiante.
- *Sistema de paso de pala (pitch)*: Hace referencia a los tres motores de paso que unen cada aspa con el buje —los engranajes de los tres motores encajan con los rodamientos dentados del propio buje. Esto permite ajustar el ángulo de inclinación, maximizando la producción. No obstante, también se encarga de proteger a la turbina ante vientos extremos. De hecho, las turbinas suelen detenerse ante la presencia de vientos de 25 m/s o más —velocidad de desconexión.

### ***Paso por la red interna y la subestación***

Tras su paso por el generador, la corriente de CA sale a una tensión inferior a la del punto de conexión con el nodo de REE —normalmente entre 0,66 kV y 1 kV. Por consiguiente, se eleva la tensión mediante un transformador elevador. Este puede estar ubicado en la góndola o en la base de la torre. Esto es fundamental para reducir las pérdidas eléctricas durante el transporte.

A continuación, la corriente fluye por una red de cables submarinos —la llamada red inter-array. Se encarga de conectar todas las turbinas entre sí, constituyendo diferentes líneas de generación. Como resulta evidente, los cables inter-array son de media tensión. Además, suelen estar diseñados para entornos marinos y se entierran bajo el lecho marino —del mismo modo que se trata a las zanjas en tierra.

Esta red interna converge en una subestación. Por lo general, estas suelen ser offshore, quedando instaladas en plataformas flotantes dentro del parque. Se encargan de concentrar toda la energía de MT para elevar la tensión a niveles de AT —de 132 kV o 220 kV. Esto permite que el transporte de la energía tenga las mínimas pérdidas.

Además de los transformadores de potencia, la subestación *offshore* puede incorporar otros elementos. Por ejemplo, esta puede disponer de convertidores de corriente —si se la evacuación de la energía desde los generadores se hace en CC. Del mismo modo, se pueden incluir sistemas de protección y monitorización, lo que ayuda a garantizar la seguridad y el control en tiempo real del sistema. Asimismo, pueden existir varias subestaciones —en lugar de una— para gestionar la elevación de la tensión de una manera más eficiente.

### ***Evacuación a la costa***

Tras su paso por la subestación, la corriente de CA continúa su recorrido hasta tierra firme —a través de las diferentes líneas de generación.

El punto de llegada de las líneas de generación a tierra recibe el nombre de aranela o Landfall. Comúnmente, se realiza mediante perforación horizontal dirigida (HDD). Esto permite introducir el cable por debajo de la línea de costa, evitando daños ambientales.

Tras su llegada a tierra, la línea continúa su recorrido hasta el nodo de conexión con la red de transporte. En ese punto, se sincroniza la energía generada con REE. Esto debe garantizar el cumplimiento de unos parámetros de calidad concretos —frecuencia, tensión, estabilidad, etc.

Después, la energía se distribuye.

### ***Operación y mantenimiento***

Tras su puesta en marcha, se hace un control diario del parque. Normalmente, este se hace de forma remota, gracias a sistemas SCADA. Estos supervisan el estado de los diferentes aerogeneradores, la subestación y las líneas de interconexión. También detectan incidencias y regulan la producción —de acuerdo con las variaciones del recurso eólico.

Por otro lado, el mantenimiento es más complejo y costoso que en tierra firme. Principalmente, esto se debe al entorno marino hostil y de difícil acceso. Por ese motivo, se suelen programar inspecciones periódicas y tareas preventivas —restringidas a condiciones meteorológicas específicas. Las tareas incluyen reemplazos de componentes, limpieza o inspecciones de diferentes tipos.

El acceso a las turbinas se hace con embarcaciones especializadas —con plataformas de atraque.

Además, en parques que quedan muy alejados de la costa —normalmente a más de 50 km— se emplean embarcaciones especiales. Concretamente, los denominados SOV —o *Service Operation Vessels*, en inglés— son barcos donde los técnicos e ingenieros viven a bordo durante semanas. La literatura también registra la existencia de turbinas incluso con helipuertos, lo que permite un acceso más rápido.

Los costes de O&M siempre suponen un alto coste durante la vida útil del parque. Por ese motivo, hay soluciones automatizadas en desarrollo. Algunas de ellas incluyen drones para la inspección de palas o robots capaces de trepar a grandes alturas.

## **2.9 CONCLUSIONES**

Este capítulo demuestra que la energía eólica marina está de moda. Es más, resulta tan atractiva en el momento actual que se prevé un crecimiento constante de la industria en la próxima década. Desde el comienzo de su desarrollo en 1991 hasta los objetivos que se plantean para el futuro no tan lejano, la industria eólica marina parece mostrar que tiene potencial. Sin embargo, los próximos años pueden ser clave para evaluar su verdadera capacidad de adaptación —y mejora— al mundo actual y futuro. Aun así, todavía existen muchos desafíos a los que hacer frente. Siguiendo la línea de desafíos, España es protagonista. El país puede sumarse a la ola de la eólica marina, aunque debe buscar la forma de adaptar su regulación cuanto antes. No puede perder este tren.

## 3 SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

### 3.1 OBJETIVO

Este capítulo tiene como objetivo principal determinar el emplazamiento marítimo óptimo sobre el que se desarrolla el estudio de viabilidad del parque eólico *offshore*. Para ello, se identifican y analizan distintas alternativas —atendiendo a criterios técnicos, ambientales y normativos. El emplazamiento seleccionado se analiza más detalladamente en capítulos posteriores.

### 3.2 INTRODUCCIÓN

La selección del emplazamiento constituye una fase crítica en la ejecución de cualquier estudio de viabilidad. Principalmente, porque una elección inadecuada puede comprometer la rentabilidad futura del parque desde el primer momento. También la técnica, ambiental y regulatoria del mismo. Además, en el contexto español, esta tarea resulta especialmente compleja: no existen proyectos modelo que puedan usarse como referencia metodológica. Además, el hecho de que España se encuentra todavía en una fase incipiente obliga a que el análisis tenga que estar cuidadosamente fundamentado.

Teniendo esto en cuenta, se aplica un enfoque riguroso y multidimensional. Este se basa en las consideraciones más actuales, la normativa vigente y la experiencia acumulada en otras regiones del entorno europeo —como el Mar del Norte o el Mar Báltico.

### 3.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN

El emplazamiento que se seleccione tiene que ser técnicamente viable. También debe estar alineado con las exigencias actuales. Para garantizar esto, se considera evaluar los siguientes elementos clave:

1. *Recurso eólico*: En general, el potencial eólico marino es superior al terrestre. Si esto no fuera así, no tendría demasiado sentido comenzar a desarrollar esta industria. Sin embargo, el viento del mar también es más complejo de cuantificar con precisión. Para identificar un buen recurso eólico, se recurre al Atlas Eólico Ibérico, la herramienta de referencia a nivel nacional desarrollada por el CENER. No obstante, el Atlas Eólico Europeo o el Atlas Eólico Global proporcionan también información útil —aunque a mayor escala. Asimismo, los POEM disponen de una serie de borradores en los que también se puede visualizar este recurso de forma accesible.
2. *Batimetría del lecho marino*: En la actualidad, se prioriza la selección de zonas con profundidades de hasta 50 metros. Esto permite apostar por las tecnologías de cimentación fija. El motivo es sencillo: tanto en aguas someras (0 – 30 m) como medias (30 – 50 m), esta tecnología se encuentra ya desarrollada. La alternativa —la tecnología de plataformas flotantes— solo se considera cuando no es posible

encontrar soluciones viables de fondo fijo. La batimetría puede consultarse a través de la Red Europea de Observación y Datos Marinos (EMODnet).

3. *Distancia al punto de interconexión:* Uno de los aspectos clave es la proximidad a una infraestructura eléctrica capaz de evacuar la energía producida. Aunque la conexión puede realizarse de distintas formas —directamente a una subestación o a través de una red de transporte intermedia—, es fundamental que el punto de interconexión disponga de capacidad suficiente. También es importante que este opere, como mínimo, a un voltaje de 220 kV. Al final, tanto la distancia hasta dicho punto como su accesibilidad técnica condicionan el diseño de la red de evacuación —indirectamente relacionado con el coste total del proyecto. Si se observa la Planificación de la Red de Transporte de Electricidad con horizonte 2026 del MITECO, esta restricción no debería suponer un problema.
4. *Condiciones geotécnicas:* El tipo de suelo del lecho marino es un factor determinante en el diseño de la cimentación —condiciona la selección del tipo de anclaje. La caracterización definitiva del recurso requiere grandes campañas geotécnicas —una inversión enorme. Puesto que resulta inviable acometer estudios *in situ* en la fase de preselección, la viabilidad geotécnica se valora de forma aproximada: analizando mapas batimétricos, cartografía sedimentológica o fuentes institucionales —como el IGME. Esto debe permitir ver si las zonas tienen suelos blandos y arenosos o si, por el contrario, el fondo es algo rocoso.
5. *Oleaje:* La dinámica del oleaje también influye directamente en el diseño del parque. Por tanto, conviene entender aspectos como la altura significativa del oleaje, su dirección predominante o la frecuencia con que ocurren temporales extremos. Sin embargo, la caracterización detallada requiere modelos numéricos específicos o datos de boyas de medición. Por tanto, la evaluación aproximada se hace a través de fuentes públicas como el Sistema de Información Oceanográfica de Puertos del Estado —que dispone de datos históricos de oleaje en múltiples puntos del litoral español.
6. *Tráfico marítimo:* La ubicación del parque debe evitar interferencias con las principales rutas de navegación —ya sean de tipo comercial, pesquero o de pasajeros. Estas pueden comprometer la seguridad marítima y la viabilidad operativa del proyecto. Esta evaluación puede hacerse a través del visor INFOMAR del MITECO, que incluye capas con la densidad media de buques por tipo de tráfico.
7. *Impacto ambiental:* El emplazamiento debe estar fuera de espacios protegidos o zonas de alto valor ecológico (Red Natura 2000, ZEC, ZEPA, etc.). Además, no solo debe tenerse en cuenta el impacto sobre la biodiversidad marina, sino también otros aspectos, como las alteraciones en las corrientes o el impacto visual sobre la costa. En este sentido, la zonificación que establecen los POEM tiene un papel fundamental.

### 3.4 IDENTIFICACIÓN DE EMPLAZAMIENTOS

Teniendo en cuenta los criterios del apartado anterior, la identificación de emplazamientos potenciales no es una tarea sencilla. Se trata de un proceso complejo:

requiere dedicación, rigor técnico y atención al detalle. Por ese motivo, se recurre a la utilización de QGIS, un *software* de código abierto especializado en la gestión y análisis de información geoespacial.

QGIS permite visualizar, superponer y analizar diferentes capas de información cartográfica —en formato *shapefile* u otros compatibles. Así, es posible combinar datos de múltiples fuentes oficiales —como el visor INFOMAR del MITECO, el Atlas Eólico del IDAE o Puertos del Estado.

Al final, la identificación de los espacios marinos compatibles se realiza combinando esta información geoespacial con el marco legal de España —establecido en los POEM.

### 3.4.1 POEM

Los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo —también conocidos bajo el nombre de POEM—, constituyen un conjunto de instrumentos jurídicos que planifican el uso de las aguas que rodean al territorio español. Su misión es compatibilizar las actividades humanas —como la navegación, la pesca o la generación de energía— con la protección del medio marino.

Existen un total de cinco POEM, uno por cada una de las demarcaciones marinas españolas: la noratlántica, la sudatlántica, la del Estrecho y Alborán, la levantino-balear y la canaria.

Los POEM permiten determinar qué actividades pueden desarrollarse en cada región marina y, sobre todo, en qué condiciones. Para ello, existe una amplia colección de mapas y criterios legales que permite identificar dos tipos de zonas: (1) las de uso prioritario y (2) las de alto potencial. Además, cada tipo de zona va acompañada de criterios de ordenación y medidas específicas, de forma que su gestión y compatibilidad quede orientada con otros usos.

- (1) *Zonas de uso prioritario*: Hacen referencia a zonas del espacio marítimo donde un uso concreto tiene preferencia sobre otros. Se adapta o limita su uso a la defensa nacional, la conservación de la biodiversidad o la seguridad en la navegación, entre otros.
- (2) *Zonas de alto potencial*: Son áreas especialmente adecuadas para el desarrollo de ciertas actividades o procesos, ya sea por sus características técnicas y/o ambientales. No obstante, la adecuación o recomendación de su uso no excluye otros —como sí sucede con las zonas de uso prioritario. El desarrollo de la energía eólica marina constituye una de las seis categorías en las que quedan divididas estas zonas de alto potencial.

Como bien se puede deducir, los POEM son de carácter normativo y obligatorio. Se aprobaron mediante el Real Decreto 150/2023, que transpone la Directiva 2014/89/UE al marco jurídico español. Concretamente, este decreto desarrolla la Ley 41/2010, de protección del medio marino, y se basa en el Real Decreto 363/2017, que establece la necesidad de aprobar cinco planes distintos.

En la práctica, estos instrumentos jurídicos obligan a que cualquier actividad en el mar deba cumplir con las condiciones establecidas en los POEM, incluyendo las instalaciones

de parques eólicos *offshore*. Consecuentemente, para instalar un parque eólico marino en España, es obligatorio que el proyecto se localice dentro de una zona compatible dentro de los POEM —excluyendo todas aquellas áreas con restricciones. Además, el hecho de que muchas de las áreas de uso prioritario o de alto potencial hayan sido seleccionadas considerando la batimetría, el viento y otra serie de condicionantes físicos hace que algunas zonas marítimas resulten especialmente adecuadas para cada la tecnología —de cimentaciones fijas o flotante. O, por lo menos, así se puede interpretar de la literatura.

Para concluir: los POEM no solo recaban información de interés, sino que condicionan directamente la viabilidad de un parque eólico *offshore*.

### 3.4.2 CAPAS CONSIDERAS EN QGIS

Para la correcta identificación de las zonas marítimas en que puede ser viable la instalación de un parque marítimo *offshore*, se consideran las capas siguientes.

#### 3.4.2.1 Capas para localizar zonas autorizadas para eólica marina

Estas capas indican dónde está legalmente permitido —o recomendado— ubicar un parque eólico marino según los POEM. Son las más importantes para filtrar zonas viables.

##### *Zonas de uso prioritario*

Como bien se comenta anteriormente, las zonas de uso prioritario son áreas del espacio marítimo en las que un determinado uso prevalece legalmente sobre cualquier otro. Los POEM dividen estas zonas en las seis categorías siguientes:

- (1) Zonas de uso prioritario para la protección de la biodiversidad.
- (2) Zonas de uso prioritario para la extracción de áridos destinados a la protección costera.
- (3) Zonas de uso prioritario para la protección del patrimonio cultural.
- (4) Zonas de uso prioritario para investigación, desarrollo e innovación (I+D+i).
- (5) Zonas de uso prioritario para la Defensa Nacional.
- (6) Zonas de uso prioritario para la seguridad de la navegación.

**Utilidad:** La energía eólica marina no forma parte de los usos contemplados como prioritarios. Por tanto, si una zona es de uso prioritario, no puede destinarse a la instalación de un parque eólico. Cualquier intersección de las zonas POEM con las capas del visor INFOMAR queda descartada automáticamente.

##### *Zonas de alto potencial para energía eólica marina*

Estas zonas abarcan áreas especialmente adecuadas para el desarrollo de parques eólicos marinos. Sin embargo, su designación no implica una preferencia legal ni tampoco

garantiza la viabilidad automática del proyecto —como bien se comenta anteriormente. Un ejemplo representativo de esta situación es que muchas de estas zonas se sitúan a distancias inferiores a los 10 km de la costa, lo que puede generar una indudable contestación social.

Según el BOE (Sección 6.3.3, pág. 32479), la delimitación de estas zonas se realiza teniendo en cuenta factores como la batimetría, la calidad del recurso eólico, la distancia a la costa, la conectividad eléctrica y la exclusión de zonas con restricciones absolutas. Su enfoque técnico se apoya, principalmente, en el Atlas Eólico Marino del IDAE, en la cartografía batimétrica de Puertos del Estado y en los criterios de exclusión establecidos en los propios POEM. Sin embargo, el ejemplo representativo que se comenta en este apartado lleva a la autora del proyecto a identificar una cierta ambigüedad en los criterios establecidos.

**Utilidad:** La capa correspondiente a las zonas de alto potencial para energía eólica marina permite delimitar con precisión los espacios en los que es posible desarrollar un proyecto de este tipo. Siempre que el resto de condicionantes lo permitan, conviene apostar por estas zonas para el desarrollo de parques eólicos. Indudablemente, son zonas que pueden ser útiles como punto de partida en la búsqueda de emplazamientos. No obstante, no se debe olvidar que estas demarcaciones no eximen del cumplimiento de otras restricciones legales, ni tampoco garantizan la viabilidad completa de un proyecto.

### 3.4.2.2 Capas para detectar restricciones normativas y ambientales

Estas capas indican zonas donde no es posible, o resulta muy difícil, instalar un parque eólico, ya sea por razones legales, ecológicas o estratégicas.

#### *Red Natura 2000 (LIC/ZEC y ZEPA)*

La Red Natura 2000 está compuesta por Lugares de Importancia Comunitaria (LIC), Zonas Especiales de Conservación (ZEC) y Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA), designadas conforme a la Directiva Hábitats (92/43/CEE) y la Directiva Aves (2009/147/CE). En España, estas figuras están reguladas por la Ley 42/2007, de Patrimonio Natural y Biodiversidad. Esta exige que cualquier proyecto a considerar dentro de estos espacios debe someterse a una evaluación específica de repercusiones.

Asimismo, el BOE deja claro que los proyectos que no están directamente vinculados con la gestión de espacios Red Natura 2000 no pueden ejecutarse si existe riesgo de afectar su integridad ecológica. Según su artículo 2.1.4 (pág. 32498), y en aplicación del artículo 46.4 de la Ley 42/2007:

*“...cualquier [...] proyecto que, sin tener relación directa con la gestión de los sitios de la Red Natura 2000, pueda afectar de forma apreciable a las especies o hábitats de los citados espacios, se someterá a una adecuada evaluación de sus repercusiones [...]. El órgano competente sólo podrá manifestar su conformidad [...] tras haberse asegurado de que no causará perjuicio a la integridad del espacio”*

Consecuentemente, no existe una prohibición categórica en la práctica. Simplemente, los POEM excluyen estas zonas como candidatas para zonas de alto potencial para energía eólica marina.

Por tanto, se debe realizar un estudio de posibles repercusiones, en caso de identificar un emplazamiento potencial dentro de una zona Red Natura 2000. Este estudio debe ser capaz de demostrar, de forma concluyente, que el proyecto no afectará a la integridad del espacio.

En la práctica, cumplir este requisito puede resultar extremadamente complejo. Estos espacios suelen descartarse. Es más, los propios Anexos II de los POEM mencionan que algunas zonas de la Red Natura 2000 han sido utilizadas como criterios de exclusión en el proceso de delimitación de zonas de alto potencial, así como de zonas recomendadas para uso eólico.

Entonces, técnicamente se puede instalar un parque eólico en una zona Natura 2000. Sin embargo, normativamente resulta muy difícil.

Por otro lado, el correcto entendimiento de la Red Natura 2000 lleva a concluir lo siguiente:

- (1) Estar dentro de la Red Natura 2000 no implica pertenecer a la clasificación como zona de uso prioritario para la biodiversidad, y viceversa.
- (2) Una zona dentro de la Red Natura 2000 puede, perfectamente, no reunir los criterios suficientes para ser considerada en los POEM.

**Utilidad:** Tener en cuenta la capa de la Red Natura 2000 es útil a la hora de identificar espacios de alta inviabilidad normativa y técnica.

### ***Reservas marinas de pesca***

Constituyen áreas protegidas por su valor pesquero. Aquí la construcción de estructuras puede afectar negativamente, tanto al ecosistema como a la economía local. Además, estas reservas pueden solaparse con zonas de uso prioritario para la protección de la biodiversidad —según se observa en el visor INFOMAR.

**Utilidad:** Estas zonas deben tenerse en cuenta como restricciones relevantes en el análisis de los posibles espacios, especialmente en las islas Canarias o Baleares. Diversas fuentes comentan que los entornos insulares suelen tener áreas costeras de alto valor ecológico.

### ***Zonas de ejercicios militares***

Son zonas afectadas por maniobras o prácticas militares —permanentes o puntuales. Puesto que se trata de zonas que las FF. AA. usan para maniobras, prácticas de tiro, o entrenamientos específicos, resulta lógico que existan prohibiciones o limitaciones de acceso.

**Utilidad:** La consideración de estas capas en QGIS permite una exclusión total o parcial del área para cualquier infraestructura. Si un emplazamiento se encuentra dentro de una

zona de uso prioritario para la defensa, debe ser automáticamente descartado del análisis de viabilidad.

### *Áreas con alta densidad de tráfico marítimo*

Son zonas con corredores habituales de navegación. Así, la instalación de parques eólicos *offshore* puede interferir con la seguridad y logística del transporte marítimo.

**Utilidad:** La consideración de esta capa en QGIS permite identificar zonas con tráfico denso. Estas deben ser descartadas parcial o totalmente, especialmente en entornos cercanos a puertos, rutas turísticas o canales marítimos estratégicos. Su análisis es esencial para garantizar la aceptación del proyecto.

### *3.4.2.3 Capas para evaluar otras condiciones técnicas*

Aunque estas capas no son restricciones legales, son clave en la evaluación técnica y económica del proyecto —siempre y cuando se tengan en cuenta los criterios de selección estudiados anteriormente.

### *Batimetría*

La batimetría representa la profundidad del fondo marino respecto al nivel del mar. Constituye uno de los factores más determinantes a la hora de escoger la tecnología de cimentación del parque eólico —una decisión extremadamente importante.

En términos generales, se considera que las cimentaciones fijas son viables hasta profundidades de unos 50 metros, mientras que a partir de ese umbral es necesario recurrir a tecnología flotante. Esta última es más costosa y todavía se encuentra en fase de maduración.

**Utilidad:** La batimetría condiciona el tipo de tecnología aplicable. Por tanto, disponer de esta capa ráster en QGIS es esencial. Además, permite evaluar el área disponible para la instalación de cimentaciones fijas.

## **3.4.3 EMPLAZAMIENTOS CONSIDERADOS**

Tras analizar todos los criterios técnicos, normativos y espaciales presentados en los apartados anteriores, se identifican una serie de emplazamientos potencialmente viables.

Principalmente, el proceso de selección se basa en la zonificación establecida por los POEM, evitando todas las zonas de uso prioritario incompatibles con la energía eólica marina.

Uno de los criterios más determinantes es la batimetría del fondo marino, ya que esta condiciona el tipo de tecnología que puede emplearse. Así, este estudio de selección considera prioritario identificar emplazamientos donde las profundidades no superen los 50 metros. Aunque existen precedentes —como el proyecto Beatrice en el Reino Unido— donde se han llegado a instalar cimentaciones fijas a profundidades de hasta 56 metros

[47], este tipo de casos no puede considerarse un estándar replicable. Por tanto, el límite técnico se fija con claridad en los 50 metros de profundidad.

Adicionalmente, y con el fin de favorecer la aceptación social del proyecto, se delimita una distancia mínima de 12 km a la línea de costa. Pese a que la elección de esta distancia es meramente subjetiva, está basada en los anexos técnicos de los POEM, donde se puede observar la preferencia por zonas ubicadas a más de 10-12 km de la costa. Esta distancia permite que la percepción visual de un parque eólico desde la costa no sea excesivamente apreciable.

De los tres emplazamientos considerados en este estudio, dos se sitúan en la costa atlántica andaluza, concretamente en el entorno de la provincia de Cádiz y dentro de la demarcación marina sudatlántica. A priori, ambos presentan condiciones favorables para cimentación fija, buena calidad del recurso eólico y una distancia moderada a la costa —delimitada en los 12 km anteriormente mencionados.

El tercer emplazamiento se localiza en el sureste de Gran Canaria, dentro de la demarcación marina canaria. Este emplazamiento coincide con una zona definida por los POEM como de alto potencial para energía eólica marina. A pesar de superar significativamente los 50 metros de profundidad media, se incluye en el análisis por su excepcional recurso eólico. Del mismo modo, se tiene en cuenta la tarifa eléctrica diferencial del archipiélago y el hecho de que la zona ya ha sido considerada para el futuro desarrollo de la eólica marina.

Los apartados que siguen describen brevemente las características principales de cada emplazamiento considerado.

El Anexo IV-A proporciona la metodología, los criterios y el análisis que llevan a la selección final del emplazamiento.

### **3.5 SELECCIÓN FINAL DEL EMPLAZAMIENTO**

Tras efectuar el correspondiente análisis, se selecciona el tercer emplazamiento (identificado como Emplazamiento 3 dentro del Anexo IV-A).

El emplazamiento se encuentra frente al litoral sureste de la isla de Gran Canaria, en frente del núcleo costero de Arinaga —donde, además, hay un puerto importante.

Las coordenadas del centroide del área evaluada son:

— Coordenadas UTM-ETRS89 (28N):  $X = 474371,07$  m;  $Y = 3078255,59$  m

Destaca por pertenecer a una zona de alto potencial para el desarrollo de la eólica marina y por la calidad de su recurso eólico —registrando una velocidad media de 9,78 m/s a 100 metros de altura según el Atlas Eólico Global. Asimismo, su distancia al punto de interconexión con la red de distribución de REE es indudablemente bueno. También lo es su análisis de impacto ambiental, las condiciones geotécnicas estimadas, la aceptación social esperada y el resto de las características evaluadas.

La batimetría es el único inconveniente de este emplazamiento. Exige apostar por la tecnología flotante: se registra una profundidad media de 800 metros con QGIS en la superficie de 57,69 km<sup>2</sup> evaluada.

### 3.6 DETERMINACIÓN DEL NOMBRE DEL PROYECTO

Teniendo en cuenta la ubicación del emplazamiento, se decide asignar el nombre siguiente al parque eólico al que hace referencia este estudio de viabilidad:

#### **PEOF Gran Canaria**

Las siglas PEOF se refieren a Parque Eólico *Offshore* Flotante, conveniente dadas las características técnicas principales del proyecto.

De aquí en adelante, el proyecto en estudio será reconocido bajo dicho nombre.

### 3.7 CONCLUSIONES

La selección del emplazamiento de un parque eólico marino es una tarea ardua y costosa. Además de ser técnicamente viable, un proyecto de estas características debe estar alineado con las exigencias regulatorias actuales. En el caso de España, esto último implica respaldar los POEM, además de considerar el RD encargado de establecer el marco regulatorio —por lo menos, en el momento actual. Con este fin, se analizan un total de doce criterios de evaluación en tres emplazamientos potenciales (Anexo IV-A). Los resultados que se obtienen derivan en la selección de un emplazamiento al sur de Gran Canaria, bautizado bajo el nombre de PEOF Gran Canaria. Se trata de una demarcación de excelente recurso eólico, perteneciente a una zona de alto potencial para el desarrollo de la eólica marina. Por otro lado, diversas noticias de actualidad respaldan que la industria eólica marina podría comenzar a desarrollarse en esta zona de las aguas españolas.

## 4 EVALUACIÓN DE PEOF GRAN CANARIA

### 4.1 OBJETIVO

El objetivo de este capítulo es explicar las principales características de PEOF Gran Canaria. Se analizan los resultados del recurso eólico del emplazamiento, su potencial energético y el diseño general de las estructuras del parque —incluyendo la descripción de las turbinas que se usan, las plataformas sobre las que se pretende situar a estas, los sistemas de fondeo y los anclajes.

### 4.2 TORRE METEOROLÓGICA

En este proyecto la torre meteorológica virtual se sitúa en las coordenadas siguientes:

- Coordenadas UTM-ETRS89 (28N): X = 475212,00 m; Y = 3077997,00 m

Virtualmente, esta dispone de tres anemómetros, tres veletas, tres termistores, tres barómetros y tres higrómetros.

### 4.3 RECURSO EÓLICO

El recurso eólico del emplazamiento es excepcionalmente bueno, tal y como puede comprobarse en la Figura I- 19. Además, el análisis estadístico-descriptivo de los datos sintéticos del Anexo IV-B lo demuestra (Figura I- 20, Figura I- 21).

*Figura I- 19: Atlas eólico de la página de VORTEX con la ubicación de PEOF Gran Canaria. VORTEX.*

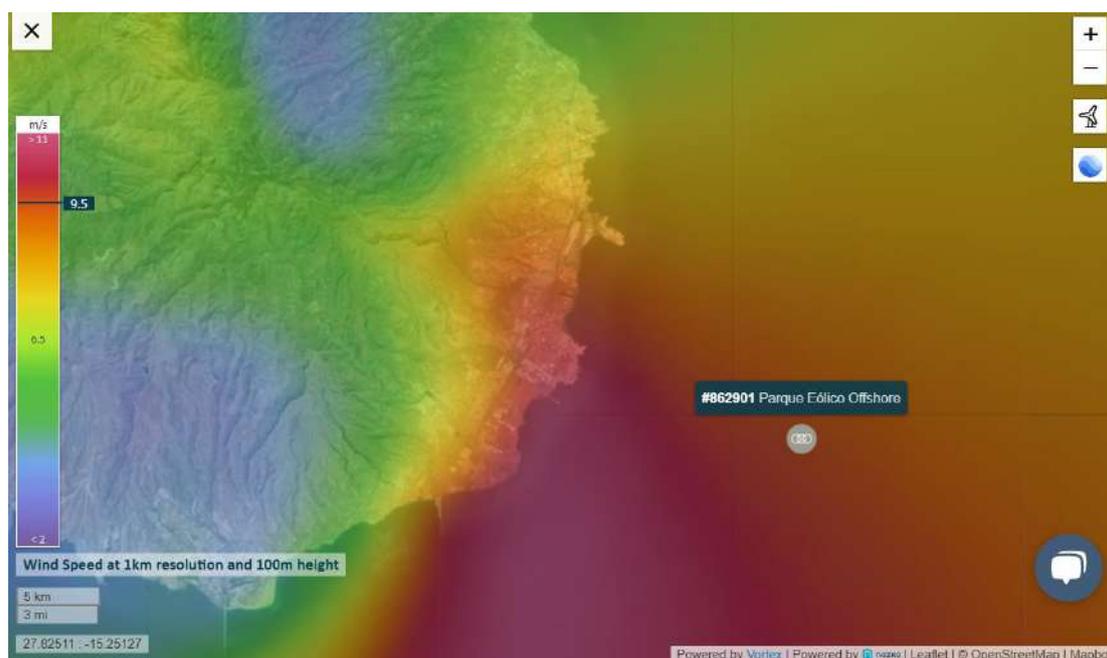


Figura I- 20: Perfil medio diario de la velocidad del viento para a 138 metros de altura. Windographer.

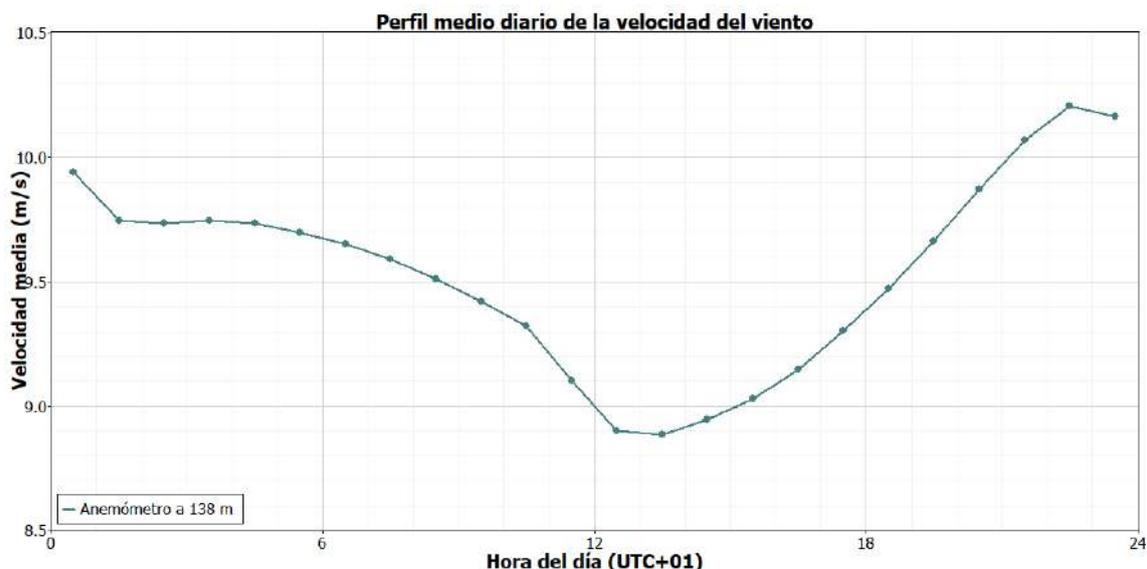


Figura I- 21: Perfil medio mensual de la velocidad del viento, para todas las alturas de VORTEX y la altura de 138 metros extrapolada. Windographer.

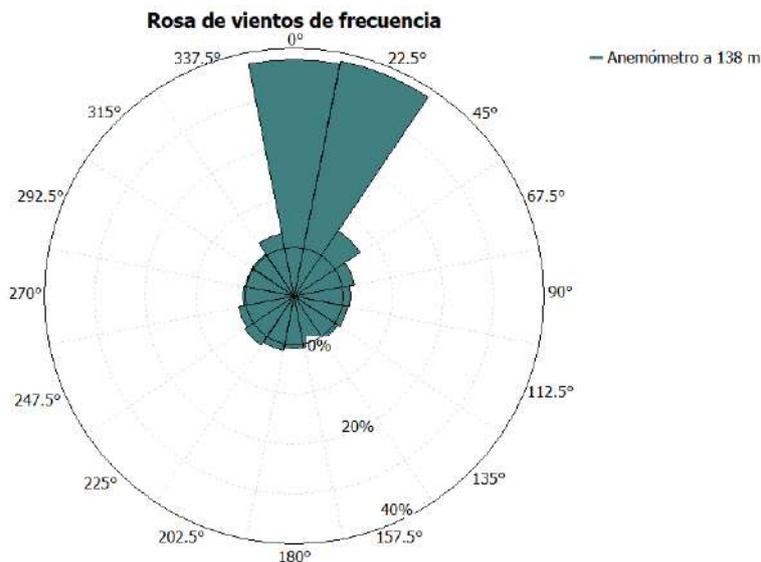


La torre de medición recoge velocidades medias de 9,32 m/s, 9,44 m/s y 9,59 m/s a unas alturas de 100, 150 y 200 metros, respectivamente. Las variabilidades diaria, mensual e interanual poseen una estacionalidad determinada, aunque muy estable dentro del período de análisis —de 10 años.

Asimismo, la rosa de vientos que se obtiene con Windographer (Figura I- 22) permite identificar con claridad la dirección predominante del viento, que se sitúa en el sector comprendido entre los 8,5° y 9,5°. Sorprendentemente, este no cambia prácticamente de sector durante todo el año. Esto se debe a que los vientos que soplan en las Islas Canarias son, principalmente, vientos alisios. Es más, el nombre de estos vientos deriva de la raíz

latina *alis*, que significa liso. De alguna forma, su propio nombre demuestra que es estable [48].

**Figura I- 22: Rosa de vientos de frecuencia en 16 sectores, para la veleta a la velocidad extrapolada de 138 m de altura. Windographer.**



Concretamente, el viento que domina en el sur de Gran Canaria es el alisio del noreste — conocido por soplar de forma constante durante la mayor parte del año [49]. Lo hace de noreste a suroeste.

#### 4.4 ANÁLISIS ENERGÉTICO

El análisis energético de WAsP permite conocer la producción neta o AEP del parque: 881.767,74 MWh/año. Aplicando unas pérdidas totales del 18 %, la energía anual que se vierte a red en un año típico es de 733.325,45 MWh/año.

Por otro lado, si se tiene en cuenta la potencia nominal que suma el conjunto de aerogeneradores, el número de horas anuales equivalentes del parque es de 5.238,04. Esto lleva a asociar a PEOF Gran Canaria un factor de capacidad del 59,79 %.

El hecho de que PEOF Gran Canaria pueda operar a su potencia máxima (140 MW) durante más del 50 % del año es realmente significativo, sobre todo si se conocen los factores de capacidad registrados hasta la fecha. Sin embargo, las buenas características del recurso eólico permiten visualizar este parámetro con optimismo. Además, el primer parque flotante del mundo registró un FC del 65 % tras sus primeros tres meses de operación [50].

Para más detalles sobre el análisis energético, véase el Anexo IV-D.

## 4.5 DISEÑO

### 4.5.1 AEROGENERADORES

PEOF Gran Canaria emplea diez turbinas GE Haliade-X 14 MW. Su altura de buje es de 138 metros y su diámetro de rotor de 220 metros. El fabricante es GE Vernova —el cuarto mayor fabricante de turbinas eólicas *offshore* del mundo según la consultora Blackridge Research (Figura I- 23). Conocidos los resultados de generación con WAsP, este modelo se puede considerar una solución óptima. Además, sus 14 MW de potencia nominal permiten alcanzar los 140 MW de potencia nominal del parque con tan solo diez turbinas.

**Figura I- 23: Listado de los diez principales fabricantes de turbinas offshore a nivel mundial en 2025. Blackridge Research [51].**

Fabricante	Capacidad inst. (GW)	País	Modelos de referencia
Siemens Gamesa Renewable Energy	12,5	España	SG 14-222 DD SG 11.0-200 DD SWT-7.0-154
Vestas (incluyendo MHI Vestas)	10+	Dinamarca	V164-10.0 MW V164-8.0 MW V112-3.45 MW
Goldwind	9	China	GWH252-16MW GW171-6.0MW
<b>GE Vernova</b>	<b>7</b>	<b>Estados Unidos</b>	Haliade-X 14.7 MW <b>Haliade-X 14 MW</b> Haliade 150-6MW
Envision Energy	6	China	EN-160/4.5 EN-171/5.0
Mingyang Smart Energy	5,5	China	MySE 16.0-260 MySE 6.45-180 MySE 5.5-155
Shanghai Electric	4	China	SE 6.25-172 SE 5.0-155
Dongfang Electric	1,5	China	DEC 5.5-155 DEC 6.25-172
CSSC Haizhuang	1	China	H171-5.0MW H210-10MW
Doosan Heavy Industries	-	China	WinDS3300 WinDS5500

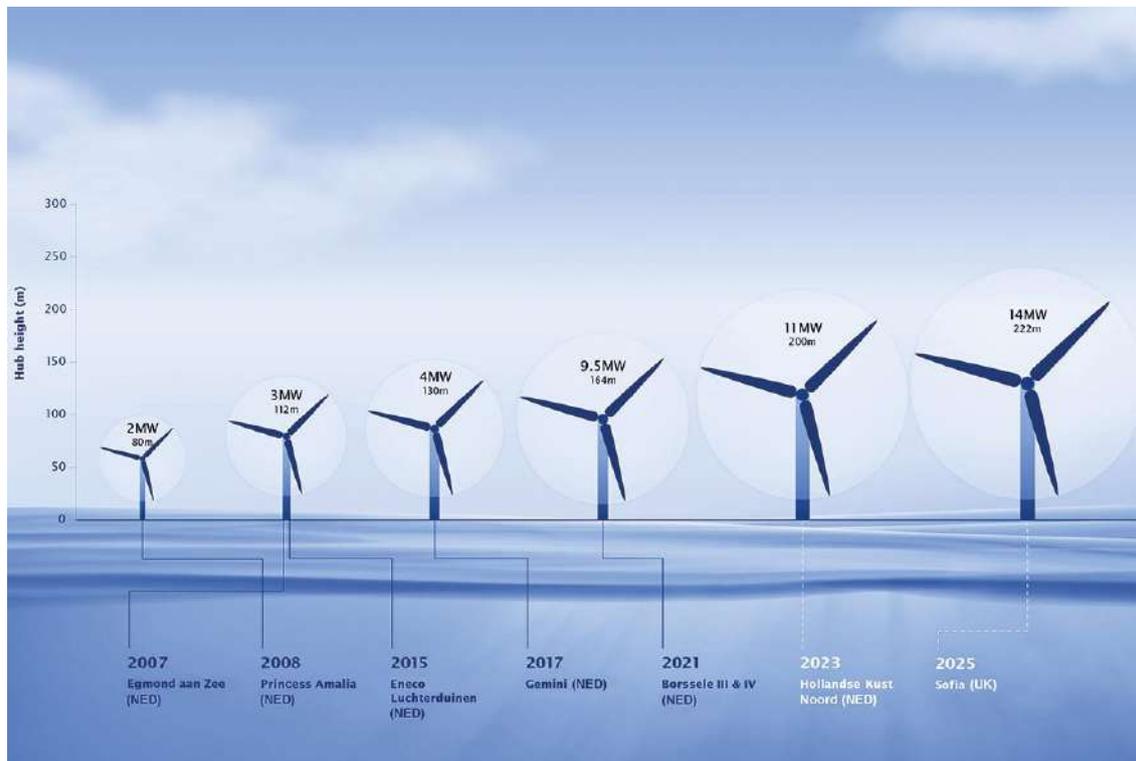
**Glosario:** Capacidad inst. = capacidad instalada en el mundo por cada fabricante a fecha de 23 de abril de 2025.

Asimismo, su previsión de uso en la fase C del proyecto de Dogger Bank suma confiabilidad a su elección para este proyecto. En el caso de Dogger Bank, la altura de

buje que se espera usar también es de 138 metros —lo que lleva a que la altura máxima de la punta de las palas llegue a los 315 metros sobre el nivel del mar [52].

En cualquier caso, la turbina seleccionada sigue la tendencia que marca el mercado actual (Figura I- 24).

**Figura I- 24: Evolución de las turbinas eólicas offshore con el paso de los años. WindPower [53].**



Tras seleccionar el modelo de aerogenerador más adecuado, los promotores de PEOF Gran Canaria deben decidir la tecnología que mejor se adapta a las condiciones del proyecto. Este proceso constituye una larga cadena de decisiones. De acuerdo con Matthew Barnott, un ingeniero de Flotation Energy, el proceso comienza con la creación de una *live list*. En esta se recopilan todas las soluciones tecnológicas que hay disponibles hasta el momento [54].

Después, tiene lugar un proceso de evaluación, donde se da especial importancia a la madurez tecnológica de cada solución. Esta se mide a través del indicador TRL — *Technology Readiness Level*.

A continuación, se crea una nueva lista. En ella, se analiza la compatibilidad real de las opciones con el proyecto —junto con su nivel de TRL. Posteriormente, los resultados se filtran en una matriz de decisión como la que determina el mejor emplazamiento para este proyecto (Anexo IV-A: Análisis de emplazamientos).

Más tarde, las tecnologías de mayor puntuación se integran en el proceso de diseño real del parque, adaptándose a las condiciones particulares que aporta la turbina GE Haliade-X 14 MW, en este caso. En función de los resultados que se van obteniendo, una selección

de tecnologías pasa a fases de desarrollo más avanzadas —hasta dar con la solución óptima.

Como es evidente, este proceso no se ejecuta en este trabajo. Tan solo se tienen en cuenta las condiciones conocidas del emplazamiento para seleccionar las alternativas que mejor encajan con las características particulares de PEOF Gran Canaria. Siendo así, los subapartados siguientes explican la selección del sistema de fondeo y de los anclajes.

#### 4.5.2 PLATAFORMA

Dada la profundidad del emplazamiento, PEOF Gran Canaria tiene previsto la colocación de sus turbinas sobre plataformas semisumergibles —lastradas y con sistema de amarre. Esta elección se alinea con la información que se presenta en el capítulo segundo de este TFM. Así, las plataformas tipo *spar*, tipo TLP y tipo barcaza quedan descartadas para este proyecto.

Evidentemente, las características técnicas de las plataformas todavía no pueden conocerse con detalle. Su dimensionamiento y diseño específicos deben ser el resultado de un análisis exhaustivo futuro —de cargas y condiciones geotécnicas, entre otros. A modo de ejemplo, la plataforma HiveWind —desarrollada por Sener y WindWaves— parece ser una opción posible (Figura I- 25). Está previsto que empiece a estar disponible a nivel comercial a partir de finales de 2026 [55].

Como bien se comenta anteriormente, este estudio se basa en las características conocidas del emplazamiento de Gran Canaria para la selección de los diferentes componentes que acompañan a las GE Haliade-X 14 MW. Los criterios que llevan a la selección de este tipo de plataforma se exponen a continuación.

En primer lugar, la literatura verifica que las plataformas semisumergibles son adecuadas para la profundidad de PEOF Gran Canaria —800 metros de media [56]. Sin embargo, es cierto que en la actualidad todavía no se ha desarrollado ningún proyecto —de las características de PEOF Gran Canaria— a esa profundidad. Los parques eólicos *offshore* flotantes que se encuentran actualmente en operación se exponen en la Tabla I- 1. Entre ellos, el de mayor profundidad es el proyecto Hywind Tampen, con plataformas tipo *spar* a 300 metros de profundidad.

**Tabla I- 1: Características principales de los parques eólicos offshore flotantes comerciales de la actualidad, en comparación con PEOF Gran Canaria. Elaboración propia.**

Proyecto	País	Núm.	PNT (MW)	PT (MW)	Pro. (m)	DC (km)
Hywind Scotland	Reino Unido	5	6	30	120	29
Kincardine	Reino Unido	3	8,4	25,2	100	20
WindFloat Atlantic	Portugal	5	9,5	47,5	80	15
Hywind Tampen	Noruega	11	8,6	94,6	300	140
Provence Grand Large	Francia	3	8,4	25,2	100	17
PEOF Gran Canaria	España	10	14	140	800	12

**Glosario:** Núm. = número de turbinas que constituyen el proyecto; PNT = potencia nominal de cada turbina; PT = potencia total del proyecto; Pro. = profundidad máxima a la que se han instalado las turbinas; DC = distancia aproximada entre el parque y el punto más cercano de la costa.

En segundo lugar, lastrar este tipo de plataformas puede mejorar la estabilidad en condiciones de alto oleaje o vientos extremos —contrarrestando el momento de inclinación. A pesar de que estas condiciones no se detectan en el emplazamiento seleccionado, esta solución puede ayudar a que los aerogeneradores puedan montarse en los puertos principales, para después remolcar el conjunto aerogenerador-turbina completo.

*Figura I- 25: Evolución temporal de la comercialización de la plataforma HiveWind. HiveWind [55].*



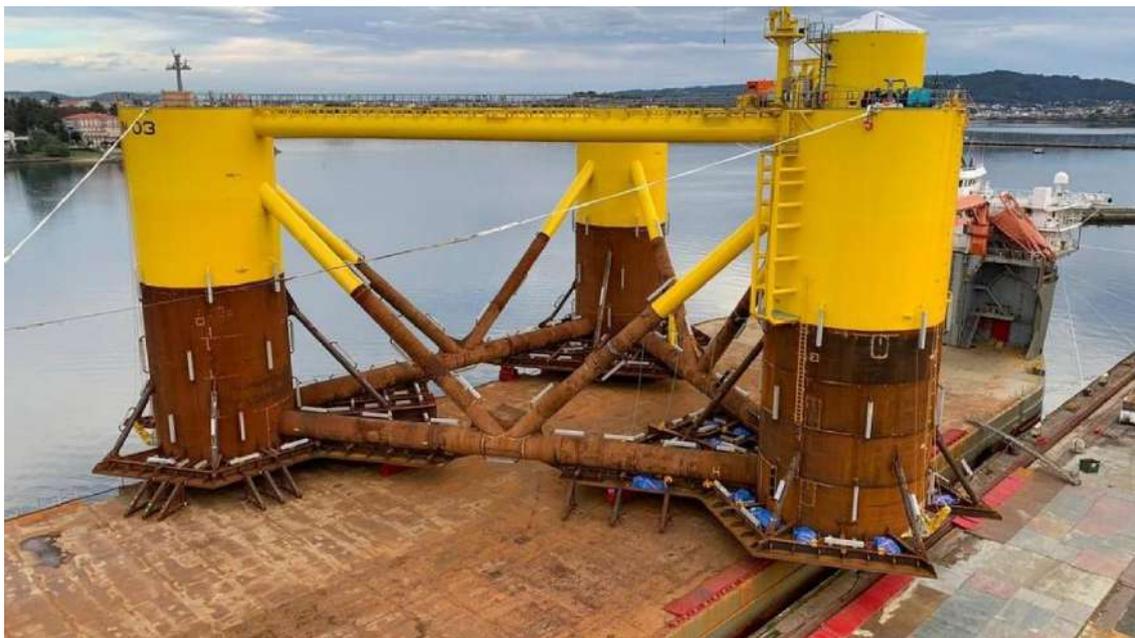
De igual modo, las líneas de amarre que se usen para ayudar a estabilizar la estructura pueden estar tensas. Esto puede resultar útil, conociendo la profundidad media. También se puede ahorrar mucho material. Sin embargo, las líneas de amarre catenarias también pueden ser una solución, ya que los anclajes que se usan en ese caso suelen ser más económicos —por tener que soportar fuerzas mayoritariamente horizontales [56].

En cualquier caso, este tipo de estructura admite y requiere que sus líneas de amarre queden sujetas al fondo marino con anclajes. Además, conociendo que este es rocoso y con buena capacidad portante, el enclavamiento en sí no debe presentar demasiados problemas.

Por último, las estructuras que se usen pueden adoptar los aprendizajes de proyectos ya desarrollados —también de los que todavía están pendientes de aprobarse para su futuro desarrollo.

En el momento actual, los proyectos de WindFloat Atlantic y Kincardine (Figura I- 26) pueden usarse como referencia —los dos únicos parques eólicos *offshore* flotantes comerciales con plataformas semisumergibles. Por un lado, el proyecto WindFloat Atlantic instala turbinas de 8,4 MW en profundidades de hasta 100 metros. Por otro lado, Kincardine registra profundidades de hasta 80 metros, empleando turbinas de 9,5 MW. Casualmente, el fabricante de aerogeneradores de ambos proyectos es MHI Vestas —el segundo mayor fabricante a nivel mundial.

**Figura I- 26:** Segunda plataforma flotante semisumergible fabricada para el proyecto Kincardine, en la costa este de Escocia. Navantia.

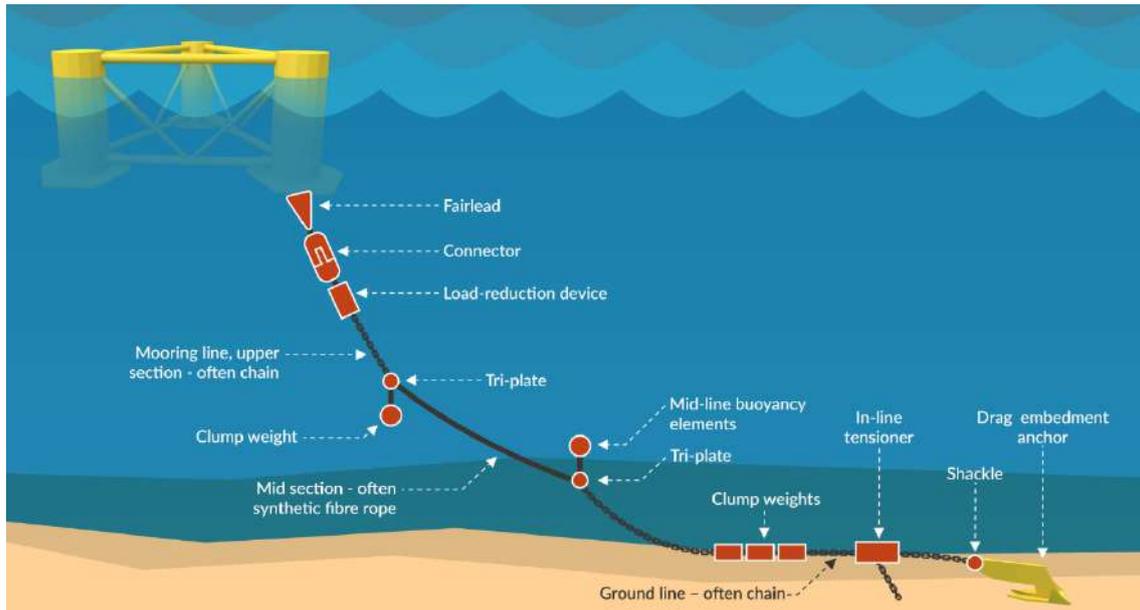


#### 4.5.3 SISTEMAS DE FONDEO

Tras seleccionar el tipo de plataforma más adecuada, el siguiente paso es elegir el tipo de sistema de fondeo (*mooring system*). Los tres posibles sistemas (Figura I- 27) son los siguientes:

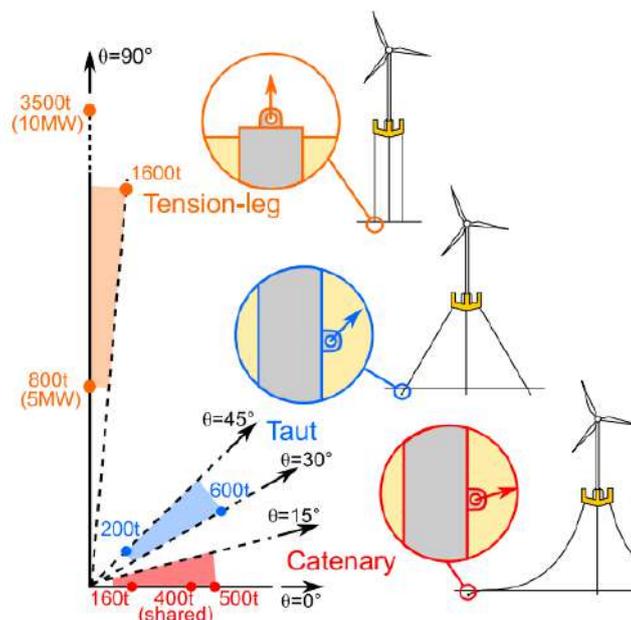
- *Sistema de fondeo catenario (catenary system)*: Es un sistema formado por cadenas largas muy pesadas, con un proceso de instalación relativamente simple. Una de las principales desventajas de esta técnica es la gran huella que puede dejar en el lecho marino. Además, las cadenas que se usan pueden llegar a ser extremadamente pesadas. Siendo así, no se considera adecuado para aguas muy profundas. No existen demasiadas embarcaciones en el mundo con capacidad de instalar estas cadenas a 800 metros de profundidad.
- *Sistema de fondo semi-tensado (semi-taut)*: Este sistema es más ligero que el anterior: las líneas que unen la plataforma con el fondo tienen una parte en forma de cadena y una parte de fibra sintética. Consecuentemente, la huella que deja en la biodiversidad del mar es algo inferior. Así, se considera un sistema adecuado para fondos de grandes profundidades. La única desventaja está asociada a las pocas pruebas de desarrollo que se han hecho hasta hoy.
- *Sistema de fondeo tensado (taut)*: Son sistemas que están compuestos, principalmente, de fibra sintética o alambre. Como consecuencia de esto, la huella que dejan es todavía menor. Su peso y su precio también disminuye. Sin embargo, el proceso de instalación puede resultar algo complejo. Además, el hecho de que los sistemas de anclaje asociados deban hacer frente a cargas muy elevadas puede ser un problema. Por otro lado, las líneas de amarre sintéticas pueden enfrentarse a desafíos de prueba y validación por degradación ambiental, especialmente por la luz solar (radiación UV).

Figura I- 27: Componentes típicos de un sistema de fondeo para aerogeneradores eólicos marinos flotantes. Cortesía de BVG Associates.



Un factor importante que se debe tener en cuenta en el diseño del sistema de fondeo son las cargas máximas que puede experimentar la plataforma. Estas suelen estar relacionadas con las condiciones del fondo marino en las que se encuentra el parque y con los movimientos que vienen de la subestructura. Así, los sistemas semi-tensados tienden a tener cargas máximas más altas, debido a la menor amortiguación que se asocia a los mismos (Figura I- 28). Esto puede llevar a tener que ingeniar reducciones de carga en las fases de diseño más avanzadas.

Figura I- 28: Ejemplo de vectores de carga (en toneladas métricas) para distintos diseños de sistemas de anclaje. Múltiples fuentes [57].



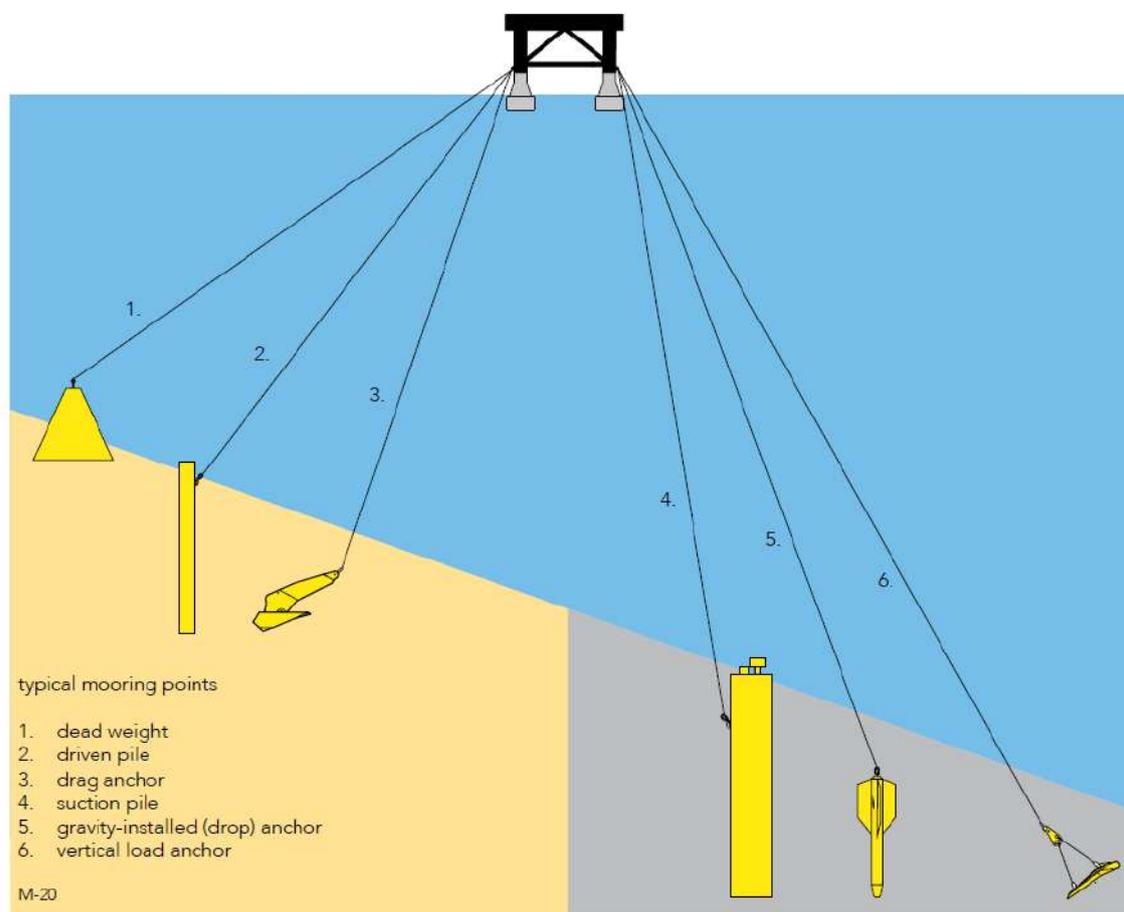
Si se tienen en cuenta las condiciones específicas de PEOF Gran Canaria, el sistema de fondeo semi-tensado parece ser el más indicado.

Por otro lado, se desconocen los límites de excursión y el número de líneas de fondeo que hacen falta para que la plataforma semisumergible se mantenga estable. Del mismo modo, conviene evaluar la necesidad de usar dispositivos para amortiguar las cargas dinámicas. También es necesario analizar el efecto de las fibras sintéticas en el fondo marino.

#### 4.5.4 ANCLAJES

Los principales tipos de anclaje (*anchors*) que se pueden considerar son los siguientes. Todos ellos quedan representados en la Figura I- 29.

Figura I- 29: Tipos de anclaje sobre el lecho marino. WFO.



- *Anclajes de arrastre (drag embedment anchors)*: Se trata de anclaje que son fáciles de instalar y de dismantelar. Resultan especialmente adecuados para líneas de fondeo catenarias; no soportan demasiado bien las cargas verticales de los sistemas semi-tensados.

- *Anclajes por succión (suction anchors)*: Destacan por tener una instalación menos invasiva que los sistemas de hincado (*piling*). También son fáciles de dismantelar. Son especialmente compatibles con suelos arenosos y arcillosos —no se adaptan bien a suelos rocosos. Se pueden usar tanto en sistemas tensados como semi-tensados. También ofrecen la opción de uso compartido entre varias líneas.
- *Anclajes hincados (driven pile anchors)*: Constituyen una alternativa versátil. Se pueden adaptar a muchos tipos de fondos, incluyendo los de tipo rocoso. También se pueden perforar si el lecho marino no permite la hincado directa. También ofrecen una gran capacidad de carga y mucha fiabilidad estructural. Además, su coste material es relativamente bajo. No obstante, generan mucho ruido cuando se hincan y pueden poner en peligro a la fauna marina. Asimismo, requieren una grúa muy pesada para su instalación.
- *Anclajes por gravedad (gravity anchors)*: Su principal ventaja es que no necesitan penetración en el fondo marino. Al igual que los anteriores, se pueden usar en fondos rocosos. Sin embargo, no hay demasiados ejemplos de parques que los hayan usado. También tienen costes elevados, por su peso y su instalación. De igual modo, requieren una superficie nivelada y estable para poder funcionar correctamente.

De forma teórica, la selección del tipo de anclaje que mejor se adapta al emplazamiento debe tener en cuenta muchas consideraciones. Entre ellas, se incluyen las cargas esperadas, la posibilidad de que se usen sistemas compartidos de fondeo (*shared mooring systems*) como los que plantea el proyecto Hywind Tampen, o el impacto de los anclajes sobre el lecho marino.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, los anclajes que mejor se adaptan a PEOF Gran Canaria son los hincados (Figura I- 30).

**Figura I- 30: Demostración de la instalación de un anclaje hincado. Cape Holland.**



## **4.6 CONCLUSIONES**

Este capítulo permite entender el potencial de PEOF Gran Canaria, motivando su análisis económico posterior. En primer lugar, las condiciones del emplazamiento son excepcionales: el viento sopla de noreste a suroeste la mayor parte del año, con una velocidad media de 9,54 m/s a 138 metros de altura. Por otro lado, este parque es capaz de evacuar a la red de Gran Canaria 733.325,45 MWh de energía en un año típico, a través de un conjunto de diez aerogeneradores GE Haliade-X 14 MW del fabricante General Electric. Por otro lado, está previsto que estos puedan levantarse sobre plataformas flotantes semisumergibles, lastradas y unidas al fondo marino por medio de un sistema de fondeo semi-tensado, con anclajes hincados.

## 5 INSTALACIONES ELÉCTRICAS

### 5.1 OBJETIVO

El objetivo principal de este capítulo es describir y analizar las instalaciones eléctricas de PEOF Gran Canaria.

### 5.2 INTRODUCCIÓN

La energía producida en el proyecto necesita ser evacuada hasta el punto de conexión con Red Eléctrica de España, a través de un sistema eficiente y seguro. Para lograr esto, se requiere un conjunto de instalaciones eléctricas esenciales.

Para representar gráficamente todos estos componentes, la mejor opción es un esquema unifilar —incluido en el documento de planos del proyecto (Plano III).

A continuación, se ofrece una visualización simplificada de la configuración eléctrica del parque:

- Los aerogeneradores actúan como generadores eléctricos —unidades responsables de la producción de energía.
- Cada aerogenerador está conectado a un transformador elevador, que ajusta la baja tensión generada a los 66 kV de salida.
- Los aerogeneradores se organizan en líneas de generación independientes, junto con sus respectivos transformadores. Aunque es común que las líneas de generación se encuentren en MT, en el rango de 20–36 kV, el modelo de turbinas GE Haliade-X 14 MW obliga a que las líneas se encuentren interconectadas a 66 kV. Esto cada vez es más habitual con generadores de alta potencia. Este valor se considera AT, según la clasificación vigente en España. La cantidad de líneas depende del tamaño del parque.
- Todas las líneas de generación se unen en un embarrado —en las barras de 66 kV. En este caso, este es de AT y actúa como el colector principal de la energía del parque.
- Antes de llegar a las barras, cada una de las líneas debe disponer de un interruptor automático y un seccionador.
- Entre las líneas de generación y el embarrado de AT, se deben instalar cabinas de interconexión. Estas deben incluir sus respectivos elementos de protección y maniobra: interruptores automáticos, seccionadores, etc.
- Desde el embarrado de AT, la energía se dirige hacia una subestación costera, encargada de elevar la tensión de 66 kV a 220 kV —el nivel de tensión requerido para la integración del parque en la red de transporte.

- Aguas arriba del embarrado, también se incluyen seccionadores y automáticos. Estos permiten aislar cada tramo en caso de fallo, además de realizar gestiones de mantenimiento.
- Por último, una línea de evacuación aérea a 220 kV se encarga de unir la subestación costera con la SET Barranco de Tirajana III.
- El control de los aerogeneradores se debe hacer desde un centro, que puede quedar instalado cerca del recinto de la subestación costera elevadora de tensión. Para este fin, los conjuntos de generación se encuentran conectados entre sí a través de cables de fibra óptica, que también continúan su recorrido hasta la subestación elevadora. Estos comparten zanja junto con los correspondientes cables de potencia.
- Al final, por las diferentes zanjas —ya sean submarinas o subterráneas— discurren los cables de potencia, los cables de fibra óptica y los de la red de tierras.
- La subestación del parque es de simple barra, ya que esto basta para cumplir las exigencias del parque. Concretamente, tiene una parte interior de 66 kV y una parte a la intemperie de 66 / 220 kV. En la parte interior se instalan las celdas de distribución, protección, control y mando —además de un transformador de SSAA. Una de estas celdas conduce la energía que recibe del parque hacia el transformador elevador de tensión de 16 MVA. Este eleva la tensión hasta 220 kV. Además, este está acompañado de toda la aparatada necesaria para proteger a la instalación. También dispone de una red de tierras.
- El sistema de 66 kV de la subestación está compuesto por cinco celdas de protección: tres de entrada de línea, una de salida de línea y una de SSAA. También podría añadirse una quinta celda —de remonte—, en caso de que interesara hacer una ampliación futura, lo que se considera que es improbable. Por un lado, las tres entradas de línea protegen a las tres líneas de generación. La salida de línea sirve para maniobrar y proteger a la barra que une a todas las líneas de generación, además del correspondiente transformador 66 / 220 kV. Por último, la celda de SSAA se encarga de proteger al transformador de SSAA.
- Las celdas de protección están formadas por la siguiente aparatada: seccionadores de tres posiciones, interruptores seccionadores, interruptores seccionadores con fusibles.
- El conjunto de medida, control y protección de la parte de 220 kV no se especifica en este informe —considerando que muy probablemente sea responsabilidad de REE su determinación.

Tras esta descripción genérica, los subapartados que siguen explican y justifican cada una de las instalaciones eléctricas previstas. Del mismo modo, se ofrecen detalles de los cables eléctricos que se pretenden utilizar en el proyecto. Los cálculos eléctricos que justifican su elección se encuentran en el anexo correspondiente.

## 5.3 RED DE BAJA TENSION

La red de BT se encuentra incorporada en los propios aerogeneradores, dentro de la góndola (Figura I- 31). Esta dependencia hace que sea inmodificable, dependiendo su configuración exclusivamente del fabricante —en este caso, General Electric.

*Figura I- 31: Representación de la góndola del aerogenerador GE Haliade-X 14 MW. Elaboración propia.*



Los aerogeneradores de este proyecto son el modelo GE Haliade-X 14 MW. Los componentes principales de su sistema de BT son:

- *Generador eléctrico:* Es un generador síncrono de imanes permanentes o PMSG —por sus siglas en inglés de *Permanent Magnet Synchronous Generator*. Es de accionamiento directo —se encuentra acoplado al rotor principal— y no dispone de caja multiplicadora [58]. Produce energía trifásica en CA, a una tensión nominal de 3.323,0 V (considerada MT en España). Su velocidad varía en función del régimen del viento, alcanzando una velocidad máxima de 7,81 rpm [59]. Se conecta a un convertidor de potencia de frecuencia variable.
- *Convertidor de potencia:* Este componente se conecta con el generador eléctrico y regula la salida de energía. Es de tipo full-scale, con una configuración AC-DC-AC [60]. Más concretamente, está compuesto por un rectificador y un inversor. El primero se encarga de transformar la CA del generador síncrono en CC. El segundo vuelve a transformar la corriente en CA, asegurando una frecuencia constante de 50 Hz [61]. Además, este elemento sirve como punto de control de la potencia activa y reactiva.
- *Transformador auxiliar:* Después de atravesar el convertidor de potencia, parte de la energía se dirige hacia un transformador auxiliar interno. Este es el

encargado de adaptar la tensión a niveles más bajos, con el fin de alimentar a los SSAA asociados [62].

- *Cuadro general de BT*: Tras su paso por el transformador auxiliar, la energía pasa a un cuadro general de BT. Este se encarga de repartir la energía entre diferentes SSAA.
- *Sistema de alimentación ininterrumpida (SAI)*: Este sistema puede estar incluido según NERC [63]. Garantiza el funcionamiento de los sistemas más críticos: control y comunicaciones. Funciona de forma automática en caso de existir una caída de tensión.

El flujo de potencia principal que atraviesa el convertidor mencionado se dirige hacia el siguiente elemento del sistema: el centro de transformación.

## 5.4 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Tras atravesar la red de BT, la energía sigue su paso hasta los centros de transformación. Habitualmente, estos se ubican en la base de la torre —aunque también se pueden encontrar en la propia góndola. Se encargan de transformar la tensión de los aerogeneradores a niveles mayores. En muchos de los proyectos que ya están en funcionamiento, esta conversión es a MT, en el rango de 20 a 36 kV. No obstante, los GE Haliade-X de 14 MW de PEOF Gran Canaria operan a un nivel de tensión superior: a 66 kV [64]. Este nivel de tensión será más común en proyectos futuros.

Los centros de transformación están constituidos por el correspondiente transformador elevador, además de las celdas de interconexión y protección correspondientes de AT.

### Transformador de 3,3 / 66 kV

El transformador es la máquina donde sucede la transformación energética —en este caso de MT a AT. Está compuesto por dos partes diferenciadas: una parte activa y una parte pasiva. La primera hace referencia al sistema de transformación de energía, compuesto por el núcleo ferromagnético, los diferentes arrollamientos —primario y secundario—, y las conexiones correspondientes. En cambio, la parte pasiva está compuesta por la envolvente metálica del transformador, el sistema de aislamiento, y el medio refrigerante —aire o un dieléctrico líquido.

La potencia aparente nominal de un transformador viene dada por la potencia activa del generador eléctrico del aerogenerador ( $P$ ) y por el factor de potencia ( $\cos \varphi$ ). En este caso, conviene calcular este valor de forma conservadora, puesto que los aerogeneradores que se pretenden emplear son el reciente modelo GE Haliade-X 14 MW, de General Electric.

Para la elección de la potencia aparente del transformador de 3,3 / 66 kV se puede tomar un  $\cos \varphi = 0,90$ , un valor habitual en la fase de diseño eléctrico. La potencia aparente ( $S$ ) se mide en megavoltamperios (MVA). Representa la capacidad total que debe poder manejar el transformador, teniendo en cuenta las potencias activa y reactiva.

Puesto que el modelo GE Haliade-X 14 MW tiene una potencia nominal de 14 MW, la potencia mínima del transformador asociado puede calcularse como sigue ( 1 ):

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{14 \text{ MW}}{0,90} = 15,56 \text{ MVA} \quad (1)$$

Teniendo esto en cuenta, el transformador asociado al generador que se pretende emplear debe tener una potencia aparente nominal mínima de 15,56 MVA. Sin embargo, en la práctica suelen emplearse valores normalizados, muchas veces redondeados al valor entero superior más próximo. Un ejemplo de ello es el modelo anterior del mercado, el GE Haliade-X 13 MW, con un transformador asociado de 14 MVA —frente a los 14,44 MVA correspondientes a la operación de dividir el valor de su potencia nominal entre un  $\cos \varphi = 0,90$  [64]. Por tanto, a falta de datos oficiales por parte de General Electric, es bastante probable que el fabricante se decante por un valor de 16 o 20 MVA para el transformador asociado al modelo GE Haliade-X 14 MW. En PEOF Gran Canaria, se decide usar un transformador de 16 MVA.

Por otro lado, los transformadores pueden ser de tipo seco —cuando usan aire o gas como refrigerante— o de dieléctrico —cuando emplean un refrigerante líquido. En parques eólicos terrestres, es común emplear los de tipo seco —especialmente, por motivos de seguridad contra incendios. No obstante, en entornos *offshore* suele ser más habitual usar transformadores con dieléctrico líquido, ya que pueden ofrecer mejor rendimiento térmico y menor volumen [65]. En el caso de este proyecto, se prevé el uso de un transformador con refrigeración líquida, tomando como referencia el medio refrigerante del modelo GE Haliade-X 13 MW.

Pese a que no se dispone de las fichas técnicas correspondientes, se usa la posible proyección de la fase C del proyecto de Dogger Bank como principal justificante de los datos anteriores. Así, las características técnicas principales del centro de transformación se recogen en la tabla siguiente (Tabla I- 2):

**Tabla I- 2: Características técnicas principales previstas para el centro de transformación del GE Haliade-X 14 MW. Elaboración propia.**

Parámetro	Valor estimado / Especificación
Proveedor	GE Vernova (posible modelo análogo: GE-Mistral-14)
Tensión primaria (lado MT)	3.323 V (~3,3 kV)
Tensión secundaria (lado AT)	66 kV
Potencia aparente nominal	16 MVA
Frecuencia	50 Hz
Tipo de aislamiento y refrigeración	KNAN
Tipo de transformador	Con dieléctrico líquido

## 5.5 CABINAS DE INTERCONEXIÓN Y PROTECCIÓN

Tras atravesar el centro de transformación del aerogenerador, la energía continúa su recorrido hacia las celdas —o cabinas— de interconexión y protección. Físicamente, son armarios eléctricos metálicos que albergan los elementos de seccionamiento, protección y medida necesarios.

Se conectan al centro de transformación de 16 MVA. Su función es aislar y proteger el lado de AT del transformador, además de la línea de generación a la que este quede unido. Esto siempre se debe hacer, para evitar problemas en caso de que haya alguna incidencia en un aerogenerador o en una línea. Son esenciales para aislar un tramo afectado, sin que quede comprometido el resto del parque.

Desde el punto de vista eléctrico, estas cabinas se diseñan con el fin de soportar la intensidad nominal de operación y la intensidad de cortocircuito —en este caso, correspondientes al nivel de tensión de AT. En instalaciones terrestres convencionales, las celdas más comunes son las de distribución secundaria —20 / 24 kV o 30 / 36 kV de tensión nominal/máxima, con capacidades de interrupción típicas de 16 kA durante 1 segundo. No obstante, en este proyecto las celdas a emplear deben estar adaptadas a una tensión de 66 kV.

De este modo, las celdas de AT a considerar en el diseño del parque deben tener una tensión nominal de 66 kV —y una tensión máxima de servicio de hasta 72,5 kV. En otras palabras: deben ser celdas de 66 / 72,5 kV. Estos valores están normalizados, según indica la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06 en su Tabla 1 [66, p. 47].

### *Tipologías de cabinas*

Las celdas o cabinas pueden clasificarse en dos grandes grupos: modulares o compactas.

- *Cabinas modulares*: Estas cabinas están compuestas por posiciones individuales. Todas ellas están físicamente separadas, aunque conectadas entre sí mediante barras. Suelen ser más costosas. Sin embargo, ofrecen ventajas a nivel de O&M, ya que permiten reemplazar una única posición en caso de avería. Son bastante comunes en parques *offshore*, especialmente por su flexibilidad en el diseño. Generalmente, utilizan aislamiento con gas SF<sub>6</sub>. Esto ayuda a reducir el volumen total y a minimizar las distancias de aislamiento internas.
- *Cabinas compactas*: Estas integran varias funciones (protección, seccionamiento, medida) en un solo cuerpo cerrado. Suelen ser más económicas. También ocupan menos espacio. No obstante, requieren un reemplazo completo en caso de avería. Por lo general, son más comunes en instalaciones terrestres de menor tensión o en espacios reducidos.

### *Tipos de celdas según la posición en la línea*

Existen tres tipos de celdas, en función de cómo se conecten unos aerogeneradores con otros dentro de las líneas de generación. La nomenclatura con la que se identifica a estas celdas está compuesta por un conjunto de hasta tres elementos, indicando el número de

entradas o de salidas de línea (L) y las posiciones de protección (P). Todas se explican a continuación:

- *Celda de posición inicial*: Es la denominada 0L+1P. El aerogenerador que comienza cada línea de generación siempre lleva asociado una celda de este tipo. Como bien indica su nomenclatura, esta celda posee una salida de línea hacia el siguiente aerogenerador (0L), además de un interruptor de protección (1P).
- *Celda de posición intermedia entre dos aerogeneradores*: Es la denominada 0L+1L+1P. Es el tipo de celda que se emplea cuando un aerogenerador se encuentra entre otros dos, dentro de la misma línea de generación. Su nomenclatura indica que tiene una salida de línea (0L), una entrada de línea (1L), y una posición de protección (1P). Son celdas que protegen su propio transformador y la continuidad de la línea.
- *Celda de nodo entre dos líneas*: Es la celda que se identifica bajo el nombre de 0L+2L+1P. Se usa en puntos de conexión entre dos líneas de generación. Como bien indica su nomenclatura, son celdas con una salida de línea (0L), dos entradas de línea (2L) —provenientes de dos tramos diferentes— y una posición de protección (1P). Este tipo de celda sirve de nexo, actuando como punto de unión entre dos líneas independientes.

## 5.6 RED PRINCIPAL DE CABLES DE AT

### 5.6.1 DESCRIPCIÓN

Puesto que el proyecto se ubica en el mar y la tensión de salida de los GE Haliade-X 14 MW es de 66 kV, la red principal de cables es de AT. Esta debe garantizar la evacuación de energía desde las turbinas hasta tierra firme, donde el proyecto pretende incorporar una subestación de 66 / 220 kV.

Por tanto, esta red principal incluye: los tramos de cableado submarino que unen unos aerogeneradores con otros y los tramos correspondientes a las líneas de generación que se forman —con una parte submarina y otra parte terrestre.

### 5.6.2 NORMATIVA

En España, el diseño de los cables de AT debe cumplir con lo establecido en el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión, aprobado por el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero.

Dentro de este reglamento, se debe prestar atención a las denominadas ITC —o Instrucciones Técnicas Complementarias. Estas constituyen la normativa a seguir en el diseño de instalaciones eléctricas —garantizando la seguridad, la compatibilidad electromagnética y la fiabilidad del sistema que se diseña.

Para el caso de un parque eólico *offshore*, la ITC que debe considerarse es la referida a líneas subterráneas con cables aislados (ITC-LAT 06) —no hay una ITC específica para líneas submarinas.

Por otro lado, es importante conocer que el reglamento nacional —específicamente, la ITC-LAT 06— clasifica las redes trifásicas de AT en tres categorías diferentes. Esta clasificación se hace en función del tiempo máximo que la red puede tolerar un defecto de aislamiento, así como de las condiciones de puesta a tierra del sistema. Es clave para elegir el nivel de aislamiento adecuado para todos los cables y accesorios.

- *Categoría A*: Hace referencia a aquellas redes donde los defectos a tierra deben ser eliminados lo más rápido posible y, en cualquier caso, en menos de un minuto. Esto se aplica a redes fuertemente malladas, como las de transporte.
- *Categoría B*: Se refiere a redes donde se permite un tiempo limitado de funcionamiento con una fase a tierra. Generalmente, este tiempo no debe ser superior a una hora. Sin embargo, también se aceptan tiempos más largos si se justifica en la norma del cable o sus accesorios —a costa de acelerar el envejecimiento dieléctrico del sistema.
- *Categoría C*: Se incluyen todas las redes que no cumplen con los requisitos de las categorías A o B. Por lo general, son redes más aisladas, con tiempos de respuesta más lentos y menores exigencias de continuidad de servicio.

En el caso de un parque eólico *offshore*, lo habitual es que la red pertenezca a la Categoría B. Esto se debe a que la red actúa como un sistema radial no mallado, donde el tiempo de respuesta ante un defecto puede ser limitado, pero no inmediato.

Adicionalmente, la categoría de red tiene un impacto directo en los criterios de diseño, especialmente en lo que respecta a la tensión máxima permitida para el equipo, el nivel de aislamiento necesario o las condiciones que mantienen la continuidad del servicio.

Además, para elegir la tensión nominal de los cables se debe seguir la norma internacional IEC60502. En este caso, la norma a seguir es internacional y no nacional porque los tramos submarinos requieren soluciones de ingeniería especializadas —muchas veces no incluidos con igual nivel de detalle en la normativa nacional.

Todas estas consideraciones se tienen en cuenta a la hora de efectuar los cálculos eléctricos pertinentes.

### 5.6.3 ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS DE UN CABLE DE AT

Un cable de AT está compuesto por una serie de elementos concéntricos, que desempeñan funciones eléctricas, mecánicas y de protección.

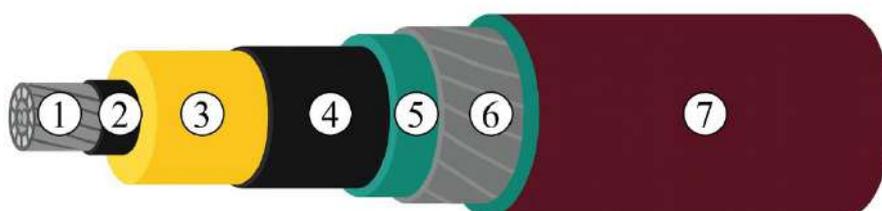
A continuación, se presentan los principales componentes de un cable típico con aislamiento seco —como el XLPE (Figura I- 32):

- (1) *Conductor*: Está formado por cuerdas redondas compactas de cobre recocido o, en algunos casos, de aluminio. Todo depende de la conductividad requerida, además de las consideraciones económicas. Por lo general, el cobre proporciona

una mejor conductividad, aunque es más costoso y pesado. Este elemento es el encargado de transportar la corriente eléctrica. Se sitúa en el núcleo del cable.

- (2) *Capa semiconductor interna:* El conductor está recubierto por una capa de material semiconductor, encargado de confinar el campo eléctrico generado dentro del aislamiento y evitar la ionización del aire entre los hilos que forman el conductor. Esta capa asegura un gradiente de campo eléctrico uniforme y elimina puntos de concentración que pueden degradar el aislamiento.
- (3) *Aislamiento:* Se trata de un material de alta rigidez dieléctrica, como el polietileno reticulado (XLPE) o el etileno-propileno (HEPR). Estos son polímeros sintéticos, con capacidad de ofrecer buena resistencia térmica, alta estabilidad química y mecánica. También permiten que el cable pueda funcionar durante décadas en condiciones exigentes. Al final, asegura que la corriente circule únicamente por el conductor, sin fugas hacia el exterior.
- (4) *Capa semiconductor externa:* Esta capa es bastante similar, en composición, a la semiconductor interna. Se aplica sobre el aislamiento y ayuda a suavizar el paso del campo eléctrico hacia la pantalla metálica. Además, garantiza una transición dieléctrica suave. También protege el aislamiento de posibles descargas parciales, gracias a su baja resistencia eléctrica y su compatibilidad química con el material aislante.
- (5) *Pantalla metálica:* Se encuentra conectada a tierra en ambos extremos del cable. Está hecha de hilos de cobre dispuestos en forma helicoidal, a menudo acompañados de una cinta metálica que los une. Se encarga de confinar el campo eléctrico dentro del cable, evitando tensiones en la cubierta exterior y proporcionando un camino seguro para corrientes de defecto o inducidas. También puede actuar como una barrera contra interferencias electromagnéticas.
- (6) *Protección longitudinal al agua:* Está compuesta por cintas o materiales hidroexpansivos, bajo la cubierta exterior. Si hay una rotura o infiltración, estas cintas se expanden al entrar en contacto con el agua, bloqueando su propagación a lo largo del cable. Es un elemento especialmente importante en cables submarinos, donde existe riesgo de humedad.
- (7) *Cubierta exterior:* Constituye la capa más externa del cable. Generalmente, está fabricada con materiales termoplásticos —como PVC o polietileno—. Ejerce la función de proteger mecánicamente el cable de: impactos, abrasión, agentes químicos del suelo o del entorno marino, etc. Adicionalmente, en cables submarinos o de instalación especial, la cubierta puede reforzarse con capas metálicas adicionales o recubrimientos antitorsión.

**Figura I- 32: Partes de un cable, siguiendo la numeración del apartado. Elaboración propia.**



### 5.6.4 NOMENCLATURA DE UN CABLE DE AT

La denominación de un cable se hace conforme a la norma UNE 211213. Esta es una norma que, a su vez, deriva de la norma internacional IEC 60502. Está formada por un conjunto de siglas y números, cuya secuencia indica:

- El tipo de aislamiento —material y método de reticulado.
- La naturaleza y disposición de la pantalla metálica.
- La cubierta exterior del cable y los materiales que lo protegen.
- El número de conductores y su sección nominal.
- El tipo de conductor (Al o Cu).
- Elementos adicionales —indicando protección contra el agua o armadura metálica.

**Ejemplo de nomenclatura real (adaptado a un cable de 66 kV para uso marino):**

RHZ1 38/66 kV 1x800 Al + P1+OL16

El desglose, según la norma UNE 211213, es el siguiente (Tabla I- 3):

**Tabla I- 3: Ejemplo de nomenclatura de un cable RHZ1 38/66 kV 1x800 Al + P1+OL16. Elaboración propia.**

Elemento	Significado
R	Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)
H	Pantalla metálica de hilos de cobre
Z1	Cubierta exterior de poliolefina libre de halógenos
38/66 kV	Tensión nominal del cable
1x800	Cable unipolar con conductor de 800 mm <sup>2</sup>
Al	Conductor de aluminio
+ P1	Protección mecánica especial
+OL16	Protección longitudinal al agua, elementos hidroexpansivos de 16 mm <sup>2</sup>

A modo de curiosidad, la nomenclatura es la misma para cables marinos y terrestres. La única diferencia es que los cables marinos, a menudo, incluyen elementos adicionales que deben ser considerados. Entre ellos:

- Protección longitudinal al agua, indicada con +OL o +WL.
- Armaduras metálicas o recubrimientos antiabrasión, en caso de que el cable sea adecuado para instalación directa sin canalizaciones.

- Fibras ópticas integradas (que no siempre aparecen en la nomenclatura estándar, pero sí en la ficha técnica).

### 5.6.5 CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA SECCIÓN DEL CABLE

Según lo establecido en la ITC-LAT 06, es fundamental que la elección de la sección de los cables de AT cumpla con una serie de criterios técnicos.

A simple vista, puede parecer un proceso directo. Sin embargo, elegir la sección adecuada del conductor implica tener en cuenta varios factores que interactúan entre sí.

A continuación, se presentan los criterios clave que deben ser evaluados:

#### ***Criterio 1: Intensidad máxima admisible en servicio permanente***

El cable debe ser capaz de conducir la corriente nominal, correspondiente a la potencia que se va a transmitir, de manera continua y sin exceder su temperatura máxima de operación. Esta corriente es la intensidad máxima admisible en régimen permanente.

Su valor depende de varios factores:

- La potencia eléctrica que se transporta.
- La tensión de servicio.
- Las condiciones de instalación (si está enterrado, al aire, bajo el mar, etc.).
- La capacidad térmica del aislamiento (como XLPE o EPR).
- La temperatura ambiente y el coeficiente de agrupamiento, si se juntan varios cables en una misma zanja.

Para su cálculo, se utilizan las tablas y fórmulas de las normas UNE-HD 603 S1 y UNE-EN 60287. A veces, las fichas técnicas proporcionadas por los fabricantes también pueden proporcionar información al respecto.

#### ***Criterio 2: Intensidad máxima admisible en caso de cortocircuito***

El cable debe ser capaz de aguantar las altas corrientes que pueden surgir de un cortocircuito —aunque sea durante un breve periodo de tiempo. Se suele considerar una duración de 1 s o 3 s. En caso de cortocircuito, ni el conductor ni el aislamiento deben superar la temperatura máxima permitida. Esta temperatura suele estar entre los 160 °C y 250 °C, dependiendo del tipo de material aislante que se utilice.

#### ***Criterio 3: Caída de tensión***

Como es lógico, cada línea tiene sus propias pérdidas —debido a la resistencia y la inductancia asociada a los propios cables. Estas se traducen en caídas de tensión. Deben

controlarse, manteniéndose siempre dentro unos límites establecidos. La caída de tensión está influenciada por varios factores:

- La sección del conductor.
- La longitud del tramo de cable.
- La impedancia del conductor.
- La corriente que fluye a través de él.
- El factor de potencia de la carga.

Cuando un cable es de AT, las caídas de tensión suelen ser intrascendentes. En cambio, en BT la caída de tensión puede ser importante —siendo este criterio el dominante. Aun así, se deben calcular todas las caídas de tensión, especialmente si los tramos son largos o si hay agrupaciones significativas de cables.

Generalmente, se calcula la intensidad máxima admisible por el cable en servicio permanente. Una vez se conoce, se haya la sección del cable. Luego, se verifica si el cable es capaz de soportar un cortocircuito con esa sección. Finalmente, se calcula la caída de tensión para dicha sección, comprobando que queda dentro del rango permitido.

### 5.6.6 DESCRIPCIÓN DE LOS CABLES

De acuerdo con los cálculos eléctricos del anexo, el entramado de cables de AT principal está compuesto por dos tipos de cables: submarinos y terrestres.

#### *Cables submarinos*

Los cables submarinos se usan para conectar todos los aerogeneradores entre sí, formando tres líneas de evacuación. También para derivar la energía hasta la subestación costera, donde sucede un cambio de cables marinos a terrestres.

El cable seleccionado es el cable submarino tripolar XLPE 66 kV, con conductor de aluminio, del fabricante ABB (Figura I- 33). Como bien indica su nombre, tienen aislamiento XLPE —con unas pérdidas dieléctricas inferiores a los cables homólogos de aislamiento EPR. Además, están diseñados para ofrecer una gran resistencia mecánica y térmica bajo las condiciones estándar de instalación submarina: a una profundidad de 1 m, con una temperatura del lecho marino de 20 °C y una resistividad térmica de 1,0 K · m/W [67]. Por otro lado, cabe destacar que la selección del aluminio como material conductor se debe a un criterio puramente económico.

Para este proyecto se eligen diferentes secciones de los cables tripolares disponibles de aluminio: 300, 400, 500, 630 y 1.000 mm<sup>2</sup>.

**Figura I- 33:** Cable submarino tripolar XLPE 66 kV, con conductor de aluminio, recreado en base a las características indicadas por ABB. Elaboración propia.



Su correspondiente *datasheet* queda adjunto en un anexo de este documento.

### **Cables terrestres**

Los cables terrestres se usan desde la arqueta de transición, donde se produce el cambio de cables marinos por terrestres, hasta el punto de conexión con la subestación costera.

En este caso, se elige el cable VOLTALENE RHZ1-RA+20L (S) 36/66 kV (Figura I- 34). El fabricante es Prysmian, aunque está homologado por Naturgy —según la norma ES00199 y la UNE 211632-4A. El cable es unipolar. También cuenta con un conductor de aluminio compacto y un aislamiento de XLPE [68].

El diseño modular del cable está disponible en secciones de 630, 800 y 1200 mm<sup>2</sup>, aunque en este proyecto tan solo se usan las secciones de 630 y 800 mm<sup>2</sup>.

**Figura I- 34:** Cable VOLTALENE RHZ1-RA+20L (S) 36/66 kV, recreado en base a las indicaciones que proporciona Prysmian. Elaboración propia.



Su correspondiente *datasheet* queda adjunto en un anexo de este documento.

## 5.7 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COSTERA 66 / 220 kV

En este proyecto, la subestación eléctrica es *onshore*. Es la instalación responsable de elevar la tensión la tensión de 66 kV a 220 kV —el nivel tensión necesario para evacuar la energía a la red de transporte de REE.

Como ya se comenta en capítulos anteriores, la decisión de ubicar la subestación en la costa responde a múltiples razones técnicas, económicas y operativas. Por un lado, se considera que esta decisión reduce los costes del proyecto, siendo las obras y las labores de O&M menos costosas que si se decide que la subestación sea *offshore*. Por otro lado, facilita el diseño de las líneas de generación entre aerogeneradores, así como el trazado final de evacuación.

En este proyecto, se espera que la subestación esté compuesta por las siguientes partes:

- *Nivel de 66 kV (entrada)*: Aquí se puede incluir el embarrado de 66 kV. De igual modo, se incluye el conjunto de celdas de entrada que gestionan la conexión a los transformadores elevadores, incluyendo interruptores, seccionadores y protecciones. Es común que estas celdas sean de interior, formando parte de un edificio de control.
- *Transformadores elevadores de 66 / 220 kV*: Son el elemento principal de la subestación. Pueden colocarse a la intemperie, situándose cada uno con su celda de conexión correspondiente. Esto es habitual en proyectos eólicos.
- *Nivel de 220 kV (salida)*: Se corresponde con la salida del centro de transformación 66 / 220 kV y con el inicio de la línea eléctrica aérea de 220 kV.

Para la elección de la potencia aparente del transformador de 66 / 220 kV se puede tomar un  $\cos \varphi = 0,90$ , un valor habitual en la fase de diseño eléctrico. En este caso, este transformador debe ser capaz de manejar la potencia nominal del conjunto de aerogeneradores o, lo que es lo mismo, la potencia nominal del parque: 140 MW. Así, la potencia nominal aparente del transformador ideal se calcula de esta manera ( 2 ):

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{140 \text{ MW}}{0,90} = 155,56 \text{ MVA} \quad ( 2 )$$

Teniendo esto en cuenta, la potencia aparente mínima que debe aportar el conjunto de transformadores de la subestación costera debe ser de 155,56 MVA.

Con el fin de satisfacer dicha carga, se decide instalar un transformador de 160 MVA, con tensiones de 66 / 220 kV y un sistema de refrigeración ONAN/ONAF (aceite natural con ventilación forzada) [69].

El modelo elegido es un transformador trifásico de BHEL (Figura I- 35) —Bharat Heavy Electricals Limited. Todas sus especificaciones técnicas están disponibles públicamente y cumplen con los requisitos del proyecto. Además, el fabricante ofrece un diseño adaptado a las condiciones externas, con regulación en carga, protección térmica, conservador de aceite y niveles de aislamiento adecuados para un entorno costero.

*Figura I- 35: Transformador de 160 MVA de BHEL, inspirado por diversas fuentes públicas y la propia empresa BHEL. Elaboración propia.*



Aunque otros fabricantes con más presencia en Europa pueden ser más conocidos —como Siemens Energy o Hitachi Energy, por ejemplo—, el modelo de BHEL se considera una referencia técnica más que aceptable para este estudio de viabilidad.

Las características técnicas principales de este transformador se recogen en la Tabla I- 4.

*Tabla I- 4: Especificaciones técnicas principales del transformador de 160 MVA. BHEL.*

Parámetro	Valor
Fabricante	BHEL
Potencia nominal	160 MVA
Tensión primaria (lado AT)	220 kV
Tensión secundaria (lado BT)	66 kV
Tipo de conexión	YNd1
Frecuencia nominal	50 Hz
Niveles de aislamiento (AT/BT)	950 kV BIL / 395 kV BIL (impulso); 395 kV / 170 kV a 50 Hz
Impedancia	15 % ( $\pm 10$ %)
Refrigeración	ONAN / ONAF (aceite con ventiladores)
Corriente nominal (AT/BT)	420 A (AT), 1399 A (BT)
Corriente de cortocircuito soportada	40 kA / 3 s (AT), 25 kA / 3 s (BT)
Tipo de núcleo	Núcleo de tres columnas, chapas de acero al silicio

## 5.8 LÍNEA ELÉCTRICA AÉREA DE EVACUACIÓN

Tras su paso por la subestación costera, la energía debe continuar su recorrido hasta el punto de conexión con la red de transporte que opera REE. En este caso, el nodo de interconexión se encuentra en la futura SET Barranco de Tirajana III. Su elección se debe a dos motivos: a su proximidad con el parque, y a la capacidad de conexión planificada.

Actualmente, la SET Barranco de Tirajana III se encuentra en construcción. Su puesta en marcha se contempla en el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021–2026, aprobado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico mediante la Resolución del 8 de abril de 2022 [70]. Este plan reconoce la necesidad de fortalecer el sistema eléctrico en el archipiélago canario, incluyendo esta SET como un proyecto prioritario [71]. Además, REE menciona este proyecto en varias de sus comunicaciones institucionales [72].

La tensión de diseño de esta línea aérea debe ser de 220 kV, alineándose con la tensión de salida de la subestación costera del proyecto y con el nivel de tensión de la red de transporte nacional. Esta elección no solo tiene sentido desde un punto de vista técnico, sino que también se justifica normativamente: es una de las tensiones normalizadas preferidas para líneas de transporte.

En cuanto a la titularidad de la línea de evacuación, es fundamental aclarar que no siempre es responsabilidad del promotor del parque eólico su construcción. En proyectos como este, esta línea suele quedar bajo la responsabilidad de REE. Sin embargo, el diseño técnico preliminar, la propuesta del trazado —e incluso, los estudios ambientales asociados— sí suelen ser responsabilidad del promotor. Al final, justifican la viabilidad de la conexión. Por tanto, la línea eléctrica aérea de evacuación constituye una parte fundamental de la infraestructura del proyecto, aunque no la más importante.

En este caso, se estima que esta línea no supera los 2 kilómetros de longitud hasta su futuro punto de conexión dentro de la SET. Sin embargo, es altamente probable que esta distancia se reduzca en el futuro.

La línea tiene una longitud total de 2.000 metros y debe transportar una potencia máxima de 140 MW, con un factor de potencia estimado de 0,875. Como suele ser habitual, se opta por el conductor LARL 455 Cóndor de aluminio [73] [74].

De acuerdo con los cálculos eléctricos del anexo, la intensidad que circula por cada uno de los conductores de la línea es de 419,89 A. Puesto que este valor está por debajo de los 799 A permitidos en este conductor [75], se asegura un funcionamiento térmicamente adecuado. Además, se prevé que el conductor pueda soportar cortocircuitos durante 1 y 3 s. Adicionalmente, la caída de tensión prevista cumple satisfactoriamente con el umbral permitido, con un valor estimado muy por debajo del 1 %.

La Figura I- 36 representa el sistema de evacuación del Parque Eólico Cuevas de Velasco, un proyecto que cuenta con un sistema de evacuación similar al planteado. La línea aérea representada es de 220 kV y consta de una única posición de línea. En este caso, se evacúa la energía desde la subestación Villar del Águila hasta la SET Villares del Saz, propiedad de REE.

Figura I- 36: Sistema de evacuación del Parque Eólico Cuevas de Velasco en Cuenca. Eiffage [76].



## 5.9 CONCLUSIONES

El diseño de las instalaciones eléctricas de PEOF Gran Canaria cumple con las exigencias técnicas de un parque eólico *offshore* de alta potencia. Estas logran su objetivo principal: garantizar la evacuación segura y eficiente de la energía producida —en este caso, a través de tres líneas de generación. El esquema queda compuesto por diez aerogeneradores GE Haliade-X de 14 MW, una subestación costera de 3,3 / 66 kV y un entramado de cables de diferentes secciones —según la potencia que se transporta y el número de cables que discurren por las zanjas (véase el Anexo IV-E). Además, se garantiza la unión segura con la SET Barranco de Tirajana III a través de una línea de evacuación de 220 kV. Los cables submarinos seleccionados son tripolares XLPE de 66 kV del fabricante ABB. Los cables terrestres que van desde la costa hasta la subestación elevadora son unipolares VOLTALENE RHZ1-RA+20L (S) 36 / 66 kV de Prysmian.



## 6 OBRA CIVIL E INSTALACIÓN DEL PARQUE

### 6.1 INTRODUCCIÓN

Como ya se concreta en capítulos anteriores, este estudio de viabilidad contempla la instalación de un parque eólico *offshore* a 12 kilómetros de la costa sureste de Gran Canaria. El parque está compuesto por 10 aerogeneradores GE Haliade-X de 14 MW, montados sobre plataformas semisumergibles con sistema de fondeo semi-tensado (*semi-taut*) y anclajes hincados. Puesto que cada aerogenerador tiene una tensión de salida de 66 kV, debe instalarse una subestación con capacidad de elevar la tensión a 220 kV. La instalación de esta se plantea cerca de la costa, facilitando la evacuación de energía hacia la subestación de transporte de Barranco de Tirajana III —nodo de REE en Gran Canaria. La distancia estimada entre el centro del parque y esta instalación es de 29 kilómetros.

Este despliegue puede constituir un ejemplo clave en el desarrollo de la eólica marina en España. Además de existir un indudable potencial eólico alrededor de la isla de Gran Canaria, se cree que esta dispone de una industria con capacidad de abordar proyectos de esta envergadura. De hecho, apunta a convertirse en el punto de lanza de la eólica marina, de acuerdo con varias fuentes consultadas [77]. Teniendo en cuenta las condiciones favorables del parque, este capítulo pretende proyectar —en el máximo realismo posible— las diferentes fases de la obra civil e instalación del parque. Además, se hace en orden cronológico: desde la posible logística portuaria hasta la puesta en servicio.

### 6.2 PREPARACIÓN EN TIERRA Y LOGÍSTICA PORTUARIA

Antes de comenzar el desarrollo del proyecto, se debe identificar un puerto principal en Gran Canaria. Este debe servir para ensamblar y botar las principales estructuras: los aerogeneradores y las plataformas flotantes. También debe tener calado suficiente: muelles de alta capacidad portante y espacio de almacenamiento [78].

En el caso de Gran Canaria, existen tres puertos potenciales que destacan por encima del resto: el Puerto de Las Palmas —también conocido como el Puerto de La Luz—, el Puerto de Arinaga y el Puerto de Salinetas. Se evalúan a continuación:

- *Puerto de Las Palmas (La Luz)*: Es el puerto más importante de Canarias y el cuarto más importante de España, dada su privilegiada posición geográfica. Está situado al noreste de Gran Canaria, a unos 40 kilómetros del centro del parque —si se sigue una línea recta. Tiene una infraestructura amplia, con amplias explanadas y muelles reforzados. Además, en la dársena exterior se registran profundidades que superan los 40 metros. Puesto que este calado permite atracar buques de gran tamaño, el transporte de turbinas o plataformas flotantes no debe suponer un gran reto. Por otro lado, su capacidad logística es indudablemente buena: dispone de grúas móviles con gran capacidad de carga y astilleros especializados en estructuras *offshore* —como ASTICAN Zamakona Yards [79]. Siendo así, parece estar preparado para prestar el servicio portuario completo. Por ese motivo, este puerto recibe en noviembre de 2024 al buque Wind Peak, considerado uno de los mayores navíos de instalación eólica *offshore* del mundo

[80]. La única desventaja que puede asociarse a este puerto es su alta ocupación y tráfico habitual.

- *Puerto de Arinaga*: Se trata de un puerto industrial de menor tamaño. Sin embargo, está situado en una posición estratégica con respecto a la ubicación del parque: a 12 kilómetros en línea recta. El muelle principal del puerto tiene una longitud aproximada de 325 metros. El calado es de 14 metros. Por lo general, estas características permiten el atraque de buques de tamaño medio. No obstante, quizás no sean suficientes para botar todas las estructuras del parque. A modo de curiosidad, este puerto es el escenario del primer aerogenerador marino instalado en España (Figura I- 37): el prototipo Elisa–Elican de 5 MW [81]. Este se construye íntegramente en este puerto, entre 2016 y 2018 [82]. Por tanto, no resulta extraño conocer que los fondos NextGen del IDAE estén reforzando este puerto como banco de ensayos [83]. Esto puede resultar útil en el premontaje de algunos componentes. A pesar de esto, se desconoce si el manejo de aerogeneradores de 14 MW puede suponer un reto excesivamente ambicioso. A lo mejor se requieren obras complementarias.
- *Puerto de Salinetas*: Se trata de un pequeño puerto en Telde, de carácter más local. También se sitúa en la costa este de la isla, a unos 20 kilómetros del centro del emplazamiento. Sus instalaciones están destinadas a un tráfico industrial mucho menor, en comparación con los dos puertos anteriores. El calado no supera los 10 metros de profundidad y la superficie disponible no es excesivamente grande. En caso de contribuir a proyectos *offshore*, quizás pueda servir como puerto de apoyo logístico —entre el Puerto de Las Palmas y el Puerto de Arinaga. No obstante, no se puede considerar un puerto adecuado para el montaje completo de las estructuras del parque.

Considerando este análisis, el Puerto de Las Palmas parece ofrecer las mejores garantías técnicas para ensamblar los Haliade-X flotantes de 14 MW. Sin embargo, el Puerto de Arinaga también puede aportar cercanía y comodidad en algunas fases del proyecto. Al final, debe tenerse en cuenta que ambos puertos pertenecen al sistema portuario de interés general del Estado —explicando su importancia en la toma de posibles decisiones estratégicas.

Un escenario plausible puede ser el siguiente:

- Utilizar el Puerto de Las Palmas para ensamblar las turbinas y las plataformas, aprovechando que hay calado suficiente para mantenerlas a flote durante el proceso.
- Utilizar el Puerto de Arinaga como apoyo puntual y temporal, en caso de tener que hacer ajustes a los ensamblajes.

Ahora, si se desea combinar las fortalezas de los dos puertos de una forma más equitativa, otra alternativa puede ser:

- Llevar a cabo la fabricación de las plataformas flotantes en el Puerto de Arinaga, aprovechando su cercanía con el polígono de construcción naval.

- Remolcar las plataformas al Puerto de Las Palmas, para instalar allí las turbinas con las grúas de gran capacidad que hay disponibles.

Independientemente de la opción que se escoja, la logística portuaria se debe coordinar a la perfección. Además, España busca estar preparada para asumir la coordinación de la logística portuaria de sus parques eólicos marinos futuros —tal y como recoge el programa PORT-EOLMAR de más de 160 millones de euros [84].

De forma paralela, se deben organizar todas las obras civiles en tierra. Esto puede incluir la posibilidad de reforzar el muelle del puerto donde se decida trabajar.

También es imprescindible comprobar la capacidad portante de los muelles a emplear. Hay que asegurar que estos pueden soportar las cargas necesarias de todos los componentes —incluyendo grúas de gran altura o *jack-ups*<sup>5</sup>, en caso de que se utilicen. Asimismo, si se decide levantar las torres o las góndolas de las turbinas con grúas terrestres, se debe preparar una superficie nivelada y resistente al lado del puerto.

Al final, se debe tener en cuenta que las turbinas son componentes que pueden llegar a pesar miles de toneladas. En este caso, se conoce que cada una de las palas de los Haliade-X 14 MW pesa 55 toneladas, la góndola en torno a 600 toneladas, y la torre alrededor de 19,75 toneladas por cada metro de altura. Así, se estima este modelo de turbina puede sobrepasar las 3.490 toneladas de peso.

En resumen, la fase de preparación en tierra establece las bases logísticas de PEOF Gran Canaria. Sin una elección cuidadosa del puerto base, es imposible ensamblar de la forma adecuada los diferentes componentes del parque. Una logística bien organizada siempre ayuda a reducir costes —además de riesgos— en las etapas posteriores.

**Figura I- 37: Torre eólica offshore del proyecto Elican, en el área de ensayos de Plocan [8].**



---

<sup>5</sup> Los *jack-ups* son embarcaciones especializadas —utilizadas para la instalación y mantenimiento de los aerogeneradores marinos. Pueden elevarse por encima de la línea de flotación con sus patas y permiten trabajar en profundidades de hasta 150 metros.

## 6.3 FABRICACIÓN Y ENSAMBLAJE DE LAS ESTRUCTURAS

### *Construcción de las plataformas flotantes*

Tras la fase anterior, se puede proceder a la construcción de las plataformas flotantes.

En este momento, se desconoce la forma que presentarán estas. Sin embargo, es bastante probable que estas consten de tres o cuatro cilindros verticales [85] —también llamados columnarios. Suelen ser de acero o hormigón. En otros proyectos —ya en operación— se puede ver cómo estos se colocan de forma simétrica, uniéndose entre sí a través de brazos estructurales o por un pontón central horizontal. Una posible visualización de esta fase del proceso queda representada en la Figura I- 38.

*Figura I- 38: Proceso de ensamblaje de una plataforma semisumergible flotante en un el Puerto de Las Palmas, en Gran Canaria. Elaboración propia<sup>6</sup>.*



<sup>6</sup> Esta figura es de elaboración propia, creada mediante una herramienta de generación visual basada en IA, a partir de indicaciones técnicas específicas desarrolladas por la autora.

De acuerdo con algunas experiencias anteriores, estas estructuras se construyen en astilleros —instalaciones especializadas en la construcción y reparación de estructuras flotantes— o diques secos —estructuras cerradas que parecen grandes piscinas. Después, se remolcan al puerto donde está previsto realizar el ensamblaje final.

Sin embargo, el proceso de construcción de los componentes puede variar enormemente de unos proyectos a otros. Al final, requiere de una preparación logística importante. Por ejemplo, GE Vernova usa un proceso de fabricación de última generación para las torres de las turbinas en su fábrica de Pensacola en Florida —con soldadura robótica y diversas máquinas de corte automatizadas. Por otro lado, la góndola suele tener una línea de ensamblaje dedicada —al albergar al generador y otros componentes importantes.

Dada la situación del sector naval en España, parte de la construcción puede asignarse a astilleros locales —como Astican Shipyard [86] o Navantia Seanergies [87].

Por otro lado, está previsto que las plataformas semisumergibles de 14 MW tengan un tamaño considerable. Si se toman como referencia modelos anteriores, el diámetro de los —posibles— columnarios puede llegar a medir hasta 10 metros. Por tanto, el puerto debe estar preparado para soportar estructuras de este tamaño. También se debe tener en cuenta el posible lastre de las estructuras —no pueden tocar fondo en el puerto.

### ***Montaje del aerogenerador sobre la plataforma***

Al contrario de lo que pueden deducir algunos, el ensamblaje de las estructuras flotantes y los aerogeneradores no se hace en alta mar. El ensamblaje tiene lugar en el puerto base designado para el proyecto (Figura I- 39). Tras montar una estructura flotante, esta debe amarrarse al muelle del puerto. Una vez esta queda sujeta de forma segura, se procede a elevar la torre del aerogenerador en secciones. Después, se coloca la góndola en la parte superior de la torre. Finalmente, se instalan las tres palas en el buje.

Para un aerogenerador Haliade-X de 14 MW, estas maniobras pueden requerir grandes. También buques grúa especializados —atracados junto a la plataforma.

Esto que se describe en este apartado se lleva a cabo en el proyecto de Kincardine. En este, las plataformas semisumergibles primero se remolcan hasta el muelle de Dundee. Una vez allí, se ensamblan a los aerogeneradores —siguiendo un proceso muy controlado.

En cualquier caso, la coordinación y la seguridad son fundamentales. Además, cada montaje debe hacerse —idílicamente— en unas condiciones de viento controladas.

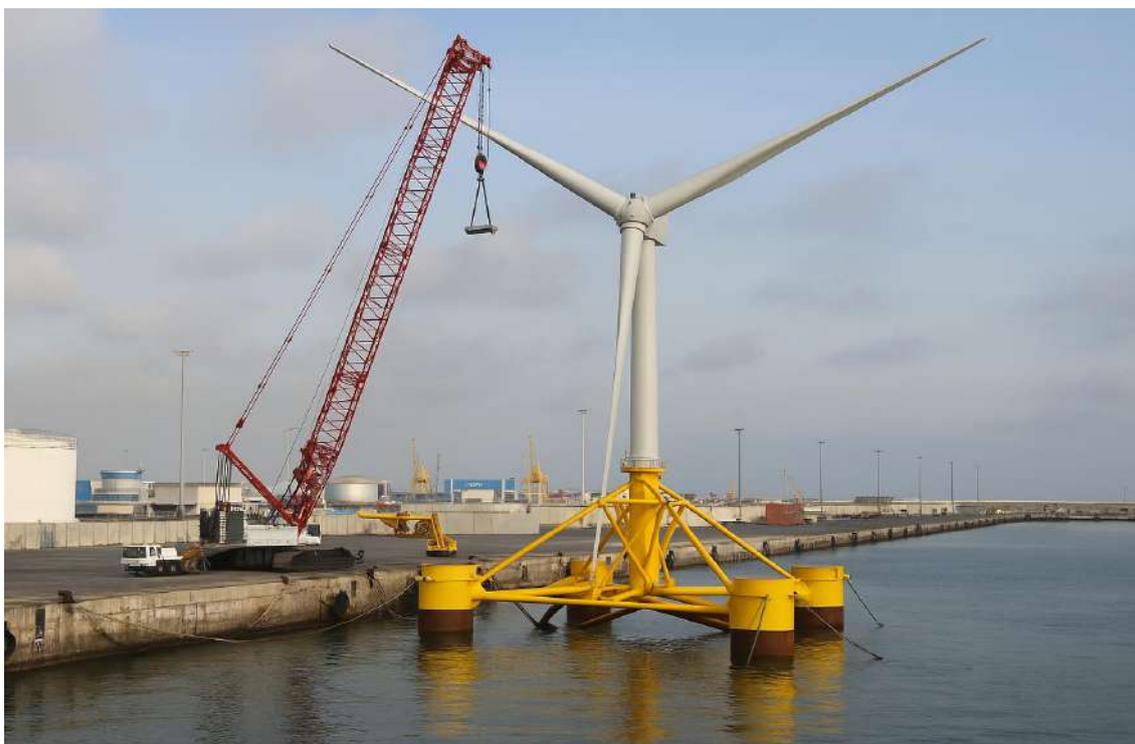
Tras la instalación de cada aerogenerador sobre su flotador, se pueden llevar a cabo pruebas en el muelle —para verificar el funcionamiento de los sistemas eléctricos y de control.

Sin embargo, hay muchas otras pruebas que se hacen en los lugares de origen. A modo de ejemplo, la fábrica de Pensacola de GE Vernova tiene un área reservada para someter a los aerogeneradores a simulaciones con cargas de viento de hasta 240 km/h.

En esta fase, también se debe completar el lastre<sup>7</sup> de agua de la plataforma —de acuerdo con la guía 'Guide to a Floating Offshore Wind Farm' [88]. En caso de ser necesario, es importante que las plataformas se llenen con la cantidad de agua adecuada. Al final, estas se deben mantener estables durante el remolcado —sin inclinarse peligrosamente.

Durante esta fase, también se pueden preparar los sistemas de fondeo y anclaje. Esto incluye localizar el conjunto de anclas, líneas de amarre y boyas de flotación —encargadas de facilitar el conexionado posterior.

**Figura I- 39: Ensamblaje del aerogenerador GE Haliade-X 14 MW sobre una plataforma semisumergible, con la estructura amarrada al muelle del puerto durante la fase de montaje. Elaboración propia.**



Por otro lado, los cables —tanto submarinos como terrestres— se almacenan en bobinas. Así, quedan listos para su tendido.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, el ensamblaje termina cuando cada plataforma flotante queda unida a su respectivo aerogenerador. Cuando se comprueba que todo es correcto, cada conjunto aerogenerador-plataforma queda listo para ser remolcado.

---

<sup>7</sup> El lastre hace referencia al peso que se introduce en el interior una estructura —referido, en este caso, a la plataforma flotante. De esta manera, el flotador se hunde parcial y controladamente, ajustando su centro de gravedad.

## 6.4 INSTALACIÓN *OFFSHORE*

El proceso de instalación de las estructuras del parque en alta mar puede desglosarse en las partes siguientes:

### *Parte 1. Preinstalación de anclajes y líneas de amarre*

Antes de trasladar las plataformas flotantes desde el puerto, se debe preparar el campo eólico *offshore*. Se deben instalar los sistemas de fondeo —semi-tensados, en este caso— en el lugar designado para cada unidad.

Las características geotécnicas del fondo del emplazamiento no se conocen con demasiada precisión. No obstante, diversas fuentes hacen referencia a fondos volcánicos y rocosos —de buena capacidad portante. Por ese motivo, capítulos anteriores de este trabajo razonan el uso de anclajes hincados.

Para instalar los sistemas de anclaje, hay que usar un buque especializado: el Anchor Handling Vessel (AHV) (Figura I- 40) [89]. Este posiciona las anclas en el lugar deseado —con un GPS. A continuación, se despliega cada línea de fondeo. La parte de cadena que se conecta con cada plataforma se sostiene con una boya marcadora hasta que se produce la conexión final [90].

*Figura I- 40: Anchor Handling Vessel. Elaboración propia.*



En general, este procedimiento exige una altísima precisión, existiendo muy poco margen de error.

## ***Parte 2. Remolque de las plataformas y aerogeneradores al sitio***

Tras instalar las infraestructuras de fondeo, hay que trasladar cada plataforma con su aerogenerador. Para este remolque, se utilizan remolcadores oceánicos. Generalmente, se requieren dos por plataforma: uno principal que tira de proa y otro secundario que se encarga del control. Como puede resultar evidente, cada operación se debe planificar cuidadosamente —en las condiciones óptimas de oleaje.

Tras finalizar esta parte del proceso, el parque queda mecánicamente instalado en el mar.

## **6.5 CABLEADO Y CONEXIÓN ELÉCTRICA**

### ***Tendido de cables inter-array***

Con las plataformas y aerogeneradores ya asentados, se puede iniciar la instalación de los cables submarinos. Estos deben conectar los aerogeneradores entre sí, formando diferentes líneas de generación. Después, estas deben quedar conectadas con la subestación costera, encargada de elevar la tensión de 66 kV a 220 kV. En este caso, esta última conexión precisa de cables de los dos tipos: submarinos y terrestres.

Como puede resultar lógico, una parte de los cables de las turbinas debe quedar colgando —de manera dinámica— entre la plataforma y el fondo marino. Siendo así, los requisitos de diseño y las pruebas que se deben realizar son más rigurosos que los de los cables estáticos convencionales. Esto puede ocupar una gran parte en la fase de desarrollo del proyecto.

El tendido de los cables submarinos se suele llevar a cabo con un buque *cablero* especializado. Las operaciones típicas incluyen: (1) *Landfall* o llegada a costa —aquí se entierra el extremo costero del cable y se conecta a la subestación en tierra; (2) Tendido desde la costa hacia el parque —el barco despliega el cable hasta las plataformas; (3) Tendido *inter-array* —se instalan los cables entre las plataformas. Lógicamente, el orden de estas operaciones puede variar. En ocasiones, se preinstalan las líneas principales de exportación antes de llevar las plataformas —protegiendo los extremos libres en el fondo marino hasta que se realiza la conexión. Otras veces, esto se hace después de fondear las turbinas.

En este proyecto, se puede suponer que los cables *inter-array* se colocan en el fondo marino durante la fase de preinstalación —aprovechando que no hay obstáculos en la superficie. Cuando las plataformas están ancladas, los buzos cogen los extremos de los cables y los llevan a las plataformas. Allí, con la ayuda de un cabrestante de tiro —instalado en la base—, se eleva el cable a través de *J-tube* o *I-tube*<sup>8</sup>. Después, el cable se levanta hasta la terminación seca dentro de la turbina, donde se conecta a los equipos eléctricos. Este proceso se repite para cada tramo entre turbinas adyacentes. Al final, todas las conexiones bajo el agua se protegen: se deja el cable holgado sobre el lecho marino y se cubre parcialmente con material.

---

<sup>8</sup> Son como tubos curvados que están fijados a la estructura de la plataforma. Se encargan de guiar el cable desde el agua hasta la parte superior.

### ***Instalación del cable de exportación a tierra***

Los cables de 66 kV se extienden desde las diferentes líneas de generación hasta el punto de aterrizaje en la costa. Además, deben quedar próximos a la futura subestación. Siendo así, se puede aprovechar una cala o una playa cercana —para facilitar el arribo.

Aquí se suele utilizar la denominada perforación horizontal dirigida o HDD —*Horizontal Directional Drilling*, en inglés. Este método es común en proyectos offshore [91], ya que permite tender el cable a través de conductos subterráneos hasta llegar a una especie de arqueta o caja subterránea —también conocida como arqueta de transición. Esta actúa como punto de conexión o empalme entre el sistema submarino y el terrestre. Esto evita tener que abrir zanjas en la playa. También contribuye a reducir el impacto ambiental.

La Figura I- 41 muestra un ejemplo de arqueta de transición. Esta aparece abierta y sin protección, simulando una posible fase de supervisión técnica. A la izquierda de la imagen, emergen los cables marinos trifásicos. A la derecha, aparecen los cables terrestres. Ambos tipos de cables quedan unidos gracias a unos empalmes, encargados de hacer la transición entre los dos sistemas.

***Figura I- 41: Representación de la arqueta de transición. Elaboración propia.***



Para mayor claridad, el proceso típico puede desglosarse de la siguiente manera:

- (1) Se hace una perforación desde tierra firme hacia mar abierto, siguiendo un trazado subterráneo por debajo de la línea de costa. La pendiente de esta perforación debe ser suave. Su diámetro debe poder acoger una camisa protectora o conducto por el que, más tarde, debe pasar el cable.

- (2) Se coloca un cable de arrastre en el interior de la perforación anterior. Este sirve de guía para tirar el cable principal.
- (3) Un equipo de buzos localiza el extremo de los cables que vienen del mar. Después, lo enganchan al cable de arrastre.
- (4) Desde tierra, se accionan cabrestantes o sistemas de tiro. Estos deben jalar el cable de potencia a través de la perforación, guiándolo desde el mar hasta la mencionada arqueta de transición.
- (5) Tras introducir el cable por completo, se asegura su posición y se conecta a los embarrados de 66 kV.
- (6) Se hacen las correspondientes pruebas de integridad y aislamiento.

### ***Protección y verificación***

Después de instalar los cables, se debe llevar a cabo una inspección submarina —bastante exhaustiva. También se identifican tramos sensibles. De igual modo, se añaden protecciones físicas adicionales —si es necesario. La correcta instalación de los cables es fundamental: cualquier problema de fatiga o aislamiento puede afectar fácilmente a la producción.

Al finalizar esta fase, el parque está prácticamente listo. Solo queda equipar y poner en marcha los dos elementos finales: la subestación costera de 66 / 220 kV, y la línea eléctrica que la comunica con la SET.

## **6.6 SUBESTACIÓN COSTERA 66 / 220 kV Y EVACUACIÓN A LA SET**

Dado que la energía llega a una tensión de 66 kV desde los aerogeneradores, es necesario elevarla a 220 kV para integrarla en la red de transporte de Gran Canaria.

Para este proyecto, se propone que esta transformación tenga lugar en una subestación terrestre cercana a la costa. Una vez elevada la tensión, la energía puede continuar su recorrido hasta la SET Barranco de Tirajana III.

La subestación 66 / 220 kV también puede ser *offshore*, siguiendo la tendencia de los parques eólicos del Mar del Norte. No obstante, se apuesta por su construcción en tierra firme con el fin de simplificar las operaciones en el mar —además de aprovechar las obras de la SET y reducir el CAPEX del proyecto.

### ***Construcción de la subestación costera 66 / 220 kV***

La ubicación de la subestación elevadora se plantea en la franja costera del municipio de San Bartolomé de Tirajana. Conviene que esta se encuentre lo más cerca posible de la SET Barranco de Tirajana III, reduciendo las obras necesarias. También se podría aprovechar la parcela del proyecto de la SET. Sin embargo, en el momento de redacción

de este documento no se conoce con precisión la futura ubicación exacta de este nodo de REE.

La obra civil (Figura I- 42) debe abarcar el movimiento de tierras y la preparación de cimentaciones para los grandes equipos, los pórticos metálicos para conexiones al aire, el vallado perimetral y los sistemas de drenaje de aceites —exigidos por la normativa ambiental. Todos estos trabajos se pueden llevar a cabo simultáneamente con las otras fases —previamente descritas. Lo ideal sería que la subestación estuviera lista para cuando las turbinas necesiten sincronizarse.

**Figura I- 42: Obras iniciales de construcción de la subestación costera 66 / 220 kV en la franja litoral de San Bartolomé de Tirajana. Elaboración propia.**



### ***Conexión a la red de transporte***

Una vez que la energía se eleva a 220 kV, esta debe ser transportada hasta su nodo de conexión de REE. La distancia y recorrido exactos de esta línea de transporte son desconocidos. Todo depende de la futura ubicación de la subestación de 66 / 220 kV y de la SET. Sin embargo, se estima que esta no supere los 2 kilómetros de distancia, dada la cercanía del terreno sobre el que se prevé la instalación de la SET —según documentos de REE. En cualquier caso, esta distancia que se usa en los cálculos del cableado se considera altamente conservadora.

Puesto que entornos isleños, las líneas de 220 kV suelen ser aéreas, se prevé que esta línea de evacuación también lo sea. Cuando las líneas son aéreas, suelen ser más fáciles de implementar y mantener.

En cualquier caso, este enlace debería ser gestionado por REE —como parte de su red de transporte. Sin embargo, esto no se sabe con precisión.

### ***Sistemas de control e integración***

En la subestación costera conviene instalar el centro de control del parque. Este se comunica con cada turbina a través de diversos cables de fibra óptica. Esto permite el telecontrol de los aerogeneradores, la recolección de datos SCADA y la coordinación de los SSAA.

Además, conviene que este centro quede conectado con el Centro de Control de Red de REE. Esto permite gestionar la generación del parque —además de su integración dentro del sistema eléctrico independiente de Gran Canaria.

Una vez completada esta fase, la infraestructura de evacuación queda lista.

## **6.7 PUESTA EN SERVICIO Y OPERACIÓN INICIAL**

### ***Comisionado de los aerogeneradores y sistema eléctrico***

El plan de puesta en marcha debe hacerse de forma escalonada. Primero, cada aerogenerador se prueba de manera individual. Se revisan los sistemas de paso de pala, y se energizan los circuitos internos de 66 kV —utilizando una fuente auxiliar, por ejemplo. Luego, se pueden sincronizar las turbinas al sistema eléctrico de forma gradual. Generalmente, esto se hace una por una: se cierra el interruptor de 66 kV del aerogenerador para conectarlo a la barra colectora, y de ahí al transformador hacia 220 kV.

Bajo la supervisión de REE, se habilita la exportación de potencia del primer aerogenerador en condiciones controlada. Al principio, se suele limitar la potencia. También se monitorean parámetros de calidad —frecuencia, tensiones y armónicos— y se verifica la comunicación de las protecciones. Cuando todo está estabilizado, se sigue el mismo proceso con las siguientes turbinas —en este caso, hasta que los 10 aerogeneradores generan energía de la forma esperada.

### ***Pruebas funcionales y de rendimiento***

Durante la fase de puesta en servicio, se realizan varias pruebas esenciales. Entre ellas, la prueba de capacidad reactiva. Esta verifica si el parque puede suministrar o absorber reactivos dentro del rango que exige el operador. También se lleva a cabo la prueba de respuesta a huecos de tensión (LVRT). Con esta, se simulan caídas bruscas de tensión —asegurando que las turbinas no se desconectan de manera inesperada. Asimismo, se mide la curva de potencia de cada aerogenerador —confirmando que todos logran la producción esperada.

Las mediciones de emisión acústica submarina y el análisis de vibraciones en las estructuras también pueden ser parte del proceso de comisionado.

***Revisión final e inicio de operación comercial***

Una vez que se completan con éxito las pruebas, el parque eólico se pone en marcha oficialmente. De esta manera, comienzan su vida útil prevista —25 años, en este caso. En este momento, la responsabilidad de su operación se transfiere al Operador del Sistema.

**6.8 CONCLUSIONES**

El desarrollo de este capítulo revela la complejidad que puede haber detrás de un parque eólico marino flotante. Comienza con la adaptación de infraestructuras en tierra; en Gran Canaria hay puertos de primer nivel como el Puerto de Las Palmas o el Puerto de Arinaga. Está previsto que la fase de construcción pueda desarrollarse en ellos, especialmente tras las inversiones que prevé hacer el Gobierno de España. Luego, todas las operaciones *offshore* —como el fondeo, el remolque o el conexionado— utilizan la experiencia de la industria petrolera para instalar los anclajes hincados, los sistemas de amarre semi-tensados (o *semi-taut*) y los diferentes cables. Posteriormente, la integración eléctrica a 66 kV y su elevación a 220 kV permiten evacuar eficientemente la potencia hacia el sistema insular. Por último, un riguroso proceso de pruebas asegura que la instalación funciona de la forma deseada —cumpliendo con todos los códigos de red.



## 7 EVALUACIÓN ECONÓMICA

### 7.1 OBJETIVO

Este capítulo pretende efectuar una evaluación económica del PEOF Gran Canaria. Esta se basa en los cálculos financieros del proyecto (incluidos en el Anexo IV-F).

### 7.2 METODOLOGÍA

En esta evaluación económica, con el fin de entender la verdadera viabilidad de un proyecto *offshore* como PEOF Gran Canaria, se plantean dos escenarios posibles:

- *Escenario 1:* Esta evaluación plantea que PEOF Gran Canaria está prácticamente construido: se terminará de construir a finales de 2025 y comenzará a operar a principios del año siguiente. Consecuentemente, se considera que 2026 es el primer año de puesta en marcha del parque, el primer año en que obtienen ingresos por la producción de energía. Bajo esta hipótesis, la empresa promotora debería haber adquirido la adjudicación del proyecto hace aproximadamente diez años (en torno a finales de 2015 y principios de 2016). Los costes de los flujos de caja de los 25 años de funcionamiento de PEOF Gran Canaria hacen referencia a los costes actuales —€ (2025) o euros de 2025.
- *Escenario 2:* Esta evaluación plantea que PEOF Gran Canaria no está construido todavía, ni mucho menos. Consecuentemente, la empresa promotora debería adquirir la adjudicación del proyecto entre finales de este año y principios del siguiente. Bajo esta hipótesis, el parque comenzaría a facturar sus ingresos por venta de energía en 2036. En este caso, los costes de los flujos de caja de los 25 años de funcionamiento de PEOF Gran Canaria hacen referencia a los costes futuros, condicionados por un valor de inflación del 2 % en este estudio —€ (2035) o euros de 2035.

Se adjuntan las planificaciones del proyecto, correspondientes a los dos escenarios, en el Anexo IV-F del Documento IV.

### 7.3 VIABILIDAD ECONÓMICA

El estudio de la viabilidad económica de un proyecto, independientemente de su índole, es fundamental. Al final, este determina su rentabilidad y viabilidad de ejecución. En otras palabras: si resulta atractivo o no. Además, en el caso de un parque eólico *offshore* flotante, este adquiere todavía más relevancia, principalmente por los riesgos financieros que se asocian a una tecnología todavía sin implementar en España.

Para este estudio, se usan una serie de indicadores financieros: (1) el Valor Actual Neto (VAN), (2) la Tasa Interna de Retorno (TIR), (3) el período de recuperación de la inversión —también denominado *payback*—, y (5) el LCOE (*Levelized Cost of Energy*).

Todos ellos se aplican a los dos escenarios comentados en el apartado anterior. Se analizan en los apartados siguientes.

### 7.3.1 VAN

El VAN es un indicador financiero que ayuda a estimar la rentabilidad de un proyecto. Se basa en la idea de que el dinero de hoy siempre vale más que el mismo dinero en el futuro, debido al valor que adquiere este con el tiempo.

La fórmula del VAN ( 3 ) calcula la diferencia entre los ingresos y los costes del proyecto, ajustando los valores de los flujos de caja al momento presente y utilizando una determinada tasa de descuento. Esta última es un indicador del rendimiento mínimo esperado.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+r)^1} + \frac{F_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+r)^n} \quad (3)$$

Donde:

- $I_0$  es la inversión o desembolso inicial,
- $F_t$  es el flujo de caja en el año t,
- $r$  es la tasa de descuento que se aplica a la inversión,
- $n$  es la vida útil del proyecto.

#### ***Tasa de descuento de la inversión***

Es la tasa de rendimiento requerida para descontar los flujos de caja futuros en cualquier proyecto, trasladándolos al valor presente. Refleja el coste de oportunidad que supone invertir en el proyecto.

En este caso, se decide establecer la tasa de descuento en el valor del WACC (5,40 %).

#### ***Vida útil del proyecto***

La vida útil de una instalación eólica *offshore* flotante es de 25 años.

Además, proyectos con distancias a la costa y potencia nominal similares al PEOF Gran Canaria verifican este *lifecycle* [92]. No obstante, también existen estudios recientes que demuestran que esta duración puede prolongarse en el futuro próximo, sobrepasando incluso los 30 años [93]. En este proyecto, se considera que la vida útil del parque es de 25 años. De igual modo, este es el período de amortización establecido en los cálculos.

### 7.3.2 TIR

La tasa interna de retorno —más conocida bajo las siglas de TIR— es otro indicador financiero. Mide la rentabilidad esperada que ofrece la inversión de un proyecto de forma porcentual. Se puede definir como el valor de la tasa de descuento que logra igualar a cero la fórmula del VAN ( 4) ( 5):

$$-I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1 + TIR)^i} = 0 \quad (4)$$

$$-I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)^1} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0 \quad (5)$$

De acuerdo con esta medida, una inversión es rentable cuando la TIR supera la tasa de descuento fijada. Paralelamente, cuanto más sobrepasa la TIR a la tasa de descuento del proyecto, mayor es la rentabilidad.

### 7.3.3 PAYBACK

El período de recuperación de la inversión —también denominado *payback*— constituye otro método de evaluación de inversiones. A través de este, es posible conocer el número de períodos —normalmente años— que deben transcurrir para recuperar el desembolso inicial de la inversión. Su definición más sencilla no tiene en cuenta el efecto del dinero en el tiempo. Su fórmula ( 6) es:

$$Payback = \frac{I_0}{F} \quad (6)$$

Donde:

- $I_0$  es la inversión o desembolso inicial,
- $F$  es el flujo de caja representativo que tiene lugar período tras período.

Alternativamente, se puede recurrir al *payback* descontado. Este sí tiene en cuenta los flujos de caja descontados, aunque empleando la tasa de descuento que se elija.

### 7.3.4 LCOE

El coste nivelado de la energía o LCOE —por sus siglas en inglés de *Levelized Cost of Electricity*— es un indicador muy utilizado en el mercado energético actual. Facilita la comparación de proyectos en diferentes escenarios financieros, así como la utilización de diferentes tecnologías entre los equipos principales. De una manera u otra, permite orientar la evolución económica de la tecnología eólica *offshore* flotante.

Su cálculo tiene en cuenta dos parámetros fundamentales: el coste total del proyecto y la producción total de potencia durante el ciclo de vida del parque, de acuerdo con la ecuación siguiente ( 7):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + G_{O\&M,t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (7)$$

Donde:

- $I_t$  es el balance neto del año t,
- $G_{O\&M,t}$  hace referencia a los gastos de O&M en el año t (desglosados para cada año en la tabla de gastos de explotación del Anexo IV-F),
- $r$  es la tasa de descuento aplicada a la inversión,
- $n$  es la vida útil del proyecto,
- $E_t$  es la producción de energía del año t (considerada constante para cada año).

## 7.4 VALORACIÓN DE LOS FLUJOS DE CAJA

El valor del proyecto se determina estimando los flujos de caja futuros, que deben actualizarse a la tasa de descuento apropiada. Estos también se usan para el cálculo de todos los indicadores financieros anteriores.

Los más importante son:

- (1) *Flujos de caja de operaciones*: Son los movimientos de dinero que se asocian con la actividad normal del proyecto. En este caso, estos pueden ser: venta de energía, costes de O&M, etc.
- (2) *Flujos de caja de la inversión*: Hace referencia al desembolso inicial de dinero. También a aquellas nuevas inversiones que pueden ser necesarias durante la vida del parque. Normalmente, se diferencia entre dos tipos de inversión: inversión en inmovilizado (activo no corriente) e inversión en Necesidades Operativas de Fondos (NOF). Dentro del primer tipo se incluyen inversiones en material tangible e intangible (aerogeneradores, plataformas flotantes, cables, patentes, licencias *software*, etc.), además de inversiones financieras permanentes. El segundo tipo se corresponde con el dinero que se necesita tener disponible para operar con normalidad ( 8):

$$\text{Inversión en NOF} = NOF_{n+1} - NOF_n \quad (8)$$

- (3) *Flujos de caja libre o Free Cash Flow (FCF)*: Establece la cantidad neta de dinero que genera el proyecto, antes de pagar la deuda o de repartir beneficios. Es la suma de los flujos de caja (1) y (2):

$$FCF = \text{Flujos de caja de operaciones} - \text{Flujos de caja de la inversión}$$

- (4) *Flujo de caja de la deuda*: Es el dinero que se paga por los préstamos que se solicitan.
- (5) *Flujo de caja para el accionista*: Se determina restando al FCF (4) el flujo de caja de la deuda (4). Hace referencia al dinero que queda tras pagar la deuda. Así, representa el beneficio que realmente queda disponible para los accionistas.

Al final, el análisis de los flujos de caja se basa en determinar, principalmente, los flujos (3) y (5).

## 7.5 COSTE PONDERADO DEL CAPITAL (WACC)

El establecimiento de una tasa de descuento adecuada, para valorar los flujos de caja futuros de un proyecto, es crucial. En el mundo empresarial, esta tasa se establece a partir del coste medio ponderado del capital o WACC —proveniente de *Weighted Average Cost of Capital*, en inglés. Este indicador refleja el coste promedio que una empresa incurre para financiarse. Para ello, combina los fondos propios y la deuda, además de considerar un peso relativo para cada fuente.

En un proyecto de gran envergadura, como un parque eólico *offshore* flotante, el WACC es especialmente importante. Al final, este se encarga de establecer la tasa mínima de rentabilidad que el proyecto debe alcanzar si se quiere invertir en él.

### 7.5.1 FUENTES DE FINANCIACIÓN

Las empresas pueden financiarse de diversas maneras:

- *Aportaciones directas de los socios*: Se considera una ampliación de capital. A pesar de que es una forma de financiación teóricamente viable, rara vez se utiliza.
- *Autofinanciación a través de la retención de beneficios*: Es poco común, especialmente en empresas que cotizan en bolsa. No obstante, todo depende de las decisiones estratégicas del Consejo de Administración.
- *Financiación externa con un coste explícito*: Se trata del tipo de financiación que se obtiene mediante préstamos bancarios o emisiones de bonos. Esta opción es habitual en proyectos energéticos. Permite acceder a grandes cantidades de capital con un coste financiero bien definido.
- *Financiación espontánea o sin coste explícito*: Este tipo de financiación surge del retraso en los pagos a proveedores u otras obligaciones operativas. Aunque no genera intereses, tiene un carácter limitado. También se puede considerar una fuente de financiación.

El WACC combina estas fuentes, ponderándolas según su peso relativo en el total del capital utilizado. Así es cómo se establece el coste financiero global del proyecto.

### 7.5.2 COSTE DE CAPITAL PROPIO

El coste del capital propio ( $k_e$ ) no se puede observar directamente en el mercado. No implica un pago explícito como sí lo hacen los intereses de la deuda. Sin embargo, tiene un coste de oportunidad implícito: es lo que los accionistas dejan de ganar cuando optan por invertir en el proyecto, en lugar de invertir en alternativas menos arriesgadas.

Para calcular el  $k_e$  se recurre al modelo de valoración de activos financieros o CAPM — de *Capital Asset Pricing Model*, en inglés.

Se usa la siguiente fórmula ( 9 ):

$$k_e = R_f + \beta \cdot (R_m - R_f) \quad ( 9 )$$

Donde:

- $R_f$  es la tasa de rentabilidad para inversiones sin riesgo (por ejemplo, bonos del Estado),
- $R_m$  es la tasa de rentabilidad del mercado,
- $R_m - R_f$  es la denominada prima de riesgo del mercado,
- $\beta$  es el coeficiente encargado de medir el riesgo sistemático o de mercado.

Puesto que la  $\beta$  es una forma de representar la variabilidad del activo con respecto al mercado, se puede razonar:

- Si  $\beta = 1$ , se considera que el activo se comporta de la misma forma que lo hace el mercado.
- Si  $\beta > 1$ , el activo tiene más riesgo —exigiendo, a su vez, una mayor rentabilidad.
- Si  $\beta < 1$ , el activo tiene menos riesgo.

### 7.5.3 COSTE DE LA DEUDA

El coste de la deuda ( $k_d$ ) hace referencia al tipo de interés efectivo que una empresa debe pagar por los recursos que obtiene a través de financiación externa. Se pueden distinguir dos tipos:

- *La financiación espontánea o sin coste:* Es un tipo de financiación que no genera intereses. Se considera limitada y operativa.
- *La financiación a través de entidades financieras:* El coste real de este tipo de financiación se calcula teniendo en cuenta la deducibilidad de los intereses, en el impuesto de sociedades ( 10 ):

$$k_d = \frac{\text{Gastos financieros} \cdot (1 - t)}{\text{Deuda financiera}} \quad (10)$$

Donde  $t$  es la tasa de impuestos sobre beneficios o el tipo impositivo (habitualmente un 25 % en España).

Esta deducción fiscal hace que el coste real de la deuda sea más bajo que el coste nominal. Por ese motivo, tener deuda puede ser una opción interesante si se maneja con cuidado dentro de la estructura financiera —a pesar de que conlleva ciertas obligaciones de pago.

#### 7.5.4 CÁLCULO DEL WACC

Teniendo en cuenta todo lo anterior, el WACC se calcula de la manera siguiente ( 11):

$$WACC = \left( \frac{E}{E + D} \cdot k_e \right) + \left( \frac{D}{E + D} \cdot k_d \cdot (1 - t) \right) \quad (11)$$

Donde:

- $E$  es el valor de mercado de las acciones o los fondos propios (equity),
- $D$  es valor de mercado de la deuda,
- $k_e$  es la rentabilidad que se exige a las acciones de los accionistas,
- $k_d$  es la rentabilidad que se exige a la deuda (el coste de la deuda),
- $t$  es la tasa de impuestos sobre beneficios o el tipo impositivo.

#### 7.5.5 APLICACIÓN DEL WACC

El WACC es la tasa que se utiliza para descontar los flujos de caja de un proyecto. En otras palabras: es la rentabilidad mínima que se espera para que un proyecto se pueda considerar viable a nivel financiero.

## 7.6 DATOS PARA ANALIZAR LA RENTABILIDAD

### 7.6.1 CÁLCULO DE INGRESOS

En un proyecto como este, los ingresos dependen, principalmente, de:

- (1) la producción energética del parque, y
- (2) el precio al que se vende esa energía en el mercado.

Los ingresos se calculan con la siguiente fórmula ( 12):

$$\text{Ingresos (€)} = \text{Producción (MWh)} \cdot \text{Precio de venta (€/MWh)} \quad (12)$$

## 7.6.2 PRODUCCIÓN

El primer factor clave que participa en el cálculo de los ingresos del parque es la producción de energía. Como bien demuestran todos los capítulos anteriores de este trabajo, la producción energética del parque deriva de un análisis técnico exhaustivo —basado en el análisis de bases de datos reales y diversas simulaciones energéticas.

El programa de simulación WAsP se encarga de proporcionar el valor de la producción anual neta de energía o AEP —proveniente de *Annual Energy Production*, en inglés. El AEP es un valor estático tipo P50 [94]. Por tanto, se espera superar este nivel de producción (881.767,74 MWh) el 50 % de los años. Adicionalmente, y como bien se comenta en capítulos anteriores, se aplican unas pérdidas comunes totales del 18 % —considerando las pérdidas eléctricas, la indisponibilidad de los aerogeneradores, el incumplimiento de la curva de potencia proporcionada por el fabricante, etc. A pesar de que los diferentes tipos de pérdidas pueden variar de un año para otro, se emplea una producción anual constante durante los 25 años de vida útil del parque: 733.325,45 MWh/año.

Puesto que el factor de pérdidas es conservador, aplicar una variabilidad interanual no aporta ningún beneficio a los cálculos, especialmente si se tiene en cuenta la escasez de estudios existentes para la tecnología *offshore* y la variabilidad intrínseca del recurso eólico.

Si el estudio de viabilidad completo resulta positivo, este valor de producción debe defenderse con firmeza ante la correspondiente auditoría técnica o financiera. Por ese motivo, la metodología empleada en este trabajo se alinea —en el máximo realismo posible— con los estándares del sector eólico internacional.

## 7.6.3 PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA

El segundo factor clave a la hora de calcular los ingresos del parque es el precio de venta de la energía. En el mercado español, hay tres maneras principales de comercializar la energía generada:

- *Venta en el mercado diario o intradiario (OMIE/MIBEL)*: Esta opción es arriesgada. Implica aceptar los precios horarios del mercado eléctrico mayorista —asociados a una gran volatilidad e incertidumbre. Por ese motivo, se considera la alternativa menos atractiva desde el punto de vista financiero: no asegura estabilidad en los ingresos. Para bancos o fondos de inversión, la exposición al mercado intradiario de un proyecto complica su financiación. No obstante, siempre se pueden presentar modelos financieros sólidos, con proyecciones realistas a largo plazo.
- *Participación en subastas públicas de renovables*: Periódicamente, las administraciones públicas organizan subastas de proyectos de energía renovable. Son procesos muy competitivos, donde las empresas promotoras que se presentan

ofrecen su precio por MWh. En caso de ser seleccionadas, se les asigna ese precio fijo. Es una opción más atractiva desde el punto de vista financiero: proporciona certeza en los ingresos.

- *Firma de un PPA (Power Purchase Agreement)*: Un PPA es un contrato bilateral, a medio o largo plazo, entre el promotor del parque y un gran consumidor de electricidad. Este gran consumidor suelen ser gigantes industriales o tecnológicos —como pueden ser Adif, ArcelorMittal, Amazon, etc. El contrato establece un precio fijo para la energía, acompañado de volúmenes acordados y condiciones contractuales. Puesto que forma de comercialización ofrece estabilidad financiera, previsibilidad de ingresos y flexibilidad en la negociación, se ha convertido en una alternativa muy popular en los últimos años. Adicionalmente, responde al interés de grandes empresas por unirse a la descarbonización de su consumo energético.

#### 7.6.4 ESTIMACIÓN DEL PRECIO DE VENTA

Dado que el proyecto PEOF Gran Canaria no se basa en un contrato PPA ni en una subasta con un precio garantizado, se requiere establecer una hipótesis razonable sobre el precio de venta de la energía. Para ello, es imprescindible entender el funcionamiento del mercado eléctrico en las Islas Canarias.

##### *Sistema eléctrico de Canarias*

El sistema eléctrico de Canarias es ligeramente diferente al del resto de la península ibérica. Junto con Baleares, Ceuta y Melilla, Canarias pertenece a los denominados SEIE —Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares.

Siendo así, el mercado eléctrico de Canarias está constituido por seis subsistemas aislados —uno por cada isla, a excepción del compartido por Fuerteventura y Lanzarote. En todos ellos, no se aplican las reglas generales del mercado eléctrico ibérico. Es REE —el Operador del Sistema— quien decide qué generadores deben participar del *mix* energético cada día. Consecuentemente, los costes de generación son mucho mayores. Aun así, el consumidor final no nota la diferencia en su tarifa, gracias a las denominadas *compensaciones extrapeninsulares*.

Por todo lo anterior, se conoce que Gran Canaria funciona con su propio sistema eléctrico independiente, centralizado y no marginalista. De acuerdo con el último Anuario Energético de Canarias, este cuenta con un total de 1.317 MW instalados, repartidos entre diferentes tecnologías [95]. Sin embargo, el 70,7 % (931 MW) proviene de tecnologías que usan productos derivados del petróleo: centrales térmicas y sistemas de cogeneración. Las fuentes renovables solo constituyen el 29,3 % (386 MW) del parque de generación —repartidas en plantas solares y parques eólicos. Además, el 76,5 % de estas tecnologías renovables son parques eólicos (295 MW). Así, se puede decir que el 46,2 % de la potencia eólica de las Islas Canarias se encuentra instalada en Gran Canaria. Todo esto explica los elevados precios de generación —exhibidos en el siguiente apartado.

##### *Establecimiento del precio mayorista de la energía*

Teniendo en cuenta la constitución del sistema independiente de Gran Canaria, la Tabla I- 5 expone el precio de generación registrado en la última década —en comparación con el territorio peninsular y todo el archipiélago canario. Se observa cómo el precio de venta de la energía —de las empresas generadoras a las comercializadoras— dentro de la isla de Gran Canaria puede llegar a ser hasta cuatro veces superior al de la Península Ibérica.

**Tabla I- 5: Histórico de precios de generación en las Islas Canarias, en Gran Canaria y en la Península Ibérica, en €/MWh. Observatorio de la Energía de Canarias, OMIE y elaboración propia.**

<b>Año</b>	<b>Islas Canarias</b>	<b>Gran Canaria</b>	<b>Península Ibérica</b>	<b>Ratio</b>
2014	175,67	171,15	42,13	4,06
2015	138,22	134,34	50,32	2,67
2016	116,71	109,39	39,67	2,76
2017	131,62	124,61	52,24	2,39
2018	151,7	145,1	57,29	2,53
2019	152,87	147,94	47,68	3,1
2020	112,19	124,02	33,96	3,65
2021	153,99	145,16	111,93	1,3
2022	217,2	168,97	167,52	1,01
2023	227,07	211,23	87,1	2,43
2024	211,45	195,11	63,04	3,1
2025	216,76	202,14	62,4	3,24
<b>Media (2014-2024)</b>	162,61	152,46	68,44	2,64
<b>Media (2014-2025)</b>	167,12	156,6	67,94	2,69

**Nota:** Todos los precios que se exponen están expresados en €/MWh. Además, se debe tener en cuenta que los datos de 2025 de las Islas Canarias y de Gran Canaria tan solo recogen la media ponderada de los meses de enero y febrero —últimos datos públicos disponibles en la plataforma online del Observatorio de la Energía de Canarias. Asimismo, el dato de 2025 de la Península Ibérica recoge la media ponderada de la primera mitad del año. Finalmente, se debe tener en cuenta que la columna de Ratio hace referencia al cociente entre los precios de Gran Canaria y la Península, para cada año disponible.

Con toda esta información, el precio medio del MWh se calcula a través de la observación de los precios de generación de Gran Canaria en la última década. Este período es suficientemente representativo: abarca un período de tiempo razonable, considera la volatilidad de los precios tras la gran crisis energética mundial y la consolidación de las energías renovables en los últimos años. Sirve como punto de partida en la estimación de los ingresos. El año 2025 es el primer año —en esta evaluación económica— que usa la media ponderada entre 2014 y 2024. Después, se modifica el valor obtenido (152,46 €/MWh), considerando una tasa de inflación del 2 % interanual para los años posteriores a 2025. En vista de la posible línea de tendencia creciente, se considera que esta metodología es adecuada en el estudio —además de ligeramente conservadora.

Así, se usa el precio medio aritmético de mercado hasta el año 2024 y el valor de 152,46 €/MWh, con el incremento del 2 % interanual, para el resto de los años. Los resultados de esta consideración se pueden observar en la Tabla I- 6.

**Tabla I- 6: Precios mayoristas de la energía que se usan en la evaluación económica de PEOF Gran Canaria, desde 2014 hasta 2060. Elaboración propia.**

<b>Año</b>	<b>P. Medio (€/MWh)</b>	<b>Δ (%)</b>
2014	171,15	-
2015	134,34	-21,51%
2016	109,39	-18,57%
2017	124,61	13,91%
2018	145,10	16,44%
2019	147,94	1,96%
2020	124,02	-16,17%
2021	145,16	17,05%
2022	168,97	16,40%
2023	211,23	25,01%
2024	195,11	-7,63%
<b>2025</b>	<b>152,46</b>	<b>-21,86%</b>
2026	155,51	2,00%
2027	158,62	2,00%
2028	161,79	2,00%
2029	165,03	2,00%
2030	168,33	2,00%
2031	171,69	2,00%
2032	175,13	2,00%
2033	178,63	2,00%
2034	182,20	2,00%
2035	185,85	2,00%
2036	189,56	2,00%
2037	193,36	2,00%
2038	197,22	2,00%
2039	201,17	2,00%
2040	205,19	2,00%
2041	209,29	2,00%
2042	213,48	2,00%
2043	217,75	2,00%
2044	222,11	2,00%
2045	226,55	2,00%
2046	231,08	2,00%
2047	235,70	2,00%
2048	240,41	2,00%
2049	245,22	2,00%
2050	250,13	2,00%
2051	255,13	2,00%
2052	260,23	2,00%
2053	265,44	2,00%
2054	270,75	2,00%
2055	276,16	2,00%
2056	281,68	2,00%
2057	287,32	2,00%
2058	293,06	2,00%
2059	298,92	2,00%
2060	304,90	2,00%

**Nota:** Puesto que se ha decidido empezar con la estimación de 152,46 €/MWh en el año 2025 —con fines conservadores—, la variación porcentual interanual de este año no se corresponde con la real. Por otro lado, se exhiben el período desde 2014 a 2060 con el fin de tener en cuenta los dos escenarios planteados (Escenario 1 y Escenario 2).

Conviene destacar que esto es solo un método aproximado. Lógicamente, las empresas promotoras no toman decisiones de inversión basándose únicamente en promedios históricos. Para fijar un precio más consistente, se recurre a *consultoras especializadas* —como Aurora Energy Research, AFRY o Deloitte—, capaces de predecir el precio de la energía en el largo plazo. Estas elaboran estudios que consideran más variables de afección: evolución de la demanda, precios de combustibles fósiles, inflación, cambios regulatorios, etc.

Consecuentemente, es probable que los precios que se obtienen con la metodología empleada se alejen de la realidad que se observará en las próximas décadas. El mercado eléctrico es difícilmente predecible —y todavía más en la situación en que este se encuentra en Gran Canaria.

### 7.6.5 CÁLCULO DE COSTES

En un proyecto como este, los costes pueden clasificarse en las tres categorías siguientes:

- (1) Costes de inversión (CAPEX).
- (2) Costes de desarrollo (DeVEX).
- (3) Costes de operación y mantenimiento (OPEX).

Estos se comentan en más detalle en los subapartados siguientes.

#### 7.6.5.1 CAPEX

Los costes de inversión o CAPEX —proveniente de *Capital Expenditures*, en inglés— constituyen todos los gastos necesarios para la construcción y puesta en marcha del parque eólico. Además, el sector eólico clasifica estos costes en dos categorías principales:

- *Equipo principal*: Es el coste asociado a la compra e instalación de los aerogeneradores, incluyendo las torres, las góndolas, las palas, los transformadores internos, etc. Comúnmente, esta parte puede representar entre el 70 % y el 80 % del CAPEX.
- *Balance of Plant (BoP) o Balance of System (BoS)*: Estos términos se usan para hacer referencia a los costes de todas las obras e instalaciones adicionales, necesarias para que el parque funcione de la forma esperada. Se incluye la instalación de las cimentaciones flotantes, los sistemas de amarre, el tendido del cable, las subestaciones eléctricas, etc.

A modo de curiosidad, la nomenclatura de estas categorías proviene del sector nuclear, donde se diferencia entre el reactor (equipo principal) y los demás elementos (BoS).

Para estimar el CAPEX de la forma adecuada, es fundamental usar presupuestos reales como referencia, ofertas comerciales y otras fuentes confiables de fabricantes de aerogeneradores. Sin embargo, la novedad del sector en España puede complicar enormemente las estimaciones reales.

### 7.6.5.2 DeVEX

Los costes de desarrollo o DeVEX —de *Development Expenses*, en inglés—, abarcan todos los gastos que el promotor incurre desde que surge la idea de ejecución del proyecto hasta que comienza su construcción. Estos costes incluyen, entre otros:

- Campañas de medición del recurso eólico.
- Evaluación de la ingeniería conceptual y básica del proyecto.
- Estudios de impacto ambiental.
- Tramitaciones administrativas.
- Gestión de permisos, licencias y autorizaciones.
- Consultoría legal y financiera.

Como se puede deducir, los DeVEX suponen un riesgo inicial para el promotor: son costes que se asumen antes de poder garantizar la ejecución del proyecto.

En este caso, no se calculan los costes asociados al DeVEX: los flujos de caja de los cálculos financieros solo consideran los años de operación del parque.

Aun así, se estima que PEOF Gran Canaria puede tener gastos de desarrollo durante aproximadamente diez años.

### 7.6.5.3 OPEX

Tras asegurar que el parque puede comenzar su operación, se deben tener en cuenta los costes asociados a la misma. Los costes de operación y mantenimiento u OPEX —proveniente de *Operational Expenditures*, en inglés— incluyen las siguientes partidas:

- Mantenimiento preventivo y correctivo de los aerogeneradores.
- Supervisión técnica y logística en alta mar.
- Seguros, vigilancia y monitorización.
- Alquiler o gestión del puerto base.
- Personal técnico, gestión operativa y gastos administrativos.

## 7.7 RESULTADOS

En esta evaluación económica se usa un WACC del 5,40 %. Este se calcula estableciendo una estructura de financiación 20 % / 80 %, donde el 20 % hace referencia a la proporción de *equity* y el 80 % a la de deuda. El coste del *equity* —coincidente con la rentabilidad mínima exigida por el inversor— se establece en un 9 %. El coste de la deuda se fija en un

5 % —valor adecuado con las condiciones actuales del mercado. La consulta de diversos informes y reportes da credibilidad a estos parámetros que se usan en los cálculos.

Por otro lado, se tiene en cuenta el IVPEE del 7 % y el Impuesto de Sociedades del 25 %. Asimismo, el período de amortización se fija en 25 años —alineado con las prácticas de España en proyectos similares *onshore*. También está previsto que proyectos como PEOF Gran Canaria tengan esta duración mínima.

En cuanto al precio de venta de la energía, este sigue la tendencia acordada en los apartados previos —con un valor de 152,46 €/MWh en 2025 y un incremento anual del 2 % a partir de 2026.

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos para los dos escenarios planteados (Tabla I- 7).

**Tabla I- 7: Resultados de la evaluación económica para los dos escenarios planteados. Elaboración propia.**

	Escenario 1	Escenario 2
<b>Proyecto</b>		
WACC	5,40 %	5,40 %
VAN	194.585,39 k€	470.390,73 k€
TIR	7,26 %	9,73 %
LCOE	117,50 €/MWh	77,20 €/MWh
<b>Accionista</b>		
VAN	88.782,01 k€	283.636,26 k€
TIR	12,47 %	20,26 %

### **Escenario 1**

En el Escenario 1, el proyecto PEOF Gran Canaria alcanza —y supera con creces— la rentabilidad mínima. De acuerdo con sus indicadores económicos, el proyecto se pueda considerar viable desde el punto de vista financiero: tiene un VAN positivo (194.585,39 k€) y una TIR del 7,26 % —de valor superior al mínimo exigido (5,40 %).

Paralelamente, el accionista obtiene una rentabilidad positiva del 12,47 % —de valor muy superior a la rentabilidad mínima establecida (9 %) y en línea con los resultados que se esperan para un parque de las características de PEOF Gran Canaria. Su VAN también tiene valor positivo (88.782,01 k€) —demostrando ganancias de capital. Además, debe tenerse en cuenta que no se consideran subvenciones de ningún tipo en estos cálculos. Esto hace que todo el peso de la inversión caiga íntegramente en la suma del *equity* y la deuda.

A los precios actuales —y, además, sin ningún tipo de respaldo financiero—, el proyecto PEOF Gran Canaria del Escenario 1 resulta viable, tanto para el proyecto en su totalidad como para el inversor privado. Los elevados precios de generación de Gran Canaria

logran hacer frente al elevado CAPEX —sorprendentemente. Esto no habría tenido el mismo efecto si, manteniendo todas las características técnicas del proyecto, PEOF Gran Canaria se instalara en las aguas que rodean a la Península Ibérica. Para alcanzar el mínimo de rentabilidad en el escenario peninsular, este proyecto necesitaría subvenciones directas, un PPA a un precio fijo muy competitivo o unas condiciones de financiación extremadamente ventajosas.

Los resultados del Escenario 1 demuestran que, en caso de haber querido arriesgar, España podría haber estado preparada hace 10 años para rentabilizar un parque eólico de 140 MW a partir de 2025 —momento en que comienza su operación. Por consiguiente, la industria eólica española podría reconsiderar la consolidación de muchas decisiones pasadas.

### **Escenario 2**

En el Escenario 2, el proyecto PEOF Gran Canaria también alcanza —y supera con creces— la rentabilidad mínima esperada. Por un lado, la TIR (9,73 %) supera al WACC (5,40 %). Por otro lado, el VAN es positivo (470.390,73 k€), lo que indica una recuperación de la inversión y generación de valor. Tras analizar el Escenario 1, era previsible que el Escenario 2 también planteara una inversión rentable. En consecuencia, los resultados de este segundo escenario son todavía más optimistas.

La obtención de un escenario todavía más favorable sucede por varios motivos. En primer lugar, se consideran los precios de venta de la energía de la Tabla I- 6. Como bien se razona en apartados previos, estos parten de un valor de 152,46 €/MWh en 2025 y evolucionan hasta 2060 con una tasa de inflación interanual del 2 %<sup>9</sup>. En segundo lugar, se tienen en cuenta las bajadas previstas del CAPEX y el OPEX para el año 2035: la eólica marina tiene previsto evolucionar hacia precios más competitivos, de la misma forma que sucede con el resto de las tecnologías. En este caso, se emplea una reducción del 2 % para el CAPEX de 2035 respecto al de 2025 —teniendo en cuenta los efectos de la inflación en el momento de operación del parque y la disminución de precios prevista para 2035. Del mismo modo, se considera una bajada del 1 % del OPEX de 2035 respecto a 2025 —considerando los mismos efectos que para el CAPEX. Adicionalmente, conviene saber que el último informe de costes de NREL predice una reducción del 51 % en el CAPEX y del 26 % en el OPEX [96]. Sin embargo, aunque no se especifica, se cree que estas predicciones no consideran los efectos de la inflación durante la próxima década. Por otro lado, conviene saber que, si el futuro de la eólica marina en España es impredecible en el momento actual, todavía lo es más dentro de diez años —con la vista puesta en el presente, por supuesto.

De forma paralela, el accionista también llega a la rentabilidad mínima en el Escenario 2: su VAN es positivo (283.636,26 k€) y la TIR (20,26 %) está muy por encima del 9 % fijado. Este último valor puede resultar impactante en el momento presente, aunque no se

---

<sup>9</sup> Esta consideración en la evolución del precio mayorista de la energía para los años de funcionamiento de PEOF Gran Canaria a partir de 2035 puede resultar optimista para algunos lectores —especialmente teniendo en cuenta los elevados precios de generación de la isla. No obstante, en los ingresos del Escenario 2 no se aplica el previsible incremento del 5 % que considera NREL en su último informe [96]. Así, se puede decir que la metodología utilizada es justa —a la vez que conservadora— con el hipotético escenario futuro.

considera erróneo. Si en el Escenario 2 se cambiara la estructura de financiación 20 % / 80 % planteada por una estructura 30 % / 70 %, la TIR reduciría su valor a un 16,67 % —con un nuevo WACC de 5,85 %.

En vista de esta situación, el proyecto es viable a nivel de sistema —o de los promotores de este— y para los inversores privados en 2035.

Sin embargo, si se ejecutan los cálculos para precios mayoristas peninsulares —en el hipotético caso en que PEOF Gran Canaria no perteneciera a territorio insular— el proyecto tampoco sería rentable para el accionista. Sin embargo, el escenario sí resultaría favorable para el proyecto en sí. En este escenario imaginario, solo la modificación de algunos factores podría convertir al proyecto en una buena inversión: un incremento de la deuda, una disminución del *equity*, la introducción de subvenciones, una bajada del interés, la optimización del precio de venta de la energía, etc.

### **LCOE**

Este estudio obtiene unos valores de LCOE de 117,50 €/MWh y 115,38 €/MWh para el Escenario 1 y Escenario 2, respectivamente. Se consideran competitivos. También concuerdan con las estimaciones internacionales para parques eólicos *offshore* flotantes, especialmente el del Escenario 1.

Si se tiene en cuenta el último informe del NREL sobre costes, que proyecta un LCOE de 134 €/MWh para 2025 y de 83 €/MWh para 2035 [96], los resultados que se obtienen son un 12,31 % inferiores en el caso del Escenario 1 y un 39,19 % superiores en el caso del Escenario 2. La alineación de los resultados del primer escenario con los datos de NREL se justifica con un diseño óptimo del proyecto y la supresión de la subestación *offshore*. En cambio, la dispersión existente en la cifra obtenida para el Escenario 2 se justifica con la incertidumbre que existe en las predicciones de los escenarios futuros.

No obstante, el valor obtenido en el segundo escenario puede alinearse con las previsiones de DNV, por ejemplo. De acuerdo con este asesor reconocido del sector, el LCOE de la eólica *offshore* flotante está en 290 \$/MWh a fecha de 2025 —equivalente a 256 €/MWh [37]. Y aunque no tiene estimaciones exactas de esta tecnología para 2035, sí comenta la previsión de un LCOE de 96 \$/MWh —equivalente a 85 €/MWh en la actualidad— para el año 2050 [37]. Adicionalmente, su último informe estima un LCOE de 60 \$/MWh (53 €/MWh) para toda la eólica *offshore* —incluyendo las dos tecnologías— en 2035. En vista de estos valores, DNV parece ser mucho más conservadora en sus estimaciones que NREL.

## **7.8 CONCLUSIONES**

Este capítulo demuestra que PEOF Gran Canaria es un proyecto viable y atractivo —tanto para el consorcio de promotores como para el inversor privado. Además, la rentabilidad se demuestra en ambos escenarios, siendo la operación de 2035 más atractiva que la de 2025 —aunque también menos precisa. El excepcional recurso eólico de Gran Canaria y sus elevados precios de generación —en comparación con los precios peninsulares— hacen que la inversión en la tecnología flotante no sea un riesgo financiero. Los resultados se alinean con la reducción prevista de los costes —por la madurez que seguramente

alcance la tecnología en la próxima década. Se demuestra, por tanto, que España podría contar con la capacidad tecnológica y estratégica para promover proyectos tan particulares como PEOF Gran Canaria.

## 8 EVALUACIÓN AMBIENTAL

### 8.1 OBJETIVO

El objetivo de este capítulo es analizar PEOF Gran Canaria desde el punto de vista ambiental. Para este fin, se sitúa el proyecto en el contexto energético de Gran Canaria y se cuantifica la contaminación evitada.

La alineación del proyecto con los ODS se puede consultar en el Anexo IV-G (Documento IV).

### 8.2 CONTEXTO ENERGÉTICO

Conocer el contexto energético de Gran Canaria es imprescindible a la hora de desarrollar un proyecto como PEOF Gran Canaria.

Manteniendo invariables los últimos datos del Anuario Energético de Canarias, la adición de 733325,45 MWh (733,33 GWh) de energía al *mix* energético podría sumar un 22 % de participación renovable. Esencialmente, esto contribuiría a obtener la penetración de fuentes renovables deseada para 2030: un 60 % [97]. Del mismo modo, este parque eólico marino contribuiría a alcanzar una reducción del 50% en el uso de combustibles fósiles respecto a 2019 [97] —el escenario de descarbonización deseado por el Gobierno para 2030. Esto es realmente importante, sobre todo si se tiene en cuenta que más del 70 % de las tecnologías que generan energía en la isla constituyen fuentes no renovables.

### 8.3 CONTAMINACIÓN EVITADA

#### 8.3.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO

En el contexto energético actual, se entiende que la generación de una unidad de energía a través de una fuente renovable puede evitar la generación de otra por parte de una fuente derivada del petróleo —como una central térmica o un sistema de cogeneración, en el caso de Gran Canaria. Siendo así, la contribución de cualquier proyecto renovable a disminuir la huella de carbono del planeta se mide en toneladas evitadas de CO<sub>2</sub> o, más concretamente, en toneladas evitadas de CO<sub>2</sub> equivalentes (CO<sub>2</sub>-eq) —incluyendo las emisiones de CO<sub>2</sub> y del resto de GEI.

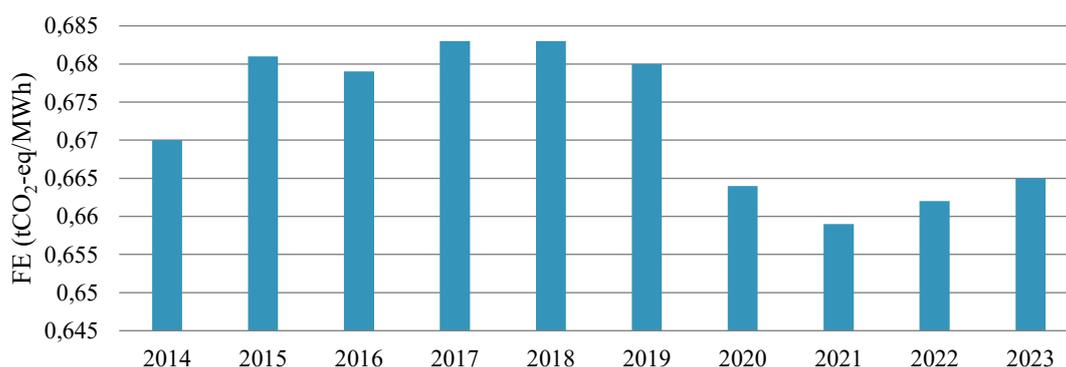
En Gran Canaria, las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes provenientes de centrales térmicas —con diferencia, las mayores contribuidoras del sistema eléctrico de la isla— se han mantenido relativamente constantes con el paso de los años (Tabla I- 8, Figura I- 43). Diversas fuentes ven a las centrales térmicas de Jinámar —con tres turbinas de gas y cinco grupos diésel— y Barranco de Tirajana —con dos grupos de vapor que funcionan con fuel, dos turbinas de gas y dos ciclos combinados— como una preocupación de actualidad [98]. Esto se debe a la antigüedad de muchos de los grupos, que ya han superado su vida útil regulatoria o están a punto de hacerlo.

**Tabla I- 8: Evolución del factor de emisión de la generación térmica fósil en Gran Canaria durante el período 2014-2023. Consejería de Transición Ecológica y Energía de Canarias [95].**

Año	FE (tCO <sub>2</sub> -eq/MWh)	FE (tCO <sub>2</sub> -eq/GWh)
2014	0,67	670
2015	0,681	681
2016	0,679	679
2017	0,683	683
2018	0,683	683
2019	0,68	680
2020	0,664	664
2021	0,659	659
2022	0,662	662
2023	0,665	665

**Glosario:** FE = factor de emisión.

**Figura I- 43: Evolución del factor de emisión de la generación térmica fósil en Gran Canaria durante el período 2014-2023. Elaboración propia.**



Para el cálculo de la contaminación evitada de PEOF Gran Canaria, se escoge como ratio modelo el factor de emisión de la generación térmica fósil de Gran Canaria<sup>10</sup> para el año 2023 (0,665 tCO<sub>2</sub>-eq/MWh), con el fin de aplicar una estimación conservadora en los cálculos. No obstante, esta estimación podría tener sentido solo para el primer escenario planteado —el Escenario 1. Para el hipotético Escenario 2, se podría considerar una reducción optimista de emisiones, suponiendo que se desmantela el 25 % de los grupos de las centrales térmicas en 2035: 0,499 tCO<sub>2</sub>-eq/MWh. Esto deriva en resultados todavía más conservadores.

Por supuesto, esto es solo un escenario hipotético. El futuro energético de Gran Canaria es incierto: se plantea el cierre de las dos centrales [99] a la vez que REE considera instalar más potencia térmica de aquí a 2028 [100].

<sup>10</sup> Gran Canaria pertenece a los SEIE. Por tanto, dispone de su propio sistema eléctrico independiente, centralizado y no marginalista. Siendo así, se consideran los factores de emisión asociados a su propio *mix* energético —no los correspondientes al sistema eléctrico ibérico.

### 8.3.2 TONELADAS DE CO<sub>2</sub>-EQ EVITADAS

Teniendo en cuenta la metodología empleada en este apartado, la estimación de la cantidad evitada de CO<sub>2</sub>-eq durante el período de operación del parque se refleja en la Tabla I- 9.

*Tabla I- 9: Toneladas evitadas de CO<sub>2</sub>-eq en los dos escenarios planteados. Elaboración propia.*

Esc.	FE (tCO <sub>2</sub> -eq/MWh)	Emisiones evitadas / año (tCO <sub>2</sub> -eq)	Emisiones evitadas tot. (tCO <sub>2</sub> -eq)
1	0,665	487.661,42	12.191.535,61
2	0,499	365.746,07	9.143.651,70

**Glosario:** FE = factor de emisión; Emisiones evitadas / año = emisiones de tCO<sub>2</sub>-eq que se evitan cada año de operación de PEOF Gran Canaria, teniendo en cuenta una producción energética anual constante de 733.325,45 MWh; Emisiones evitadas tot. = emisiones de tCO<sub>2</sub>-eq que se evitan durante los 25 años de operación del parque.

## 8.4 CONCLUSIONES

La evaluación ambiental de PEOF Gran Canaria permite conocer que el proyecto tiene la capacidad de salvar hasta 12.191.535,61 toneladas de CO<sub>2</sub>-eq en el Escenario 1. En cambio, si se desmantelan algunos de los grupos de las centrales térmicas de Gran Canaria en la próxima década —incorporando al sistema otras fuentes de energía sustitutivas— el proyecto podría salvar hasta 9.143.651,70 toneladas de CO<sub>2</sub>-eq en el Escenario 2.

Por otro lado, es evidente que el ahorro de contaminación de PEOF Gran Canaria se encuentra alineado con uno de los objetivos principales del actualizado PNIEC: reducir un 32 % las emisiones de GDI respecto a 1990 o, de forma equivalente, un 55 % respecto a 2005 [41]. Todo esto está en sintonía con el objetivo —a muy largo plazo— de convertir España en un país climáticamente neutro en 2050.

## 9 EVALUACIÓN SOCIAL

### 9.1 OBJETIVO

El objetivo de este capítulo es analizar el impacto social de PEOF Gran Canaria. Esto se hace a través de un análisis puramente cualitativo, basado en el estudio de la percepción y acogida de proyectos de este tipo entre la población. Asimismo, se evalúan potenciales beneficios y posibles controversias.

### 9.2 CONTEXTO SOCIAL

Conocer el contexto social de Gran Canaria es imprescindible a la hora de desarrollar un proyecto como PEOF Gran Canaria.

De acuerdo con la Agenda de Transición Energética 2040 del Consejo Insular de la Energía de Gran Canaria, existe un consenso social y político generalizado sobre la necesidad de establecer un nuevo modelo energético [98] —basado en energías renovables. Con él, se pretende impulsar la economía circular como marco estratégico, generando resiliencia y creando beneficios sociales [98].

Paralelamente, la población es conocedora de la existencia de un sistema eléctrico frágil, que busca ser renovado y actualizado. Este es independiente, se encuentra aislado del sistema peninsular y depende mayoritariamente de la producción de centrales térmicas —Jinámar y Barranco de Tirajana. Por tanto, existe una alta dependencia de combustibles fósiles. En vista de la vulnerabilidad del modelo energético actual, el Gobierno de Canarias se encuentra en un estado de emergencia energética.

Asimismo, Gran Canaria reconoce que posee un alto potencial para comenzar el desarrollo de la energía eólica marina. El recurso eólico que rodea a la isla es impecable y está considerado uno de los mejores de Europa. Por ese motivo, diversas fuentes coinciden en que el despliegue de esta industria en España debería comenzar en las costas de la isla. Además, el Cabildo Insular de Gran Canaria ya se ha puesto en contacto con diferentes promotores para impulsar proyectos como PEOF Gran Canaria —de acuerdo con el Consejo Insular de Energía [101].

### 9.3 IMPACTO SOCIAL

Teniendo en cuenta el contexto social de Gran Canaria, se puede hablar de un impacto social positivo en la isla. Adicionalmente, el III Congreso Eólico Marino —celebrado en Cádiz en noviembre de 2024— presentó un impacto socioeconómico positivo: se habló de generación de empleo y de la creación de una cadena de valor consolidada [102] —con la participación de empresas canarias como Elittoral, Zamakona, Boluda, Iprocel, Talleres Quintana, etc.

Sin embargo, también existen movimientos de oposición social. Por un lado, muchos temen que pueda haber una concentración alta de proyectos en el futuro —tras el

despliegue definitivo del primer parque comercial. Por otro, existen ciertas preocupaciones en relación con la alteración del paisaje marino y la afección al sector turístico —algunos proyectos en desarrollo exigen incorporar planes de calidad paisajística, además de una cuenca visual de 25 km alrededor de cada proyecto [103]. De forma paralela, algunos ponen en duda los límites de los POEM, considerando que el impacto ambiental debe ser evaluado de forma periódica durante las fases de construcción y operación.

Teniendo en cuenta lo anterior, PEOF Gran Canaria presenta un impacto social positivo. Su ubicación estratégica no interfiere con zonas protegidas: todo el parque se encuentra dentro de una zona de alto potencial para el desarrollo de la eólica marina. Además, el aerogenerador más próximo a la costa se encuentra a 12 kilómetros de distancia —en una zona no turística. Esta distancia supera con creces a la mínima considerada en Gran Canaria (5,8 kilómetros) [104], no afecta visualmente a la costa y no interfiere acústicamente (Figura I- 44). Adicionalmente, se evita la instalación de una subestación *offshore* y se aprovecha el espacio reservado a la construcción y desarrollo de la SET Barranco de Tirajana III para la colocación de la subestación elevadora. Además, el Gobierno de Canarias ya ha manifestado en numerosas ocasiones su interés por convertirse en la cuna de la eólica marina en España —asociado a un consenso social común.

**Figura I- 44: Impacto visual de los aerogeneradores marinos desde la costa. Antonio Narejos [105].**



## 9.4 CONCLUSIONES

Este capítulo concluye que PEOF Gran Canaria presenta un impacto social positivo por varias razones: su excelente ubicación dentro de las demarcaciones de los POEM, su distancia a la costa, el aprovechamiento del terreno de la SET Barranco de Tirajana III para la instalación de la subestación elevadora, la creación de empleo, el impulso de diversas empresas locales, etc. Sin embargo, lo que más destaca es la motivación del Gobierno por impulsar la industria cuanto antes —mejorando, a su vez, el sistema eléctrico independiente de Gran Canaria.

## 10 SÍNTESIS DEL ESTUDIO DE VIABILIDAD

### 10.1 OBJETIVO

El objetivo de este capítulo es sintetizar los resultados obtenidos en este TFM. Se resumen los resultados de viabilidad —técnica, tecnológica, geotécnica, económica, logística, etc.

### 10.2 VIABILIDAD

La viabilidad de PEOF Gran Canaria se puede analizar desde diferentes puntos de vista, de acuerdo con los resultados obtenidos a lo largo de este documento.

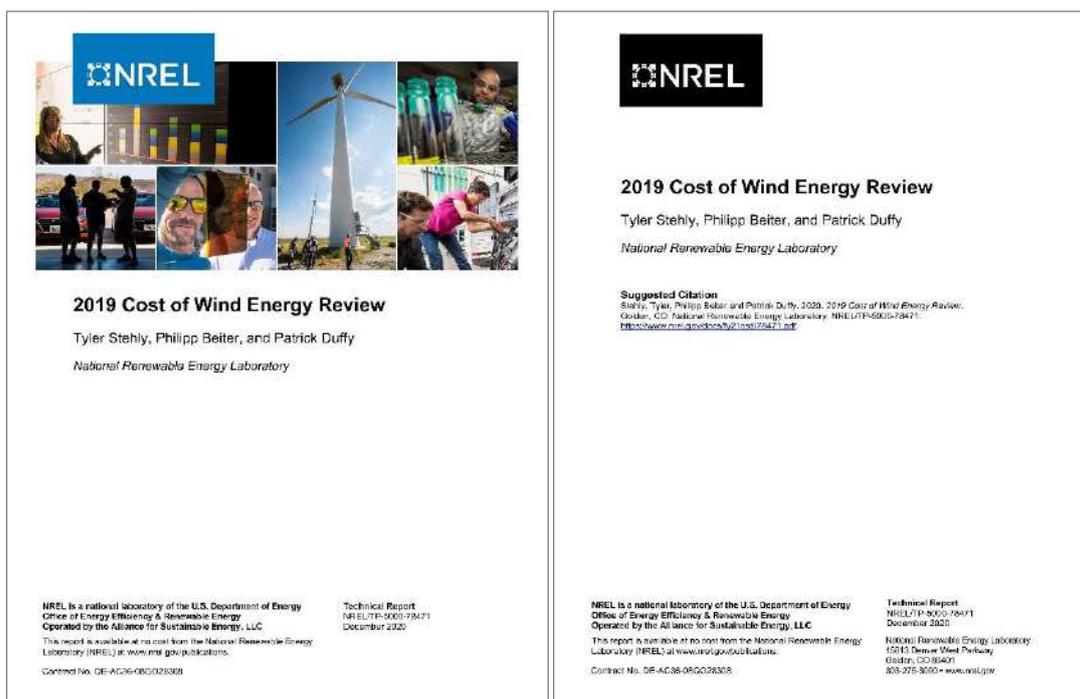
Desde el punto de vista técnico, las condiciones del recurso eólico donde se ubica el parque son excepcionalmente buenas. Por un lado, se alcanza una velocidad media del viento de 9,54 m/s a 138 metros de altura —la altura del buje. Por otro, se conoce que sopla un viento alisio del noreste de forma —sorprendentemente— constante durante todo el año. Asimismo, el parque logra evacuar a la SET Barranco de Tirajana III 733.325,45 MWh de energía —en un año típico de funcionamiento. Este conjunto de características lleva a asociar a PEOF Gran Canaria un factor de capacidad del 59,79 %, lo que simula la línea de tendencia que seguramente sigan los parques eólicos futuros de características similares. A modo de ejemplo, el parque eólico Hywind Scotland de Siemens Gamesa registró un factor de capacidad de 57,1 % durante el año 2020. Del mismo modo, el proyecto Hywind Tampen también logró algo similar durante el último trimestre de 2024: un factor de capacidad del 53 %.

La tecnología que se emplea en el diseño del parque también se considera adecuada. PEOF Gran Canaria emplea diez turbinas GE Haliade-X 14 MW, con una altura de buje de 138 metros y un diámetro de rotor de 220 metros, del fabricante GE Vernova —uno de los fabricantes de turbinas eólicas *offshore* más importantes del mundo. Asimismo, está previsto que estos puedan levantarse sobre plataformas flotantes semisumergibles, lastradas y unidas al fondo marino por medio de un sistema de fondeo semi-tensado, con anclajes hincados. Estudios recientes verifican que este sistema puede adaptarse perfectamente a las condiciones del emplazamiento. Asimismo, la fase C del proyecto Dogger Bank tiene previsto su uso —sumando confiabilidad a la elección.

Como se comenta en otros capítulos, la batimetría del emplazamiento es el principal factor limitante del proyecto. En la actualidad, todavía no se han desarrollado proyectos a profundidades tan elevadas —el récord pertenece a Hywind Tampen, con una profundidad registrada de hasta 300 metros. No obstante, hay previsiones de que este tipo de profundidades sí se tengan en cuenta en proyectos futuros. Asimismo, conviene saber que NREL utiliza un estudio riguroso de 2019 para demostrar la viabilidad técnico-económica de proyectos hasta 739 metros de profundidad [103] [104] (Figura I- 45). Curiosamente, este estudio se tiene en cuenta en la elaboración de su último informe de costes —agregando confiabilidad. Además, el fondo del mar —de la zona del Atlántico donde se instala el parque— es rocoso y de alta capacidad portante. Esto permite a las turbinas estabilizarse sin problema, siempre que se empleen los sistemas de fondeo y anclaje adecuados —anteriormente mencionados.

En cuanto a la integración del parque en el sistema eléctrico de España, el proyecto de construcción de Barranco de Tirajana III concede todavía más viabilidad técnica al proyecto: habrá capacidad de conexión suficiente en el momento de operación real del parque —gracias a la Planificación de la Red de Transporte de Electricidad con horizonte 2026.

**Figura I- 45: Portada del informe técnico de NREL con nombre 2019 Cost of Wind Energy Review. NREL.**



Desde el punto de vista económico, los resultados son inmejorables. No obstante, estos son más difíciles de evaluar con precisión. Principalmente, porque en el proceso de evaluación económica se tienen que establecer muchos criterios de cálculo, además de suposiciones. Al final, es imposible predecir con exactitud cómo será el verdadero comportamiento del precio mayorista de la energía dentro de diez años o de qué forma evolucionará la curva de aprendizaje de las diferentes tecnologías —con un impacto directo sobre el CAPEX y el OPEX de cualquier proyecto. El momento actual también suma mucha incertidumbre, especialmente en España. A pesar de esto, se prevé que PEOF Gran Canaria pueda alcanzar un LCOE competitivo y una rentabilidad positiva a nivel de proyecto en 2035 —el hipotético escenario más cercano. Aunque, sorprendentemente, el proyecto también generaría rentabilidad en el caso de que PEOF Gran Canaria comenzara su operación a finales de este año —pese a que España no parecía estar lo suficientemente preparada para plantear un proyecto así hace diez años<sup>11</sup>. Al final, la calidad del recurso eólico y los elevados precios de generación de Gran Canaria contribuyen a crear un

<sup>11</sup> Esto no quiere decir que España no contara con los avances tecnológicos suficientes ni mucho menos. Con esta frase, la autora hace referencia a la indisposición del país para planificar adecuadamente proyectos de esta índole hace diez años —principalmente, debido a la inexistencia de regulaciones que pudieran encaminar la industria al mismo ritmo que los países del norte de Europa.

proyecto atractivo, con condiciones inmejorables para convertirse en la cuna de la industria en el país. Adicionalmente, el proyecto también resulta atractivo desde el punto de vista del inversor. Se aconseja invertir en él —el VAN es positivo y la TIR supera el mínimo exigido en los dos escenarios que se plantean.

Poniendo el punto de mira en la logística portuaria, este proyecto tampoco debería tener grandes problemas. El emplazamiento se encuentra relativamente cerca de dos PdE de interés general: el puerto de Las Palmas a unos 40 kilómetros y el Puerto de Arinaga justo enfrente —a 12 kilómetros. Quizás el Puerto de Las Palmas ofrezca las mejores garantías técnicas para ensamblar los Haliade-X flotantes de 14 MW. Sin embargo, el Puerto de Arinaga también puede aportar cercanía y comodidad a las fases que se requieran. Además, no hay dudas de que España busca estar preparada para asumir la coordinación de la logística portuaria de parques como este: el programa PORT-EOLMAR tiene previsto una inversión de más de 160 millones de euros.

Por último, se prevé que un proyecto como PEOF Gran Canaria pueda tener gran aceptación social: el aerogenerador que más cerca se encuentra de la costa está a 12 kilómetros. Generalmente, un parque eólico es prácticamente imperceptible a partir de 10 kilómetros de distancia —a nivel visual y acústico. Adicionalmente, la ubicación del parque se encuentra dentro de una zona de alto potencial para el desarrollo de la eólica marina en España —sumando puntos a su indudable atractivo. También hay varias fuentes que confían en que Gran Canaria debería ser pionera en el desarrollo de esta industria —desconocida para España en el momento actual. En línea con la evaluación social del proyecto, lo que más llama la atención es la motivación del Gobierno por impulsar la industria cuanto antes —mejorando, a su vez, el sistema eléctrico independiente de Gran Canaria.

### 10.3 CONCLUSIONES

PEOF Gran Canaria es un proyecto muy interesante —tanto desde el punto de vista técnico como económico. Si España quiere estrenarse en la industria eólica marina, debe apostar por un proyecto con el potencial tecno-económico que puede ofrecer este: con inmejorable recurso eólico, una excelente adaptación dentro del marco normativo actual de los POEM, una previsible buena planificación de logística portuaria, una esperada aceptación social y una creación de valor a nivel de proyecto para cuando comience su operación —previsible y realísticamente en 2035/2036.

Por otro lado, conviene resaltar que PEOF Gran Canaria podría aportar en torno al 5 % de la potencia prevista por el PNIEC 2023-2030. En cuanto al espacio marítimo que los POEM consideran que España requiere para alcanzar sus ambiciosos objetivos (1.000 km<sup>2</sup>) [30], se estima que el proyecto ocuparía algo menos del 2 %.

En vista de la inexistencia de parques comerciales en España, PEOF Gran Canaria posee todas las papeletas para encaminar un muy buen comienzo de la industria eólica marina.





**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PEOF GRAN CANARIA: ESTUDIO DE VIABILIDAD  
DE UN PARQUE EÓLICO MARINO FLOTANTE EN  
ESPAÑA

## **Documento II: Planos**

Autor: Teresa Gimeno Alcañiz

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2025

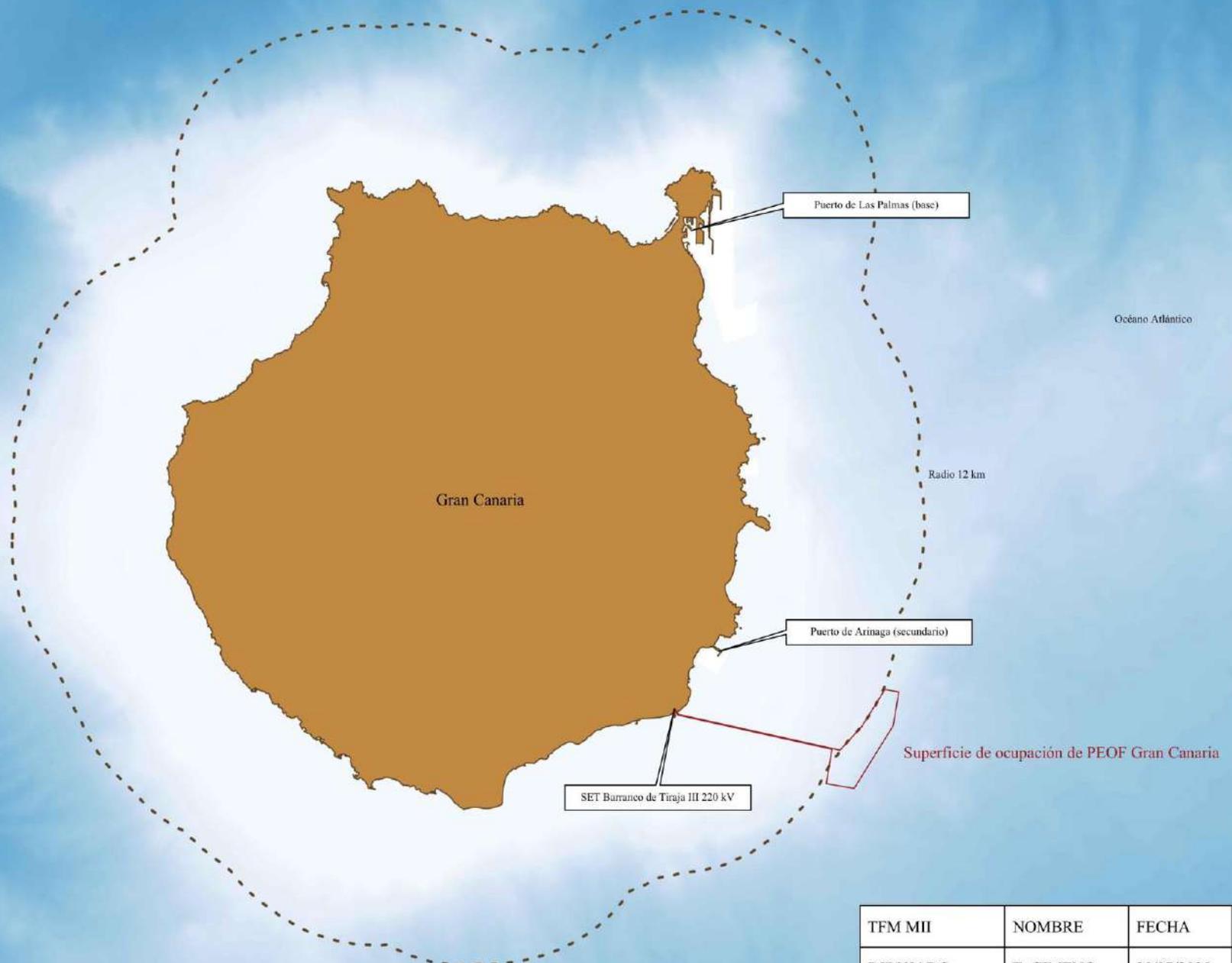


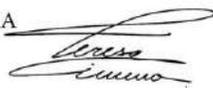
## ÍNDICE DE PLANOS

<b>Plano I: Situación del emplazamiento .....</b>	<b>5</b>
<b>Plano II: Distribución de las líneas de generación .....</b>	<b>7</b>
<b>Plano III: Diagrama unifilar principal.....</b>	<b>9</b>

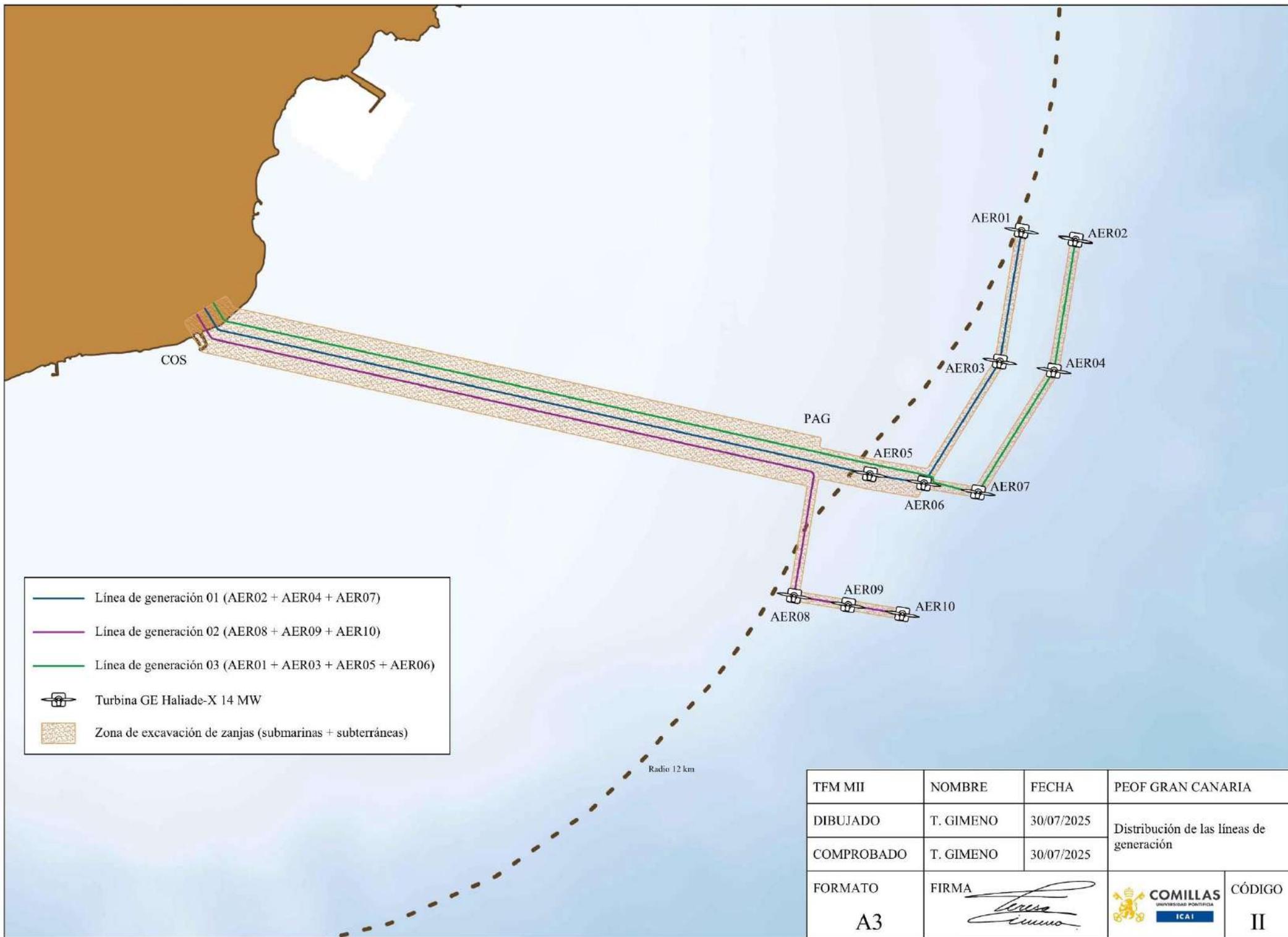


## **PLANO I: SITUACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO**



TFM MII	NOMBRE	FECHA	PEOF GRAN CANARIA	
DIBUJADO	T. GIMENO	30/07/2025	Situación del emplazamiento de PEOF Gran Canaria	
COMPROBADO	T. GIMENO	30/07/2025		
FORMATO	FIRMA			
A3				

## **PLANO II: DISTRIBUCIÓN DE LAS LÍNEAS DE GENERACIÓN**

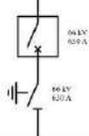


	Línea de generación 01 (AER02 + AER04 + AER07)
	Línea de generación 02 (AER08 + AER09 + AER10)
	Línea de generación 03 (AER01 + AER03 + AER05 + AER06)
	Turbina GE Haliade-X 14 MW
	Zona de excavación de zanjas (submarinas + subterráneas)

TFM MII	NOMBRE	FECHA	PEOF GRAN CANARIA	
DIBUJADO	T. GIMENO	30/07/2025	Distribución de las líneas de generación	
COMPROBADO	T. GIMENO	30/07/2025		
FORMATO	FIRMA			
A3				
			II	

## **PLANO III: DIAGRAMA UNIFILAR PRINCIPAL**

SUBESTACIÓN COSTERA

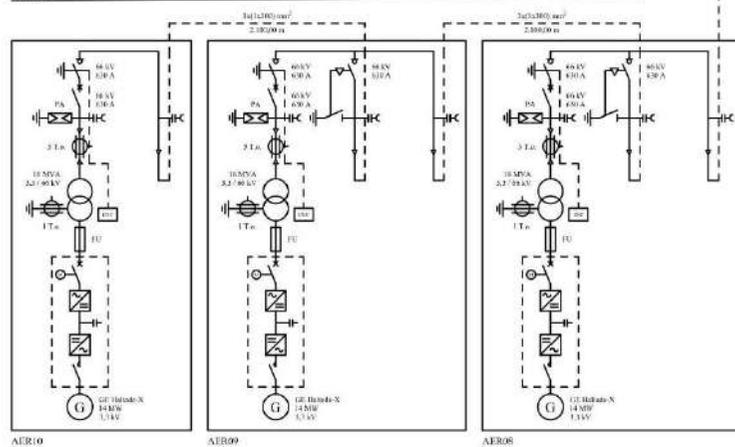


Barras 66 kV AT

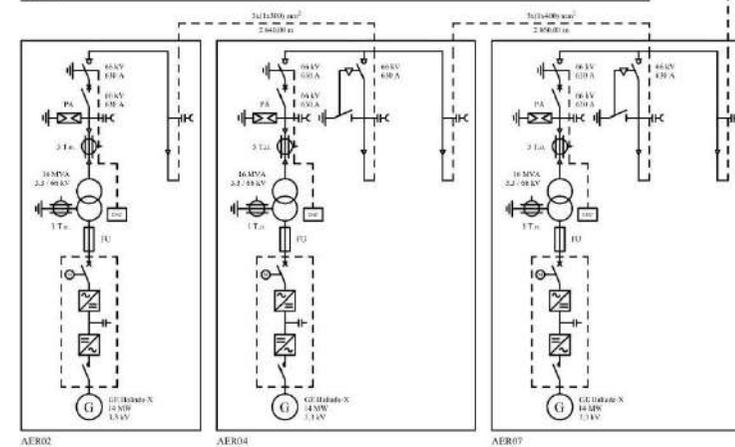


SSAA

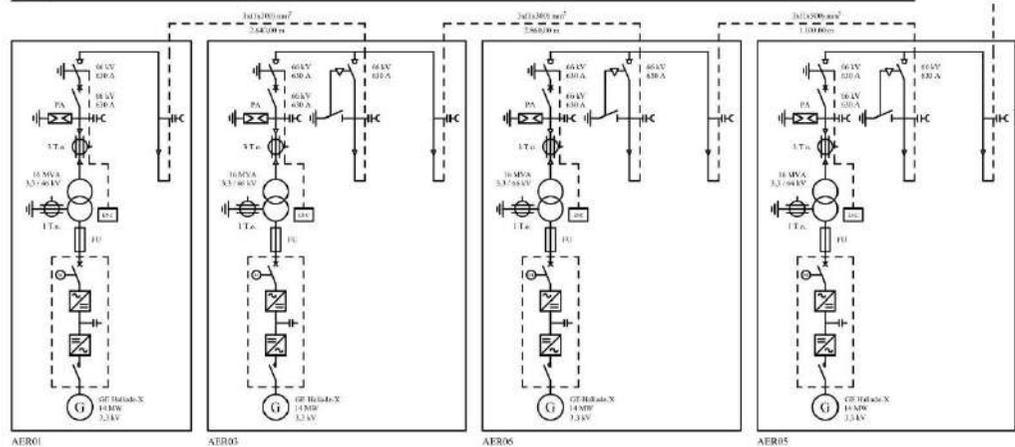
LG02



LG01



LG03



Nota: Consúltase el Anexo IV-E: Cálculos Eléctricos (Documento I) para información más detallada sobre las secciones de los diferentes tramos de cables.

TFM MII	NOMBRE	FECHA	PEOF GRAN CANARIA	
DIBUJADO	T. GIMENO	30/07/2025	Diagrama unifilar principal	
COMPROBADO	T. GIMENO	30/07/2025		
FORMATO	FIRMA			
A3				



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PEOF GRAN CANARIA: ESTUDIO DE VIABILIDAD  
DE UN PARQUE EÓLICO MARINO FLOTANTE EN  
ESPAÑA

## **Documento III: Presupuesto**

Autor: Teresa Gimeno Alcañiz

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2025



# ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

**Presupuesto total desglosado ..... 5**

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla III- 1: Presupuesto total desglosado. Elaboración propia..... 5

## PRESUPUESTO TOTAL DESGLOSADO

En la Tabla III- 1 se muestra el desglose aproximado del presupuesto total para el proyecto PEOF Gran Canaria —bajo el Escenario 2.

Este se corresponde con el presupuesto que la empresa constructora —o el conjunto de empresas destinadas a dicha labor— deberían presentar al consorcio de promotores si se decidiera emprender el proyecto bajo el hipotético Escenario 2. Esto implica que el comienzo de desarrollo del parque tiene lugar a finales de este año —o principios de 2026— y que su vida útil empieza en torno al año 2035.

**Tabla III- 1: Presupuesto total desglosado. Elaboración propia.**

<b>Capítulo 01: Suministro y montaje de aerogeneradores</b>		
<b>Ref.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Precio total (€)</b>
01.01	Suministro de turbinas offshore (GE Haliade-X 14 MW)	
01.02	Transporte al puerto de ensamblaje	
01.03	Izado y montaje en plataforma flotante	
<b>Total Capítulo 01</b>		<b>134.186.819,34</b>
<b>Capítulo 02: Plataformas flotantes y sistemas de fondeo</b>		
<b>Ref.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Precio total (€)</b>
02.01	Fabricación de plataformas semisumergibles	
02.02	Sistema de fondeo semi-tensado	
02.03	Anclajes hincados	
02.04	Izado y montaje en plataforma flotante	
<b>Total Capítulo 02</b>		<b>172.416.656,82</b>
<b>Capítulo 03: Red de cables inter-array y de evacuación</b>		
<b>Ref.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Precio total (€)</b>
03,01	Cables de AT entre aerogeneradores ( <i>inter-array</i> )	
03,02	Cables marinos de evacuación hasta subestación costera	
03,03	Cables terrestres de evacuación hasta subestación costera	
03,04	Accesorios, empalmes, protecciones mecánicas	
<b>Total Capítulo 03</b>		<b>35.783.151,82</b>
<b>Capítulo 04: Subestación costera 66 / 220 kV</b>		
<b>Ref.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Precio total (€)</b>
04.01	Obra civil (edificio, cimentaciones, canalizaciones)	
04.02	Transformadores 66 / 220 kV	
04.03	Equipamiento	
<b>Total Capítulo 04</b>		<b>6.440.096,28</b>

<b>Capítulo 05: Instalación y puesta en marcha</b>		
<b>Ref.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Precio total (€)</b>
05.01	Mano de obra especializada para montaje <i>offshore</i>	
05.02	Equipos auxiliares	
05.03	Ensayos, pruebas y puesta en marcha ( <i>commissioning</i> )	
<b>Total Capítulo 05</b>		<b>92.439.672,10</b>

<b>Subtotales</b>		
Total Capítulo 01: Suministro y montaje de aerogeneradores	134.186.819,34	30 %
Total Capítulo 02: Plataformas flotantes y sistemas de fondeo	172.416.656,82	39 %
Total Capítulo 03: Red de cables inter-array y de evacuación	35.783.151,82	8 %
Total Capítulo 04: Subestación costera 66 / 220 kV	6.440.096,28	1 %
Total Capítulo 05: Instalación y puesta en marcha	92.439.672,10	21 %

<b>Resumen del presupuesto</b>	
<b>Total PEM</b>	<b>441.266.396,37</b>
Gastos generales (13 %)	57.364.631,53
Beneficio industrial (6 %)	26.475.983,78
<b>Total PEC</b>	<b>525.107.011,67</b>
Gastos de desarrollo (10 % CAPEX)	56.063.869,28
<b>Total presupuesto inversión</b>	<b>581.170.880,96</b>

El presupuesto de ejecución material del proyecto asciende a la expresada cantidad de CUATROCIENTOS CUARENTA Y UN MILLONES DOSCIENTOS SESENTA Y SEIS MIL TRESCIENTOS NOVENTA Y SEIS EUROS CON TREINTA Y SIETE CÉNTIMOS.



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PEOF GRAN CANARIA: ESTUDIO DE VIABILIDAD  
DE UN PARQUE EÓLICO MARINO FLOTANTE EN  
ESPAÑA

## **Documento IV: Anexos**

Autor: Teresa Gimeno Alcañiz

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2025



## ÍNDICE DE ANEXOS

<b>Anexo IV-A: Análisis de emplazamientos .....</b>	<b>7</b>
<b>Anexo IV-B: Análisis del recurso eólico .....</b>	<b>21</b>
<b>Anexo IV-C: Análisis de turbulencias .....</b>	<b>43</b>
<b>Anexo IV-D: Simulación energética.....</b>	<b>51</b>
<b>Anexo IV-E: Cálculos eléctricos.....</b>	<b>81</b>
<b>Anexo IV-F: Planificación .....</b>	<b>98</b>
<b>Anexo IV-F: Cálculos financieros .....</b>	<b>101</b>
<b>Anexo IV-G: Alineación con los ODS.....</b>	<b>113</b>
<b>Anexo IV-H: <i>Datasheets</i> .....</b>	<b>115</b>
<b>Anexo IV-I: Bibliografía del TFM .....</b>	<b>129</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla IV- 1: Comparativa técnica y normativa preliminar entre los tres emplazamientos seleccionados para el análisis de viabilidad eólica marina. Elaboración propia. ....	11
Tabla IV- 2: Resultados del análisis multicriterio ponderado. Elaboración propia.....	19
Tabla IV- 3: Características generales de las series de viento de VORTEX. Elaboración propia. ....	21
Tabla IV- 4: Variables incluidas en las series de viento de VORTEX. Elaboración propia. ....	22
Tabla IV- 5: Tasa de recuperación de datos en la serie de viento a 100 metros de altura. Windographer. ....	25
Tabla IV- 6: Tasa de recuperación de datos en la serie de viento a 120 metros de altura. Windographer. ....	26
Tabla IV- 7: Tasa de recuperación de datos en la serie de viento a 150 metros de altura. Windographer. ....	26
Tabla IV- 8: Estadísticas básicas de velocidad del viento por altura. Elaboración propia. ....	27
Tabla IV- 9: Coeficiente de cizalladura ( $\alpha$ ) entre pares de alturas. Elaboración propia. ....	31
Tabla IV- 10: Sección de tabla de frecuencias, hasta el sector 50,5°-51,5°. Windographer. ....	35
Tabla IV- 11: Representación de los datos necesarios para el análisis de turbulencias. Elaboración propia.....	45
Tabla IV- 12: Modelos de aerogeneradores a emplear en las simulaciones de WAsP. Elaboración propia.....	63
Tabla IV- 13: Separación mínima 5 D (longitudinal, en alineación con el viento predominante) y 12 D (transversal, perpendicular al viento predominante). Elaboración propia. ....	64
Tabla IV- 14: Número de aerogeneradores que deben aparecer en cada simulación para no superar la potencia límite establecida de 150 MW. Elaboración propia. ....	64
Tabla IV- 15: Energía neta producida y energía vertida a red cada año. Elaboración propia. ....	75
Tabla IV- 16: Horas equivalentes de funcionamiento al año y factor de capacidad. Elaboración propia.....	75
Tabla IV- 17: Resultados energéticos tras aumentar progresivamente la distancia entre aerogeneradores. Elaboración propia. ....	76

Tabla IV- 18: Relación entre la energía neta anual vertida a red y el espacio ocupado por las diferentes configuraciones de parque, según las diferentes distancias entre aerogeneradores dentro de una misma fila. Elaboración propia.....	76
Tabla IV- 19: Resultados de dos simulaciones adicionales con WAsP, probando dos nuevas configuraciones espaciales de los aerogeneradores, con un ligero desplazamiento de estos hacia la zona sur. Elaboración propia. ....	77
Tabla IV- 20: Relación entre la energía neta anual vertida a red y el espacio ocupado por las diferentes configuraciones de parque, probando dos nuevas configuraciones espaciales de los aerogeneradores, con un ligero desplazamiento de estos hacia la zona sur.....	77
Tabla IV- 21: Coordenadas UTM de las posiciones exactas de todos los aerogeneradores que conforman el parque, con el modelo GE Haliade-X 14 MW, y 5 D de separación entre las turbinas de cada fila. Elaboración propia. ....	77
Tabla IV- 22: Posibles agrupaciones de aerogeneradores por líneas de generación. Elaboración propia.....	83
Tabla IV- 23: Configuración la agrupación seleccionada (Agrupación B). Elaboración propia. ....	83
Tabla IV- 24: Organización y composición de las diferentes líneas de generación. Elaboración propia.....	84
Tabla IV- 25: Organización y composición de los diferentes tipos de zanjas. Elaboración propia. ....	85
Tabla IV- 26: Configuraciones de celda para todos los aerogeneradores, conocidas sus posiciones. Elaboración propia.....	85
Tabla IV- 27: Características principales de la red principal de AT, encargada de unir eléctricamente los aerogeneradores con la subestación costera. Elaboración propia.....	87
Tabla IV- 28: Características principales de la red secundaria de AT, encargada de unir eléctricamente la subestación costera con la SET Barranco de Tirajana III. Elaboración propia. ....	87
Tabla IV- 29: Valores de temperatura de referencia para la red de cables del proyecto. Elaboración propia.....	89
Tabla IV- 30: Factores de corrección por temperatura aplicables al proyecto. Elaboración propia. ....	89
Tabla IV- 31: Factores de corrección por agrupación de líneas en zanjas aplicables al proyecto. Elaboración propia.....	90
Tabla IV- 32: Factores de corrección por profundidad aplicables al proyecto. Elaboración propia. ....	90
Tabla IV- 33: Resumen de los tramos de cable de la red principal de AT, a considerar en los cálculos eléctricos. Elaboración propia.....	95

---

Tabla IV- 34: Recopilación de los factores de corrección del cálculo de la intensidad máxima admisible del Criterio 1 en la red principal de AT. Elaboración propia.....	96
Tabla IV- 35: Recopilación de los resultados de todos los criterios empleados en la red principal de AT. Elaboración propia. ....	97
Tabla IV- 36: Evaluación del CAPEX, de acuerdo con las indicaciones de NREL y las características del Escenario 1. Elaboración propia. ....	102
Tabla IV- 37: Evaluación del CAPEX, de acuerdo con las características del Escenario 1 y del Escenario 2. Elaboración propia. ....	103
Tabla IV- 38: Evaluación del OPEX, de acuerdo con las indicaciones de NREL y las características del Escenario 1. Elaboración propia. ....	104
Tabla IV- 39: Evaluación del OPEX, de acuerdo las características del Escenario 1 y del Escenario 2. Elaboración propia. ....	105
Tabla IV- 40: Cuenta de resultados y flujo de caja libre del proyecto, en el Escenario 1, con costes en miles de euros. Elaboración propia. ....	108
Tabla IV- 41: Cuenta de resultados y flujo de caja libre del proyecto, en el Escenario 2, con costes en miles de euros. Elaboración propia. ....	109
Tabla IV- 42: Flujos de caja para el accionista, en el Escenario 1, con costes en miles de euros. Elaboración propia. ....	110
Tabla IV- 43: Flujos de caja para el accionista, en el Escenario 2, con costes en miles de euros. Elaboración propia. ....	111

## ANEXO IV-A: ANÁLISIS DE EMPLAZAMIENTOS

### MÉTODO DE SELECCIÓN

En este anexo se avalúan tres emplazamientos.

Con el fin de seleccionar el emplazamiento más adecuado, se aplica una metodología de evaluación objetiva, coherente con los criterios definidos en el apartado 3.3 Criterios de selección del Documento I: Memoria. Para ello, se emplea un análisis multicriterio con ponderaciones.

El método se basa en asignar un peso relativo a una serie de criterios de evaluación, de acuerdo con su importancia dentro del contexto del proyecto. En este caso, el peso asignado se encuentra comprendido en una escala de 1 a 5 —donde 1 representa una baja relevancia y 5 cierta criticidad para la toma de decisiones. Posteriormente, se puntúa cada emplazamiento de acuerdo con su grado de cumplimiento para cada criterio. Finalmente, el emplazamiento con la mayor puntuación se convierte en el definitivo para el estudio de viabilidad que comprende este TFM.

### CRITERIOS DE EVALUACIÓN

A continuación, se definen los criterios de evaluación clave para comparar las distintas alternativas:

#### 1. Recurso eólico (calidad del viento)

- 5: Velocidades  $\geq 9$  m/s. Se prevé una excelente producción de energía.
- 4: Velocidades entre 8 – 9 m/s. Adecuadas para un muy buen rendimiento.
- 3: Velocidades entre 7 – 8 m/s. Producción moderada.
- 2: Velocidades entre 6 – 7 m/s. Producción muy moderada.
- 1: Velocidades  $< 6$  m/s. Recurso insuficiente.

#### 2. Profundidad media (~ tecnología aplicable)

- 5: Profundidad  $\leq 40$  m. Ideal para cimentación fija, con costes optimizados.
- 4: Entre 40 – 50 m. Cimentación fija, con costes algo menos optimizados.
- 3: Entre 50 – 55 m. Cimentación fija, con costes estructurales elevados.
- 2: Profundidades  $> 55$  m. Requiere tecnología flotante.
- 1: Profundidades  $> 200$  m. Requiere tecnología flotante, aunque comprometida.

### 3. Compatibilidad con los POEM

- 5: Dentro de una zona de alto potencial para eólica marina.
- 4: Fuera de una zona de alto potencial para eólica marina, pero sin restricciones normativas en los POEM.
- 3: Coincidencia parcial con áreas que pueden considerarse sensibles —incluidas en los POEM.
- 2: Intersección significativa con zonas reguladas o limitadas por el POEM.
- 1: Dentro de zonas expresamente excluidas para el desarrollo de eólica marina según normativa del POEM, ya sea en el momento de redacción de este documento o en el futuro próximo.

### 4. Interconexión eléctrica

- 5: A < 15 km de subestación  $\geq 220$  kV y con altas posibilidades de tener capacidad disponible.
- 4: Entre 15 – 30 km. Aceptable para proyectos de gran escala.
- 3: Entre 30 – 50 km. Puede comenzar a comprometer la inversión.
- 2: Distancia > 50 km. Costes de evacuación elevados.
- 1: No existe conexión factible sin grandes ampliaciones de red, ya sea en el momento de redacción de este documento o en el futuro próximo.

### 5. Condiciones geotécnicas (estimación basada en observaciones)

- 5: Fondo marino aparentemente homogéneo, estable y bien caracterizado.
- 4: Fondo moderadamente complejo pero viable sin medidas especiales.
- 3: Necesita estudios geotécnicos avanzados. No se identifican muy bien las condiciones.
- 2: Suelo de baja capacidad portante o muy irregular.
- 1: Geotecnia desconocida o crítica, con riesgos estructurales.

### 6. Impacto ambiental

- 5: Totalmente fuera de zonas protegidas y sin afección a hábitats clave.
- 4: Leve solapamiento con zonas de interés ambiental. Impacto gestionable si se hace la evaluación ambiental correspondiente.

- 3: Parcialmente dentro de áreas protegidas o zonas de sensibilidad media.
- 2: Dentro de espacios regulados (Red Natura 2000, ZEPA...).
- 1: Directamente incompatible por legislación ambiental directa.

#### **7. Tráfico marítimo e interferencias**

- 5: Zona alejada de rutas principales de navegación. Bajo riesgo de logística portuaria.
- 4: Tráfico ocasional o previsible. Compatible con la logística y/o señalización adecuada.
- 3: Proximidad o intersección con rutas locales. Requiere elevada coordinación.
- 2: Zona con tráfico comercial medio-alto o conflictividad previsible.
- 1: Zona crítica de paso.

#### **8. Aceptación social esperada**

- 5: Lejos de núcleos habitados. Cero visibilidad y baja sensibilidad social.
- 4: Distancia > 12 km y sin antecedentes de oposición social.
- 3: Proximidad a zonas turísticas. Riesgo medio de contestación.
- 2: Zona con fuerte valor paisajístico o presión social documentada.
- 1: Rechazo social activo o zona muy visible desde tierra.

#### **9. Coste estimado por MW instalado (basado en la tecnología que se aplica)**

- 5: < 3,5 M€/MW. Costes controlados competitivos.
- 4: 3,5 – 4 M€/MW. Dentro de lo esperado para fondo fijo.
- 3: 4 – 5 M€/MW. Puede considerarse ligeramente elevado.
- 2: 5 – 6 M€/MW. Coste elevado —asociado a tecnología flotante o condiciones complejas.
- 1: > 6 M€/MW o costes no previsibles. Puede suponer un riesgo.

#### **10. Viabilidad tecnológica actual**

- 5: Tecnología madura, probada y disponible comercialmente.
- 4: Tecnología madura, pero requiere una adaptación específica.

- 3: Tecnología disponible, aunque no ampliamente implantada.
- 2: Tecnología en fase piloto o precomercial.
- 1: Tecnología experimental, sin casos reales comparables o posibilidades de desarrollo en el corto plazo.

### **11. Superficie total disponible**

- 5:  $> 50\text{km}^2$  disponibles. Representa una gran capacidad.
- 4: Entre  $35 - 50\text{km}^2$ .
- 3: Entre  $25 - 35\text{km}^2$ .
- 2: Entre  $15 - 25\text{km}^2$ . Viabilidad comprometida.
- 1:  $< 15\text{km}^2$ . Espacio insuficiente.

### **12. Potencia bruta total (estimación basada en los criterios 9 y 11)**

- 5:  $\geq 180$  MW. Gran capacidad instalada, con fuerte retorno energético.
- 4: Entre  $150 - 180$  MW. Proyecto sólido, con buena rentabilidad esperada.
- 3: Entre  $100 - 150$  MW. Parque mediano. Viable, aunque menos competitivo.
- 2: Entre  $50 - 100$  MW. Limitado. Puede tener sentido como fase inicial o piloto.
- 1:  $< 50$  MW. Capacidad insuficiente para justificar un proyecto comercial completo.

## ANÁLISIS

La aplicación de estos criterios de evaluación deriva en el análisis exhaustivo de la Tabla IV- 1. Todos los datos numéricos que se incluyen en ella se obtienen con precisión de Google Earth, QGIS, el Atlas Eólico Ibérico y el Atlas Eólico Global. Adicionalmente, y con el fin de servir de apoyo visual al análisis, se incluyen diversos mapas de los emplazamientos (Figura I- 46, Figura I- 47, Figura I- 48, Figura I- 49, Figura I- 50).

*Tabla IV- 1: Comparativa técnica y normativa preliminar entre los tres emplazamientos seleccionados para el análisis de viabilidad eólica marina. Elaboración propia.*

	<b>Emplazamiento 1</b>	<b>Emplazamiento 2</b>	<b>Emplazamiento 3</b>
<b>Ubicación</b>	Frente al litoral noroeste de la Bahía de Cádiz, entre Rota y Valdelagrana	Frente al litoral suroccidental de la provincia de Cádiz, entre Zahora, El Palmar de Vejer y Conil de la Frontera.	Frente al litoral sureste de la isla de Gran Canaria, frente al núcleo costero de Arinaga.
<b>Demarcación marina</b>	Sudatlántica	Sudatlántica	Canaria
<b>Coordenadas UTM del centroide</b>	X = 188059 m Y = 4048726 m	X = 210725 m Y = 4006429 m	X = -712421 m Y = 3139276 m
<b>Latitud / Longitud del centroide</b>	36,533142° N, -6,484262° W	36,159555° N, -6,219266° W	27,828714° N, -15,260251° W
<b>Velocidad media del viento a 50 m</b>	6,88 m/s	8,22 m/s	9,69 m/s
<b>Velocidad media del viento a 100 m</b>	7,13m/s	8,50 m/s	9,78 m/s
<b>Velocidad media del viento a 200 m</b>	7,44 m/s	8,83 m/s	10,31 m/s
<b>Profundidad media</b>	-46,72 m	-31,96 m	-810,22 m
<b>Tecnología a considerar</b>	Cimentación fija (bottom-fixed).	Cimentación fija (bottom-fixed).	Tecnología flotante.

<b>Subestaciones cercanas</b>	Puerto Real 220 kV La Cartuja 220 kV Pto. de Santa María 220 kV	Puerto Real 220 kV El Zumajo 220 kV Nuevo Parralejo 220 kV	Barranco de Tirajana III 220 kV <sup>12</sup> Santa Águeda 220 kV
<b>Distancia al punto de interconexión de 220 kV</b>	29,39 km a Puerto Real 36,47 km a La Cartuja 22,07 km a Pto. de Santa María	40,60 km a Puerto Real 25,75 km a El Zumajo 25,50 km a Nuevo Parralejo	29,39 km a Bco. de Tirajana III 40,57 km a Santa Águeda
<b>Condiciones geotécnicas</b>	Fondos blandos, limosos, húmedos, con baja capacidad portante.	Fondos arenosos-limosos.	Fondos de tipo volcánico: algo rocosos, buena estabilidad y capacidad portante.
<b>Oleaje</b>	Hs = 0,5 – 1,3 m Mar algo agitado, sobre todo con viento.	Hs = 0,5 – 1,5 m Mar moderado, pero puede ser fuerte con vientos de poniente o levante.	Hs = 0,5 – 1,5 m Mar tranquilo la mayor parte del año.
<b>Impacto ambiental</b>	Fuera de espacios protegidos, como la Red Natura 2000 o zonas de uso prioritario para la biodiversidad. Sin embargo, el área interseca con zonas ambientales sensibles identificadas en los anexos técnicos del POEM Sudatlántico. Concretamente, se solapa parcialmente con: (1) zonas neríticas situadas sobre la plataforma continental, (2) rutas migratorias y áreas de dispersión marina relevantes para aves, cetáceos y juveniles de peces, y (3) áreas de interés para hábitats y especies de interés comunitario. Estas observaciones no implican una exclusión directa, aunque sí exigen una evaluación ambiental detallada.	Fuera de espacios protegidos, como la Red Natura 2000 o zonas de uso prioritario para la biodiversidad. Sin embargo, interseca varias áreas ambientalmente sensibles (Anexo II del POEM Sudatlántico). Concretamente, se sitúa sobre la plataforma continental (zona nerítica). También coincide parcialmente con: (1) áreas de distribución de especies silvestres en régimen de protección especial o amenazadas, incluidas áreas críticas definidas en planes de recuperación; (2) rutas migratorias marinas de aves, cetáceos y larvas juveniles; y (3) áreas valiosas o de interés para hábitats y especies de interés comunitario. Estas observaciones no implican una	Fuera de espacios protegidos, como la Red Natura 2000 o zonas de uso prioritario para la biodiversidad. No obstante, presenta una superposición parcial con algunas áreas ambientalmente sensibles identificadas en el Anexo II del POEM Canario. Concretamente, se localiza sobre la plataforma continental en zonas neríticas, afectadas por la Corriente Canaria. También atraviesa ligeramente algunas rutas migratorias marinas de aves. Asimismo, se encuentra dentro de un área de interés para la pesca artesanal, lo que puede exigir compatibilización de usos. Estas observaciones no implican una

<sup>12</sup> Aún está en proceso de puesta en servicio (prevista para 2024–2025), pero es el candidato principal para *offshore* en el sureste.

		exclusión directa, aunque sí exigen una evaluación ambiental detallada.	exclusión directa, aunque sí exigen una evaluación ambiental detallada.
<b>Tráfico marítimo e interferencias</b>	Fuera de corredores principales. Sin interferencias con zonas de uso prioritario para la navegación. Tráfico marítimo moderado. Sin conflictos operativos.	Fuera de corredores principales. Sin interferencias con zonas de uso prioritario para navegación. Tráfico marítimo bajo. Ningún conflicto detectado.	Tráfico marítimo ocasional, por la zona geográfica. Sin interferencias con corredores de navegación. Próximo a zonas industriales y a uno de los puertos de interés general del Estado (Puerto de Arinaga).
<b>Zona POEM autorizada</b>	Dudosamente compatible en unos años.	Dudosamente compatible en unos años.	Normativamente compatible.
<b>Aceptación social esperada</b>	Moderada. Cerca de núcleos turísticos y residenciales.	Moderada. Cerca de núcleos turísticos y residenciales.	Alta. Contexto industrial-portuario de mucho aprovechamiento.
<b>Coste estimado por MW instalado</b>	3 – 4 M€/MW (cimentación fija)	3 – 4 M€/MW (cimentación fija)	≥ 6 M€/MW (flotante)
<b>Viabilidad tecnológica actual</b>	Alta (cimentación fija).	Alta (cimentación fija).	Media (flotante).
<b>Superficie total disponible</b>	34,53 km <sup>2</sup>	157,82 km <sup>2</sup>	57,69 km <sup>2</sup>
<b>Potencia bruta estimada<sup>13</sup></b>	172,65 MW	789,10 MW	173,07 MW

<sup>13</sup> Para calcular la potencia bruta estimada por superficie, una práctica habitual es considerar una densidad de potencia instalada entre 3 y 5 MW/km<sup>2</sup>. En este caso se utiliza el valor de 5 MW/km<sup>2</sup> como referencia para los emplazamientos donde se considera recurrir a tecnología *bottom-fixed*. En cambio, los emplazamientos donde se considera recurrir a tecnología flotante emplean el valor de 3 MW/km<sup>2</sup> como referencia. En cualquier caso, esto solo es una aproximación. Al final, en esta fase del análisis lo importante es tener en cuenta que la densidad de potencia bruta en la tecnología flotante es algo inferior.

Figura I- 46: Mapa de la península Ibérica, con las zonas de uso prioritario y de alto potencial para la energía eólica marina de los POEM. Elaboración propia.

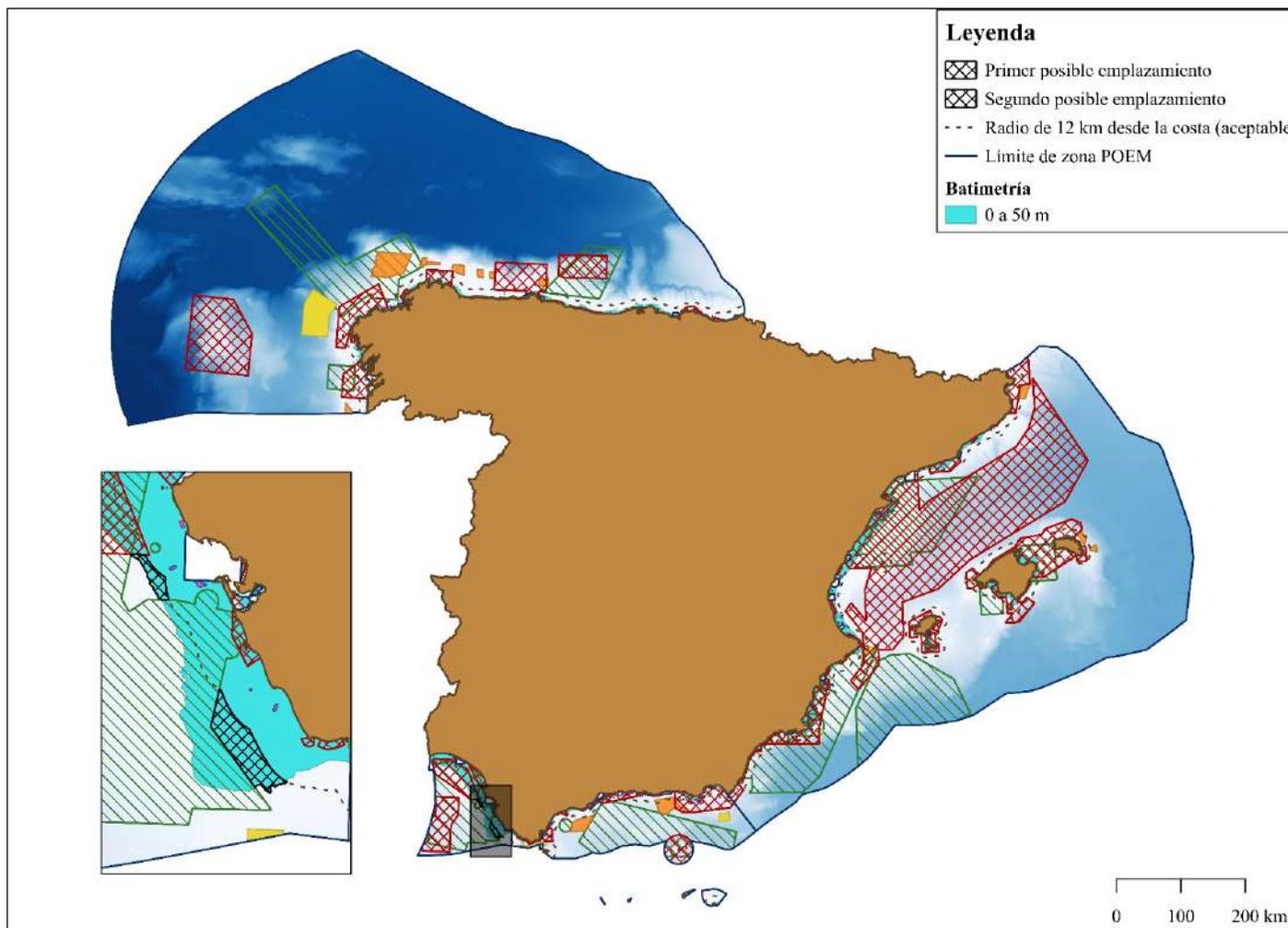


Figura I- 47: Mapa de las islas Canarias, con las zonas de uso prioritario y de alto potencial para la energía eólica marina de los POEM. Elaboración propia.

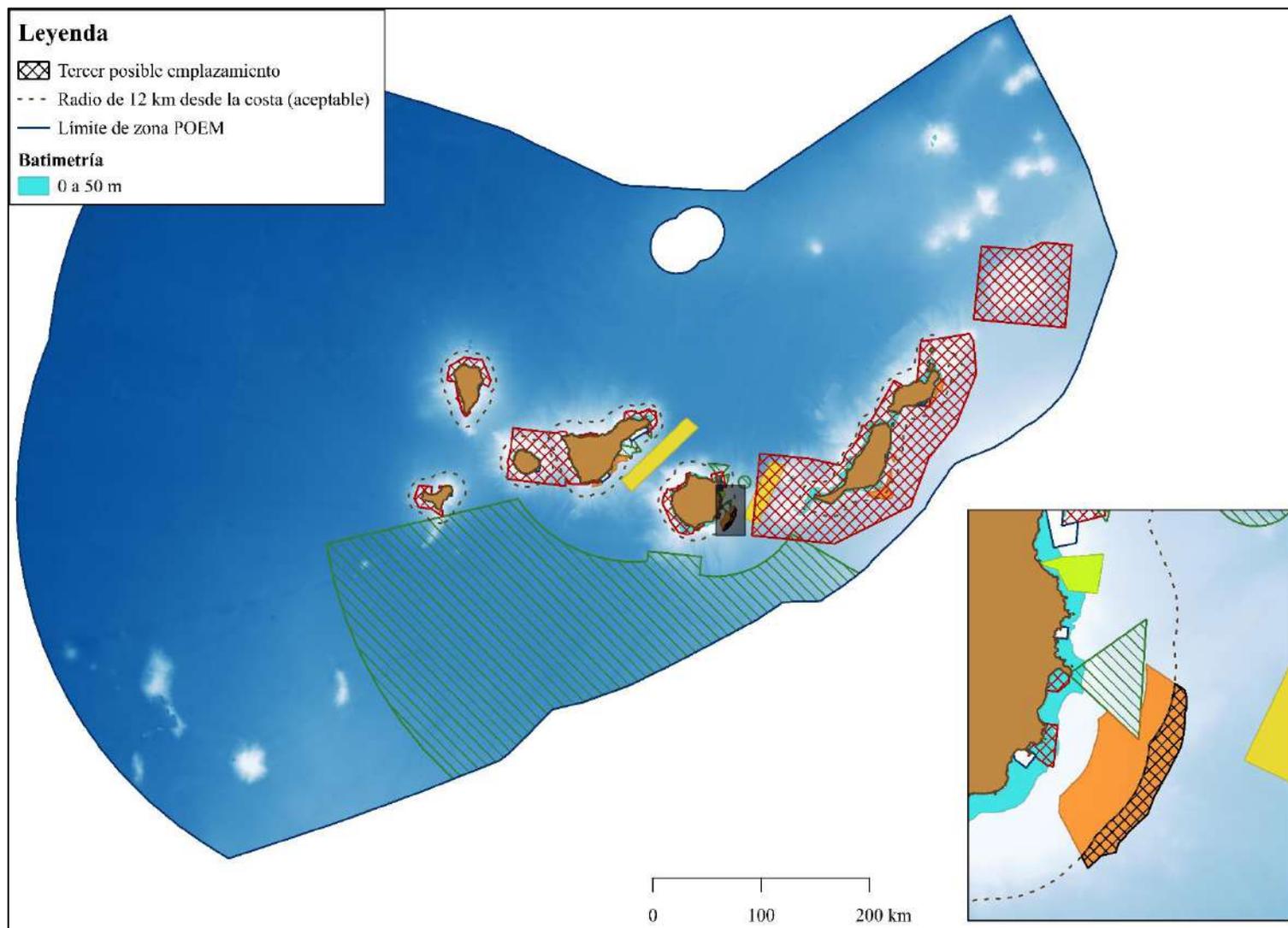


Figura I- 48: Mapa del primer emplazamiento a considerar en la costa gaditana, delimitado por las zonas de uso prioritario de los POEM. Elaboración propia.

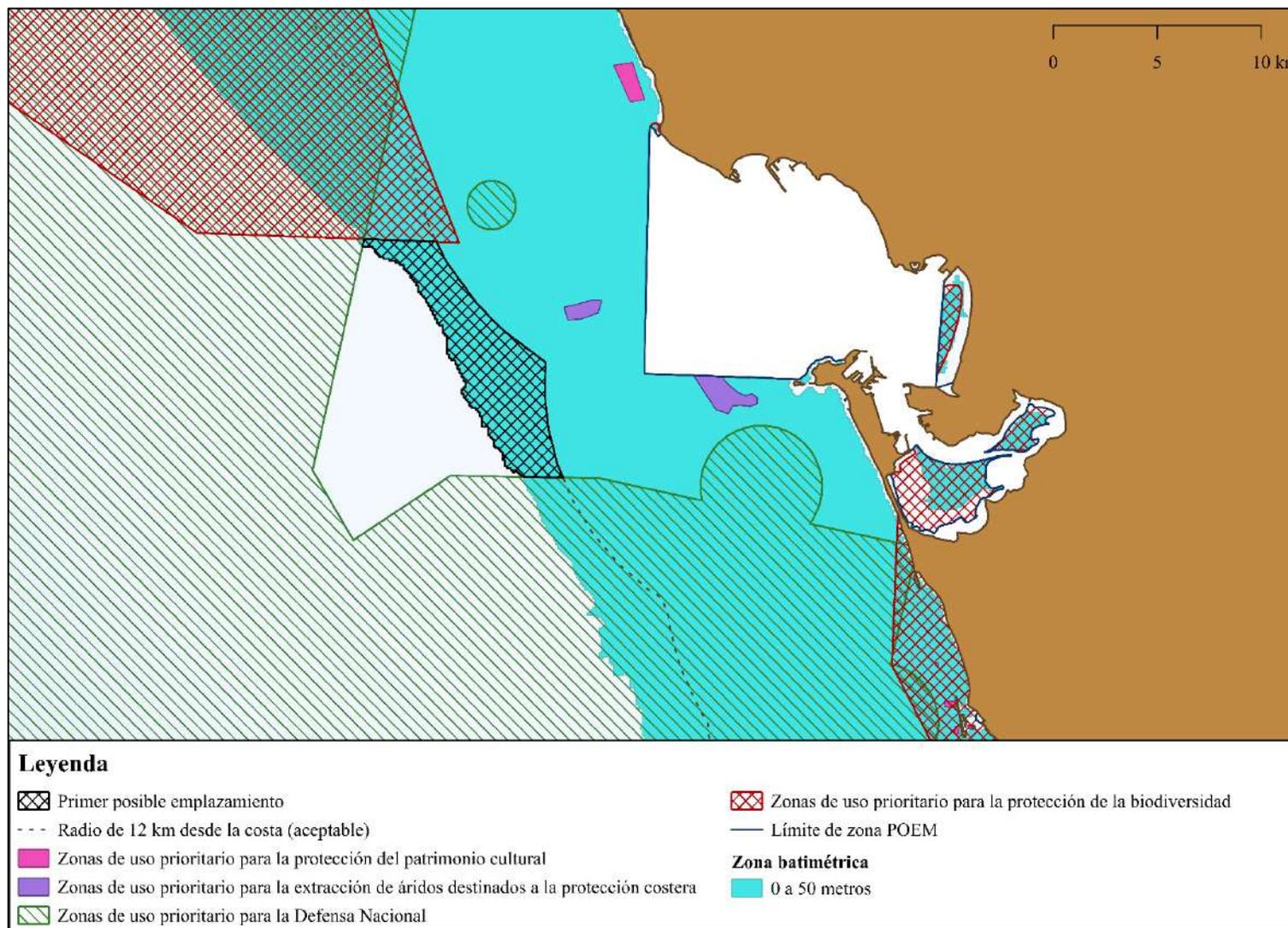


Figura I- 49: Mapa del segundo emplazamiento a considerar en la costa gaditana, delimitado por las zonas de uso prioritario de los POEM. Elaboración propia.

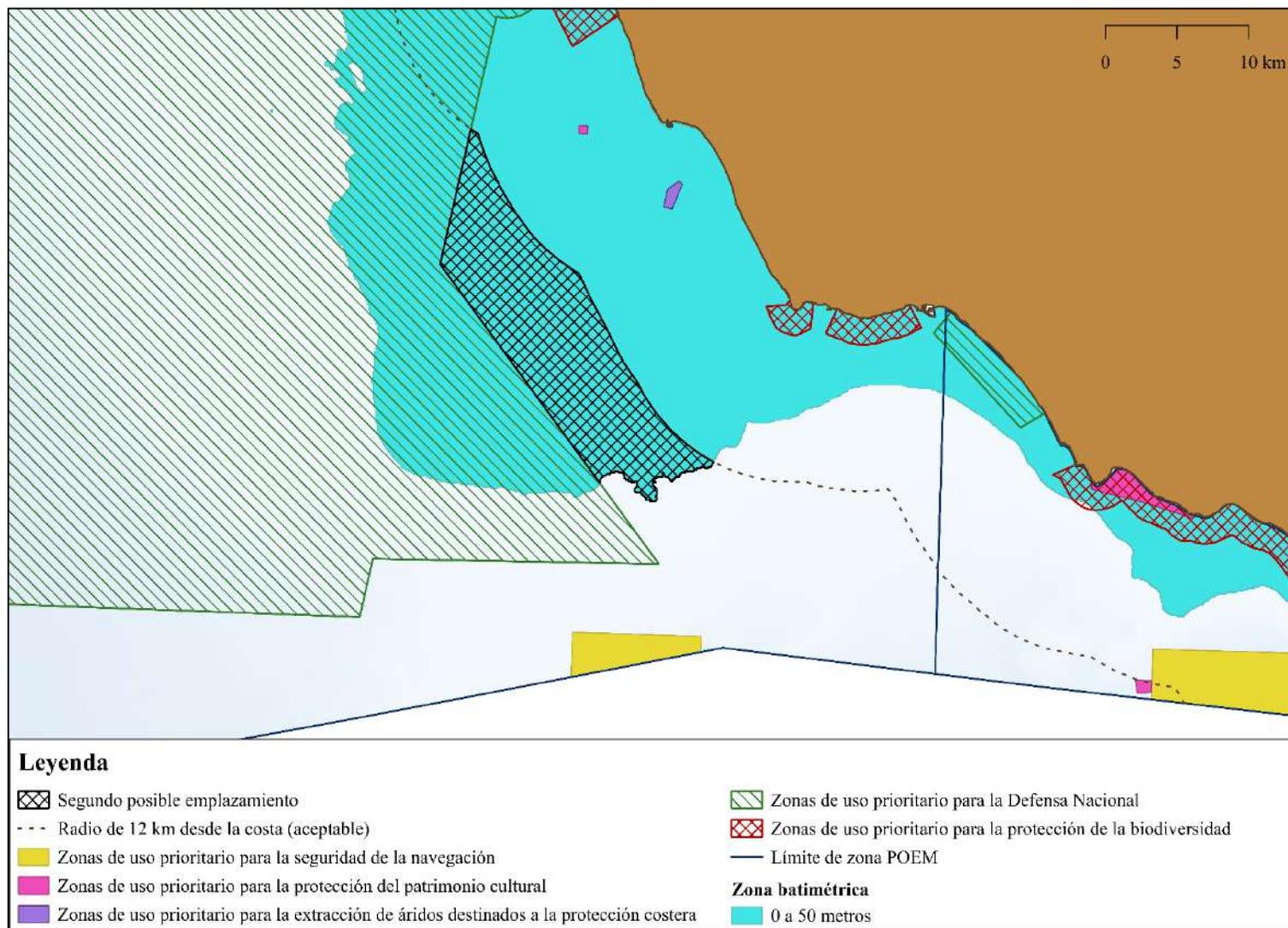
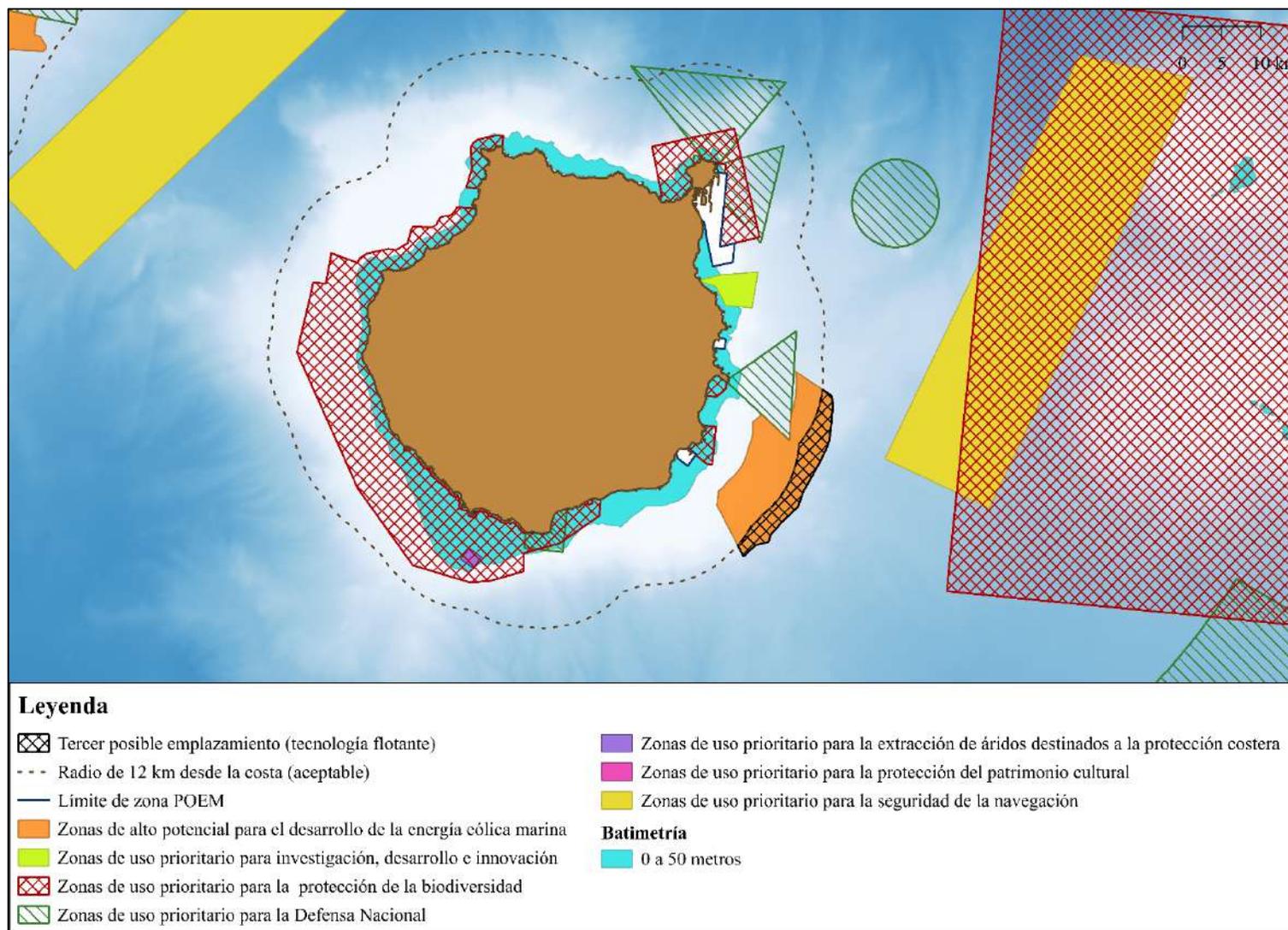


Figura I- 50: Mapa del tercer emplazamiento a considerar, delimitado por las zonas de uso prioritario y de alto potencial para la eólica marina. Elaboración propia.



## RESULTADOS

Finalmente, se obtiene la tabla de resultados siguiente (Tabla IV- 2). Esta permite seleccionar la alternativa óptima:

- El Emplazamiento 3, situado frente al litoral sureste de la isla de Gran Canaria, frente al núcleo costero de Arinaga.

*Tabla IV- 2: Resultados del análisis multicriterio ponderado. Elaboración propia.*

<b>Criterio</b>	<b>Emplaz. 1</b>	<b>Emplaz. 2</b>	<b>Emplaz. 3</b>
1. Recurso eólico (calidad del viento)	3	4	5
2. Profundidad media (~ tecnología aplicable)	4	5	2
3. Compatibilidad con los POEM	1	1	5
4. Interconexión eléctrica	4	4	4
5. Condiciones geotécnicas estimadas	2	3	5
6. Impacto ambiental	2	2	5
7. Tráfico marítimo e interferencias	4	5	3
8. Aceptación social esperada	2	3	4
9. Coste estimado por MW instalado	4	4	2
10. Viabilidad tecnológica actual	5	5	3
11. Superficie estimada disponible	3	5	5
12. Potencia bruta estimada	4	5	4
<b>Puntuación total</b>	<b>39</b>	<b>46</b>	<b>47</b>

**Glosario:** Emplaz. = emplazamiento.

Conviene hacer notar que la puntuación obtenida para el Emplazamiento 2 es tan solo es un punto inferior a la del Emplazamiento 3. Así, un analista ajeno a este trabajo podría acabar escogiendo el Emplazamiento 2 para el análisis —utilizando puntuaciones diferentes a favor de este. Sin embargo, la autora selecciona el Emplazamiento 3, manteniéndose fiel a sus criterios de evaluación.



## ANEXO IV-B: ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO

### *Fuente y naturaleza de los datos*

Para caracterizar el recurso eólico disponible en el emplazamiento, es necesario disponer de datos sintéticos de viento. Estos deben ser representativos de un período de entre siete y diez años. Su precisión debe poder simular la instalación de una torre de medición meteorológica —o anemométrica— durante ese intervalo de tiempo.

Con este fin, se recurre a la empresa catalana VORTEX, especializada en la generación de datos atmosféricos de alta resolución. Esta compañía permite obtener, entre otros productos, series sintéticas de viento a partir del reanálisis ERA5 —desarrollado por el Centro Europeo de Predicción Meteorológica a Medio Plazo o ECMWF.

En este caso, se solicitan tres series temporales independientes, correspondientes a diferentes alturas sobre el nivel del mar: 100, 120 y 150 m.

El resumen de las características generales de las series sintéticas obtenidas puede observarse en la Tabla IV- 3.

*Tabla IV- 3: Características generales de las series de viento de VORTEX. Elaboración propia.*

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Proveedor	Vórtex FDC ( <a href="http://www.vortexfdc.com">www.vortexfdc.com</a> )
Tipo de datos	Datos sintéticos de viento (reanálisis ERA5)
Resolución espacial	3 km (malla del modelo)
Resolución temporal	Horaria
Período de análisis	01/01/2015 — 05/06/2025
Duración total del registro	3.808 días ( $\approx$ 10 años)
Alturas de referencia (sobre el nivel del mar)	100 metros 120 metros 150 metros
Coordenadas	Latitud: 27.82639° N Longitud: -15.25171° W
Zona horaria	UTC+01:00 (Central European Time)
VARIABLES REGISTRADAS	Velocidad del viento (m/s), Dirección del viento (°), Temperatura (°C), Densidad del aire (kg/m <sup>3</sup> ), Presión (hPa), Número de Richardson, Humedad relativa (%), Gradiente térmico Monin-Obukhov (1/m).
Formato	Texto plano (.txt), columnas delimitadas por espacio

Todas las series vienen en formato de texto plano. Si se abren estos archivos, se observa una lista de variables (Tabla IV- 4).

**Tabla IV- 4: Variables incluidas en las series de viento de VORTEX. Elaboración propia.**

<b>Dato</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad de medida</b>
YYYYMMDD	Fecha de la medición	AAAAMMDD
HHMM	Hora de la medición	HHMM
M(m/s)	Velocidad del viento	m/s
D(deg)	Dirección del viento	° (grados)
T(C)	Temperatura del aire	°C
De(k/m3)	Densidad del aire	kg/m <sup>3</sup>
PRE(hPa)	Presión atmosférica	hPa
RiNumber	Número de Richardson	—
RH(%)	Humedad relativa	%
RMOL(1/m)	Gradiente térmico Monin-Obukhov	1/m

Por normal general, estos parámetros permiten realizar una estimación robusta del recurso eólico. Aunque, por supuesto, deben usarse dentro del *software* correspondiente.

### **Selección de la altura de referencia**

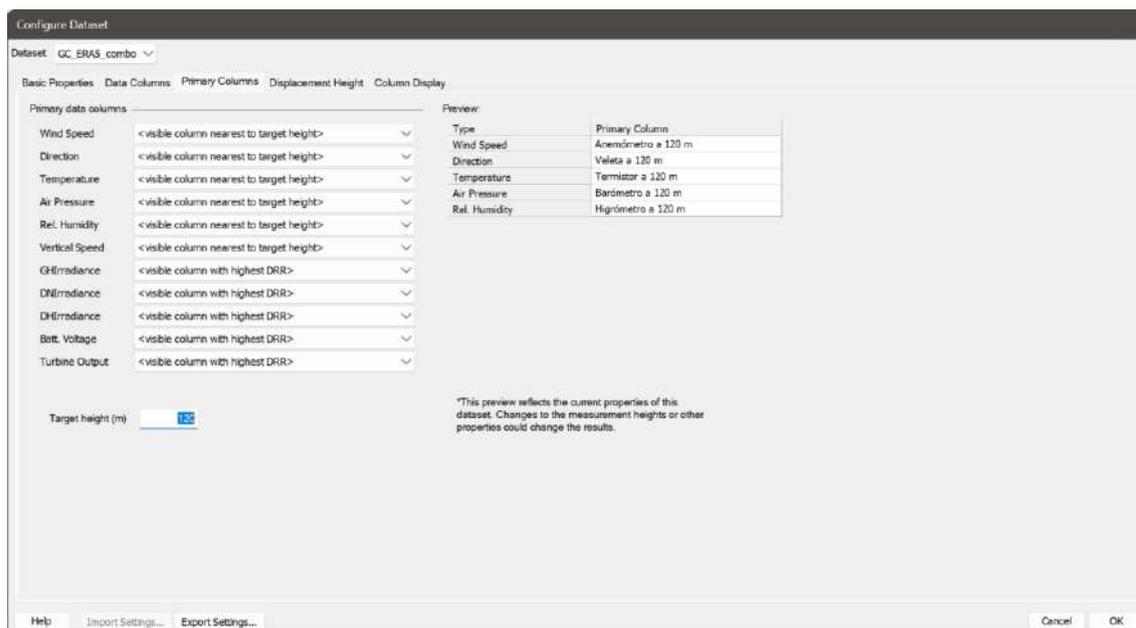
En el contexto de la energía eólica *offshore*, la altura de buje —muchas veces identificada como *hub height* en documentos técnicos— es un parámetro importante. Determina la cota —sobre el nivel del mar— a la que debe evaluarse el recurso eólico del emplazamiento del parque. Así, las series de datos sintéticos siempre deben solicitarse a una altura próxima a la altura operativa real de las turbinas.

Actualmente, las tecnologías empleadas en proyectos eólicos marinos evolucionan hacia configuraciones de gran potencia y dimensiones —especialmente los de tecnología flotante. En el caso de la turbina Vestas V236-15.0 MW, uno de los modelos más avanzados del mercado para aplicaciones *offshore*, el fabricante indica que la altura de buje puede variar en función del emplazamiento —situándose entre 145 y 263 metros [108].

Asimismo, la consulta informal a expertos del sector permite conocer que las alturas típicas del buje se sitúan en torno a los 120 – 150 metros.

Como bien se comenta anteriormente, los datos facilitados por VORTEX presentan tres series independientes. Puesto que la altura de 120 metros representa un punto intermedio dentro del intervalo operativo previsto, se decide tomar esta serie como referencia principal para el análisis estadístico-descriptivo. Esto se puede configurar en Configure Dataset > Primary Columns (Figura I- 51).

Figura I- 51: Configuración de la altura de referencia dentro de Configure Dataset. Windographer.



En cualquier caso, el *software* Windographer 5 permite extrapolar los datos verticalmente a otras cotas, mediante perfiles logarítmicos o leyes de potencia.

### Metodología de análisis

El análisis estadístico-descriptivo se lleva a cabo mediante el *software* especializado Windographer, desarrollado por UL Solutions. Se trata de una herramienta líder en la industria, con capacidad de importar, analizar y visualizar datos de viento de forma rápida y eficaz. En este estudio se usa la versión 5 del programa.

Antes de comenzar el análisis, conviene juntar las tres series de datos en un único Dataset (Figura I- 52).

Del mismo modo, es recomendable organizar y renombrar todas las columnas de datos disponibles —se facilita la identificación de los elementos. La torre meteorológica virtual queda representada en la Figura I- 53.

Figura I- 52: Configuración principal del Dataset sobre el que se trabaja —combinación de las tres series sintéticas de VORTEX. Windographer.

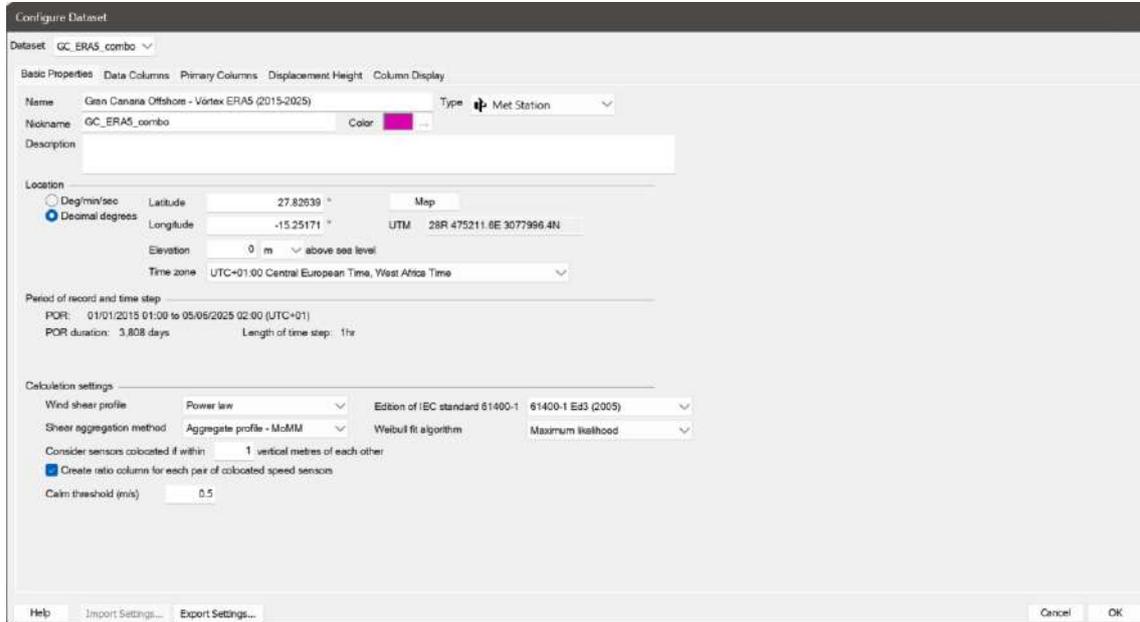
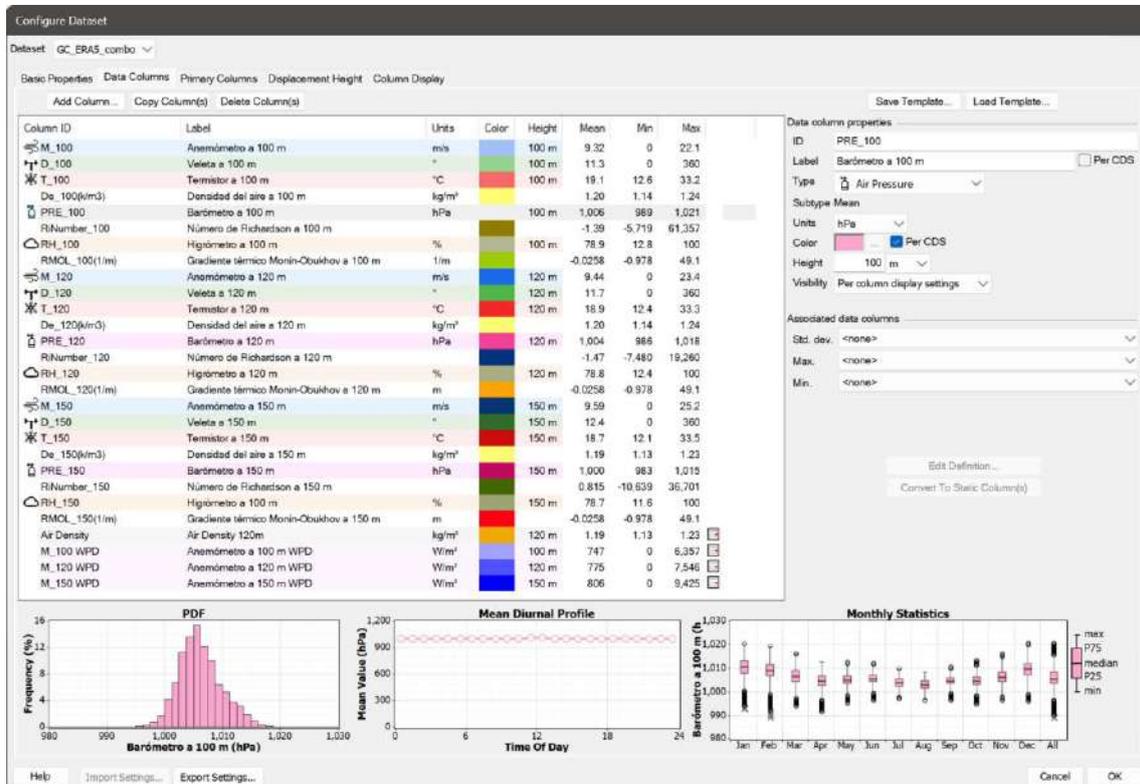


Figura I- 53: Configuración e identificación de las diferentes Data Columns que constituyen la torre meteorológica virtual. Windographer.



**Evaluación de la calidad de los datos**

Antes de comenzar un análisis estadístico-descriptivo del recurso, conviene verificar la calidad y completitud de los datos —de las tres series sintéticas de viento disponibles. Esta verificación puede hacerse incluso antes de crear el Dataset único.

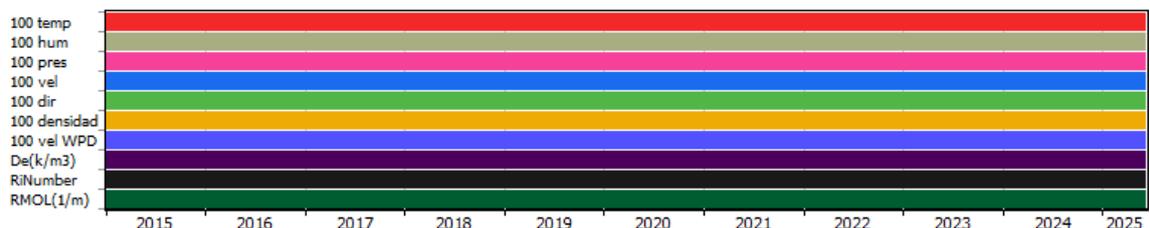
Para ello, se ha utilizado la funcionalidad Data Coverage (Analyze > Data Coverage), que permite visualizar la cobertura temporal de cada variable dentro de cada serie.

Conocido el período de análisis de las series disponibles —entre el 1 de enero de 2015 y el 5 de junio de 2025— y la resolución horaria, es posible prever que existe un total de 91.392 registros por serie.

El programa genera un gráfico con la cobertura temporal real, permitiendo distinguir de forma visual si existen huecos de información (Figura I- 54, Figura I- 55, Figura I- 56). Asimismo, crea una tabla con los datos esperados (columna Possible), presentes (columna Valid), faltantes (columna Invalid) y el porcentaje de recuperación (columna Rate(%)) (Tabla IV- 5, Tabla IV- 6 y Tabla IV- 7).

En todos los casos, los resultados obtenidos verifican que no hay lagunas de información.

**Figura I- 54: Cobertura de datos para la serie de viento a 100 m. Windographer.**



**Tabla IV- 5: Tasa de recuperación de datos en la serie de viento a 100 metros de altura. Windographer.**

	Time	Data Segments		Data Points		Data Recovery	
Data Column	Step	Valid	Invalid	Possible	Valid	Invalid	Rate (%)
100 temp	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
100 hum	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
100 pres	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
100 vel	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
100 dir	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
100 densidad	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
100 vel WPD	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
De(k/m3)	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
RiNumber	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
RMOL(1/m)	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100

Figura I- 55: Cobertura de datos para la serie de viento a 120 m. Windographer.

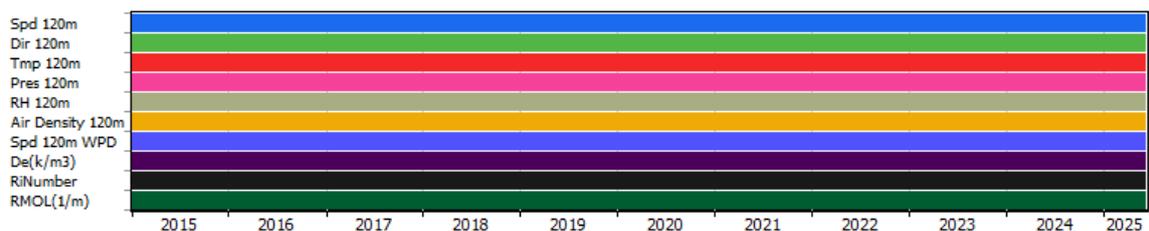


Tabla IV- 6: Tasa de recuperación de datos en la serie de viento a 120 metros de altura. Windographer.

Data Column	Time Step	Data Segments		Data Points			Data Recovery
		Valid	Invalid	Possible	Valid	Invalid	Rate (%)
Spd 120m	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
Dir 120m	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
Tmp 120m	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
Pres 120m	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
RH 120m	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
Air Density 120m	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
Spd 120m WPD	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
De(k/m3)	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
RiNumber	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
RMOL(1/m)	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100

Figura I- 56: Cobertura de datos para la serie de viento a 150 m. Windographer.

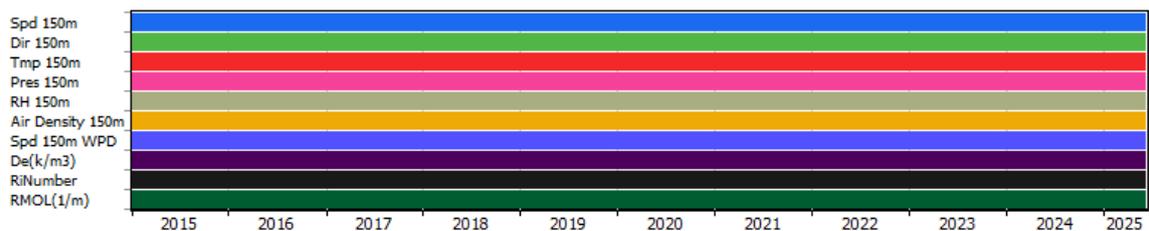


Tabla IV- 7: Tasa de recuperación de datos en la serie de viento a 150 metros de altura. Windographer.

Data Column	Time Step	Data Segments		Data Points			Data Recovery
		Valid	Invalid	Possible	Valid	Invalid	Rate (%)
Spd 150m	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
Dir 150m	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
Tmp 150m	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
Pres 150m	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
RH 150m	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100

Air Density 150m	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
Spd 150m WPD	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
De(k/m3)	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
RiNumber	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100
RMOL(1/m)	1hr	1	0	91.392	91.392	0	100

### Perfiles de velocidad

Analizar el comportamiento de la velocidad del viento resulta imprescindible para caracterizar adecuadamente el recurso eólico.

Con el fin de detectar patrones de comportamiento, se analizan las estadísticas básicas y la variabilidad temporal, además de la distribución y el gradiente verticales del viento.

#### A. Estadísticas básicas por altura

Los resultados de la Tabla IV- 8 evidencian un incremento progresivo de la velocidad media con la altura. Los valores de velocidad máxima y desviación típica parecen seguir la misma tendencia.

La velocidad media del viento puede considerarse como uno de los datos más representativos en el análisis del recurso eólico de un emplazamiento, siendo clave a la hora de estimar la energía que puede llegar a producirse. De igual modo, la velocidad máxima y la velocidad mínima delimitan el rango de comportamiento del viento, pudiendo resultar útil en la evaluación de posibles eventos extremos.

La desviación típica es un parámetro estadístico, encargado de cuantificar cómo de dispersos se encuentran los datos respecto a su valor medio. Así, la tendencia creciente de este parámetro con la altura sugiere que, además de incrementarse la velocidad media, el viento presenta una mayor variabilidad en los niveles superiores.

El porcentaje de tiempo en calma hace referencia a la proporción del período de análisis —establecido en 3.808 días— en que la velocidad del viento registrada no supera el umbral mínimo operativo.

El umbral mínimo operativo —identificado como *calm threshold* dentro del programa— hace referencia a ese valor de velocidad de viento por debajo del cual Windographer considera que el viento está en calma —los anemómetros pierden precisión, las turbinas no incapaces de arrancar y la dirección del viento deja de ser representativa. Este umbral queda definido en un valor de 0,5 dentro de Configure Dataset > Basic Properties > Calm threshold (Figura I- 52).

**Tabla IV- 8: Estadísticas básicas de velocidad del viento por altura. Elaboración propia.**

Altura (m)	Media (m/s)	Máx. (m/s)	Mín. (m/s)	DT (m/s)	% calma
100	9,322	22,100	0,000	4,048	0,32
120	9,443	23,400	0,000	4,082	0,28

150	9,587	25,200	0,000	4,107	0,32
-----	-------	--------	-------	-------	------

**Nota:** Las columnas representan, respectivamente: la velocidad media del viento, el valor máximo del viento (Máx.), el valor mínimo del viento (Mín.), la desviación típica (DT), y el porcentaje de tiempo en calma (% calma).

Así, es un parámetro que facilita la identificación de períodos que no se pueden aprovechar para generar energía. Si se toma la altura de 120 metros como ejemplo —con un porcentaje de calma de 0,28— se puede interpretar que el recurso eólico solo está siendo aprovechable el 99,72 % del tiempo. Desde el punto de vista energético, esto puede reforzar la idoneidad del emplazamiento.

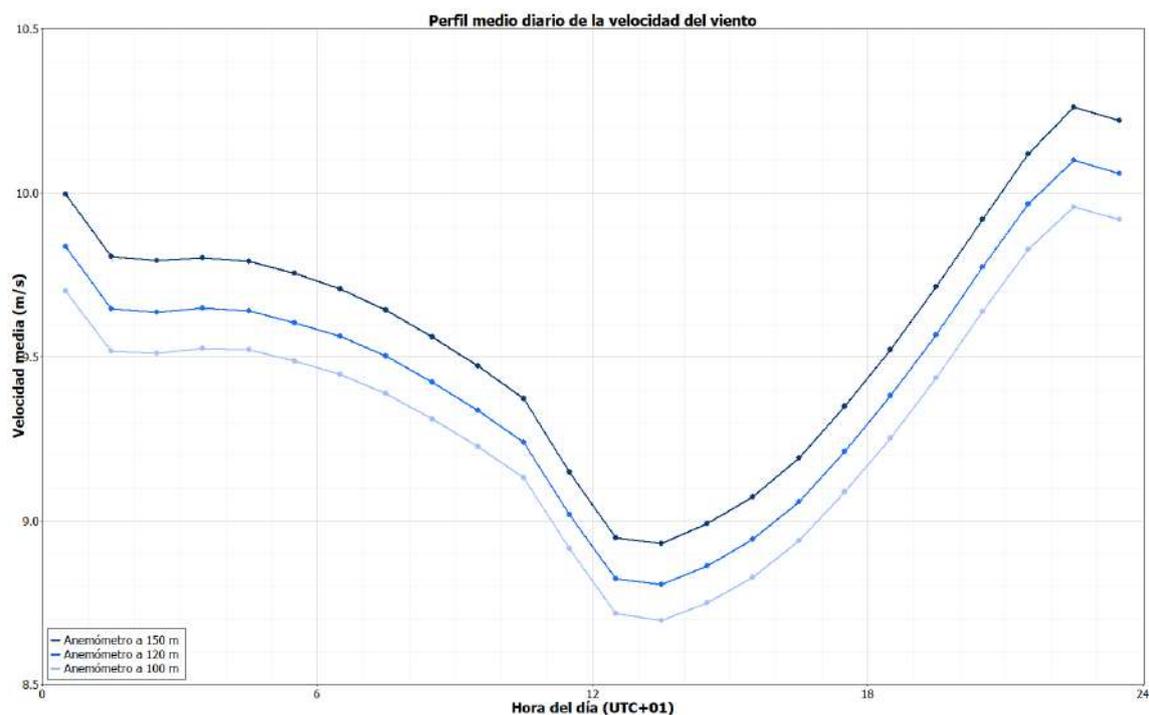
**B. Variabilidad temporal**

El viento se caracteriza por ser un recurso altamente variable a distintas escalas temporales. No solo sufre variaciones cada segundo, cada minuto y cada hora, sino que también varía tanto diaria como semanal y estacionalmente. Asimismo, existe una variabilidad interanual. Comprender este fenómeno es fundamental.

**Variabilidad diaria (diurna)**

El perfil medio diario de la Figura I- 57 muestra la evolución horaria de la velocidad del viento a lo largo de un día típico. Se observa un patrón relativamente estable —con ligeros decrementos de velocidad en las horas centrales del día. Los máximos relativos se observan en las primeras y últimas horas.

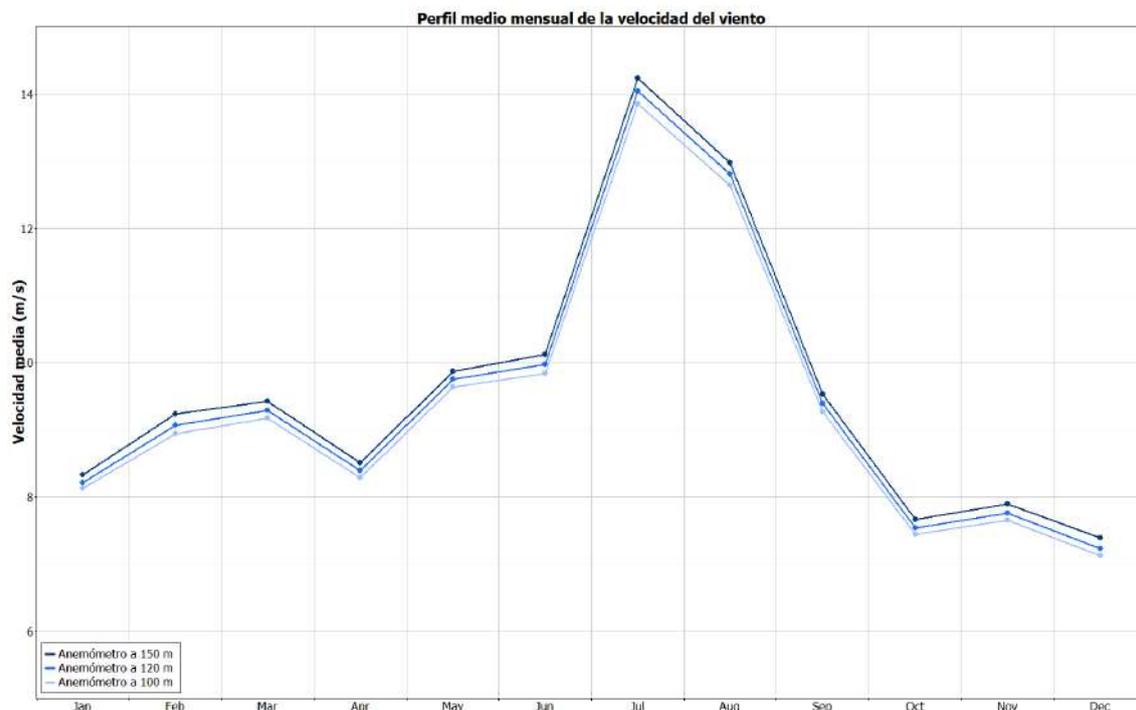
**Figura I- 57: Perfil medio diario de la velocidad del viento —para todas las alturas disponibles. Windographer.**



### ***Variabilidad mensual***

El perfil medio mensual de la Figura I- 58 muestra la evolución mensual de la velocidad del viento a lo largo de un año típico. Se observa cómo el viento varía de forma cíclica: los meses de julio y agosto son los más ventosos mientras que los últimos tres meses del año parecen ser los menos alterados.

**Figura I- 58: Perfil medio mensual de velocidad del viento —para todas las alturas disponibles. Windographer.**



### ***Variabilidad interanual***

Además de los ciclos diarios y mensuales, el viento también presenta fluctuaciones específicas cada año. Por ese motivo, se recomienda la instalación de torres meteorológicas durante un período de mínimo siete años.

Este análisis se desarrolla en mayor profundidad en apartados posteriores.

### ***C. Comparación entre alturas***

Si se analizan las tres series de datos conjuntamente (Figura I- 59), es posible evaluar la forma en que varía el recurso eólico con la altura. Se muestra una tendencia creciente en la Figura I- 60.

Figura I- 59: Pestaña de Wind Shear. Windographer.

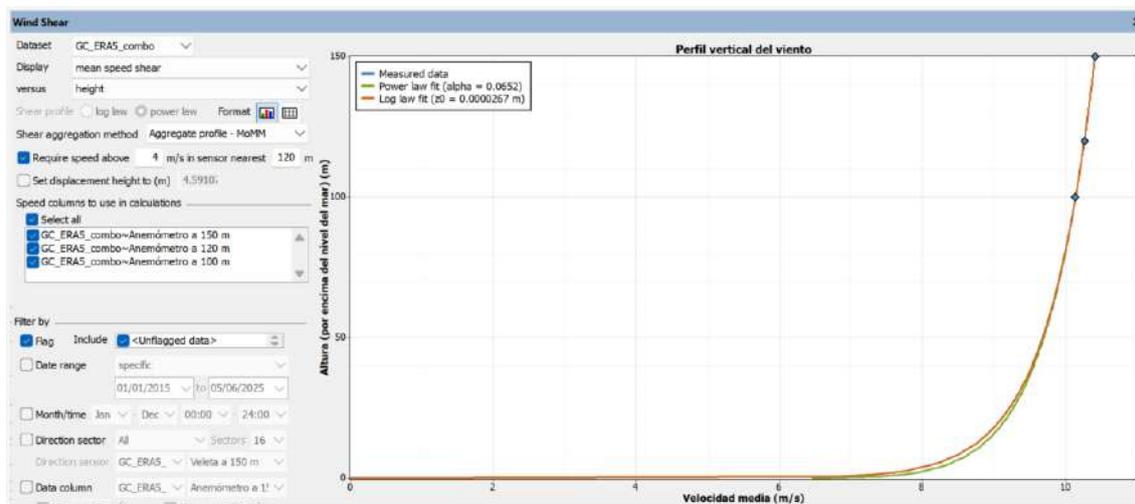
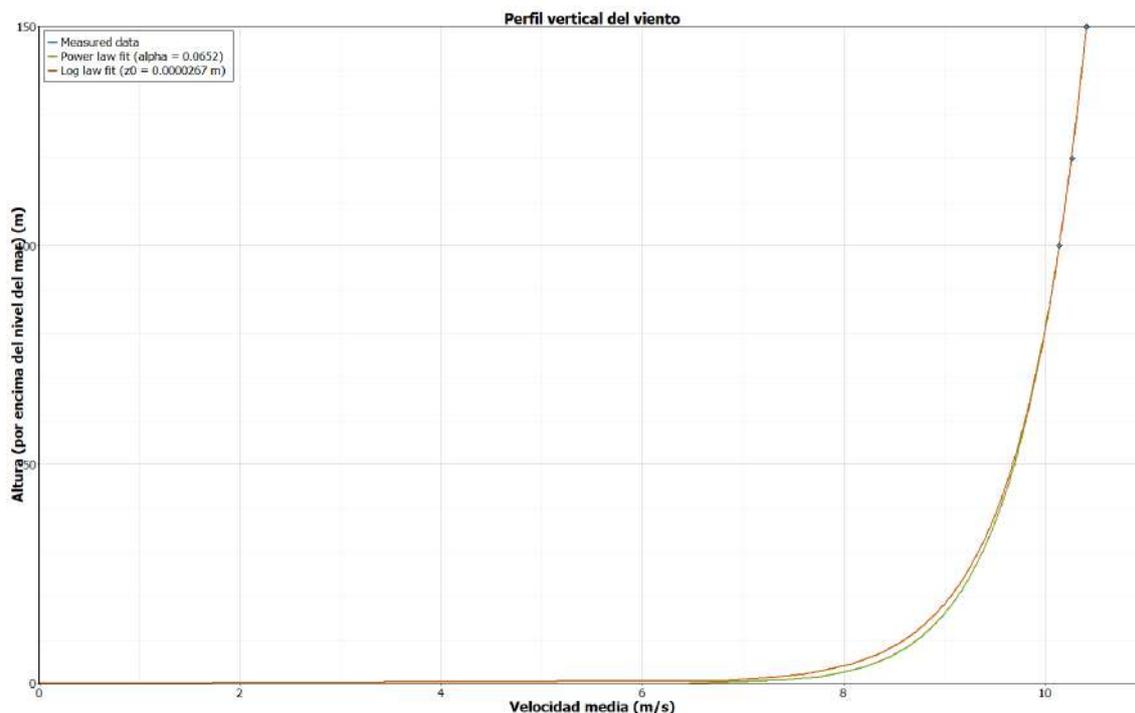


Figura I- 60: Perfil vertical del viento (Wind Shear). Windographer.



### Estimación del coeficiente de cizalladura

Con el fin de comprender cómo puede variar la velocidad del viento con la altura se recurre al coeficiente de cizalladura ( $\alpha$ ). El cálculo de este parámetro es importante, ya que permite extrapolar las velocidades de viento —disponibles en las series— a otras alturas que puedan necesitarse en el análisis. Resulta especialmente útil para obtener la velocidad del viento a la altura exacta del buje del aerogenerador —cuando esta queda determinada.

Para calcular este coeficiente se emplea la ley de potencias, una fórmula empírica que considera que la velocidad del viento aumenta progresivamente con la altura de forma no lineal. Esta ley se expresa matemáticamente como ( 13):

$$v(z) = v_{ref} \cdot \left( \frac{z}{z_{ref}} \right)^\alpha \quad (13)$$

Donde:

- $v(z)$  es la velocidad del viento a la altura arbitraria  $z$ ,
- $v_{ref}$  es la velocidad media del viento a una altura de referencia,
- $z$  es la altura arbitraria a la que se pretende calcular la velocidad,
- $z_{ref}$  es la altura de referencia,
- $\alpha$  es el coeficiente de cizalladura.

Reordenando, se obtiene la expresión explícita de  $\alpha$  ( 14):

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{v_2}{v_1}\right)}{\ln\left(\frac{z_2}{z_1}\right)} \quad (14)$$

Donde:

- $v_2$  y  $v_1$  son dos velocidades medias a dos alturas diferentes, y
- $z_2$  y  $z_1$  son esas alturas.

Los datos de la Tabla IV- 9 demuestran que la velocidad del viento aumenta progresivamente con la altura, sin saltos bruscos. Asimismo, los coeficientes de cizalladura obtenidos se mantienen en torno al valor de 0,07.

Existe consistencia en los datos sintéticos de VORTEX.

Windographer estima un valor de 0,0652 —cuando se incluyen todas las alturas en los cálculos internos del programa (Figura I- 60).

**Tabla IV- 9: Coeficiente de cizalladura ( $\alpha$ ) entre pares de alturas. Elaboración propia.**

Par de alturas (m)	$v_1$ (m/s)	$v_2$ (m/s)	$\alpha$
100 – 120	9,322	9,443	0,0707
120 – 150	9,443	9,587	0,0726
100 – 150	9,322	9,587	0,0691

#### **D. Rosa de vientos**

La rosa de vientos es una herramienta de tipo gráfico, encargada de representar la distribución de la dirección del viento en un emplazamiento concreto. Es un diagrama radial, dividido en sectores, donde cada sector muestra la frecuencia, intensidad o energía del viento procedente de cada dirección —a lo largo del período de análisis.

Normalmente, una rosa se construye a partir de series temporales de velocidad y dirección del viento. Cada registro debe quedar descompuesto en su sector direccional correspondiente —habitualmente hay 12 o 16 sectores, de 22,5° o 30°.

La rosa de vientos es necesaria para identificar la dirección predominante del viento —requerida para organizar el *layout* del parque en fases preliminares.

En Windographer, las rosas de vientos se crean de forma automática, a partir de los datos importados. Es posible generar tres tipos diferentes de rosas —de frecuencia, de velocidad media y de energía.

La rosa de frecuencias en 16 sectores (Figura I- 61) muestra una clara predominancia de vientos del sector norte-noreste (NNE) en el emplazamiento analizado. A nivel direccional, esta regularidad direccional es favorable y facilita una orientación de las turbinas.

Con el fin de refinar esta observación, se presenta la rosa de frecuencias dividida en 36 sectores (Figura I- 62). En ella se puede observar cómo el viento sopla principalmente desde un rango comprendido entre aproximadamente 0° y 30° y —con una concentración más elevada en la zona comprendida entre 10° y 20°. Una vez más, este análisis indica que las filas de aerogeneradores deben disponerse de forma perpendicular a esta dirección predominante o, lo que es lo mismo, con una orientación sureste-noroeste.

Para conocer la dirección predominante, se puede trazar sobre la rosa de frecuencias una recta que pase por el centro del diagrama y divida —de la forma más simétrica posible— el área correspondiente a los sectores más frecuentes. Esta recta puede definir —de forma aproximada— el eje medio del flujo de aire dominante.

Del mismo modo, las diferentes tablas que Windographer genera —cuantos más sectores, mayor precisión— permiten concluir que la dirección predominante se sitúa en el sector comprendido entre los 8,5° y 9,5° (Tabla IV- 10).

Considerando, con la altura de 120 metros como referencia, queda establecido lo siguiente en este análisis preliminar:

- Dirección predominante del viento seleccionada: 9,5°

La rosa de velocidades medias (Figura I- 63) se basa en la dirección que marca la veleta de 120 m. Confirma que las direcciones predominantes también coinciden con las mayores velocidades del viento.

La rosa de energía —o de densidad de potencia eólica (Figura I- 64) demuestra que la mayor parte de la energía disponible proviene de los mismos sectores predominantes anteriores. De nuevo, se confirma que, si se orientan los aerogeneradores de la forma adecuada, se puede maximizar la producción de energía.

Figura I- 61: Rosa de vientos de frecuencia en 16 sectores, para las veletas a 100 m, 120 m y 150 m. Windographer.

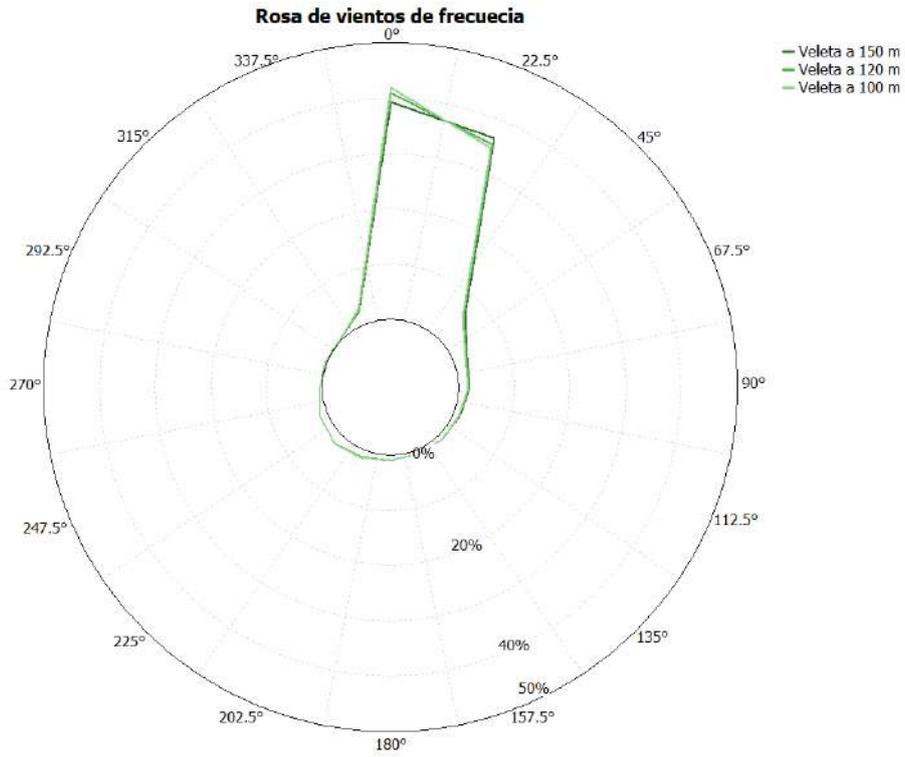
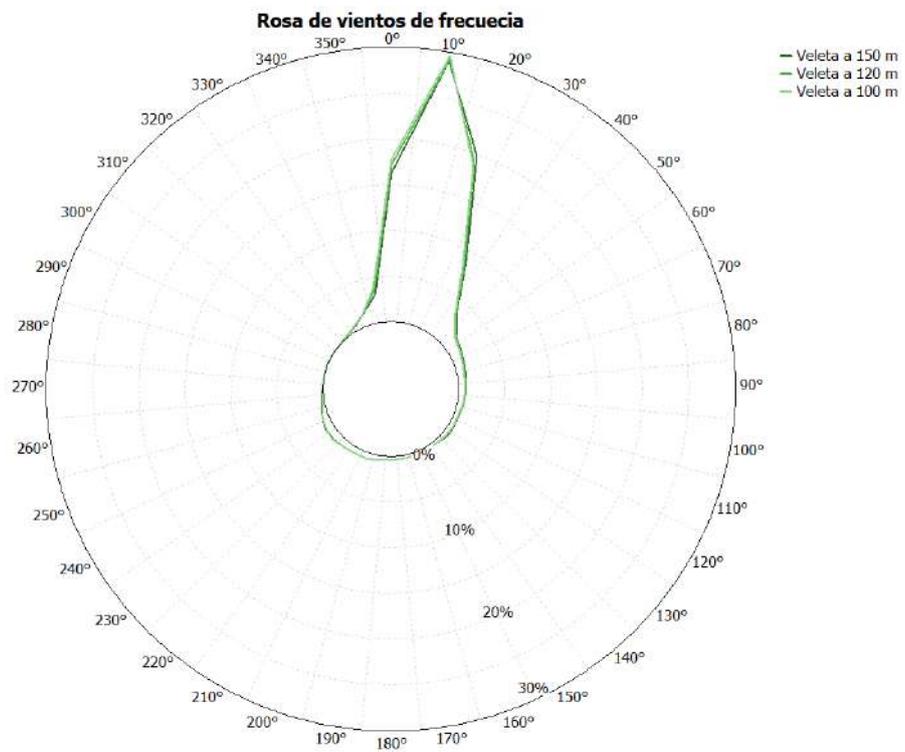
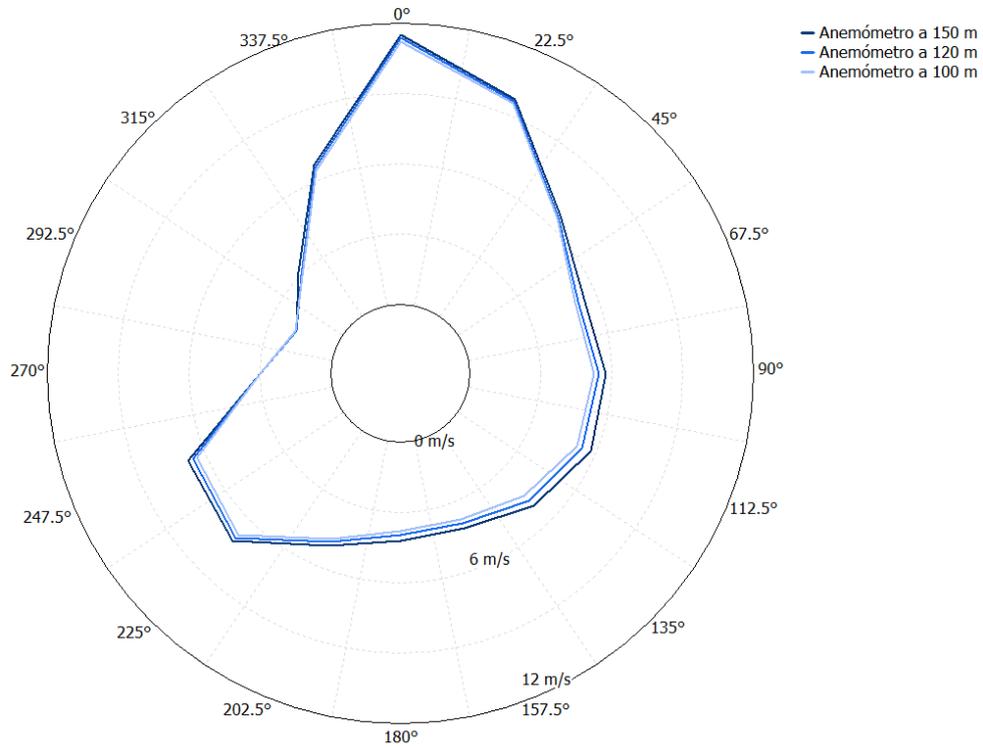


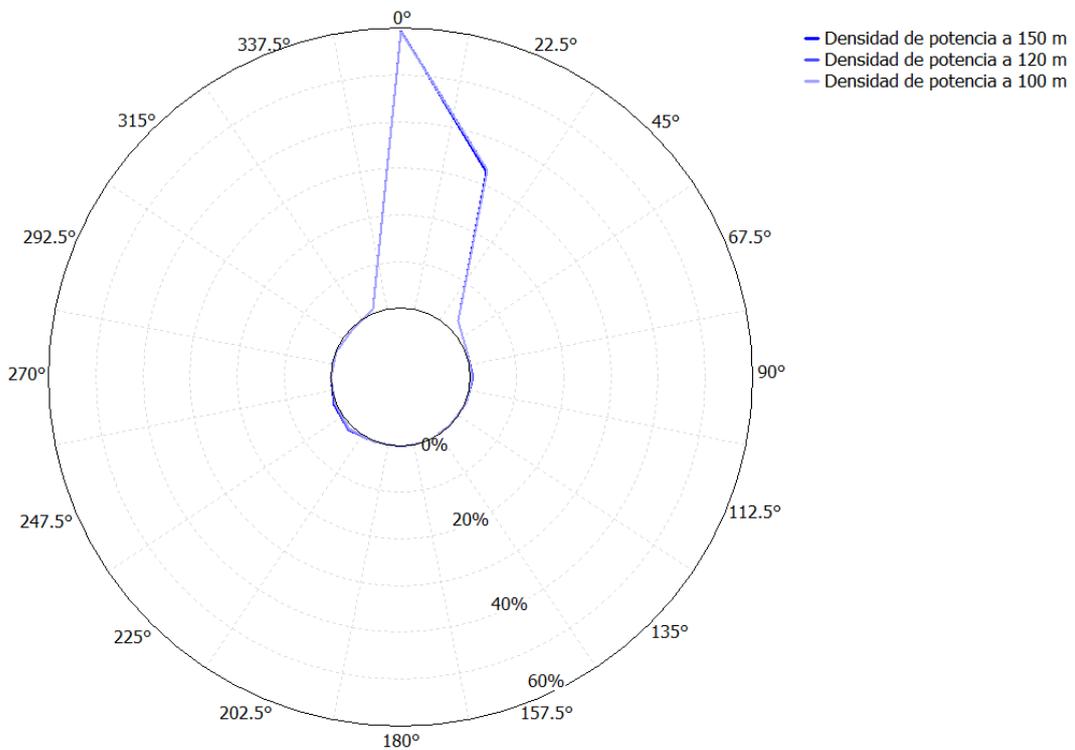
Figura I- 62: Rosa de vientos de frecuencia en 36 sectores, para las veletas a 100 m, 120 m y 150 m. Windographer.



**Figura I- 63: Rosa de vientos de velocidad media en 16 sectores, usando el sensor a 120 m. Windographer.**



**Figura I- 64: Rosa de vientos de energía en 16 sectores, usando el sensor de dirección a 120 m. Windographer.**



**Tabla IV- 10: Sección de tabla de frecuencias, hasta el sector 50,5°-51,5°. Windographer.**

Sector	Frecuencia (%)			Sector	Frecuencia (%)		
Altura (m)	150	120	100	Altura (m)	150	120	100
359.5° - 0.5°	1.72	1.79	1.89	25.5° - 26.5°	1.15	1.10	1.10
0.5° - 1.5°	1.87	1.94	1.98	26.5° - 27.5°	1.12	1.07	1.01
1.5° - 2.5°	2.11	2.12	2.14	27.5° - 28.5°	0.94	0.93	0.92
2.5° - 3.5°	2.30	2.41	2.40	28.5° - 29.5°	0.87	0.81	0.78
3.5° - 4.5°	2.46	2.52	2.60	29.5° - 30.5°	0.77	0.75	0.72
4.5° - 5.5°	2.72	2.74	2.89	30.5° - 31.5°	0.73	0.70	0.67
5.5° - 6.5°	2.84	2.94	2.99	31.5° - 32.5°	0.76	0.68	0.64
6.5° - 7.5°	2.96	3.06	3.13	32.5° - 33.5°	0.71	0.64	0.61
7.5° - 8.5°	3.00	3.03	3.13	33.5° - 34.5°	0.59	0.55	0.56
8.5° - 9.5°	3.06	3.13	3.12	34.5° - 35.5°	0.57	0.56	0.55
9.5° - 10.5°	2.98	3.04	3.07	35.5° - 36.5°	0.51	0.49	0.47
10.5° - 11.5°	3.04	3.03	2.97	36.5° - 37.5°	0.46	0.45	0.46
11.5° - 12.5°	2.97	2.96	2.91	37.5° - 38.5°	0.45	0.41	0.40
12.5° - 13.5°	2.82	2.75	2.77	38.5° - 39.5°	0.37	0.37	0.35
13.5° - 14.5°	2.68	2.62	2.64	39.5° - 40.5°	0.38	0.34	0.32
14.5° - 15.5°	2.61	2.65	2.54	40.5° - 41.5°	0.33	0.30	0.30
15.5° - 16.5°	2.51	2.45	2.36	41.5° - 42.5°	0.27	0.26	0.25
16.5° - 17.5°	2.33	2.19	2.16	42.5° - 43.5°	0.27	0.25	0.25
17.5° - 18.5°	2.18	2.11	2.01	43.5° - 44.5°	0.27	0.24	0.24
18.5° - 19.5°	1.95	1.91	1.83	44.5° - 45.5°	0.25	0.22	0.22
19.5° - 20.5°	1.83	1.76	1.81	45.5° - 46.5°	0.21	0.24	0.21
20.5° - 21.5°	1.82	1.75	1.73	46.5° - 47.5°	0.24	0.22	0.19
21.5° - 22.5°	1.63	1.52	1.48	47.5° - 48.5°	0.19	0.19	0.17
22.5° - 23.5°	1.46	1.46	1.45	48.5° - 49.5°	0.18	0.17	0.17
23.5° - 24.5°	1.45	1.36	1.30	49.5° - 50.5°	0.15	0.15	0.15
24.5° - 25.5°	1.23	1.26	1.17	50.5° - 51.5°	0.17	0.13	0.14



### ***E. Distribución de Weibull***

La distribución de Weibull es una herramienta estadística que se usa con frecuencia en el sector de la energía eólica. Su forma de repartir los datos ayuda a conocer la probabilidad con la que pueden presentarse diferentes velocidades de viento en el emplazamiento.

El ajuste de la distribución lo hace el propio Windographer. Concretamente, este aplica el método de máxima verosimilitud (*maximum likelihood*). Permite encontrar la mejor combinación posible de los parámetros de la distribución. Estos son los siguientes:

- *k*: Este es el parámetro de forma (*shape*). Determina la forma en que se concentran las velocidades en torno al valor medio. Cuanto mayor es este valor de *k*, más estrecha y simétrica se hace la distribución.
- *A*: Es el parámetro de escala (*scale*). Está relacionado con la velocidad media del viento. Cuanto mayor es el valor de *A*, mayor es la velocidad que predomina.

***Cuando el programa termina de ajustar los parámetros de Weibull para cada una de las alturas (Figura I- 65, Figura I- 66,***

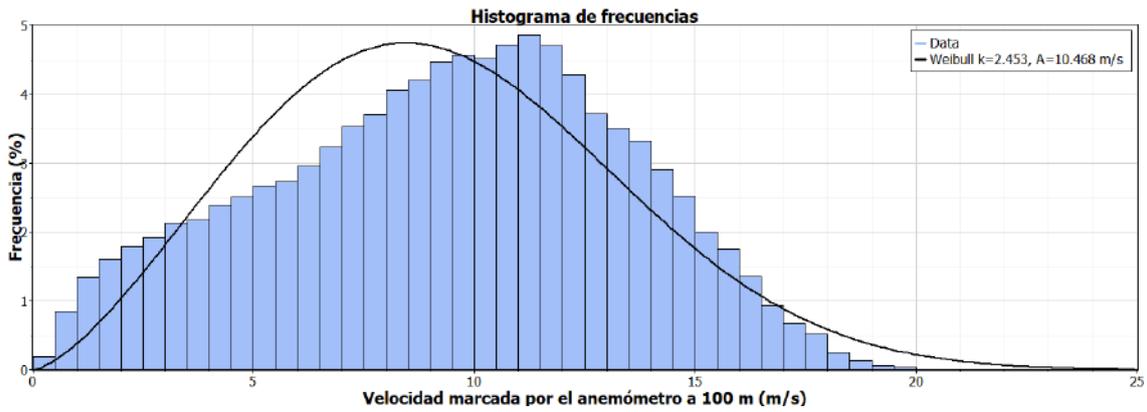
***Figura I- 67), la función se puede representar gráficamente mediante dos curvas:***

- La función de densidad (PDF): Esta muestra la probabilidad que hay de que el viento tome un determinado valor de velocidad.
- La función de distribución acumulada (CDF). Esta exhibe la probabilidad de que el viento se mantenga por debajo de un valor concreto. Concretamente, resulta útil para responder a la pregunta de:

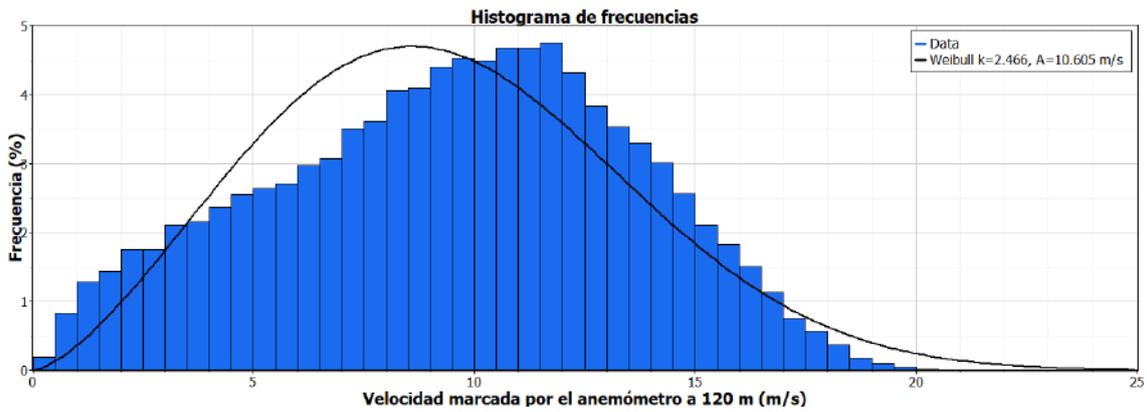
¿Cuál es la probabilidad de que la velocidad del viento a 120 metros de altura sea inferior a 10 m/s?

Por otro lado, las frecuencias mensuales de la distribución de Weibull se representan en las figuras siguientes:

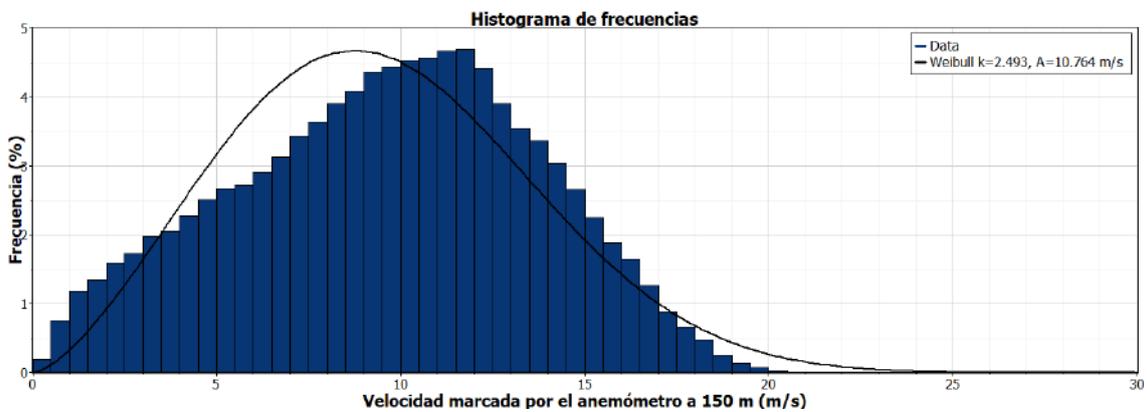
**Figura I- 65: Histograma de velocidad del viento con ajuste por función de densidad de Weibull a 100 m. Windographer.**



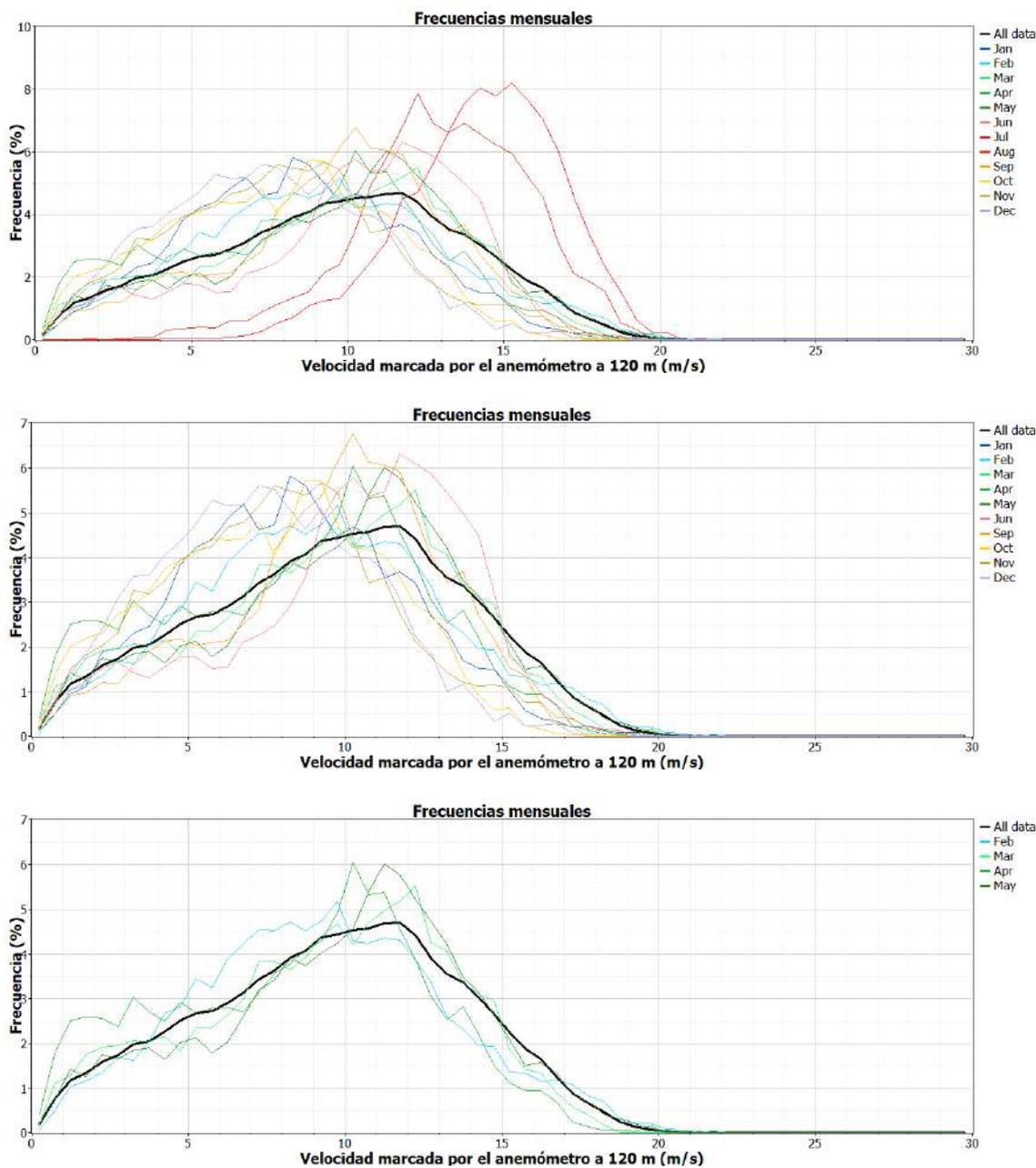
**Figura I- 66: Histograma de velocidad del viento con ajuste por función de densidad de Weibull a 120 m. Windographer.**



**Figura I- 67: Histograma de velocidad del viento con ajuste por función de densidad de Weibull a 150 m. Windographer.**



**Figura I- 68: Distribución mensual de frecuencias de velocidad del viento a 120 metros para diferentes agrupaciones de meses. Windographer.**



**F. Probabilidad de excedencia**

La probabilidad de excedencia es otra herramienta estadística. Esta permite conocer la probabilidad de que la velocidad del viento supere un umbral específico.

Aunque no se hace en este estudio, la información que proporciona esta herramienta puede ser útil desde el punto de vista energético. Por ejemplo, puede usarse para estimar

el tiempo en que la velocidad del viento se sitúa por debajo de un cierto valor — asegurando que el valor máximo permitido por el aerogenerador no se sobrepasa en ningún momento.

La fórmula que expresa la probabilidad de excedencia es ( 15 ):

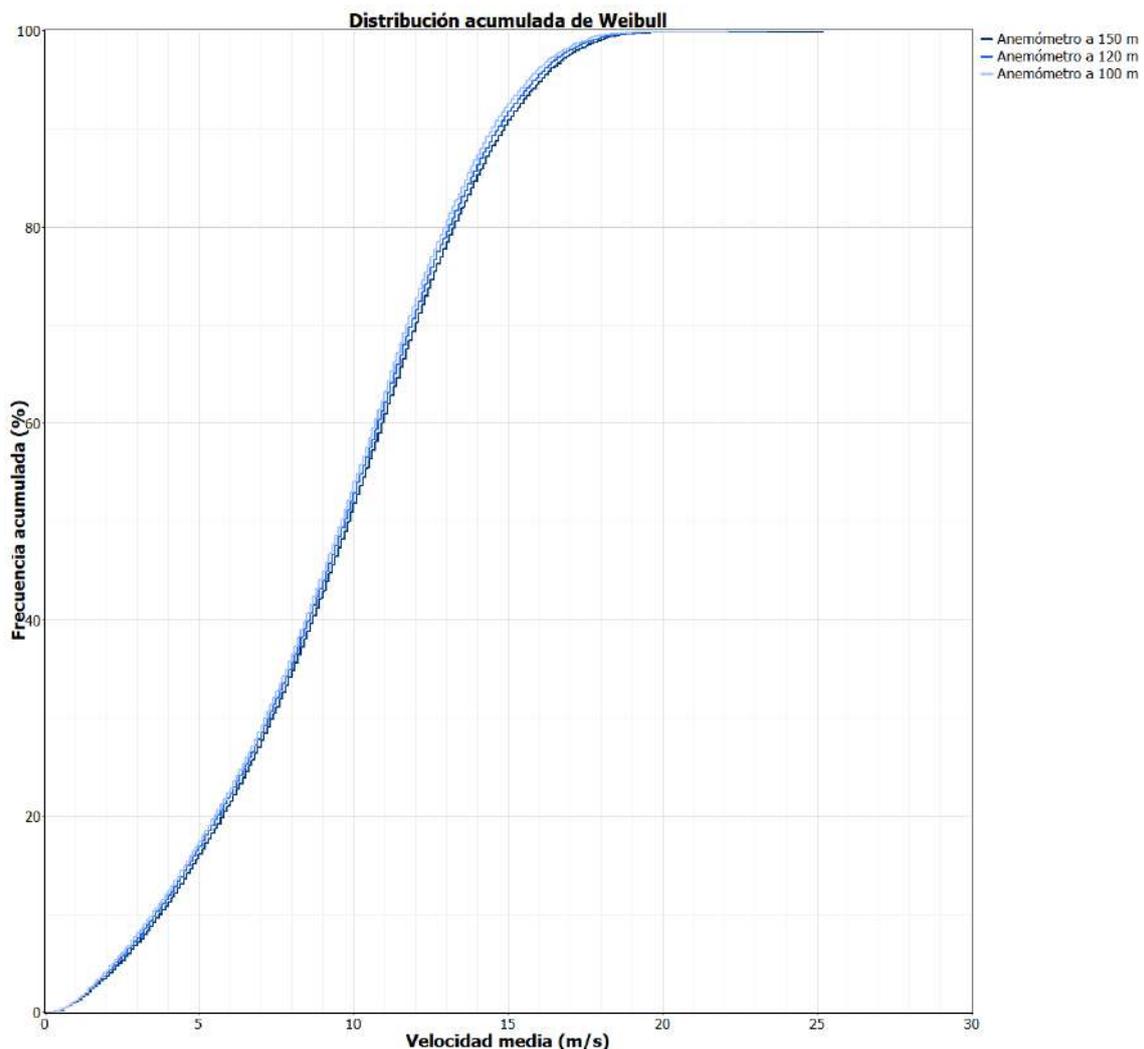
$$P(v > v_{umbral}) = 1 - F(v_{umbral}) \quad ( 15 )$$

Donde:

- $P(v > v_{umbral})$  es la probabilidad de excedencia.
- $F(v)$  es la distribución acumulada de Weibull (CFD).
- $v_{umbral}$  es la velocidad umbral de interés.

Los resultados se muestran a continuación (Figura I- 69).

**Figura I- 69: Función de distribución acumulada de Weibull (CDF) a las tres alturas disponibles. Windographer.**



**G. Análisis de vientos extremos**

Windographer también permite calcular los vientos extremos —*extreme winds*, en inglés. Se pueden aplicar diferentes métodos. Sin embargo, la norma IEC 61400-1 recomienda usar el de las tormentas independientes (*Method of Independent Storms*). A continuación, se muestran los resultados del análisis (Figura I- 70, Figura I- 71, Figura I- 72).

**Figura I- 70: Resultados del análisis de vientos extremos con Windographer. Windographer.**

Results	
Method	Vref (50 yr) (m/s)
Periodic Maxima	24.096
Method of Independent Storms	23.785
EWTS II (Exact)	30.996
EWTS II (Gumbel)	31.408
EWTS II (Davenport)	34.221

**Figura I- 71: Análisis de vientos extremos a 120 metros de altura. Windographer.**

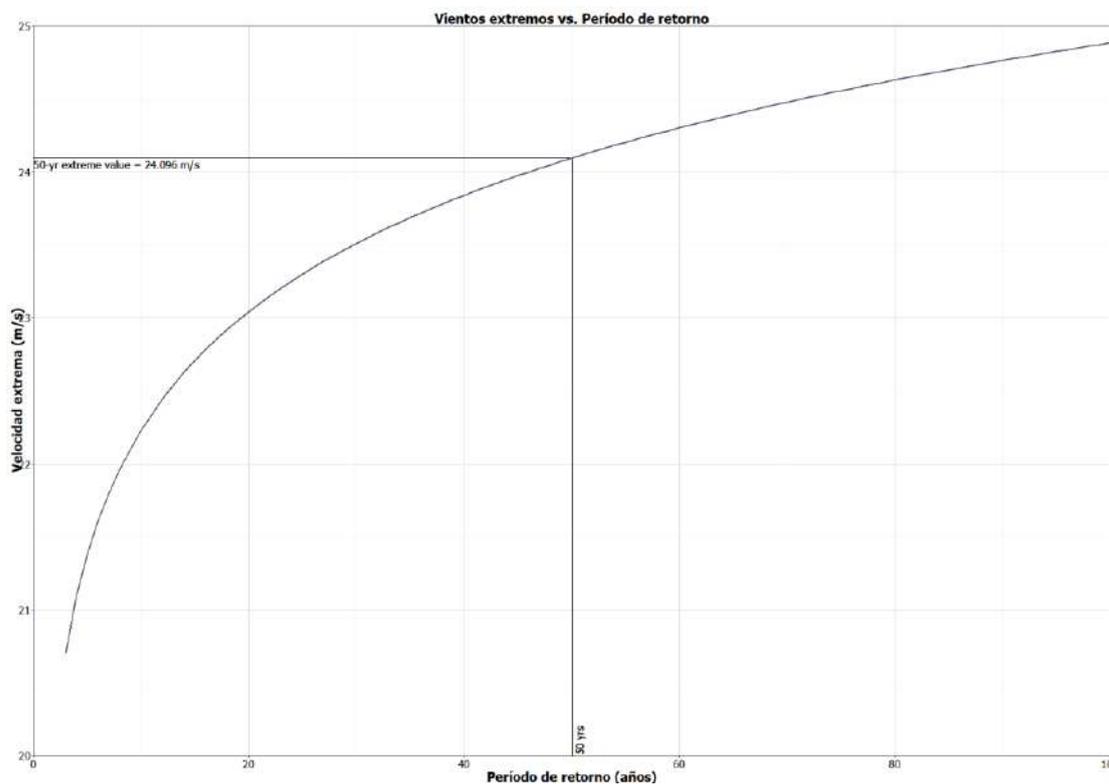
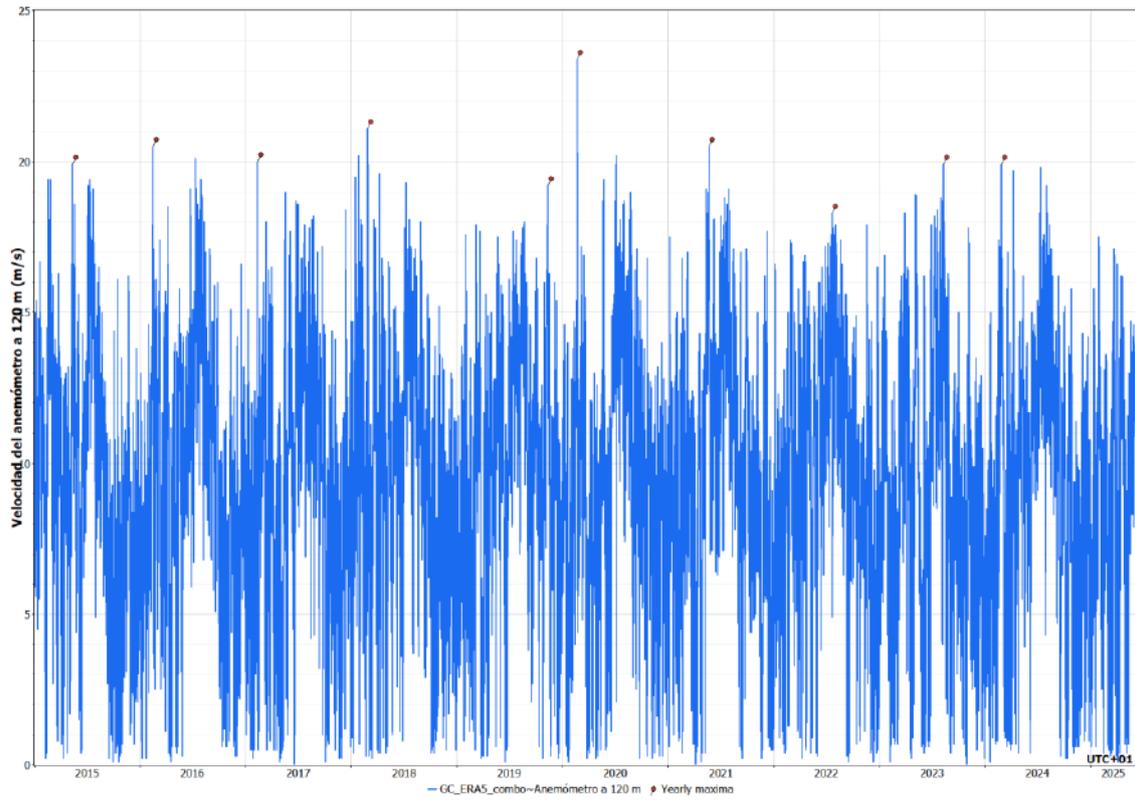


Figura I- 72: Registro de velocidades del anemómetro a 120 metros de altura de todo el período de análisis. Windographer.



## ANEXO IV-C: ANÁLISIS DE TURBULENCIAS

En la fase de análisis del recurso eólico de un parque eólico *offshore*, resulta interesante analizar la intensidad de turbulencia o TI —por sus siglas en inglés de *Turbulence Intensity*. Especialmente, si las curvas de potencia —a las que se puede tener acceso— varían en función de la intensidad de turbulencia que se espera en el emplazamiento. Aunque no siempre, esto sucede para algunas de las curvas de potencia disponibles.

La TI se puede definir como el cociente de la desviación estándar de la velocidad del viento y su valor medio ( 16):

$$I_u = \frac{\sigma_u}{\bar{U}} \quad (16)$$

Es una forma de evaluar la estabilidad del flujo del viento. También evalúa el impacto de este en la fatiga estructural de los aerogeneradores —tal y como indica el estudio de Lars Morten Bardal [109]. Así, si un emplazamiento tiene turbulencias elevadas, la vida útil de algunos de sus componentes —como el rotor o el sistema de orientación— puede verse afectada. Consecuentemente, conocer la TI en función de la velocidad del viento puede ser importante a la hora de seleccionar el tipo de aerogenerador, dimensionar los componentes o estimar riesgos de operación. Aunque, por supuesto, todo depende de la rigurosidad del estudio en que se utilice.

En este estudio, el análisis de la turbulencia no puede realizarse directamente en Windographer. Esto se debe a la ausencia de columnas de desviación estándar de la velocidad del viento en los ficheros proporcionados por VORTEX.

En vista de esta situación, se desarrolla una metodología alternativa en Excel. Esta pretende simular el comportamiento de los cálculos internos que hace Windographer, cuando el *software* dispone de las correspondientes columnas de desviación estándar.

Con este fin, se estima la desviación estándar aplicando una ventana móvil centrada de 11 registros: 5 anteriores, el actual y 5 posteriores. Esto permite calcular una medida puntual de dispersión local alrededor de cada valor de velocidad media. Posteriormente, se hace el cálculo de la TI estimada, como el cociente entre la desviación estándar anterior y la velocidad media —de acuerdo con la ecuación ( 16). Como es lógico, la columna de velocidades medias sí aparece en las bases de datos sintéticas proporcionadas por VORTEX.

Después, estos valores se agrupan en intervalos de 1 m/s de velocidad media (bins), hasta el valor máximo de 30 m/s. Para cada bin, se calcula lo siguiente: la media de TI, su desviación estándar, el valor máximo de TI observado y la TI representativa. Esta última se define como indica la ecuación ( 17) —según la norma IEC 61400-1:

$$TI_{repr} = \bar{TI} + 1,28 \cdot \sigma_{TI} \quad (17)$$

La TI representativa exhibe un valor conservador. Es una forma de recoger el peor caso razonable —o aceptable— dentro del intervalo de velocidades correspondiente. Esto se hace con un nivel de confianza estadístico próximo al 90 %.

La tabla final que se crea muestra la estructura de salida de Windographer. Del mismo modo, incluye la clasificación del nivel de turbulencia según la norma. Esta establece cuatro categorías en función del valor medio de TI a 15 m/s: categoría C para  $TI < 0,12$ ; categoría B entre 0,12 y 0,14; categoría A entre 0,14 y 0,16; y categoría S para valores superiores a 0,16. Esta clasificación permite comparar el comportamiento del emplazamiento con los estándares internacionales. También facilita la selección de las curvas de potencia de las turbinas para cada uno de los rangos, como bien se comenta anteriormente.

Es cierto que VORTEX proporciona otros parámetros en sus archivos de datos, como el número de Richardson o el gradiente térmico Monin-Obukhov. Aunque estos ofrecen información útil sobre la estabilidad atmosférica, el cálculo directo de la TI —que se hace en este Anexo— es una evaluación significativamente mejor.

El proceso final se completa con la tabla (Tabla IV- 11) y los gráficos que muestran a continuación (Figura I- 73, Figura I- 74, Figura I- 75, Figura I- 76).

Además, con el fin de facilitar la comprensión de las columnas de la Tabla IV- 11, se facilita, a continuación, una breve descripción de los elementos que la componen.

#### ***Descripción de las columnas de la tabla de análisis de turbulencia***

- *Centro del bin:* Es el valor medio entre el bin inferior y superior. Se utiliza como coordenada representativa del bin.
- *Núm. de registros:* Es el número total de observaciones disponibles. La velocidad media de cada observación se encuentra dentro del bin correspondiente.
- *TI media:* Es el valor medio de la TI estimada. Se calcula como el promedio de los cocientes entre la desviación estándar y la velocidad media. Es una forma de representar la turbulencia más típica de cada rango de velocidades.
- *Desviación estándar de TI (DE TI):* Es el parámetro estadístico que mide la variabilidad de los valores de TI —dentro de cada bin.
- *Máxima TI (Máx. TI):* Se corresponde con el valor más alto de TI dentro del bin.
- *TI representativa ( $TI_{repr}$ ):* Como bien se comenta en los apartados previos, es el valor representativo del peor caso razonable de turbulencia.
- *Categoría IEC:* Hace referencia al nivel de turbulencia del bin. Se clasifica según la norma IEC 61400-1.

Tabla IV- 11: Representación de los datos necesarios para el análisis de turbulencias. Elaboración propia.

Bin (m/s)	Centro del bin (m/s)	Núm. de Registros (-)	Núm. de Registros (%)	TI media (-)	DE TI (-)	Máx. TI (-)	TI <sub>repr</sub> (-)	Categoría IEC
[0, 1)	0,5	965	1,056	0,5729	0,1775	1,3125	0,8001	S
[1, 2)	1,5	2.701	2,955	0,4507	0,1641	1,1813	0,6608	S
[2, 3)	2,5	3.405	3,726	0,3707	0,1613	1,0758	0,5772	S
[3, 4)	3,5	3.953	4,325	0,3049	0,1543	0,9194	0,5024	S
[4, 5)	4,5	4.480	4,902	0,2454	0,1351	0,8923	0,4183	S
[5, 6)	5,5	4.940	5,405	0,2028	0,1196	0,7826	0,3559	S
[6, 7)	6,5	5.666	6,200	0,1646	0,1045	0,7708	0,2985	S
[7, 8)	7,5	6.617	7,240	0,1378	0,0907	0,7072	0,2540	B
[8, 9)	8,5	7.557	8,269	0,1118	0,0761	0,6945	0,2092	C
[9, 10)	9,5	8.267	9,046	0,0930	0,0660	0,6987	0,1774	C
[10, 11)	10,5	8.452	9,248	0,0785	0,0539	0,6779	0,1476	C
[11, 12)	11,5	8.756	9,581	0,0663	0,0456	0,7122	0,1247	C
[12, 13)	12,5	7.325	8,015	0,0613	0,0389	0,5151	0,1111	C
[13, 14)	13,5	6.245	6,833	0,0558	0,0370	0,6116	0,1032	C
[14, 15)	14,5	4.970	5,438	0,0513	0,0334	0,5954	0,0940	C
[15, 16)	15,5	3.442	3,766	0,0469	0,0311	0,4749	0,0867	C
[16, 17)	16,5	2.094	2,291	0,0437	0,0253	0,4138	0,0761	C
[17, 18)	17,5	1.102	1,206	0,0414	0,0248	0,3054	0,0731	C
[18, 19)	18,5	357	0,391	0,0424	0,0293	0,2564	0,0799	C
[19, 20)	19,5	91	0,100	0,0530	0,0438	0,2215	0,1091	C
[20, 21)	20,5	7	0,008	0,1264	0,0639	0,2310	0,2082	B
[21, 22)	21,5	0	0,000					
[22, 23)	22,5	1	0,001	0,2543		0,2543		S
[23, 24)	23,5	0	0,000					
[24, 25)	24,5	0	0,000					
[25, 26)	25,5	0	0,000					
[26, 27)	26,5	0	0,000					
[27, 28)	27,5	0	0,000					
[28, 29)	28,5	0	0,000					
[29, 30)	29,5	0	0,000					
<b>Total</b>		91.393	100,00					
<b>Máx.</b>		9,581 %	[11, 12)					

Figura I- 73: TI media y TI representativa vs. velocidad del viento. Elaboración propia.

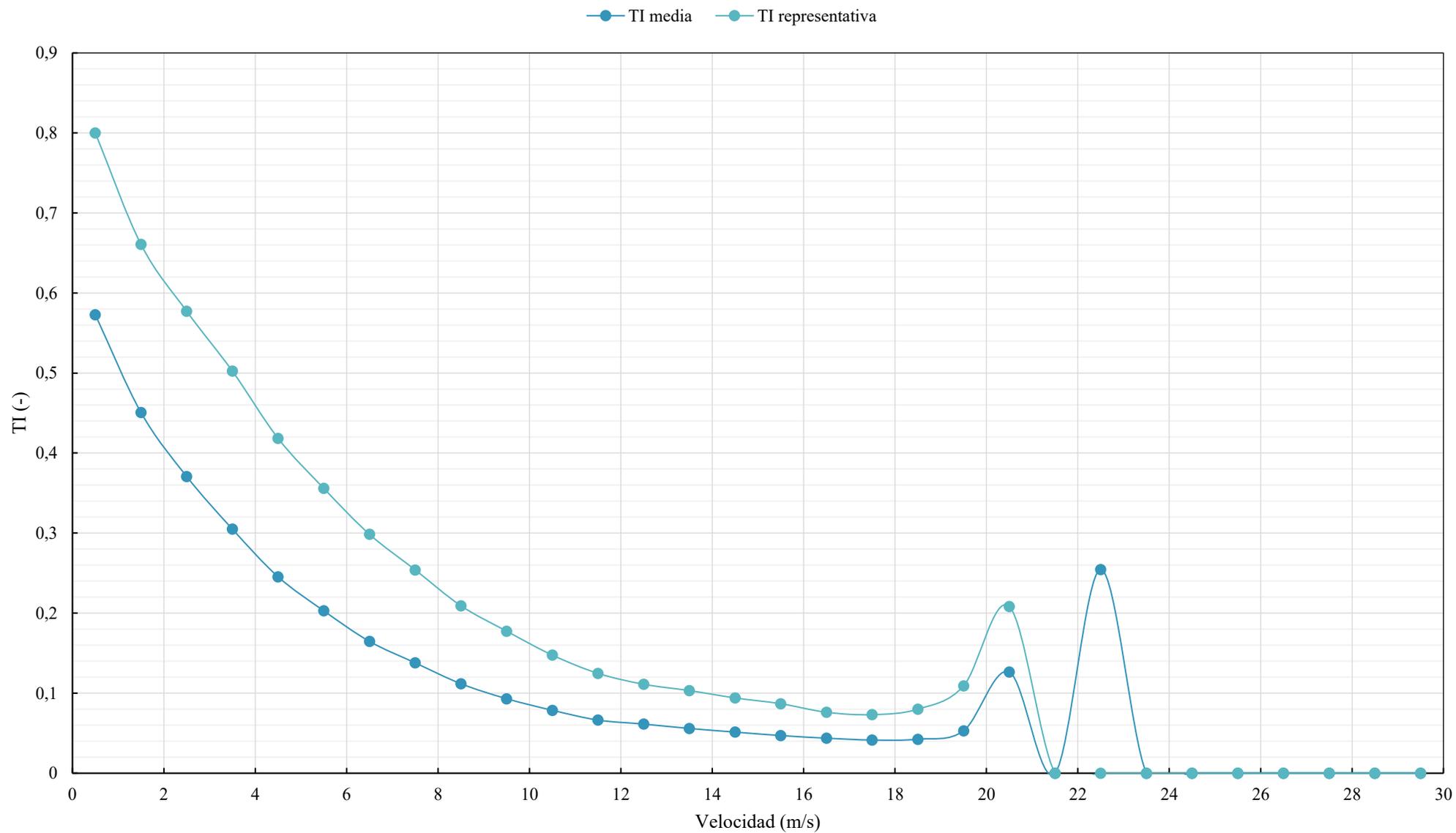


Figura I- 74: Histograma de frecuencia por bin. Elaboración propia.

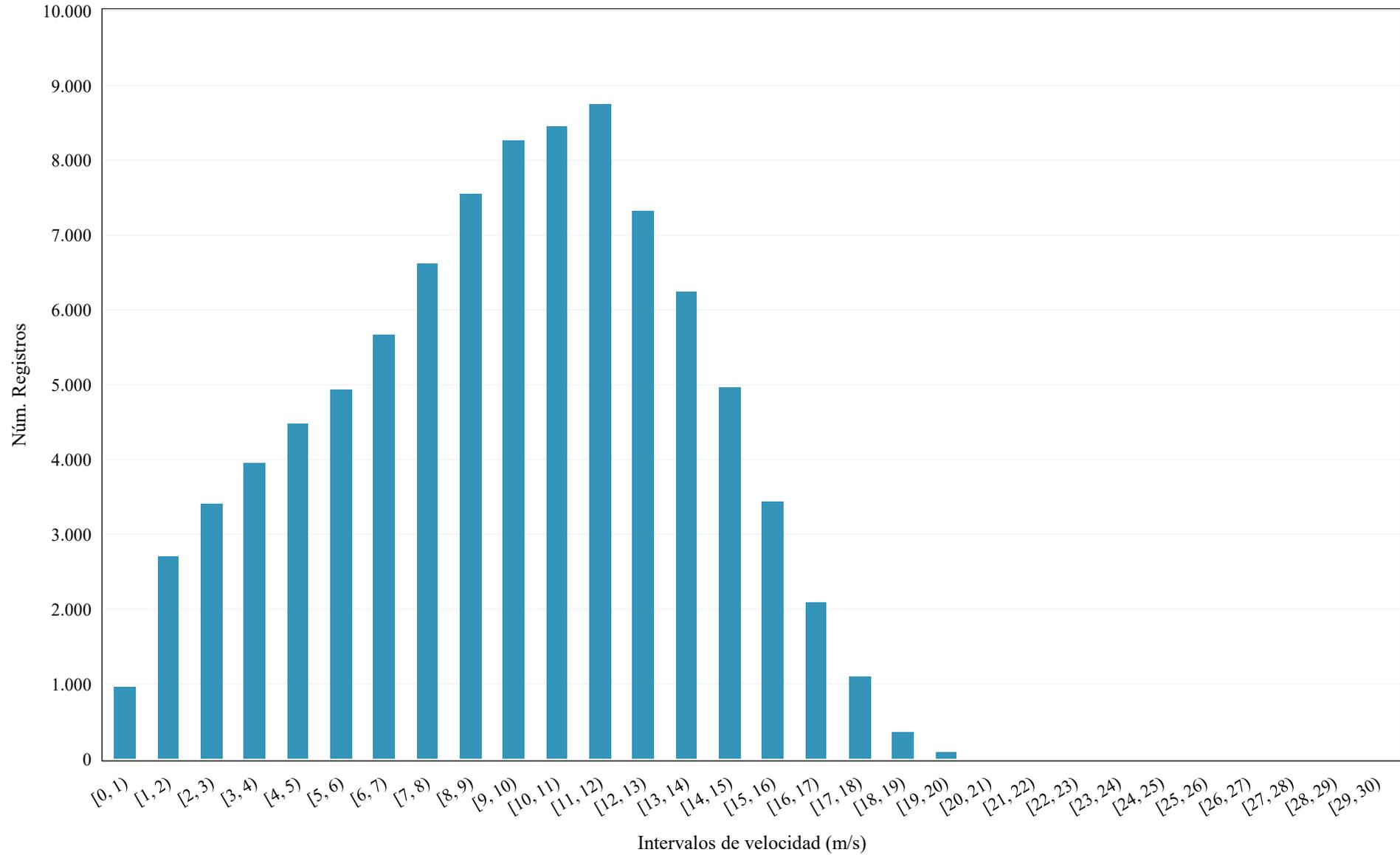


Figura I- 75: TI media y TI representativa vs velocidad del viento. Elaboración propia.

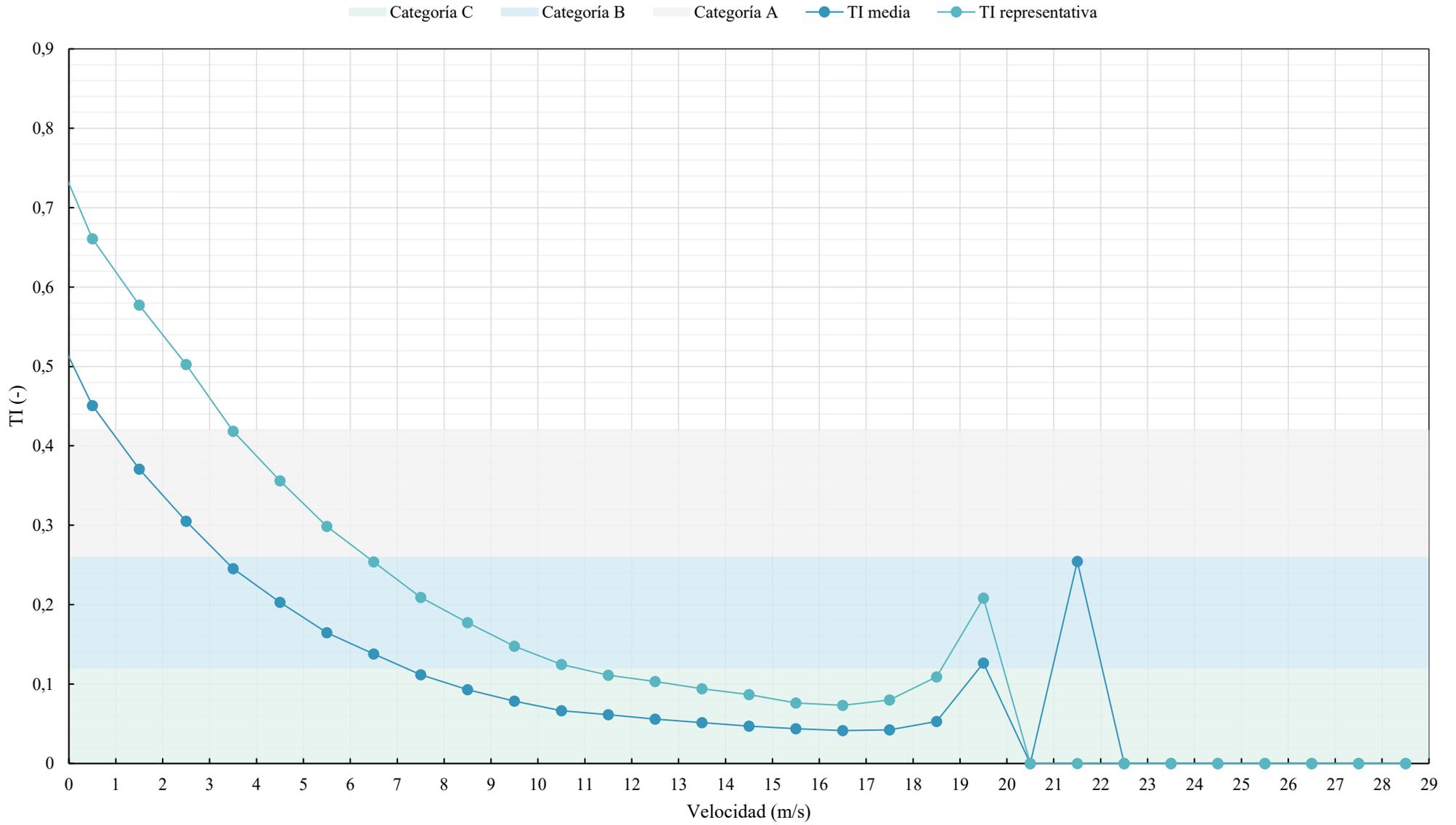
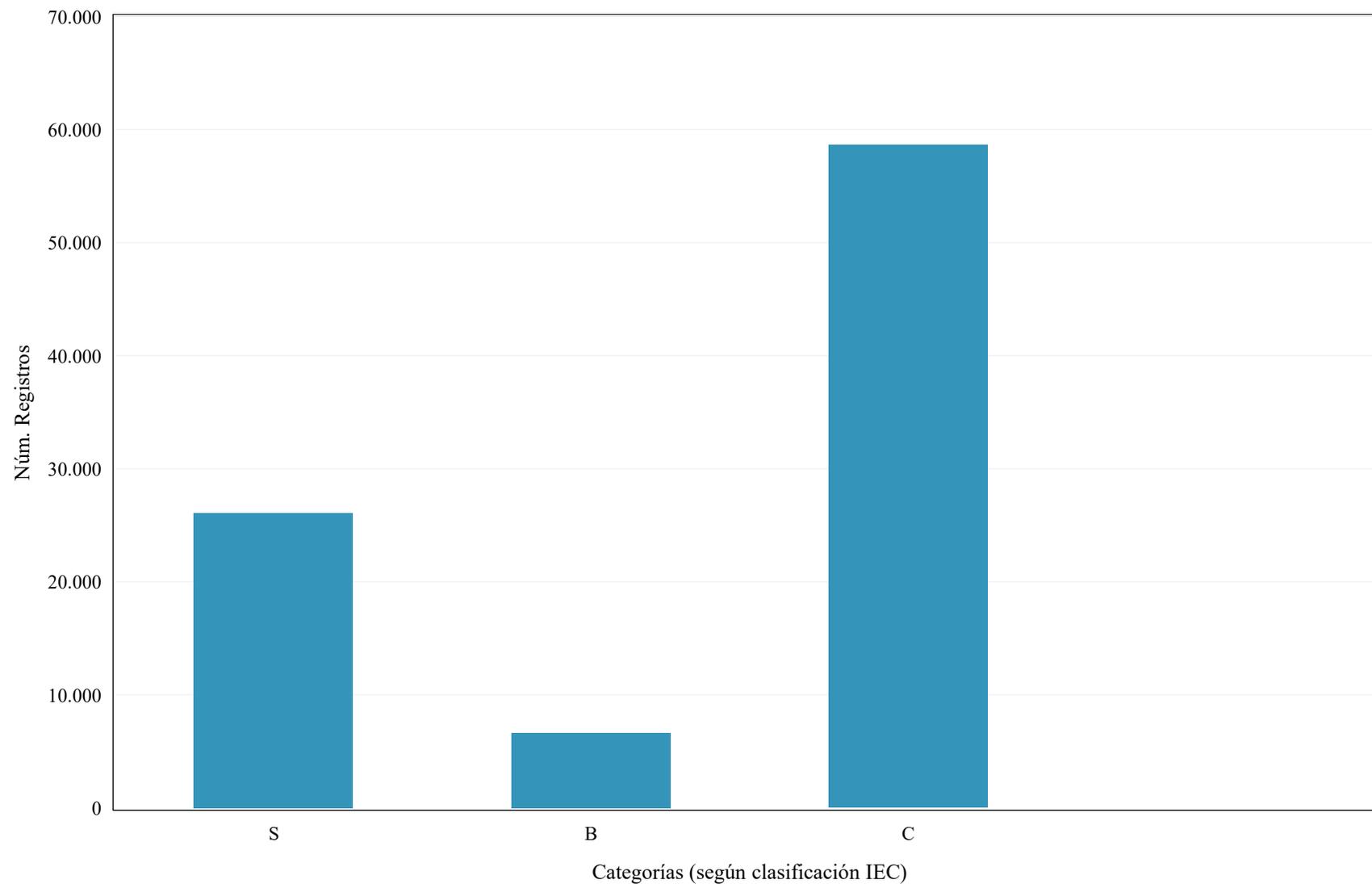


Figura I- 76: Histograma de frecuencia por categoría IEC. Elaboración propia.





## ANEXO IV-D: SIMULACIÓN ENERGÉTICA

### *Contexto*

En el mercado actual de la energía eólica marina puede parecer que los aerogeneradores disponibles presentan diferencias sutiles. Sin embargo, son estas pequeñas diferencias — especialmente en valor de potencia nominal y diámetro de rotor— las que acaban por determinar la selección de un modelo u otro. Al final, todo depende de la adaptabilidad de cada aerogenerador a las características y condiciones específicas del emplazamiento.

En este caso, el contexto insular del emplazamiento debe tenerse en cuenta. Puesto que el parque eólico pretende ser un respaldo para el *mix* energético de Gran Canaria, la selección del modelo de aerogenerador debe responder a limitaciones de integración en el sistema eléctrico local —no solo a criterios técnicos y económicos. En este sentido, se decide que la potencia total del parque no debe superar los 150 MW. Además, el coste asociado a la tecnología —en este caso, flotante— también es un criterio clave en el proceso de elección: sobrepasar los 150 MW puede comprometer seriamente la inversión.

En cualquier caso, se da prioridad al valor final de energía, tanto producida como vertida a red.

Con el fin de dimensionar adecuadamente el parque, se llevan a cabo simulaciones energéticas mediante el *software* WAsP.

Los objetivos de las simulaciones son:

- Escoger el modelo de aerogenerador más adecuado.
- Determinar el número óptimo de aerogeneradores necesarios para alcanzar la potencia objetivo.
- Decidir la colocación óptima de los aerogeneradores en el espacio disponible.
- Estimar la energía que puede producirse.
- Estimar la energía que puede verse a la red.

Este anexo describe el procedimiento seguido en las simulaciones para alcanzar dichos objetivos.

### *Introducción al software WAsP*

El *software* WAsP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) es una herramienta de referencia en la industria eólica, especialmente usado para la simulación energética de parques eólicos. Comienza su desarrollo en 1987 en el antiguo *Risø National Laboratory* de Dinamarca, hoy integrado en la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU) [110]. Más de tres décadas después de su nacimiento, WAsP mantiene su presencia en el mercado y continúa haciendo competencia a otros programas. Esto se debe a su evolución y adaptación constantes, respaldadas por una amplia comunidad de desarrolladores. También por el apoyo recibido por parte de la Unión Europea en sus primeras fases, con

quien comparte un papel clave en la elaboración del primer Atlas Eólico Europeo. Todo esto lo convierte en programa de alta fiabilidad. Asimismo, está considerado un *software* bancable —los resultados obtenidos son aceptados por entidades financieras en la evaluación técnica de proyectos. Por ese motivo, conseguir una licencia no es una tarea fácil<sup>14</sup>.

La lógica de funcionamiento de WAsP parte de los datos sintéticos de viento. Concretamente, requiere las series de velocidad y dirección que la torre meteorológica mide —en sus coordenadas específicas— a la altura de buje. Como dichos datos están afectados por la orografía, la rugosidad del terreno y la presencia de obstáculos, se depuran. Esta limpieza se hace mediante la incorporación de modelos digitales del entorno de interés —como curvas de nivel, medidas de rugosidades, etc. El usuario es responsable de incorporarlas. Tras digitalizar el terreno del entorno, el programa calcula lo que se conoce como viento regional o geostrófico —una representación idealizada del viento sin afecciones en las coordenadas geográficas de la torre de medición.

Para conocer el recurso eólico en cualquier coordenada de interés, WAsP extrapola este viento a los diferentes puntos, reintroduciendo las características digitales del nuevo emplazamiento. Así, el programa realiza innumerables cálculos internos. Se fundamenta en modelos físicos avanzados de mecánica de fluidos, incluyendo la resolución numérica de ecuaciones de Navier-Stokes, por ejemplo.

Una simulación energética en WAsP requiere los elementos siguientes:

- (1) Un módulo de climatología, generado a partir de los datos de viento —por la herramienta complementaria WAsP Climate Analyst.
- (2) Un mapa digitalizado con la topografía y la rugosidad del entorno —creado en WAsP Map Editor.
- (3) Un archivo técnico —elaborado en WAsP Turbine Editor— con la curva de potencia y los coeficientes de empuje de los aerogeneradores de interés.
- (4) Las coordenadas UTM de las posiciones de los aerogeneradores que forman parte del parque.

Estos cuatro elementos proporcionan al usuario la producción energética anual estimada del parque, entre otros resultados. Por tanto, las diferentes combinaciones de estos permiten comparar los distintos modelos de aerogeneradores, extrayendo las conclusiones pertinentes.

A continuación, se expone el proceso a seguir para realizar simulaciones con WAsP:

### ***Parte 1. Creación de un módulo de climatología con WAsP Climate Analyst***

---

<sup>14</sup> En este caso, se usa la versión 12 de WAsP. La licencia se obtiene gracias a la oferta de licencias temporales por parte de la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU), tras acordar que el presente TFM se utilizará con fines estrictamente educativos —y no comerciales. El periodo de validez es de 6 meses.

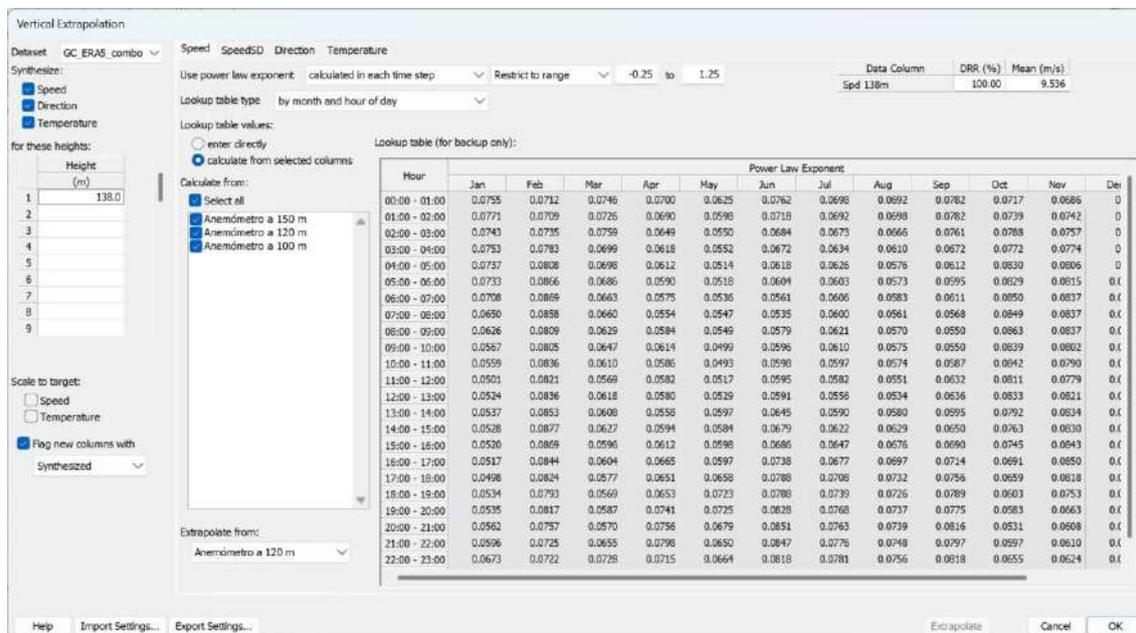
Disponer de un módulo de climatología, con una caracterización estadística del viento que WAsP pueda interpretar, es esencial para llevar a cabo cualquier simulación dentro del programa. Para ello, se recurre a la herramienta de WAsP Climate Analyst —dentro del propio WAsP. No obstante, también puede descargarse como *software* independiente. En cualquier caso, el archivo resultante posee la extensión .tab.

Pese a que la empresa VORTEX proporciona los datos de viento a diferentes alturas, solo se deben usar los datos correspondientes a la altura de buje seleccionada. En este caso, se selecciona una altura de 138 metros. Esta se corresponde con la altura más restrictiva de todos los aerogeneradores que se usan: la del modelo GE Haliade-X 14 MW. No se consideran alturas mayores porque la variabilidad de los datos de viento que proporciona VORTEX en sus archivos no es suficientemente apreciable. Mientras que Windographer obtiene una velocidad media de 9,54 m/s a 138 metros de altura, la velocidad media que registra VORTEX a 150 metros es de 9,59 m/s.

Para registrar el recurso eólico del emplazamiento, WAsP Climate Analyst solicita los datos de velocidad y de dirección. No necesita más. Como es lógico, esta base de datos debe adquirirse de Windographer —efectuando la extrapolación vertical correspondiente a la altura seleccionada (Figura I- 77).

Cuando se importa la base de datos, la fecha y hora de cada registro se recogen conjuntamente dentro del canal Timestamp, la velocidad del viento dentro de Wind speed [m/s], y la dirección dentro de Wind direction [°] (Figura I- 78).

Figura I- 77: Extrapolación vertical de los datos de viento en Windographer a la altura de 138 metros. Windographer.

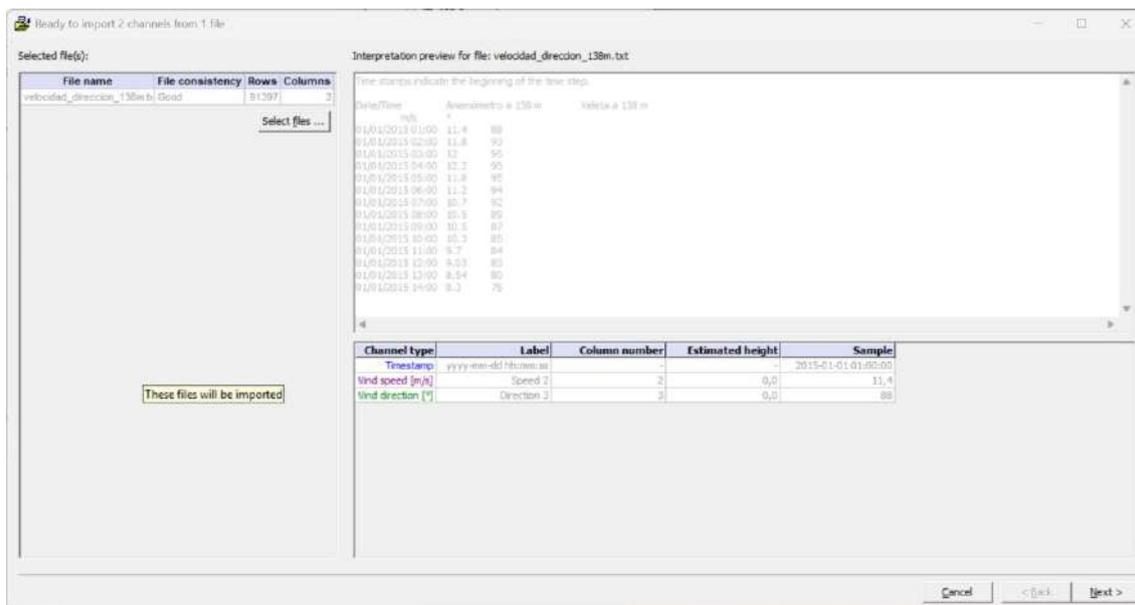


Si la interpretación de los datos se efectúa correctamente, una última venta debe indicar que no existen anomalías (Figura I- 79).

Después, se deben ejecutar los resultados y el propio programa debe mostrar una ventana como los de la Figura I- 80.

Estos resultados deben exportarse con la extensión .tab. Solo de esta manera WAsP puede interpretarlos de la forma adecuada. Esto se muestra en la Figura I- 81.

**Figura I- 78: Reconocimiento de los datos sintéticos de viento a la altura de 138 metros en WAsP Climate Analyst. WAsP.**



**Figura I- 79: Resumen del final de la importación de los datos de velocidad y dirección a 138 metros de altura. WAsP Climate Analyst.**

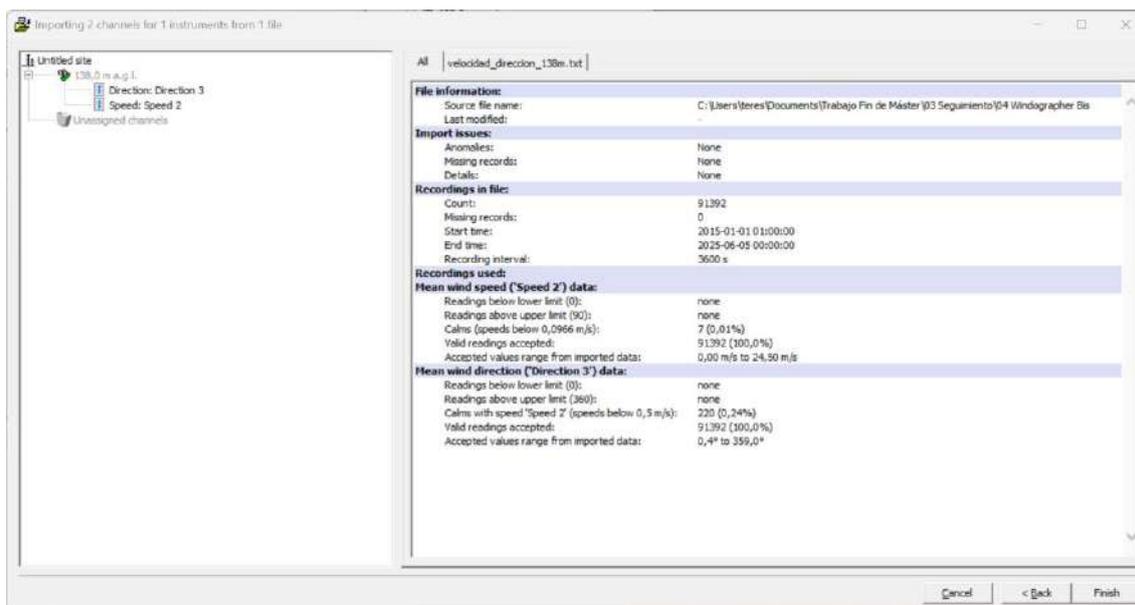


Figura I- 80: Resultados de la lectura de datos sintéticos de viento en WASP Climate Analyst. WASP.

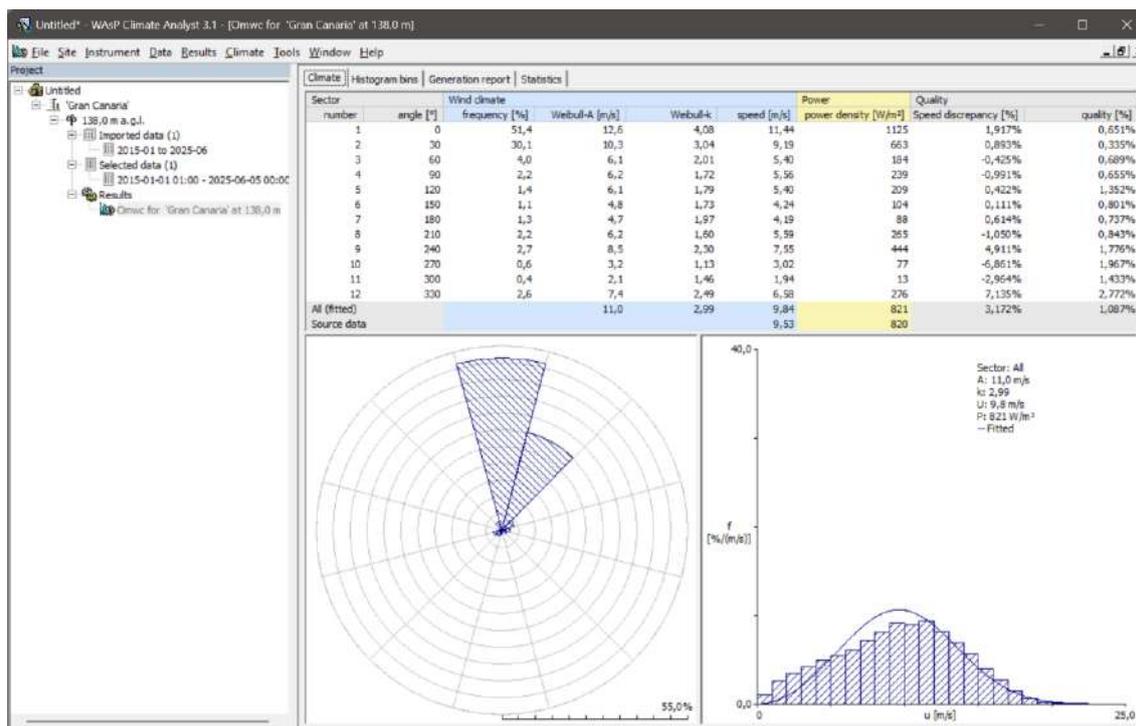
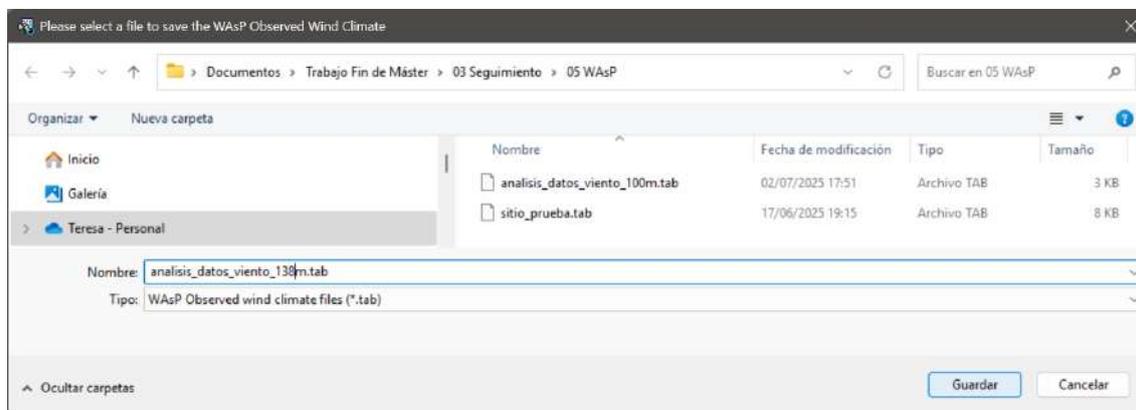


Figura I- 81: Guardado el archivo .tab de los resultados a 138 metros de altura. WASP Climate Analyst.



**Parte 2. Digitalización del mapa del emplazamiento con WASP Map Editor**

Como ya se ha comentado, uno de los elementos que requiere una simulación en WASP es un mapa digitalizado con la topografía y la rugosidad del entorno. Para ello, se utiliza la herramienta WASP Map Editor —dentro del propio WASP. No obstante, también puede descargarse como *software* independiente. El archivo resultante tiene la extensión .map.

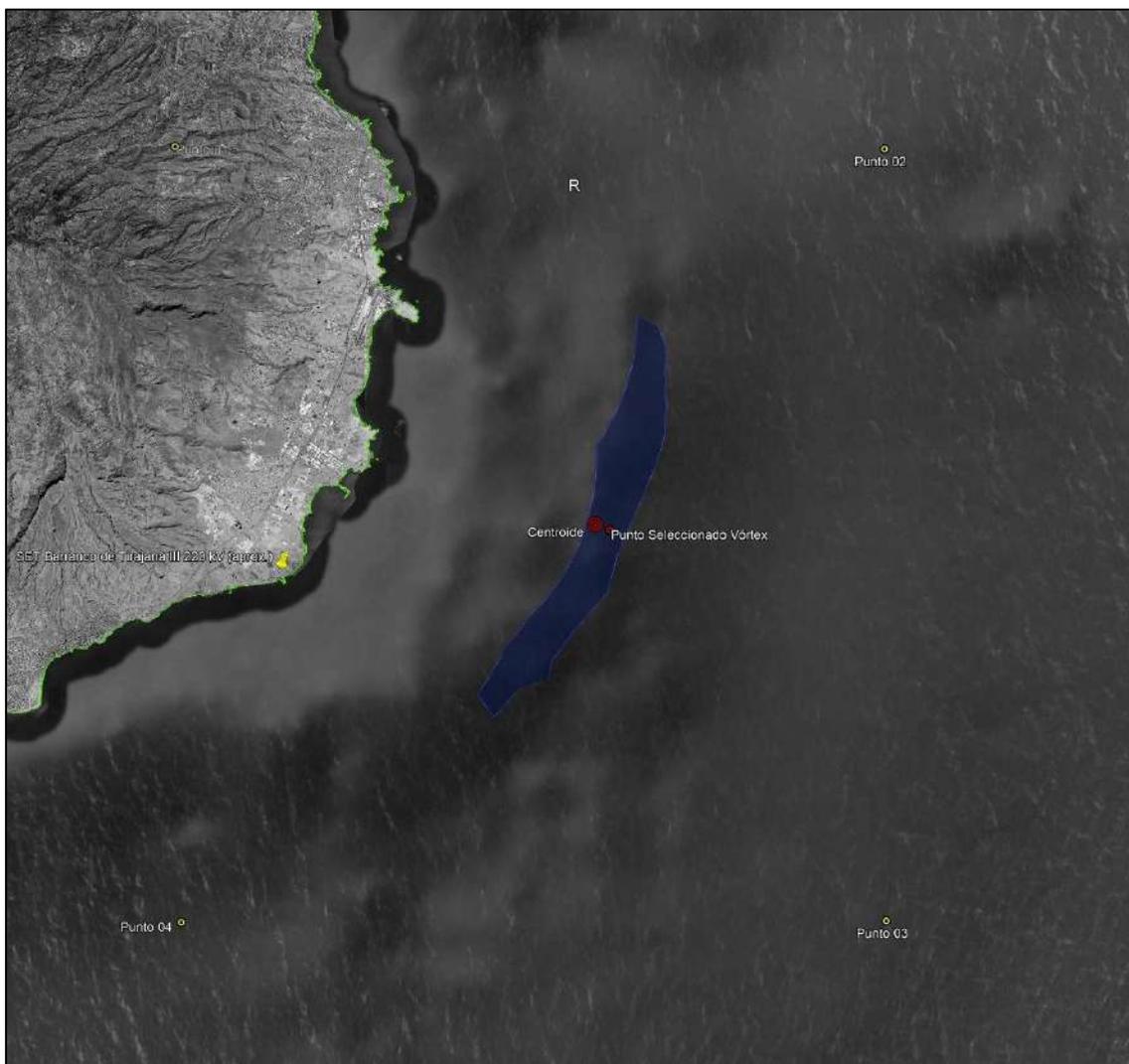
En este caso concreto, la digitalización se hace de forma manual —la obtención de mapas digitales supone un alto coste que no compensa las diferencias del modelo manual para un parque eólico marino. En primer lugar, se selecciona una zona que incluya, además del emplazamiento seleccionado, un margen amplio alrededor —al menos 10 kilómetros

en todas las direcciones desde los límites del área. Del mismo modo, la zona debe incluir la costa más cercana. El modelo de propagación del viento debe poder considerar adecuadamente las transiciones rugosas que existen entre el mar y la tierra, y viceversa. Esta visualización se crea en Google Earth y, a partir de ella, se selecciona un mínimo de tres puntos de control. Además de conocer las coordenadas UTM de estos puntos, estos deben quedar perfectamente identificables.

La Figura I- 82 muestra la imagen base sobre la que se digitaliza el entorno del emplazamiento. En ella se pueden visualizar en amarillo algunos puntos de control (Punto 01, Punto 02, Punto 03, Punto 04), el centroide del máximo área que puede abarcar el parque (Centroide) y el punto sobre el que se sitúa la torre de medición virtual (Punto Seleccionado VORTEX) —también empleado como punto de control en la calibración.

Por otro lado, se representa en verde el contorno de la costa canaria que se pretende digitalizar —importado de QGIS con el fin de facilitar su visualización sobre el mapa.

**Figura I- 82: Imagen base sobre la que se digitaliza el entorno del emplazamiento en WAsP Map Editor. Google Earth.**



Posteriormente, esta imagen se inserta como base dentro de WAsP Map Editor. Una vez insertada, se calibra el mapa, seleccionando los puntos de control y asignando las coordenadas geográficas correspondientes. A continuación, se traza una línea de cambio de rugosidad, coincidente con la costa de Gran Canaria. Se asigna un valor de 0,001 hacia el mar —representativo para una superficie marina— y de 0,03 hacia tierra firme —representativo de terrenos con vegetación baja. Otra opción —posiblemente más acertada— es asignar a la parte marina una Landcover (cobertura de terreno) de la superficie que WAsP tiene predefinida bajo el nombre de Water\_Surface. En cualquier caso, esta línea también lleva asignada una topografía de 0 metros de elevación. No es necesario digitalizar las rugosidades del terreno continental de Gran Canaria, dado que el parque se sitúa íntegramente en el mar y la propagación del viento se realiza desde una torre meteorológica virtual —también ubicada en el mar<sup>15</sup>. Además, se debe tener en cuenta que la costa se sitúa a 12 kilómetros de uno de los límites del área del emplazamiento. Así, resulta marginal su influencia sobre el régimen eólico que se modela en el programa.

En un principio, el trazo de la línea de cambio de rugosidad debería ser suficiente. Sin embargo, WAsP recorta el mapa automáticamente por aquellas zonas donde deja de detectar líneas de elevación o de rugosidad, interpretando el mar como un “vacío” enorme que no afecta a las simulaciones. Así, para evitar que WAsP decida el dominio del mapa, es necesario crear un polígono de rugosidad artificial alrededor de la superficie de interés del mar [111]. A este polígono se le pueden asignar una rugosidad interna y externa de valor 0,001. Igualmente, es válido asociar las partes externas e internas del polígono a la Landcover de agua, mencionada anteriormente. Puesto que esta opción no existía en versiones anteriores de WAsP, quizás sea la opción más precisa.

Los resultados de la digitalización del mapa se pueden observar en el conjunto de figuras que sucede (Figura I- 83, Figura I- 84, Figura I- 85).

Concretamente, la Figura I- 85 indica que el archivo creado contiene exactamente lo necesario:

- Dos líneas: una para delimitar la costa y otra para definir el polígono delimitante del entorno marino (Lines: 2).
- Una línea de orografía, a una cota constante de 0 metros (H. Contours: 1).
- No hay errores (Errors: 0), ni puntos muertos (Dead-ends: 0), ni puntos que unan segmentos de líneas que se cruzan entre sí (CrossPoints: 0).
- El archivo es válido para su uso en WAsP (Status: MyMap: OK).

---

<sup>15</sup> Si los datos eólicos se recogen en una torre meteorológica situada sobre tierra —para un parque eólico *offshore*—, entonces sí es necesario incorporar con precisión la orografía y la rugosidad del terreno costero. En este caso, el modelo de WAsP simula la propagación del viento en sentido contrario. En lugar de ser del mar hacia la tierra, la propagación es desde la tierra hacia el mar.

Figura I- 83: Resultado de la digitalización del entorno en el display de WAsP Map Editor. WAsP.

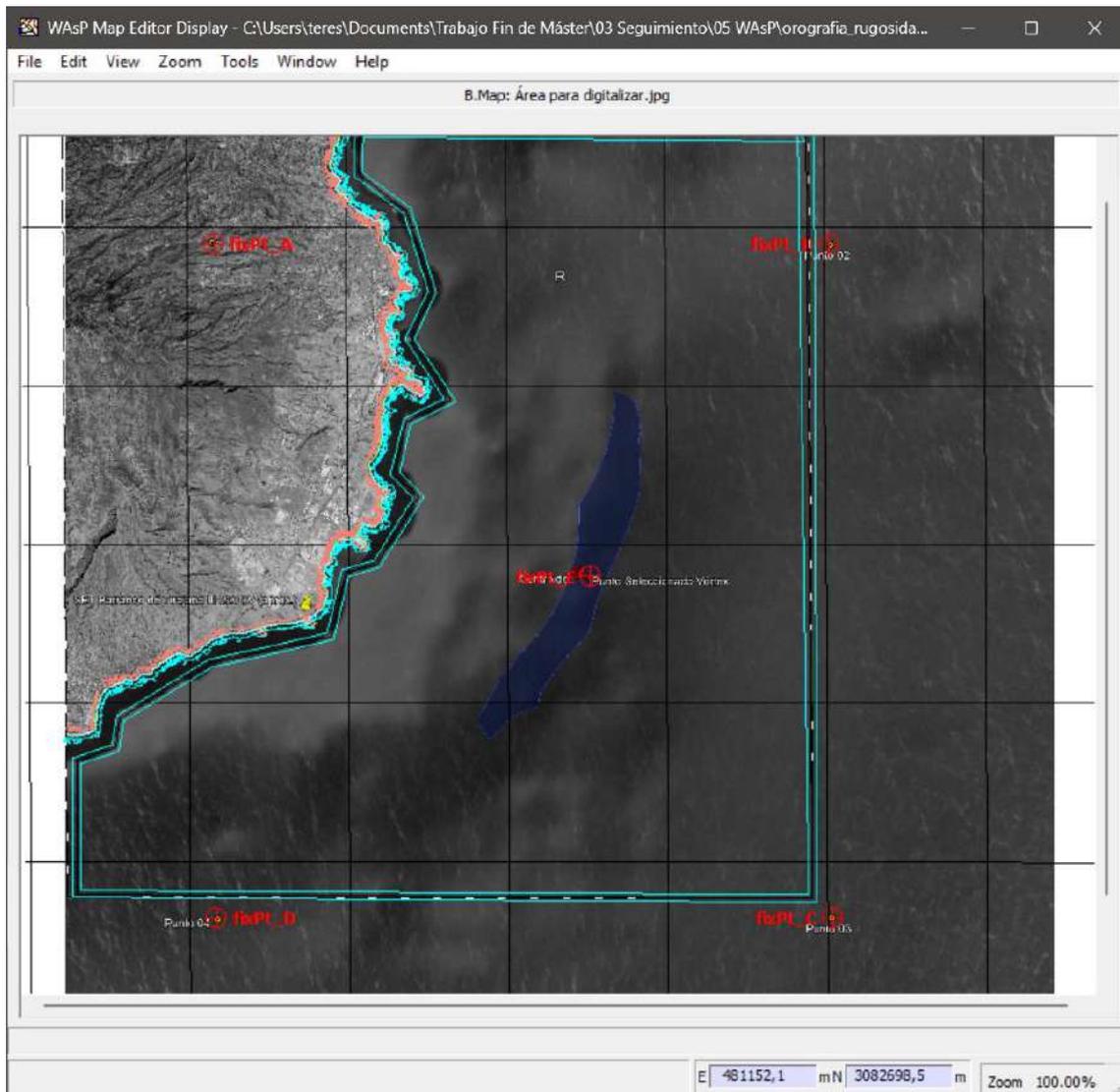
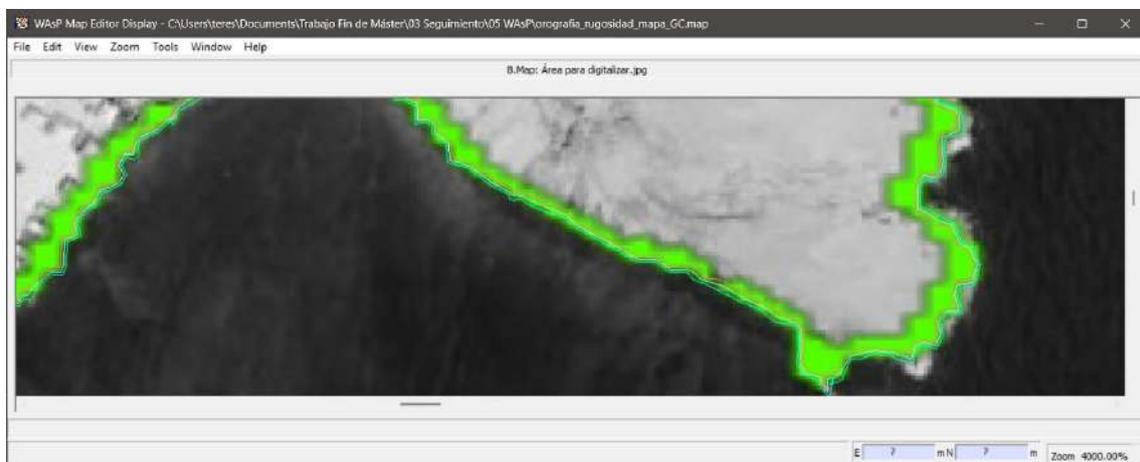
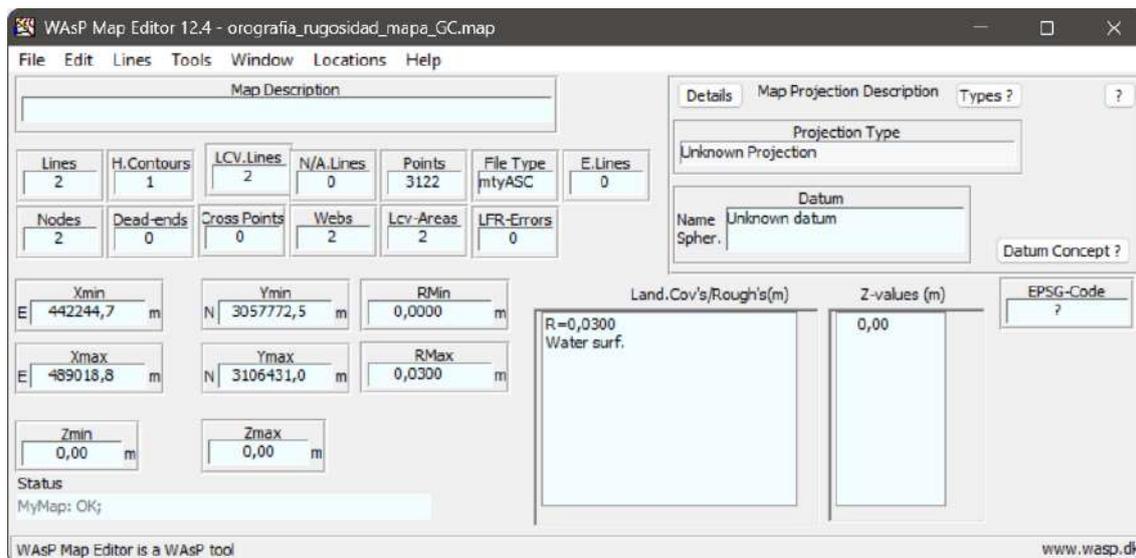


Figura I- 84: Detalle del resultado de la digitalización en una zona de la costa con zoom  $\times 40$ . WAsP.



**Figura I- 85: Resumen del archivo orografía\_rugosidad\_mapa\_GC,map creado en WAsP Map Editor. WAsP.**



### Parte 3. Cálculo de la densidad del aire con Air Density Calculator

Antes de incorporar la curva de potencia y los coeficientes de empuje de cualquier aerogenerador en WAsP, es necesario determinar con precisión la densidad del aire del emplazamiento seleccionado. Se trata de un paso esencial, dado que las curvas que facilitan los fabricantes de aerogeneradores se encuentran normalizadas para una densidad estándar de  $1,225 \text{ kg/m}^3$  —correspondiente a condiciones atmosféricas a nivel del mar con  $15 \text{ }^\circ\text{C}$  y  $1.013,25 \text{ hPa}$ . Sin embargo, la densidad del aire cambia en función de la altitud, la temperatura y la presión atmosférica local. Por tanto, es imprescindible ajustar los valores de la curva de potencia a la densidad específica del emplazamiento del parque.

Para llevar a cabo este cálculo, WAsP dispone de una herramienta interna: Air Density Calculator. Se puede acceder a ella a través de **Tools > Air density calculator**, dentro del menú principal (Figura I- 86). Esta solicita introducir dos datos:

- (1) *Altitude [m]*: Hace referencia a la altitud media a la que se encuentra el buje de los aerogeneradores. En este caso, como los aerogeneradores se sitúan directamente sobre el mar, la altitud media es directamente la altura de buje considerada: 138 metros. Si esto no fuera así, el valor de altitud media haría referencia a la altura media a la que se encuentran los bujes de los diferentes aerogeneradores que constituyen el parque.
- (2) *Air temperatura [°]*: Hace referencia a la temperatura media anual. En este caso, se considera la temperatura medida en Windographer a través de los datos sintéticos de viento a la altura de 138 metros —en las coordenadas geográficas de la torre de medición. De acuerdo con los datos extrapolados, este valor es de  $18,80^\circ\text{C}$  (Figura I- 87).

Tras introducir los dos datos, el programa muestra el valor siguiente:

Air density [ $\text{kg/m}^3$ ]: 1,190

Figura I- 86: Ubicación de la herramienta Air Density Calculator dentro de WAsP. WAsP.

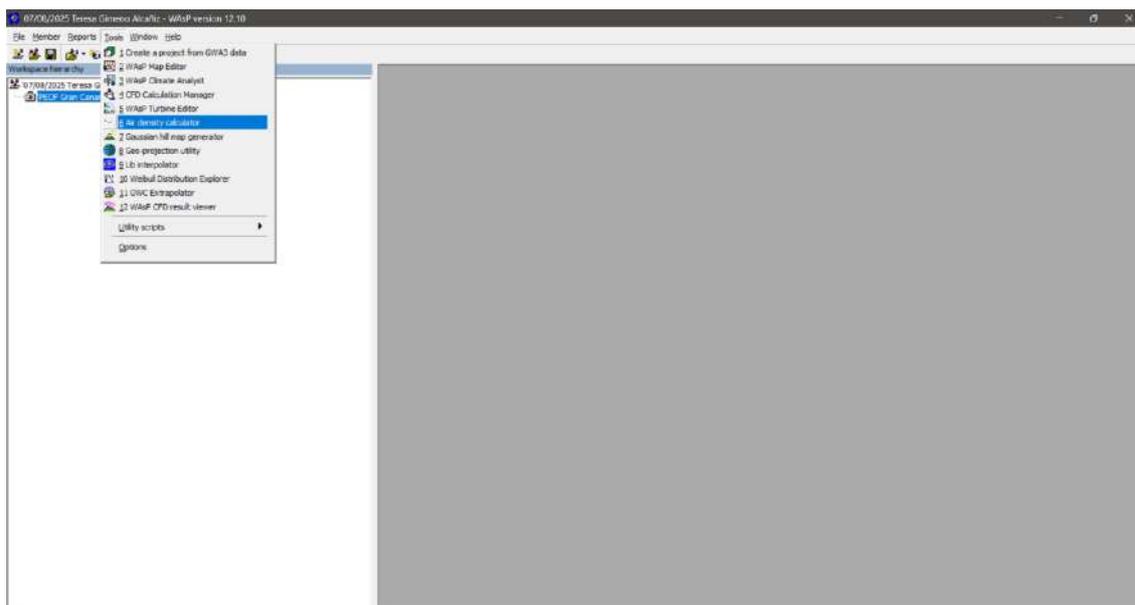
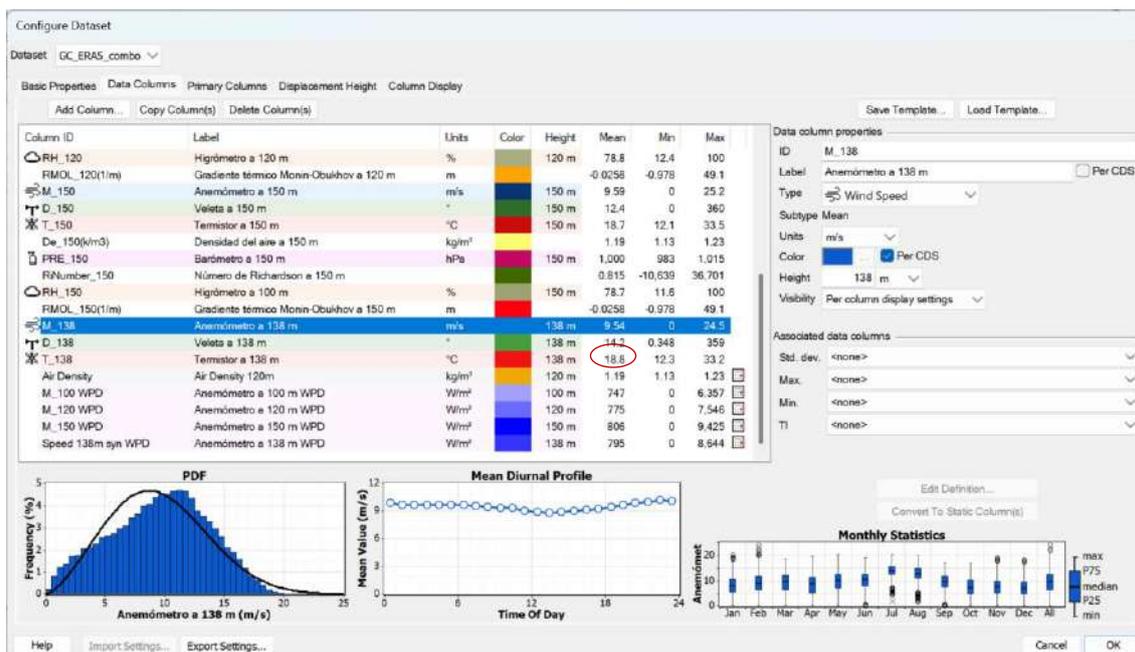


Figura I- 87: Localización de la temperatura media anual del termistor virtual a 138 metros de altura dentro de Windographer —marcado en rojo. WAsP.



Parte 4. Configuración de la curva de potencia y los coeficientes de empuje con WAsP Turbine Editor

Tras determinar la densidad del aire del emplazamiento, se puede proceder a la configuración del modelo de aerogenerador que se pretende usar en la simulación. Para ello, es necesario disponer de la curva de potencia y de los coeficientes de empuje de cada modelo. Estos datos los suministra el fabricante y, debido a su confidencialidad, son muy difíciles de conseguir.

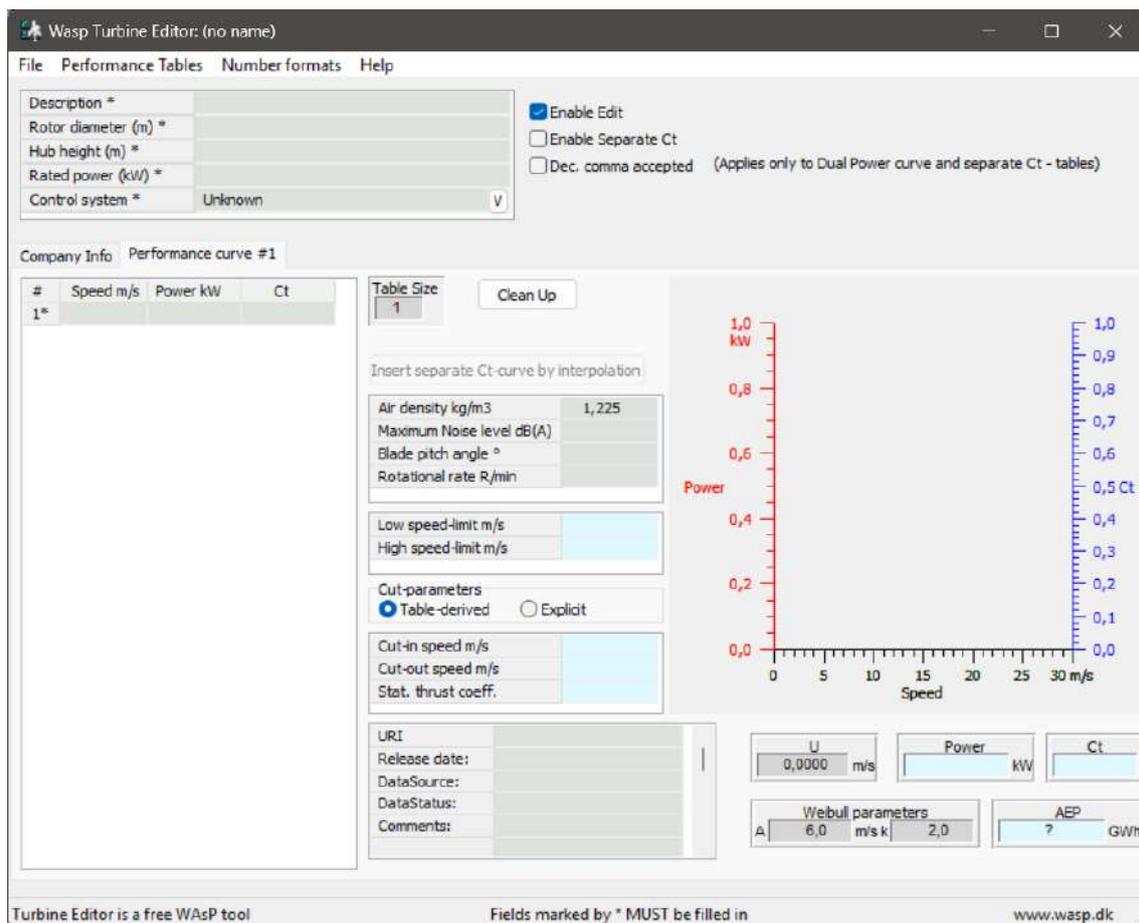
Como ya se ha comentado anteriormente, las curvas de potencia suelen estar definidas para uno o varios valores estándar de densidad del aire. Así, es fundamental verificar que se dispone de la curva asociada a la densidad calculada en el apartado previo ( $1,190 \text{ kg/m}^3$ ). En caso contrario, se debe hacer una interpolación lineal entre los valores disponibles, ajustando las curvas a las condiciones reales.

La incorporación de estos datos se hace a través de la herramienta WAsP Turbine Editor, accesible desde Tools > WAsP Turbine Editor, en el menú principal. Esta interfaz (Figura I- 88) permite crear y modificar archivos de aerogeneradores —en formato .wtg.

Dentro de esta pestaña de edición, se pueden completar los parámetros técnicos básicos de cada modelo (nombre, diámetro del rotor, altura de buje, etc.), además de una tabla de rendimiento energético con tres columnas. Concretamente, esta tabla solicita introducir:

- Valores de velocidad del viento, en m/s.
- Valores de potencia generada, en kW.
- Coeficientes de empuje.

Figura I- 88: Interfaz de WAsP Turbine Editor. WAsP.



La tabla puede extenderse libremente, según el número de puntos disponibles.

Por otro lado, también debe introducirse el valor de la densidad del aire. Este valor debe corresponderse con los datos de la tabla. Aunque el programa puede hacer sus cálculos internos para extrapolar los datos de la tabla —a cualquier densidad— a la densidad del aire del emplazamiento, es recomendable introducir los datos a la densidad de referencia. La experiencia parece indicar que la interpolación manual, a partir de las diferentes tablas de densidades que ofrecen los fabricantes, ofrece resultados más rigurosos.

Para que la tabla pueda leer la velocidad de arranque (*cut-in speed*) y de parada (*cut-out speed*), se debe marcar la opción de tabla derivada (*table-derived*). Solo así se garantiza una interpretación precisa del comportamiento del aerogenerador.

En este caso, las simulaciones tienen en cuenta cinco modelos de aerogeneradores diferentes:

- (1) *V172-7.2 MW*: Se trata de un aerogenerador terrestre, desarrollado por Vestas. Tiene un rotor de 172 metros de diámetro y puede generar hasta 7,2 MW de potencia, tal y como indica su nombre de referencia. Pese a que está pensado para instalarse en tierra firme, su acercamiento con algunos modelos *offshore* hace que pueda usarse como referencia orientativa en simulaciones.
- (2) *GE Vernova GE 6.0-164 Cypress*: Se trata de otro aerogenerador terrestre, diseñado por General Electric. Tiene un rotor de 164 metros de diámetro y una potencia nominal de 6 MW. Al igual que el V172-7.2 MW, puede usarse como referencia en simulaciones de parques *offshore*.
- (3) *Nordex N163/6.X*: Es otro aerogenerador *onshore*, desarrollado por Nordex. Tiene un rotor de 163 metros de diámetro y una potencia nominal de 7 MW. Aunque no está pensado para instalarse en el mar, también puede servir de referencia en simulaciones.
- (4) *GE Haliade-X 15.5 MW*: Se trata de uno de los aerogeneradores *offshore* más potentes desarrollados hasta la fecha, desarrollado por General Electric. Cuenta con un rotor de 250 metros de diámetro y una potencia nominal de 15,5 MW. Todavía no se ha instalado a nivel comercial. Un proyecto de Noruega prevé comenzar a validar su rendimiento a finales de este año. Es una evolución de los modelos Haliade-X anteriores —con potencias de 12 y 14 M. Está previsto que se use en parques eólicos marinos próximamente. En este caso, este modelo dispone de unas curvas de potencia para una densidad del aire y altura de buje específicas. Dado que esos valores no coinciden con las condiciones del emplazamiento en estudio, la aplicación de un factor de corrección permite obtener unas curvas de potencia ajustadas. Pese a existir pequeños desajustes con la realidad, se considera que esta metodología es una alternativa práctica cuando no se dispone de las bases de datos completas. Aun así, debe tenerse en cuenta que estos valores pueden diferir de los valores que seguramente se acaben introduciendo en el programa en el futuro.
- (5) *GE Haliade-X 14 MW*: Se trata de un aerogenerador *offshore* de alta potencia, desarrollado por General Electric. Tiene un rotor de 220 metros de diámetro y una potencia nominal de 14 MW. Al contrario que el modelo anterior, este tiene

registradas algunas validaciones en campo. Además, está previsto que se utilice en proyectos a gran escala, como en una de las fases del gran proyecto Dogger Bank en Yorkshire. En este caso, también se aplica un factor de corrección para introducir las curvas de potencia a la densidad de referencia, ya que las curvas de potencia originales están expresadas para una densidad del aire de  $1,23 \text{ kg/m}^3$ . Concretamente, el factor de corrección aplicado se obtiene de la observación de otras cuatro curvas de potencia: existe un intervalo de variación porcentual concreto para las potencias y coeficientes de empuje entre la densidad del aire de  $1,23 \text{ kg/m}^3$  y la densidad de interés ( $1,190 \text{ kg/m}^3$ ). A pesar de que, evidentemente, los valores obtenidos no se deben ajustar a los valores reales con un 100 % de exactitud, la rigurosidad de los cálculos en el proceso de obtención del factor de corrección permite tratar la curva de potencia obtenida como si fuera la real.

La Tabla IV- 12 recoge las características principales de los diferentes modelos.

**Tabla IV- 12: Modelos de aerogeneradores a emplear en las simulaciones de WAsP. Elaboración propia.**

Fabricante	Modelo	Potencia (MW)	Diámetro de rotor (m)
Vestas	V172-7.2 MW	7,2	172
General Electric	GE Vernova GE 6.0-164 Cypress	6,0	164
Nordex	Nordex N163/6.X	7,0	163
General Electric	GE Haliade-X 15.5 MW	15,5	250
General Electric	GE Haliade-X 14 MW	14,0	220

### Parte 5. Creación eficaz de layouts

Además de la limitación de potencia existente, existen otros condicionantes técnicos que se deben tener en cuenta a la hora de diseñar el *layout* del parque: el diámetro de rotor y la potencia nominal de cada aerogenerador. Además, el hecho de que exista una separación mínima recomendada entre aerogeneradores —en función del diámetro de rotor—, hace que se pueda plantear un layout “óptimo” para cada modelo. Consecuentemente, se simulan cinco diseños de parque distintos, uno para cada modelo disponible.

Para garantizar un rendimiento energético óptimo y minimizar las pérdidas por efecto estela, se recomienda dejar una separación de 5 veces el diámetro de rotor (5 D) dentro de una misma alineación, y de 12 veces el diámetro (12 D) en alineaciones paralelas. Ambas referencias son sólidas y se encuentran respaldadas por diversos estudios [112]. La Tabla IV- 13 recoge la separación mínima para cada uno de los modelos disponibles.

Se debe tener en cuenta que, por lo general, una mayor separación implica un mayor coste de capital —se asocia a la necesidad de disponer de cables de interconexión más largos y una mayor superficie ocupada. No obstante, la vez que sucede esto, también se reducen las pérdidas por efecto estela.

La Tabla IV- 14 muestra el número máximo de turbinas a considerar en cada simulación, respetando el límite de potencia establecido de 150 MW.

Las columnas de esta tabla son:

- *Núm. Máx.*: Hace referencia al número exacto de turbinas que suman una potencia nominal de 150 MW.
- *Núm. WAsP*: Recoge el número de turbinas que se consideran en cada simulación, respetando el límite superior de 150 MW.
- *Potencia WAsP*: Muestra la potencia nominal final de cada modelo de simulación, teniendo en cuenta el número máximo de aerogeneradores que permiten sumar una potencia igual o inferior a 150 MW.

**Tabla IV- 13: Separación mínima 5 D (longitudinal, en alineación con el viento predominante) y 12 D (transversal, perpendicular al viento predominante). Elaboración propia.**

Modelo	Separación 5 D (m)	Separación 12 D (m)
V172-7.2 MW	860	2.064
GE Vernova GE 6.0-164 Cypress	820	1.968
Nordex N163/6.X	815	1.956
GE Haliade-X 15.5 MW	1.250	3.000
GE Haliade-X 14 MW	1.100	2.640

**Tabla IV- 14: Número de aerogeneradores que deben aparecer en cada simulación para no superar la potencia límite establecida de 150 MW. Elaboración propia.**

Modelo	Núm. Máx.	Núm. WAsP	Potencia WAsP
V172-7.2 MW	20,8	20	144,00
GE Vernova GE 6.0-164 Cypress	25,0	25	150,00
Nordex N163/6.X	21,4	21	147,00
GE Haliade-X 15.5 MW	9,7	9	139,50
GE Haliade-X 14 MW	10,7	10	140,00

### **Parte 6. Construcción del modelo de simulación en WAsP**

Dentro de WAsP, se debe crear un nuevo proyecto —lo que el programa denomina *workspace*. Este proceso consiste en introducir, de forma ordenada, todos los archivos que definen el parque —tanto a nivel físico como técnico.

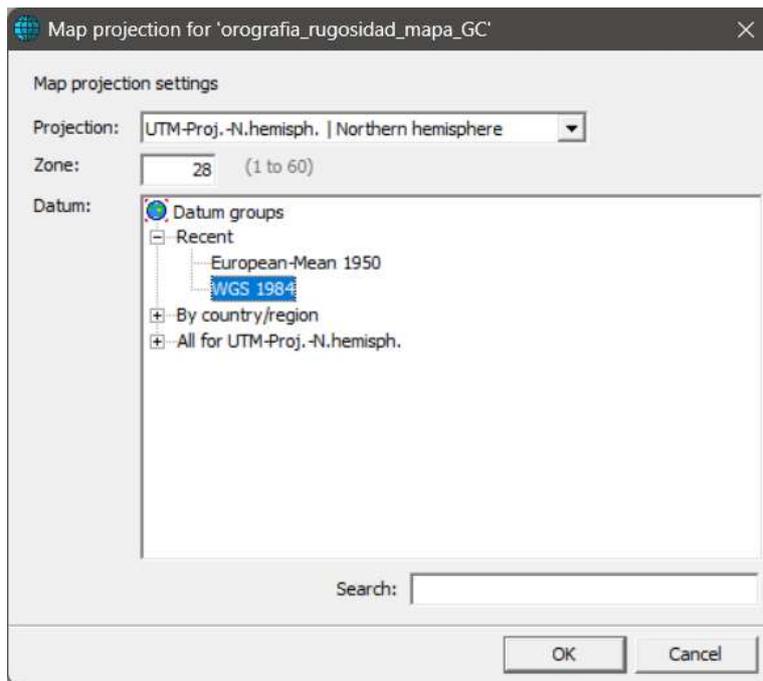
En primer lugar, se introduce el archivo de topografía —elaborado previamente con WAsP Map Editor. Para insertar este archivo, basta con hacer clic derecho sobre el proyecto creado en el panel lateral izquierdo, seleccionando Insert from file > Vector map. Tras hacer esto, se debe localizar el archivo correspondiente en el directorio de trabajo.

Tras seleccionar el archivo .map, WAsP solicita definir el sistema de proyección. En este caso, se selecciona la proyección UTM-Proj.-N.hemisph.[Northern hemisphere, además

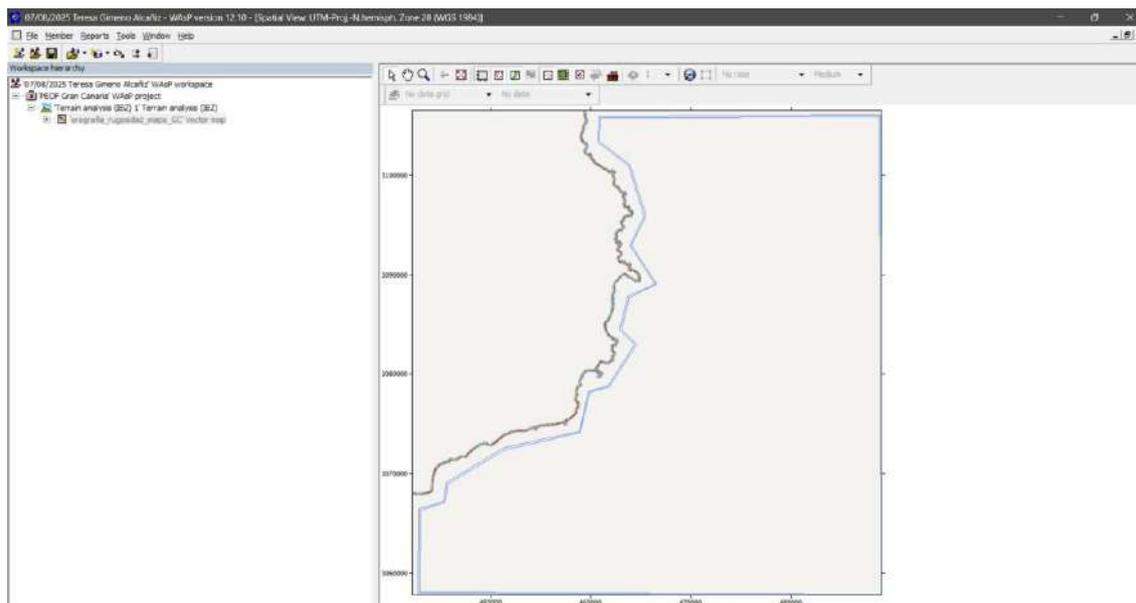
de la zona 28, correspondiente a la ubicación del emplazamiento en Gran Canaria. El datum seleccionado es WGS 1984, ya que es el sistema de referencia que se emplea en los archivos originales exportados desde QGIS (Figura I- 89). Además, este es compatible con la mayoría de las plataformas cartográficas actuales.

Una vez hecha la selección, aparece la ventana de la Figura I- 90.

**Figura I- 89: Definición del sistema de proyección asociado al archivo de topografía del emplazamiento. WAsP.**



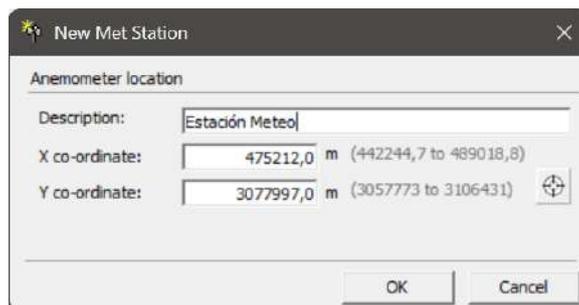
**Figura I- 90: Resultado de la incorporación del archivo de topografía dentro de WAsP. WAsP.**



A continuación, se incorporan de los datos de viento. Para ello, se hace clic derecho sobre el proyecto y se selecciona la opción Insert new > Generalized Wind Climate. Al hacerlo, el programa solicita introducir las coordenadas de la estación meteorológica sintética (Figura I- 91), coincidentes con la ubicación del punto de medida proporcionado por VORTEX:

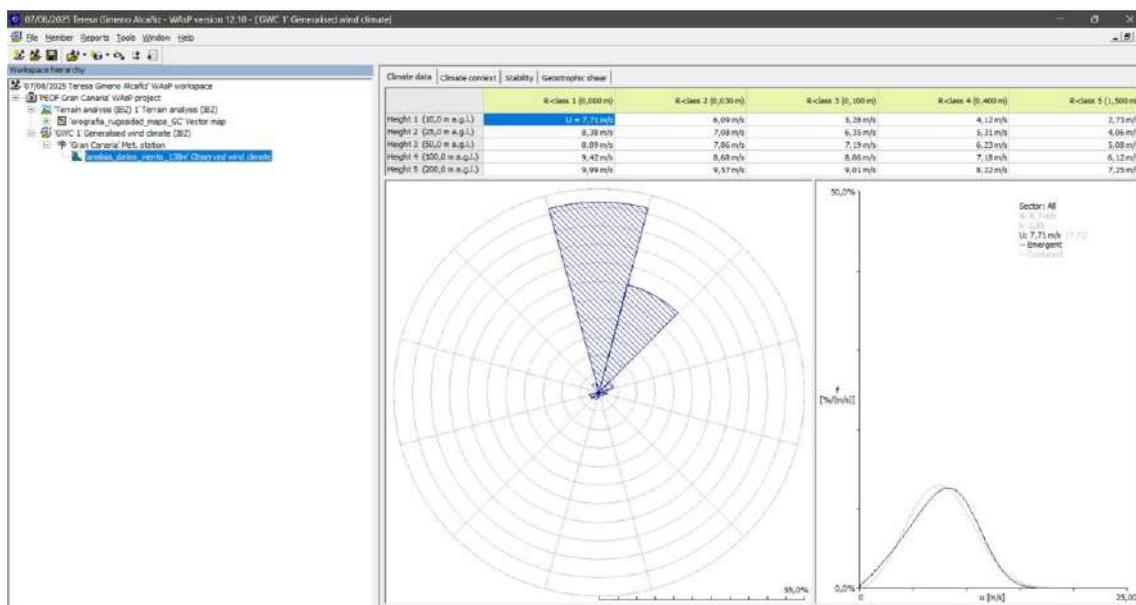
- Coordenadas UTM-ETRS89 (28N): X = 475212,00 m; Y = 3077997,00 m

Figura I- 91: Definición de las coordenadas UTM asociadas a la estación meteorológica sintética. WAsP.



Una vez introducidas las coordenadas, WAsP vincula el archivo .tab correspondiente (análisis\_datos\_viento\_138m.tab), generado en Windographer. Tras esta operación, en el árbol de jerarquía del proyecto aparecen unos iconos en forma de triángulo amarillo, con un signo de exclamación. Estos símbolos indican que el programa tiene cálculos pendientes. Para resolverlos, es necesario hacer clic derecho sobre el primer triángulo de la jerarquía y seleccionar la opción de cálculo correspondiente. Después, el recurso eólico queda incorporado y disponible para su propagación dentro del modelo (Figura I- 92).

Figura I- 92: Vinculación de los datos de viento al proyecto dentro de WAsP. WAsP.



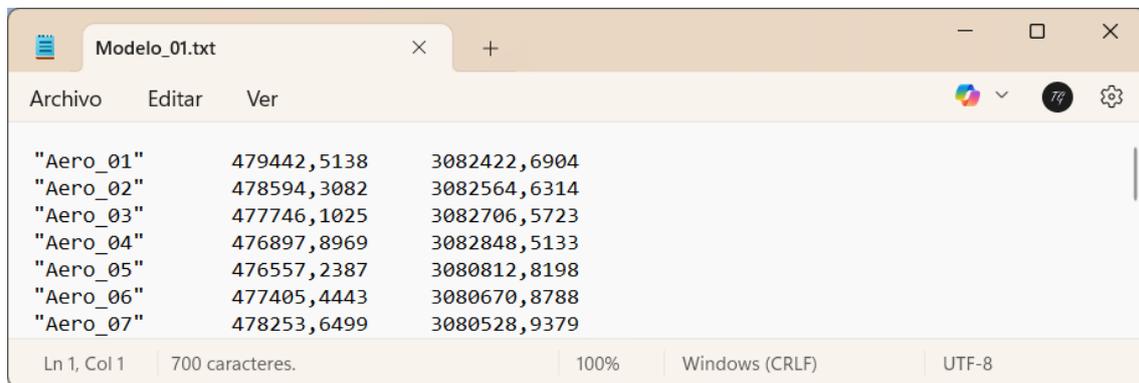
A continuación, se procede a la incorporación del parque eólico dentro del modelo. Para ello, se hace clic derecho sobre el proyecto y se selecciona la opción Insert new > Wind Farm.

El nuevo objeto —con el nombre de Turbine duster— aparece en el panel izquierdo con un icono de señal de stop (Figura I- 94). Este indica que no es posible ejecutar cálculos debido a la falta de información esencial.

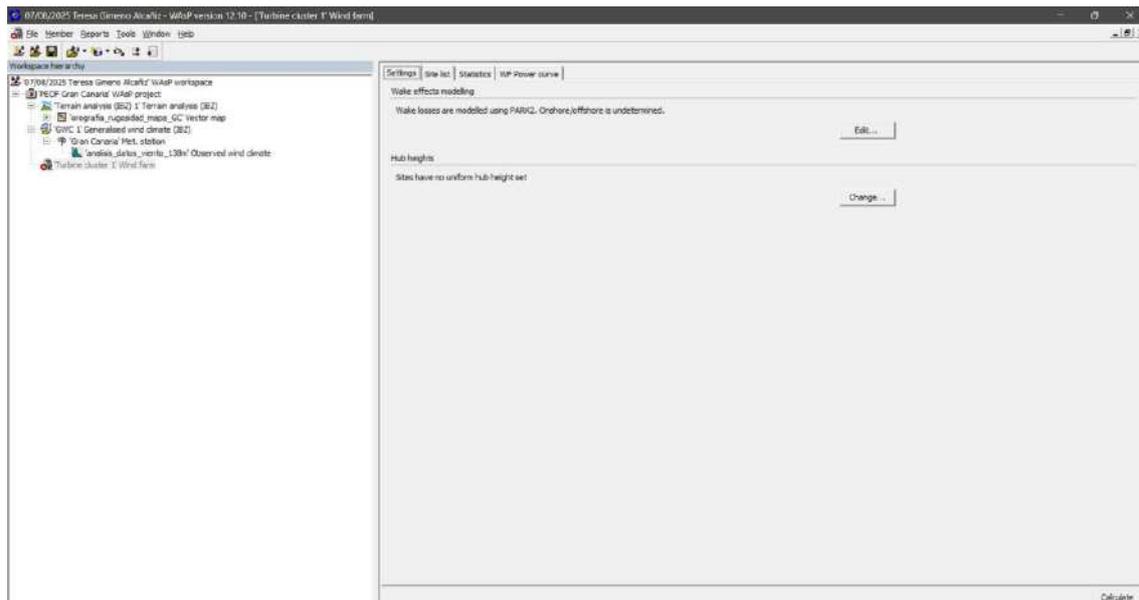
Así, el siguiente paso consiste en importar los dos archivos siguientes:

- El archivo de texto con la localización de los aerogeneradores en el formato que muestra la Figura I- 93.
- El archivo del modelo de turbina de interés, con su curva de potencia asociada.

**Figura I- 93:** Archivo de texto con la localización de los aerogeneradores del modelo de simulación a realizar con V172-7.2 MW (Modelo\_01.txt). Elaboración propia.



**Figura I- 94:** Creación de un Wind duster dentro de un proyecto en WAsP. WAsP.



La localización de los aerogeneradores se introduce haciendo clic derecho sobre Turbine duster y seleccionando Insert from file > Site locations. A continuación, se debe seleccionar el archivo de texto con las coordenadas UTM de los aerogeneradores.

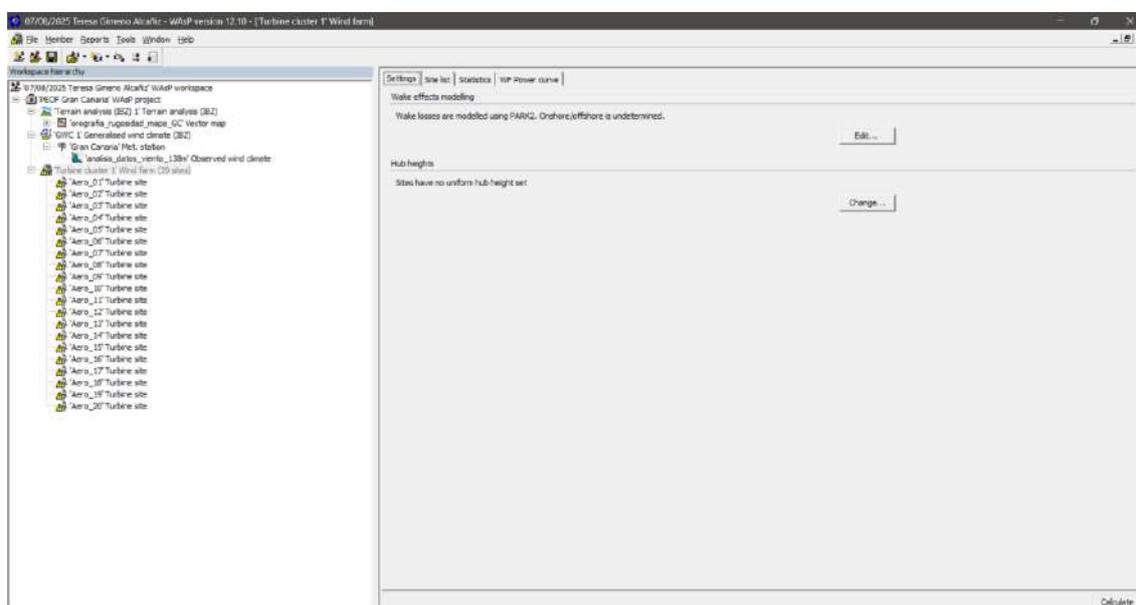
Del mismo modo, se debe introducir la altura de buje escogida: 138 metros (Figura I- 95).

**Figura I- 95: Fijación de la altura de buje de los aerogeneradores a 138 metros de altura. WASP.**



Tras ejecutar estas acciones, el programa muestra una ventana como la de la Figura I- 96.

**Figura I- 96: Ventana de WASP tras incorporar el archivo de texto correspondiente a la localización de los diferentes aerogeneradores. WASP.**



La curva de potencia también se incorpora haciendo clic derecho sobre Turbine duster. Después, desde Insert from file > Wind turbine generator se selecciona el archivo .wtg del modelo de aerogenerador que se desea simular (Figura I- 97). Tras la incorporación del modelo, el programa muestra una ventana como la de la Figura I- 98. Tras la ejecución de los cálculos internos, la ventana que se muestra pasa a ser la de la Figura I- 99.

Figura I- 97: Archivo .wtg con la curva de potencia asociada al modelo de aerogenerador V172-7.2 MW. WAsP.

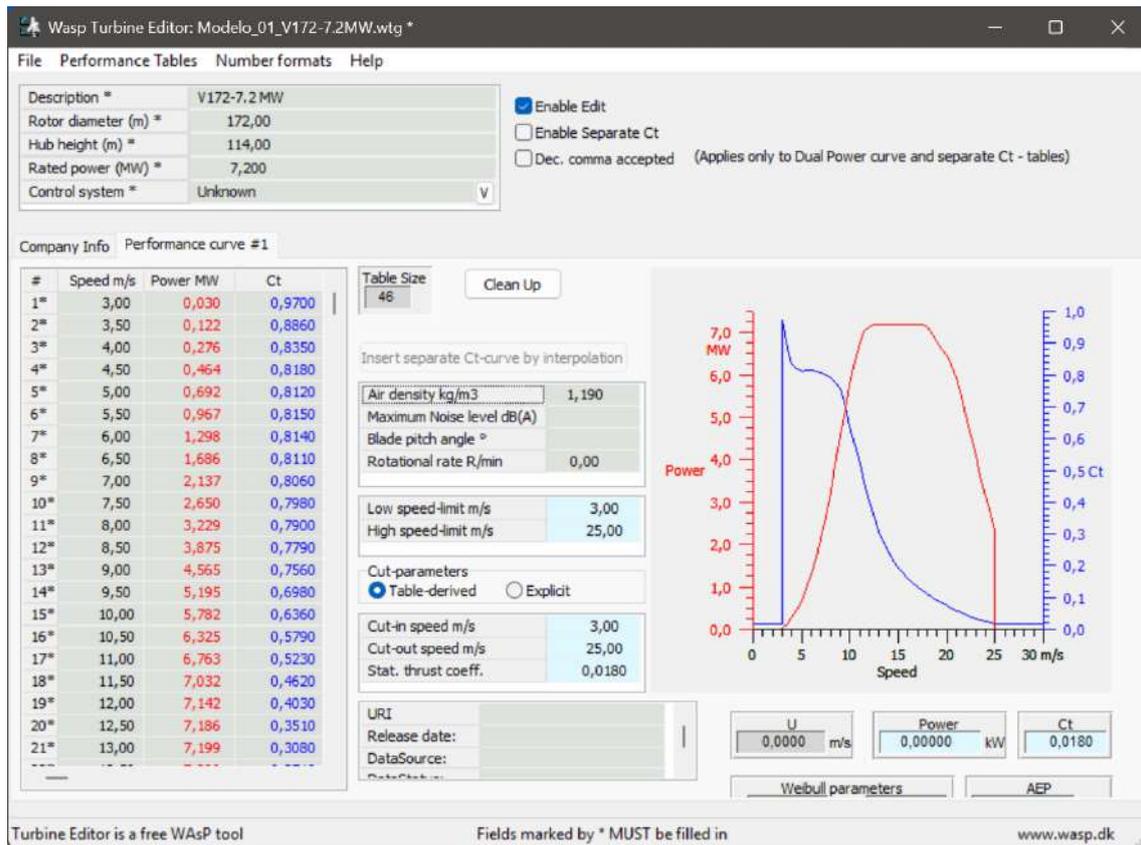
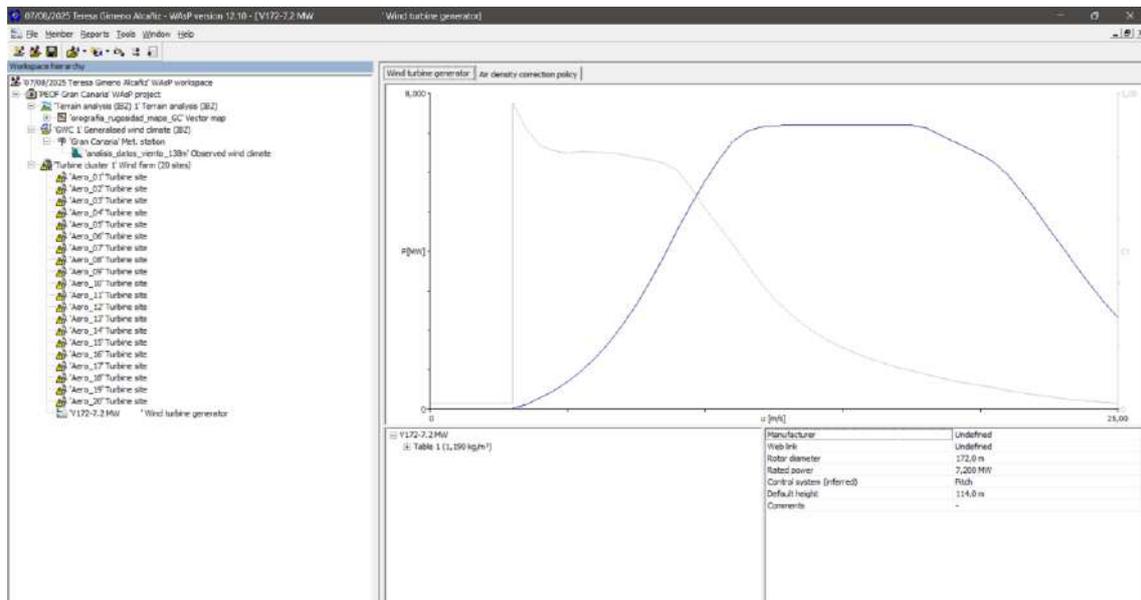
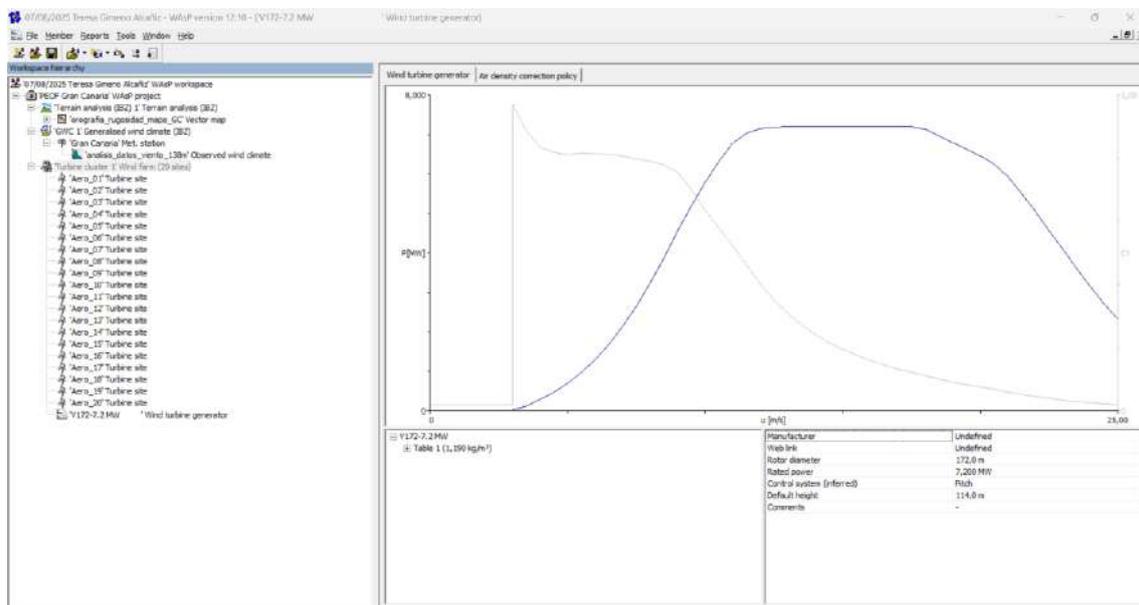


Figura I- 98: Ventana de WAsP tras incorporar el archivo .wtg del modelo V172-7.2 MW. WAsP.



**Figura I- 99: Ventana de WAsP tras incorporar el archivo .wtg del modelo V172-7.2 MW y realizar los cálculos internos. WAsP.**



Tras realizar los cálculos preliminares necesarios, se debe realizar la calibración del modelo. Sin ella, no se puede garantizar que WAsP interprete correctamente el recurso eólico en las coordenadas de la torre de medición virtual —punto de referencia para obtener datos eólicos en todos los lugares de interés.

La lógica detrás de esta operación se basa en el hecho de que la velocidad del viento en el lugar donde se encuentra la torre meteorológica —a la altura de buje— se conoce con precisión. O, por lo menos, con un alto grado de precisión —si se confía en las extrapolaciones verticales de Windographer. Por tanto, el programa debe ser capaz de replicar esa velocidad, tras ejecutar los cálculos internos de propagación.

La forma de verificar que WAsP está bien calibrado es introduciendo un punto de referencia en las mismas coordenadas de la torre de medición.

Así, se debe hacer clic derecho sobre el nodo correspondiente a la torre meteorológica y seleccionar la opción Insert a (sibling) reference site at the same location (Figura I- 100). Esta acción crea un nuevo nodo a la izquierda, con el icono amarillo que indica que el cálculo está pendiente. Tras ejecutar este cálculo, es posible verificar si la velocidad que devuelve WAsP en ese punto coincide con la introducida originalmente en el archivo .tab. Esto se puede observar haciendo doble clic en el nodo del punto de referencia. Esto lleva a una nueva ventana, con los resultados del modelo para esa ubicación específica (Figura I- 101).

Para este caso que se está analizando, esta comprobación permite observar que el programa asigna una velocidad de 9,68 m/s a 138 metros de altura, algo superior a la acordada. Puesto que la velocidad media inicial es 9,54 m/s —de acuerdo con los datos extrapolados de Windographer—, es necesario neutralizar la diferencia. Esto se hace incorporando factores de calibración dentro del nodo de la estación meteorológica, a través del apartado de User corrections.

La forma de calcular el factor de corrección es la siguiente ( 18):

$$FC = \frac{v_{WAsP} - v_{Windographer}}{v_{WAsP}} \cdot 100 \quad (18)$$

Donde:

- $v_{WAsP}$  hace referencia a la velocidad media que calcula WAsP,
- $v_{Windographer}$  se refiere a la velocidad media calculada por Windographer.

En este caso, la operación que se debe hacer es ( 19):

$$FC = \frac{9,68 - 9,54}{9,68} \cdot 100 = 1,4463 \% (\sim 1,45 \%) \quad (19)$$

Al final, se obtiene un FC = 1,45 %. Este valor debe insertarse en toda la columna de correcciones de velocidad.

Después, deben ejecutarse de nuevo todos los cálculos preliminares. Si la calibración es correcta, los resultados del modelo para la ubicación específica deben mostrar la velocidad deseada (Figura I- 102). En este caso, los resultados de la calibración deben mostrar una velocidad de 9,54 m/s.

**Figura I- 100: Selección de Insert a (sibling) reference site at the same location. WAsP.**

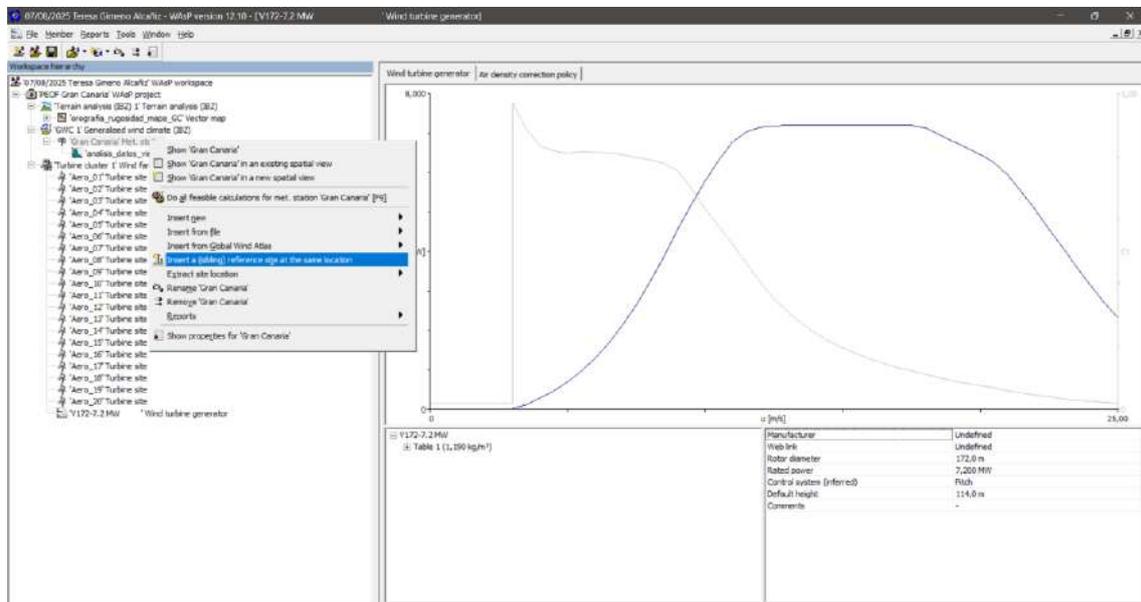


Figura I- 101: Resultados para el punto de referencia introducido en la localización de la torre de medición. WASP.

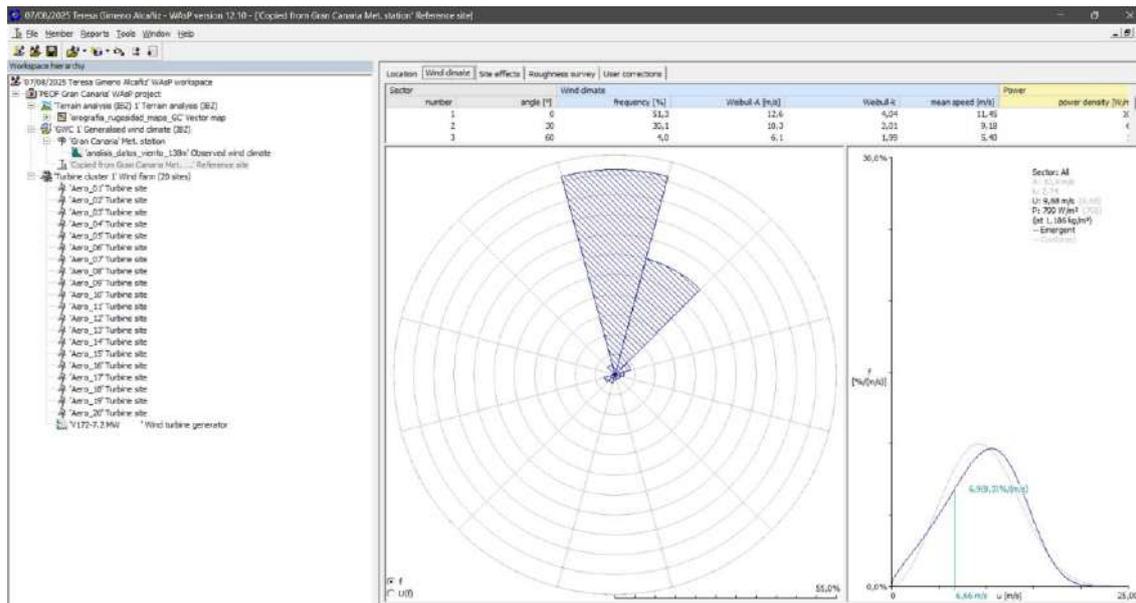
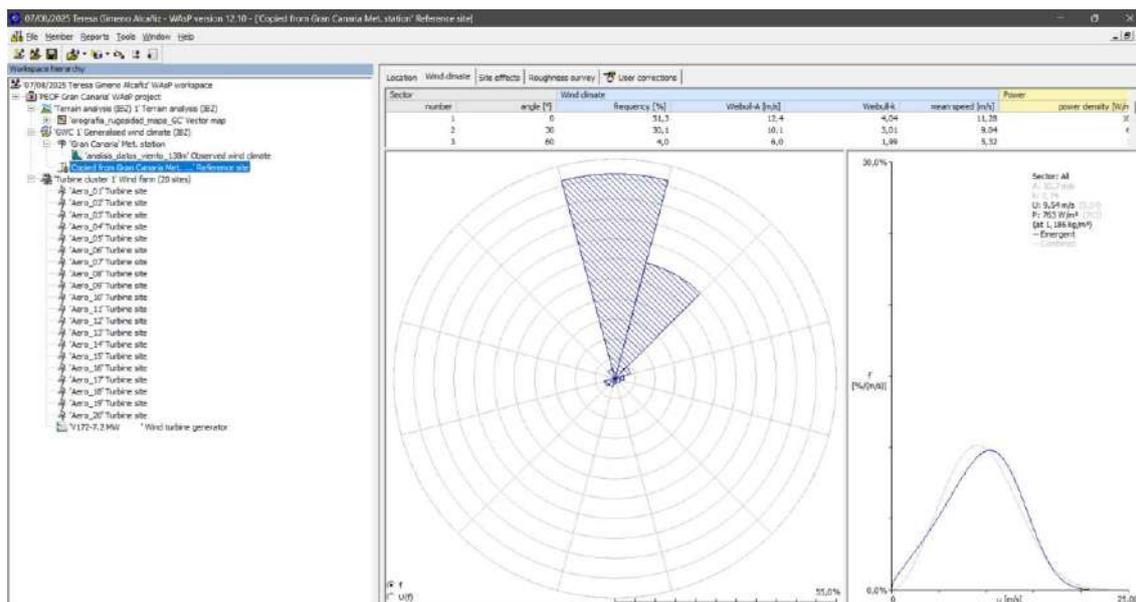


Figura I- 102: Comprobación de la calibración tras aplicar un factor de corrección de 1,45 %. WASP.



Como la lógica indica, este proceso de construcción de modelos de simulación debe hacerse para cada modelo de aerogenerador disponible.

Dentro de la jerarquía de nodos que el programa muestra a la izquierda, tan solo es necesario modificar el nodo referido al parque eólico (nodo Turbine duster) para cada una de las cinco simulaciones planteadas. Dentro de él se insertan tanto las coordenadas de los aerogeneradores como el modelo.

## **Parte 7. Obtención y comparación de los resultados de las simulaciones**

### **Cálculo aproximado de la energía vertida a la red eléctrica**

Como resulta evidente, no toda la energía producida por cada aerogenerador llega al punto de conexión final con la red eléctrica.

Existen diferentes tipos de pérdidas, entre las que destacan las siguientes:

- (1) *Pérdidas eléctricas (3-5%)*: Tienen lugar entre la base del aerogenerador y el punto donde se inyecta la energía a la red. La infraestructura eléctrica necesaria para evacuar la energía —incluyendo líneas de MT, líneas de AT, subestaciones, transformadores, etc.— es su principal responsable. Según expertos del sector, un valor entre el 3 y 5 % puede considerarse aceptable. Así, superar ese umbral es un indicador de que existe un margen de mejora en el diseño del sistema eléctrico. En este caso, la inexperiencia de España en el sector invita a establecer el valor máximo (5 %).
- (2) *Pérdidas por indisponibilidad de los aerogeneradores*: Son las pérdidas asociadas a las labores de operación y mantenimiento (O&M). La indisponibilidad depende del nivel de disponibilidad que se acuerde contractualmente con la empresa encargada de estas labores. A mayor disponibilidad garantizada, mayores serán los costes operativos. En España, expertos del sector eólico terrestre indican que los valores típicos de pueden oscilar entre el 0,97 y 0,98 %. Sin embargo, la inexperiencia en el sector eólico marino obliga a fijar un valor del 5 % para este proyecto.
- (3) *Pérdidas por incumplimiento de la curva de potencia (hasta el 5%)*: A pesar de que todos los fabricantes prometen un rendimiento medio cercano al 95 % —en relación con la curva teórica—, esta no siempre se cumple en la operación real del aerogenerador. Por esta razón, es habitual aceptar una penalización de hasta un 5 % adicional sobre la energía producida neta. Así, se decide establecer estas pérdidas en el 5 %.
- (4) *Pérdidas ambientales y otros factores específicos*: Este tipo de pérdidas puede incluir aspectos como: la consideración de condiciones meteorológicas adversas puntuales, la variabilidad inevitable del viento, la suciedad en las palas por acumulación de salinidad, los errores de estimación por la sectorización del viento (Wind Sector Management), el efecto de bloqueo aerodinámico, los tiempos de reconexión tras una parada, la degradación de los aerogeneradores, etc. Con el fin de reflejar de forma realista estas pérdidas, se asigna un valor del 3 % a esta categoría.

En general, las pérdidas totales de un parque eólico *offshore* pueden estar alrededor del 20 %, dependiendo del diseño técnico y de los acuerdos operativos. Además, cada empresa tiene sus propios criterios para calcularlas. En este caso, el conjunto de pérdidas ronda el aproximadamente 18 %.

Para determinar la energía que se inyecta a la red, es común utilizar un factor multiplicativo —englobando las principales pérdidas reconocidas. De esta manera, si se estima un 5 % de pérdidas eléctricas, un 5 % por operaciones y mantenimiento, un

rendimiento del 95 % en relación con la curva de potencia, y un 3 % en otro tipo de pérdidas, el cálculo total se realiza de la siguiente manera ( 20 ) ( 21 ):

$$Factor = 0,95 \cdot 0,95 \cdot 0,95 \cdot 0,97 = 0,8317 (\approx 83 \%) \quad (20)$$

$$Energía\ vertida = Energía\ neta\ producida \cdot 0,8317 \quad (21)$$

### ***Cálculo de las horas equivalentes***

El cálculo de las horas equivalentes de funcionamiento es un indicador fundamental a la hora de evaluar la eficiencia energética de cualquier parque eólico. Este parámetro refleja el número de horas anuales que debe estar funcionando el conjunto de aerogeneradores —a plena carga— para generar la misma cantidad de energía que se obtiene con el viento real —afectado por una variabilidad inevitable a lo largo del tiempo.

Matemáticamente, se calcula dividiendo la energía neta que se vierte a red entre la potencia nominal del parque ( 22 ):

$$Horas\ equivalentes\ [h] = \frac{Energía\ anual\ vertida\ a\ red\ (MWh)}{Potencia\ nominal\ del\ parque\ (MW)} \quad (22)$$

Este valor permite normalizar la producción de energía. También facilita la comparación entre diferentes ubicaciones, tecnologías o configuraciones de parques. En el contexto de este estudio, las horas equivalentes ayudan a identificar el grado de aprovechamiento del recurso eólico disponible, además de constituir un paso previo en el cálculo del factor de capacidad.

### ***Cálculo del factor de capacidad***

El factor de capacidad —o *capacity factor* en inglés— es una métrica clave en la evaluación de proyectos energéticos. En este caso, permite entender el rendimiento real de los aerogeneradores, comparando la producción real de energía con la capacidad máxima teórica. Se calcula de la manera que sigue ( 23 ):

$$Factor\ de\ capacidad = \frac{Horas\ equivalentes\ (h)}{8760\ h} \quad (23)$$

Este indicador es útil para comparar el rendimiento de diferentes configuraciones de parques eólicos o modelos de aerogeneradores de manera objetiva, ya que considera tanto la calidad del recurso eólico como las pérdidas del sistema.

En proyectos *offshore*, donde las inversiones son considerablemente altas, un factor de capacidad elevado se relaciona con un mejor retorno energético y económico. Por tanto, su cálculo hace que sea crucial en el proceso de toma de decisiones.

### ***Establecimiento del criterio de selección***

Dado que el objetivo principal del estudio es maximizar la eficiencia energética, se opta por emplear el factor de capacidad como principal criterio de comparación entre las cinco simulaciones base.

Estas derivan en la obtención de los resultados que recogen las tablas siguientes (Tabla IV- 15, Tabla IV- 16).

**Tabla IV- 15: Energía neta producida y energía vertida a red cada año. Elaboración propia.**

<b>Modelo</b>	<b>E. Neta (MWh)</b>	<b>A red (MWh/año)</b>
V172-7.2 MW	777.382,66	646.513,20
GE Vernova GE 6.0-164 Cypress	847.951,69	705.202,20
Nordex N163/6.X	756.422,94	629.081,97
GE Haliade-X 15.5 MW	763.256,05	634.764,75
GE Haliade-X 14 MW	880.884,12	732.590,58

**Tabla IV- 16: Horas equivalentes de funcionamiento al año y factor de capacidad. Elaboración propia.**

<b>Modelo</b>	<b>Eq. Anuales (h)</b>	<b>FC (%)</b>
V172-7.2 MW	4.489,68	51,25
GE Vernova GE 6.0-164 Cypress	4.701,35	53,67
Nordex N163/6.X	4.279,47	48,85
GE Haliade-X 15.5 MW	4.550,28	51,94
GE Haliade-X 14 MW	5.232,79	59,74

Los resultados permiten observar cómo el modelo GE Haliade-X 14 MW presenta el mayor factor de capacidad, alcanzando un valor de 59,74 %. Esta cifra puede interpretarse como un indicador claro de la gran capacidad que tiene esta turbina de aprovechar satisfactoriamente el recurso eólico del emplazamiento.

### **Parte 8. Selección del mejor modelo y optimización de la configuración del parque**

Una vez seleccionado el modelo de aerogenerador más adecuado, resulta conveniente pensar en las diversas maneras en que puede optimizarse la configuración del parque.

En este caso, se decide analizar cómo puede influir la separación entre los aerogeneradores que se encuentran dentro de una misma fila en la producción neta de energía. Inicialmente, se establece una separación de 5 veces el diámetro del rotor (5 D). Considerando el caso particular del modelo GE Haliade-X 14 MW, esta distancia equivale a 1.100 metros, dado que el rotor de dicho modelo tiene un diámetro de 220 metros. Esta decisión está basada en criterios técnicos comunes, obteniendo valores razonables de pérdidas por efecto de estela y asegurando un uso razonable del espacio disponible.

Para evaluar si es posible mejorar el rendimiento energético del parque, se decide realizar cuatro simulaciones adicionales, aumentando progresivamente la distancia entre

aerogeneradores. Concretamente, se prueban separaciones de 5,25 D, 5,50 D, 5,75 D y 6,00 D. Las nuevas separaciones implican reajustar las coordenadas UTM de las 10 turbinas que conforman el parque, debiendo crear los archivos de texto correspondientes para la correcta interpretación de WASP en cada una de las simulaciones.

Los resultados muestran una ligera mejora en la energía neta producida y, por ende, en la energía vertida a la red (Tabla IV- 17). No obstante, este aumento no parece justificar el espacio adicional que ocupa cada nueva configuración. Siguiendo un criterio de eficiencia energética y espacial, se concluye que aumentar la separación entre las turbinas no optimiza la producción energética del parque por kilómetro cuadrado ocupado. Este se refleja en la Tabla IV- 18.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, se decide mantener la separación original de 5 D entre aerogeneradores. Del mismo modo, se conserva la distancia de 12 D entre filas.

**Tabla IV- 17: Resultados energéticos tras aumentar progresivamente la distancia entre aerogeneradores. Elaboración propia.**

Distancia	E. Neta (MWh)	A red (MWh/año)	Eq. Anuales (h)	FC (%)
5 D	880.884,12	732.590,58	5.232,79	59,74
5,25 D	880.751,41	732.480,21	5.232,00	59,73
5,50 D	881.254,27	732.898,42	5.234,99	59,76
5,75 D	882.139,79	733.634,87	5.240,25	59,82
6 D	882.992,28	734.343,84	5.245,31	59,88

**Glosario:** E. Neta = energía neta anual producida; A red = energía neta vertida a red; Eq. Anuales = horas anuales equivalentes de funcionamiento; FC = factor de capacidad

**Tabla IV- 18: Relación entre la energía neta anual vertida a red y el espacio ocupado por las diferentes configuraciones de parque, según las diferentes distancias entre aerogeneradores dentro de una misma fila. Elaboración propia.**

Distancia	Área (km <sup>2</sup> )	Prod. Neta (MWh/km <sup>2</sup> )	Prod. Neta (GWh/km <sup>2</sup> )
5 D	13,07	56.059,89	56,06
5,25 D	13,72	53.382,32	53,38
5,50 D	14,37	50.984,95	50,98
5,75 D	15,03	48.817,21	48,82
6 D	15,68	46.828,37	46,83

**Glosario:** Prod. Neta = producción neta anual de energía que se vierte a red por kilómetro cuadrado ocupado.

Del mismo modo, se decide plantear dos configuraciones diferentes adicionales — conservando la distancia de 5 D entre aerogeneradores dentro de una misma fila.

De acuerdo con las líneas isoventas que proporciona WASP, el recurso eólico del emplazamiento es levemente mejor en el sur de este. Por ese motivo, las nuevas configuraciones guardan un gran parecido con la simulación base, siendo un ligero desplazamiento generalizado de todo el parque hacia el sur lo único que las diferencia.

Por supuesto, esto lleva a dos nuevas simulaciones energéticas con WASP —con dos nuevos archivos de coordenadas UTM. Los resultados se recogen en las tablas que siguen (Tabla IV- 19, Tabla IV- 20).

**Tabla IV- 19: Resultados de dos simulaciones adicionales con WASP, probando dos nuevas configuraciones espaciales de los aerogeneradores, con un ligero desplazamiento de estos hacia la zona sur. Elaboración propia.**

Simulación	E. Neta (MWh)	A red (MWh/año)	Eq. Anuales (h)	FC (%)
Inicial	880.884,12	732.590,58	5.232,79	59,74
1-sur	881.767,74	733.325,45	5.238,04	59,79
2-sur	881.277,27	732.917,55	5.235,13	59,76

**Tabla IV- 20: Relación entre la energía neta anual vertida a red y el espacio ocupado por las diferentes configuraciones de parque, probando dos nuevas configuraciones espaciales de los aerogeneradores, con un ligero desplazamiento de estos hacia la zona sur.**

Distancia	Área (km <sup>2</sup> )	Prod. Neta (MWh/km <sup>2</sup> )	Prod. Neta (GWh/km <sup>2</sup> )
Inicial	13,07	56.059,89	56,06
1-sur	13,07	56.116,12	56,12
2-sur	14,52	50.476,42	50,48

Las diferencias no se aprecian de forma significativa —en comparación con la simulación de partida. Sin embargo, un ligero desplazamiento del parque hacia al sur permite mejorar la producción neta de energía por kilómetro cuadrado ocupado. Así, se decide apostar por esta nueva configuración —correspondiente a la simulación 1-sur de la Tabla IV- 19. El parque es capaz de evacuar un total de 733.325,45 MWh de energía anuales, con un factor de capacidad competitivo del 59,79 %.

Las coordenadas UTM de las turbinas se recogen en la Tabla IV- 21. Adicionalmente, estas pueden verse representadas en la Figura I- 103. La forma de identificar la colocación de las turbinas se hace de izquierda a derecha, y de arriba abajo.

**Tabla IV- 21: Coordenadas UTM de las posiciones exactas de todos los aerogeneradores que conforman el parque, con el modelo GE Haliade-X 14 MW, y 5 D de separación entre las turbinas de cada fila. Elaboración propia.**

Fila	Posición	Id	Coordenada X (m)	Coordenada Y (m)
F1	IZQ	AER-01	475513,89	3077989,40
F1	DER	AER-02	476598,80	3077807,85
F2	IZQ	AER-03	475078,16	3075385,61
F2	DER	AER-04	476163,08	3075204,05
F3	IZQ	AER-05	472472,61	3073144,92
F3	MED	AER-06	473557,52	3072963,36

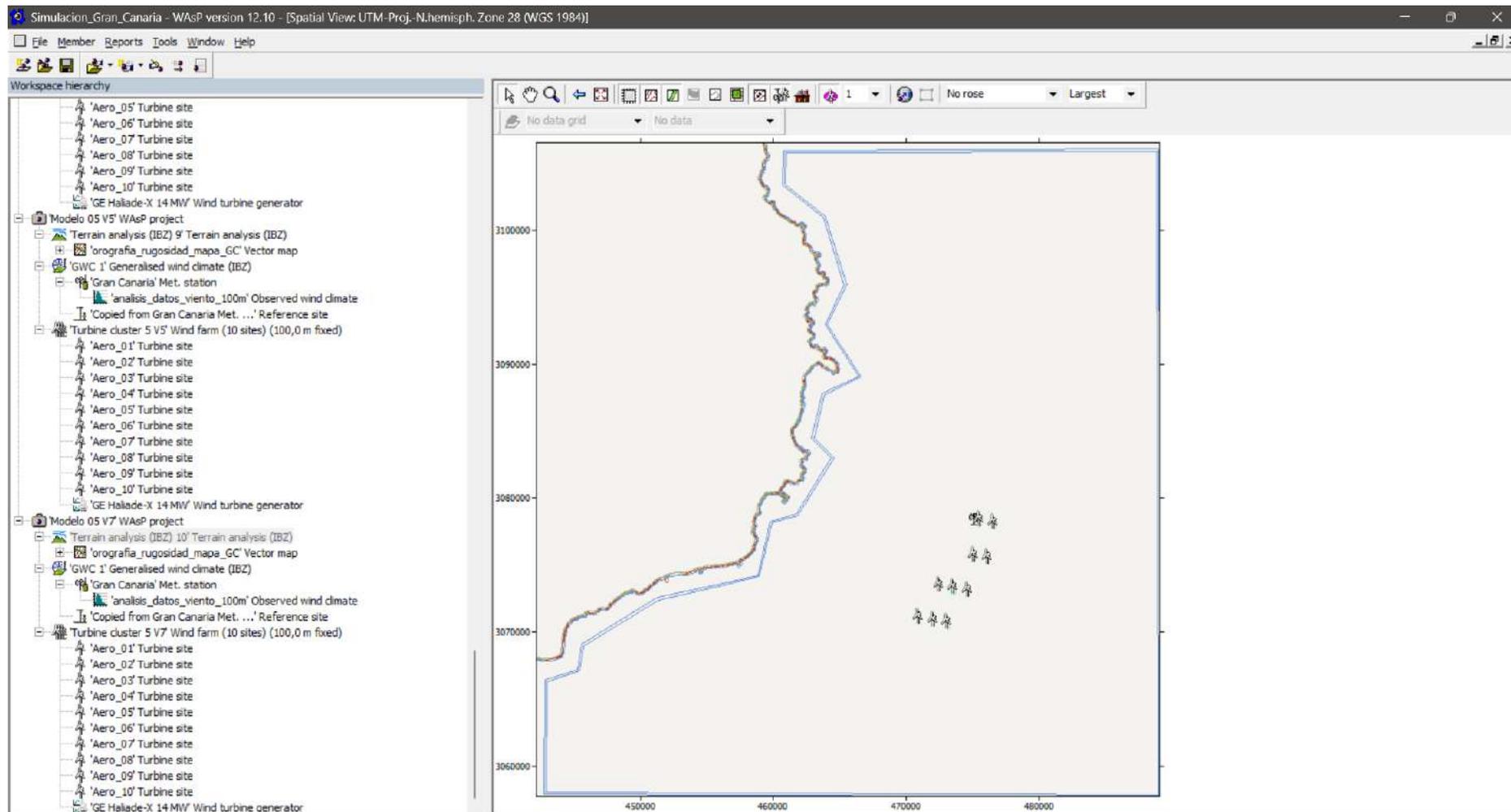
---

F3	DER	AER-07	474642,44	3072781,81
F4	IZQ	AER-08	470951,97	3070722,68
F4	MED	AER-09	472036,88	3070541,12
F4	DER	AER-10	473121,80	3070359,57

---

**Glosario:** F1 = fila 1; F2 = fila 2; F3 = fila 3; F4 = fila 4; IZQ = izquierda; DER = derecha; MED = posición intermedia; Id = identificación del aerogenerador.

Figura I- 103: Colocación final de las turbinas en WAsP, correspondiente a la simulación 1-sur de la Tabla IV- 19. WAsP.





## ANEXO IV-E: CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Este anexo presenta de manera detallada todos los cálculos eléctricos del proyecto. El objetivo es dimensionar correctamente el entramado de cables del parque, desde los aerogeneradores hasta la línea de evacuación en AT que termina en la SET Barranco de Tirajana III.

### 1. Información general del parque

El parque eólico de este estudio está compuesto por 10 aerogeneradores GE Haliade-X 14 MW. Puesto que cada unidad tiene una potencia nominal de 14 MW, la capacidad nominal del parque es de 140 MW. La tensión de salida de los transformadores integrados en los aerogeneradores es de 66 kV. Esta se eleva a 220 kV en una subestación costera, permitiendo su integración en la red de transporte que gestiona REE.

En este caso, se opta por una topología de red radial —o en cadena. En esta configuración, los aerogeneradores se agrupan en varias líneas de generación independientes, dirigiéndose directamente a la subestación de la costa. Esta disposición ayuda a reducir costes de infraestructura y simplifica enormemente el diseño. Sin embargo, requiere una planificación cuidadosa para mantener el equilibrio de cargas entre las diferentes líneas.

### 2. Creación de líneas de generación

La creación de líneas de generación es un aspecto fundamental en el diseño eléctrico de del parque. Estas líneas son, en esencia, conjuntos de aerogeneradores que están interconectados entre sí, a través de celdas de interconexión.

La forma en que se agrupan los aerogeneradores influye directamente en varios aspectos: el número de cables que se necesitan, la intensidad que cada tramo de la instalación puede soportar, el tamaño de los conductores, etc.

Con el fin de asegurar un diseño equilibrado, se debe:

- Repartir las cargas de la forma más equitativa posible.
- Limitar la intensidad máxima en cada línea de generación.
- Minimizar el número de líneas.
- Asegurar que las celdas de interconexión elegidas son viables en el mercado, prestando especial atención al valor de corriente nominal que se muestra en las fichas técnicas que se encuentran.

#### 2.1. Criterio de corriente máxima por línea: consideración del transformador

Aunque la energía se produce en el generador síncrono de imanes permanentes, a una tensión de 3.323 V, la potencia que realmente se inyecta al entramado de cables del parque

no se considera desde este nivel. Se considera desde el lado de MT-AT. Es decir, tras su paso por el centro de transformación, integrado en el propio aerogenerador.

En este caso, los GE Haliade-X de 14 MW elevan la tensión a 66 kV, gracias a un transformador elevador. Este tiene una potencia nominal estimada de 16 MVA, un valor razonable si se considera la potencia activa del aerogenerador (14 MW) y un factor de potencia típico de  $\cos \varphi = 0,90$  ( 24):

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{14 \text{ MW}}{0,90} = 15,56 \text{ MVA} \quad (24)$$

Tras esta primera aproximación, se selecciona una potencia nominal de 16 MVA para el transformador de cada aerogenerador. Esta se usa como referencia en cálculos posteriores.

## 2.2. Cálculo de la corriente nominal por aerogenerador

Con esta información, se calcula la corriente trifásica que circula por cada aerogenerador, en la salida de su centro de transformación. Para ello, se usa la fórmula estándar de la potencia aparente en sistemas trifásicos ( 25):

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{16 \cdot 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 66 \cdot 10^3 \text{ V}} = 139,96 \text{ A} \quad (25)$$

› **Resultado:** La intensidad que aporta cada aerogenerador es de 139,96 A (~140 A).

Este valor se usa para calcular la intensidad acumulada que cada tramo de cable debe soportar, dependiendo del número de aerogeneradores decidan conectarse a la línea.

## 2.3. Cálculo de la corriente que circula por el cable de evacuación hacia la SET

En este proyecto, se considera que sale una única línea aérea (una terna de tres conductores) de la subestación costera —una opción común, además de eficiente. Esta línea tiene una tensión nominal de 220 kV y debe estar diseñada para soportar el transporte de toda la potencia que se genera en el parque (140 MW).

Teniendo esto en cuenta, la intensidad trifásica que transporta la línea en el lado de 220 kV es ( 26):

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{10 \cdot 16 \cdot 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3 \text{ V}} = 419,89 \text{ A} \quad (26)$$

› **Resultado:** La intensidad que circula por cada uno de los conductores de la línea de evacuación de 220 kV es de 419,89 A (~420 A).

## 2.4. Análisis de configuraciones posibles

Se presentan diferentes agrupaciones de aerogeneradores. En cada una, se evalúan: el número de aerogeneradores que conforman cada línea, el número de líneas requeridas y la corriente máxima que circula —en el tramo último, justo antes de llegar a la subestación costera (Tabla IV- 22).

**Tabla IV- 22: Posibles agrupaciones de aerogeneradores por líneas de generación. Elaboración propia.**

Agrupación	Aerogeneradores por línea	I máx. estimada por línea (A)	Núm. total líneas
A	5 – 5	700 – 700	2
B	3 – 3 – 4	420 – 420 – 560	3
C	2 – 3 – 2 – 3	280 – 420 – 280 – 420	4
D	2 – 2 – 2 – 2 – 2	280 – 280 – 280 – 280 – 280	5

## 2.5. Configuración adoptada de las líneas de generación

Para determinar la agrupación más adecuada, se debe comprobar que los valores de corriente máximos previstos no superan a los valores máximos admisibles de la instalación de destino —la subestación costera, en este caso. Dentro de esta, el interruptor automático de las celdas establece el límite de corriente.

El interruptor automático es un dispositivo que corta y protege el circuito eléctrico, interrumpiendo la corriente de manera automática en caso de sobrecarga o cortocircuito. Se diseña con el fin de manejar una intensidad nominal máxima de forma continua, y una intensidad de cortocircuito en situaciones transitorias. Se encuentra en la cabina o celda de entrada de cada línea de generación, justo antes de llegar a la subestación de la costa.

Por tanto, este interruptor debe ser capaz de cortar la corriente total que fluye por la línea, soportando la suma de las potencias de todos los aerogeneradores conectados a ella. La elección del interruptor depende, esencialmente, de cómo se configuran las líneas. Para instalaciones de 66 kV como las de este proyecto, una corriente nominal de 630 A es un valor bastante común y razonable, tanto desde el punto de vista técnico como económico. Observando los valores de corriente de la Tabla IV- 23, la Agrupación A queda directamente descartada: la intensidad de las dos líneas planteadas supera con creces el valor límite de 630 A. El resto de las agrupaciones pueden ser válidas. Sin embargo, las consideraciones anteriores derivan en la selección de la configuración de tres líneas: la Agrupación B. Su configuración queda reflejada en la Tabla IV- 23.

**Tabla IV- 23: Configuración la agrupación seleccionada (Agrupación B). Elaboración propia.**

Id. Línea	Núm. Aeros	Id. Aeros	IT (A)	P (MW)
LG01	3	AER02, AER04, AER07	419,89	42,00
LG02	3	AER08, AER09, AER10	419,89	42,00
LG03	4	AER01, AER03, AER05, AER06	559,85	56,00
Total	10	-	-	140,00

**Glosario:** Id. Línea = identificación de la línea de generación; Núm. Aeros = número de aerogeneradores; Id. Aeros = identificación de los aerogeneradores que conforman la línea de generación; IT = intensidad total; P = potencia que atraviesa la línea de generación.

- › **Resultado:** El parque queda constituido por una red de tres líneas: dos de 3 aerogeneradores (LG01 y LG02) y una de 4 aerogeneradores (LG03).

## 2.6. Esquema lógico de conexión por cada línea de generación

Tras definir la mejor agrupación, se procede a crear un esquema lógico de conexión interna para cada línea. Esto es esencial para calcular las intensidades en cada tramo, dimensionar correctamente los conductores y elegir el tipo de celda de interconexión adecuada para cada aerogenerador.

Con el fin de facilitar la interpretación del diseño, se incluye una tabla resumen (Tabla IV- 24) que detalla, para cada línea de generación (LG01, LG02, LG03):

- El identificador de los aerogeneradores que la componen.
- El orden de conexión eléctrica, desde el primer aerogenerador hasta la subestación terrestre —identificada como SE66/220.
- La longitud de cada tramo de cableado entre aerogeneradores, además de la total de la línea.

Esta información se presenta de manera lógica, asignando a cada aerogenerador un identificador único (AER01 a AER10) y estableciendo un trazado que tiene sentido según la posición geográfica de cada unidad y su proximidad al punto de conexión en tierra firme.

Del mismo modo, la Tabla IV- 25 muestra la forma de repartir las líneas por los diferentes tipos de zanjas —de acuerdo con el número de líneas que las atraviesan.

El diseño de cada línea busca reducir al máximo los kilómetros totales de cable. Asimismo, se prioriza la conexión entre aerogeneradores que están próximos unos de otros. También se evitan cruces innecesarios entre las líneas.

Dado que se cuenta con una subestación *offshore* en este proyecto, también se busca que el tramo final siga un recorrido optimizado y único —compartiendo las tres líneas de generación una única zanja submarina de casi 13 kilómetros de longitud.

**Tabla IV- 24: Organización y composición de las diferentes líneas de generación. Elaboración propia.**

<b>Id. Línea</b>	<b>Pos. Inicio</b>	<b>Pos. Final</b>	<b>I (A)</b>	<b>Longitud (m)</b>
LG01	AER02	AER04	139,96	2.640,00
LG01	AER04	AER07	279,93	2.860,00
LG01	AER07	SE66/220	419,89	16.078,47
LG02	AER10	AER09	139,96	1.100,00
LG02	AER09	AER08	279,93	1.100,00
LG02	AER08	SE66/220	419,89	15.472,85
LG03	AER01	AER03	139,96	2.640,00
LG03	AER03	AER06	279,93	2.860,00
LG03	AER06	AER05	419,89	1.100,00

LG03	AER05	SE66/220	559,85	13.878,47
------	-------	----------	--------	-----------

**Glosario:** Id. Línea = identificación de la línea de generación; Pos. Inicio = posición de inicio del tramo de la línea de generación; Pos. Final = posición final de la línea de generación; I = intensidad que atraviesa el tramo de línea de generación; Longitud = distancia comprendida entre los elementos identificativos de la Pos. Inicio y la Pos. Final.

**Tabla IV- 25: Organización y composición de los diferentes tipos de zanjas. Elaboración propia.**

Id. ZS	Id. Líneas (Núm. Líneas)	Pos. Inicio	Pos. Final	L (m)
ZSLG01	LG01 (1)	AER-02	AER-04	2.640,00
ZSLG01	LG01 (1)	AER-04	AER-07	2.860,00
ZSLG01	LG01 (1)	AER-07	AER-06	1.100,00
ZSLG02	LG02 (1)	AER-10	AER-09	1.100,00
ZSLG02	LG02 (1)	AER-09	AER-08	1.100,00
ZSLG02	LG02 (1)	AER-08	PAG	2.695,80
ZSLG03	LG03 (1)	AER-01	AER-03	2.640,00
ZSLG03	LG03 (1)	AER-03	AER-06	2.860,00
ZSLG0103	LG01, LG03 (2)	AER-06	AER-05	1.100,00
ZSLG0103	LG01, LG03 (2)	AER-05	PAG	1.101,41
ZSLG010203	LG01, LG02, LG03 (3)	PAG	SE66/220	12.777,05
ZSLG010203	LG01, LG02, LG03 (3)	SE66/220	SET-BTIII	2.000,00

**Glosario:** Id. ZS = identificación de la zanja submarina; Id. Líneas (Núm. Líneas) = identificación de las líneas que transcurren por cada tipo de zanja submarina (número de líneas correspondiente); Pos. Inicio = posición de inicio del tramo de la línea de generación; Pos. Final = posición final de la línea de generación; Longitud = distancia comprendida entre los elementos identificativos de la Pos. Inicio y la Pos. Final.

### 3. Configuraciones de celda para cada aerogenerador

Tras conocer la configuración exacta de las líneas, es posible asignar una configuración de celda a los aerogeneradores que conforman el parque. Esta se muestra en la Tabla IV-26.

**Tabla IV- 26: Configuraciones de celda para todos los aerogeneradores, conocidas sus posiciones. Elaboración propia.**

Id. Aero	Coordenada X (m)	Coordenada Y (m)	Posición
AER01	475513,89	3077989,40	0L+1V
AER02	476598,80	3077807,85	0L+1V
AER03	475078,16	3075385,61	0L+1L+1V
AER04	476163,08	3075204,05	0L+1L+1V
AER05	472472,61	3073144,92	0L+1L+1V
AER06	473557,52	3072963,36	0L+1L+1V
AER07	474642,44	3072781,81	0L+1L+1V
AER08	470951,97	3070722,68	0L+1L+1V
AER09	472036,88	3070541,12	0L+1L+1V
AER10	473121,80	3070359,57	0L+1V

**Glosario:** Id. Aero = identificación del aerogenerador; Posición = configuración de la celda de interconexión y protección del aerogenerador, según su posición dentro de la línea de generación a la que pertenece.

#### 4. Selección de la tensión nominal del cable

Antes de aplicar los criterios técnicos de dimensionamiento, es fundamental elegir correctamente la tensión nominal de los cables. Este proceso se complementa con lo establecido en las Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-LAT 06, 07 y 08 del Real Decreto 223/2008:

- *La ITC-LAT 06:* Se aplica a la red principal del parque: al entramado de cables submarinos y subterráneos que conecta los aerogeneradores con la subestación costera.
- *La ITC-LAT 07 y 08:* Se pueden aplicar a la línea de evacuación final, desde la subestación costera hasta el punto de conexión con REE.

Para seleccionar la tensión nominal del cable, se pueden seguir los siguientes pasos:

- (1) Se selecciona la tensión nominal de la red ( $U_n$ ).

La tensión del entramado de cables entre los aerogeneradores y la subestación costera está delimitada por la tensión de salida de los transformadores de los propios aerogeneradores. Así, queda establecida en:

$$U_n = 66 \text{ kV}$$

En cambio, la línea de evacuación entre la subestación y el nodo de conexión con REE se fija:

$$U_n = 220 \text{ kV}$$

- (2) Se identifica la tensión más elevada de la red ( $U_s$ ). Esta es la tensión máxima a la que puede ser sometido el cable durante un período largo, excluyendo los regímenes transitorios.

En este caso, para el entramado de cables entre los aerogeneradores y la subestación costera:

$$U_s = 72,5 \text{ kV}$$

Para la línea de evacuación entre la subestación y el nodo de conexión con REE:

$$U_s = 245 \text{ kV}$$

- (3) Se determina la categoría de la red, en función de las tensiones anteriores.

En el caso del entramado de cables entre los aerogeneradores y la subestación costera pertenece a:

Categoría B

La línea de evacuación final pertenece a:

Categoría B

- (4) Se consulta la tabla de la norma IEC60502 y se selecciona la tensión nominal del cable.

En este caso, la tensión nominal del cable de la red principal de AT debe ser:

36 kV (valor único)

En el caso del último tramo aéreo, la tensión nominal del cable debe ser:

127 kV (valor único)

## 5. Recopilación de las características principales de las redes

Las características principales que se deben tener en cuenta para la red principal de AT se muestran en la Tabla IV- 27.

*Tabla IV- 27: Características principales de la red principal de AT, encargada de unir eléctricamente los aerogeneradores con la subestación costera. Elaboración propia.*

Parámetro	Valor
Tensión nominal de servicio ( $U_n$ )	66 kV (delimitada por los trafos)
Tensión más elevada del sistema ( $U_s$ )	72,5 kV
Frecuencia	50 Hz
Categoría de la red	Categoría B
Tensión de diseño del cable ( $U_0$ )	36 kV
Tipo de red	Submarina / subterránea
Tipo de instalación	Enterrado en zanja
Temperatura del terreno submarino	16,00 °C (estimación)
Temperatura del terreno subterráneo	24,10 °C (estimación)

Las características más relevantes de la línea de evacuación final aparecen en la Tabla IV- 28.

*Tabla IV- 28: Características principales de la red secundaria de AT, encargada de unir eléctricamente la subestación costera con la SET Barranco de Tirajana III. Elaboración propia.*

Parámetro	Valor
Tensión nominal de servicio ( $U_n$ )	220 kV (delimitada por la SET)
Tensión más elevada del sistema ( $U_s$ )	245 kV
Frecuencia	50 Hz
Categoría de red	Categoría B
Tensión de diseño del cable ( $U_0$ )	127 kV

<b>Tipo de red</b>	Aérea
<b>Tipo de instalación</b>	Aérea
<b>Temperatura de la ubicación</b>	27,00 °C (estimación conservadora) [113]

## 6. Dimensionamiento de los conductores

De acuerdo con la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06 del Real Decreto 223/2008, la sección de los cables de AT debe cumplir con los tres criterios técnicos siguientes:

- *Criterio de la intensidad máxima admisible en servicio permanente:* El cable debe ser capaz de transportar la intensidad nominal, sin sobrepasar la temperatura máxima de operación para la que ha sido diseñado.
- *Criterio de la intensidad máxima admisible en caso de cortocircuito:* El cable debe soportar térmicamente una corriente alta durante un breve periodo de tiempo.
- *Criterio de caída de tensión:* La caída de tensión en cada línea debe estar dentro de los límites establecidos (normalmente  $\leq 1,5 \%$ ).

En los subapartados que siguen se aplican los tres criterios.

### 6.1. Criterio 1: Intensidad máxima admisible en servicio permanente

De acuerdo con lo establecido en la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06, los conductores deben soportar la intensidad que pasa por ellos, sin exceder la temperatura máxima permitida y de forma continua.

Este análisis se aplica a cada uno de los tramos definidos dentro del parque. En todos ellos, se considera un enterramiento submarino directo y una profundidad considerable. Por otro lado, los tramos pueden tener una, dos o tres líneas de generación compartiendo la misma zanja submarina.

Para cada tramo, la intensidad máxima admisible en servicio permanente se corresponde con la intensidad nominal corregida. Los factores de corrección a tener en cuenta los establecen las normas UNEHD 603 S1 y UNEEN 60287. Esta intensidad se calcula de esta manera ( 27):

$$I_{adm} = \frac{I_N}{f_T \cdot f_{agr} \cdot f_p \cdot f_\rho} \quad (27)$$

Donde:

- $I_N$  es la intensidad nominal que circula por el tramo que se evalúa;
- $f_T$  es el factor de corrección por temperatura del terreno;

- $f_{agr}$  es el factor de corrección asociado a la agrupación de líneas en zanja;
- $f_p$  es el factor de corrección por profundidad;
- $f_\rho$  es el factor de corrección asociado a la resistividad térmica del terreno que se está evaluando.

Los factores de corrección se comentan a continuación.

### Factor de corrección por temperatura del terreno ( $f_T$ )

Este se aplica cuando la temperatura del terreno sobre el que se disponen los cables difiere de la temperatura estándar de 25°C. Puesto que no se dispone de información del todo precisa, se usan los valores de la Tabla IV- 29.

**Tabla IV- 29: Valores de temperatura de referencia para la red de cables del proyecto. Elaboración propia.**

Ubicación	Valor (°C)	Justificación de la elección
Suelo	24,10	Es la temperatura media máxima que se registra en la playa de Arinaga, durante los últimos 10 años [114].
Fondo marino	16,00	Estimación conservadora, basada en diversas fuentes [115].

Sabiendo que el aislamiento de los cables es polietileno reticulado (XLPE), la fórmula que proporciona el valor corrector es ( 28 ):

$$f_T = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta}{\theta_s - 25}} = \sqrt{\frac{90 - \theta}{90 - 25}} \quad ( 28 )$$

Donde:

- $\theta_s$  es la temperatura máxima que soporta el aislamiento en régimen permanente;
- $\theta$  es la temperatura del terreno o del fondo marino.

Los cálculos pertinentes llevan a los factores de corrección de la Tabla IV- 30.

**Tabla IV- 30: Factores de corrección por temperatura aplicables al proyecto. Elaboración propia.**

Ubicación	Valor (°C)	$f_T$
Suelo	24,10	1,0069
Fondo marino	16,00	1,0670

### Factor de corrección asociado a la agrupación de líneas en zanja ( $f_{agr}$ )

Este factor tiene en cuenta el número de líneas (o ternas) que se entierran en cada zanja. Depende también de la distancia que separa unas de otras: 0,40 metros. Además, se considera el tipo de instalación asociado a cables directamente enterrados. Los factores que se aplican en los cálculos aparecen en la Tabla IV- 31.

**Tabla IV- 31: Factores de corrección por agrupación de líneas en zanjas aplicables al proyecto. Elaboración propia.**

Núm. Ternas enterradas	Separación (m)	$f_{agr}$
1	-	1,00
2	0,40	0,86
3	0,40 – 0,40	0,78

### Factor de corrección por profundidad ( $f_p$ )

En este caso, se considera que los cables se entierran a una profundidad de 1,00 metros en el fondo marino, y a una profundidad de 1,25 metros en tierra. Las profundidades de enterramiento en el mar suelen ser de 1 metro, pudiendo alcanzar hasta los 10 en casos excepcionales [116]. Los factores que se consideran en este proyecto aparecen en la Tabla IV- 32.

**Tabla IV- 32: Factores de corrección por profundidad aplicables al proyecto. Elaboración propia.**

Ubicación	Profundidad (m)	$f_p$
Suelo	1,25	0,98
Fondo marino	1,00	1,00

### Factor de corrección asociado a la resistividad térmica del terreno ( $f_p$ )

La resistividad térmica de un terreno es un factor que se encarga de medir su capacidad de resistir a la disipación y conducción del calor, proveniente de los cables. Para la zona de la costa, se adopta un valor de máximo 1,50 K · m/W —derivando en un valor mínimo de  $f_p = 1,00$ . En cambio, para el fondo marino se escoge un valor máximo de 2,00 K · m/W, teniendo en cuenta la existencia de fondos volcánicos y rocosos en la zona del emplazamiento. Este razonamiento, que puede considerarse estrictamente conservador, deriva en la aplicación del valor de  $f_p = 0,88$ .

## 6.2. Criterio 2: Intensidad máxima admisible en caso de cortocircuito

Tras la aplicación del Criterio 1, conviene verificar si las secciones que se obtienen tienen capacidad suficiente para soportar las corrientes de cortocircuito de cada línea. El cálculo de la intensidad de cortocircuito, según la Norma UNE 21192, es el siguiente ( 29):

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t_{cc}}} \quad ( 29 )$$

Donde:

- $I_{cc}$  es la intensidad de cortocircuito, medida en A.
- $K$  es la constante térmica del material, medida en  $A \cdot s^{0,5}/mm^2$ . Depende tanto del propio conductor, como del tipo de aislamiento. Su valor coincide con el valor de la densidad de corriente para  $t_{cc} = 1$  s, según indica la ITC-LAT 06. Así. Adopta el valor de  $94 A \cdot s^{0,5}/mm^2$  para el caso que concierne.
- $S$  es la sección del conductor, en  $mm^2$ .
- $t_{cc}$  es la duración del cortocircuito, en segundos.

Las características de la instalación eléctrica, en su conjunto, invitan a pensar que el tiempo de actuación de las protecciones es bastante reducido. Por eso motivo, considerar un tiempo de 1 segundo como el tiempo de cortocircuito más desfavorable se considera aceptable.

Si se reorganiza la fórmula anterior, se puede razonar que la sección mínima que puede soportar la intensidad máxima admisible en caso de cortocircuito es ( 30):

$$S \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t_{cc}}}{K} \quad (30)$$

Para definir la intensidad de cortocircuito, es necesario conocer el valor de la potencia de cortocircuito ( $S_{cc}$ ) —representante de la “fuerza” o capacidad que tiene una red para suministrar corriente cuando sucede un cortocircuito en un punto determinado. En este proyecto, el punto de análisis es la subestación costera. Como no se conoce este valor con exactitud, se adopta un valor conservador habitual para redes de 66 kV:

$$S_{cc} = 1.500 \text{ MVA}$$

La relación existente entre la intensidad de cortocircuito y la potencia análoga es ( 31):

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (31)$$

Donde:

- $S_{cc}$  es la potencia de cortocircuito, medida en VA.
- $U_n$  es la tensión nominal del punto de la red que se evalúa, en V.

Sustituyendo, se obtiene ( 32):

$$I_{cc} = \frac{1.500 \cdot 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 66 \cdot 10^3 \text{ V}} = 13.121,60 \text{ A} \quad (32)$$

Tras obtener este valor, se puede obtener el valor de la sección mínima que puede soportar la intensidad máxima admisible en caso de cortocircuito. Usando un  $t_{cc} = 1$  s:

$$S_{cc} \geq 139,59 \text{ mm}^2$$

Y usando un tiempo de cortocircuito todavía más conservador,  $t_{cc} = 3 \text{ s}$ :

$$S_{cc} \geq 241,96 \text{ mm}^2$$

En este caso, verificando las secciones que se obtienen con la aplicación del Criterio 1, se comprueba que es necesario cambiar algunas secciones. Gracias a este criterio, se estable una sección mínima de  $300 \text{ mm}^2$  en el entramado de circuitos de la red principal de AT. Esto ayuda a que las caídas de tensión se mantengan en niveles aceptables en los cálculos del apartado siguiente.

### 6.3. Criterio 3: Caída de tensión

Por último, la caída de tensión en cada uno de los tramos se calcula con la ecuación siguiente ( 33):

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{S \cdot \gamma} \quad (33)$$

Donde:

- $\Delta U$  es caída de tensión en el tramo de conductor que se analiza, en V.
- $L$  es la longitud del conductor del tramo, en m.
- $I$  es la intensidad que atraviesa la línea de análisis, en A.
- $\cos \varphi$  es el factor de potencia de
- $S$  es la sección del conductor del tramo, medida en  $\text{mm}^2$ .
- $\gamma$  es la conductividad del conductor, medida en  $\text{m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$ . En este caso, se usa el valor de  $27,3 \text{ m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$ , correspondiente a la conductividad del Aluminio a una temperatura de  $90^\circ\text{C}$ .

El factor de potencia de esta ecuación hace referencia a la eficiencia con que se puede convertir la potencia aparente (S) en potencia activa (P). A modo de aproximación, se puede obtener de la división de la potencia activa (de los aerogeneradores) entre la potencia aparente (de los transformadores asociados). Este es el factor de potencia que se usa en todos los cálculos ( 34).

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{14,00 \text{ MW}}{16,00 \text{ MVA}} = 0,875 \quad (34)$$

Tras la ejecución de los cálculos, se debe comprobar que la caída de tensión total en las líneas de generación no superara el 1,50 % de la tensión nominal. Esto quiere decir que la tensión no debe caer más de 990 V al final de cada línea de generación, siendo la tensión nominal de 66 kV.

Todos los resultados de los cálculos eléctricos se recogen en las tablas que aparecen a continuación (Tabla IV- 33, Tabla IV- 34, Tabla IV- 35).



Tabla IV- 33: Resumen de los tramos de cable de la red principal de AT, a considerar en los cálculos eléctricos. Elaboración propia.

Tr. ZS	Pos. Inicio	Pos. Final	Id. Tramo	Id. ZS	Id. Lín.	Longitud (m)	L corr. (m)	PT (MW)	I acum. (A)	Núm. Lín.
TZS01	AER02	AER04	AER02 AER04	ZSLG01	LG01	2.640,00	3.640,00	14,00	139,96	1
TZS02	AER04	AER07	AER04 AER07	ZSLG01	LG01	2.860,00	3.860,00	28,00	279,93	1
TZS03	AER07	AER06	AER07 AER06	ZSLG01	LG01	1.100,00	2.100,00	42,00	419,89	1
TZS09	AER06	AER05	AER06 AER05	ZSLG01.03	LG01	1.100,00	1.100,00	42,00	419,89	2
TZS10	AER05	PAG	AER05 PAG	ZSLG01.03	LG01	1.101,41	1.101,41	42,00	419,89	2
TZS11	PAG	COS	PAG COS	ZSLG01.02.03	LG01	12.283,08	12.283,08	42,00	419,89	3
TZS12	COS	SE66/220	COS SE66/221	ZSLG01.02.03	LG01	493,97	493,97	42,00	419,89	3
TZS04	AER10	AER09	AER10 AER09	ZSLG02	LG02	1.100,00	2.100,00	14,00	139,96	1
TZS05	AER09	AER08	AER09 AER08	ZSLG02	LG02	1.100,00	2.100,00	28,00	279,93	1
TZS06	AER08	PAG	AER08 PAG	ZSLG02	LG02	2.695,80	3.695,80	42,00	419,89	1
TZS11	PAG	COS	PAG COS	ZSLG01.02.03	LG02	12.283,08	12.283,08	42,00	419,89	3
TZS12	COS	SE66/220	COS SE66/221	ZSLG01.02.03	LG02	493,97	493,97	42,00	419,89	3
TZS07	AER01	AER03	AER01 AER03	ZSLG03	LG03	2.640,00	3.640,00	14,00	139,96	1
TZS08	AER03	AER06	AER03 AER06	ZSLG03	LG03	2.860,00	3.860,00	28,00	279,93	1
TZS09	AER06	AER05	AER06 AER05	ZSLG01.03	LG03	1.100,00	2.100,00	42,00	419,89	2
TZS10	AER05	PAG	AER05 PAG	ZSLG01.03	LG03	1.101,41	2.101,41	56,00	559,85	2
TZS11	PAG	COS	PAG COS	ZSLG01.02.03	LG03	12.283,08	12.283,08	56,00	559,85	3
TZS12	COS	SE66/220	COS SE66/221	ZSLG01.02.03	LG03	493,97	493,97	56,00	559,85	3

**Glosario:** Tr. ZS = tramo de zanja submarina con el que se identifica a los diferentes tramos de zanja de la red principal de AT; Pos. Inicio = posición de partida desde la que comienza a medirse el tramo; Pos. Final = posición final del tramo; Id. Tramo = nombre de identificación del tramo; Id. ZS = nombre de identificación de la zanja submarina; Id. Línea = nombre de identificación de la línea de generación; Longitud = distancia del tramo, medida con QGIS y AutoCAD en planta, sin tener en cuenta las profundidades; L corr. = distancia corregida, considerando la distancia adicional que se requiere para tender los cables —debido a la distancia existente entre las plataformas y el fondo submarino; PT. = potencia que transportan cada uno de los tramos; I acum. = intensidad que circula por cada tramo, en función de la potencia a transportar; Núm. Lín = número de líneas o de ternas que deben compartir la zanja del tramo correspondiente; COS = punto de referencia al que llegan las líneas de generación a la costa; PAG = punto de agrupación de las tres líneas de generación.

Tabla IV- 34: Recopilación de los factores de corrección del cálculo de la intensidad máxima admisible del Criterio 1 en la red principal de AT. Elaboración propia.

Id. Tramo	Id. Lín.	I acum. (A)	Núm. Lín.	f <sub>T</sub>	f <sub>agr</sub>	f <sub>p</sub>	f <sub>p</sub>	F.d.C.	I Máx. Adm. (A)	% Ocupación (%A)
AER02 AER04	LG01	139,96	1	1,0670	1,0000	1,0000	0,8800	0,94	149,06	93,89
AER04 AER07	LG01	279,93	1	1,0670	1,0000	1,0000	0,8800	0,94	298,13	93,89
AER07 AER06	LG01	419,89	1	1,0670	1,0000	1,0000	0,8800	0,94	447,19	93,89
AER06 AER05	LG01	419,89	2	1,0670	0,8600	1,0000	0,8800	0,81	519,99	80,75
AER05 PAG	LG01	419,89	2	1,0670	0,8600	1,0000	0,8800	0,81	519,99	80,75
PAG COS	LG01	419,89	3	1,0670	0,7800	1,0000	0,8800	0,73	573,32	73,24
COS SE66/221	LG01	419,89	3	1,0069	0,7800	0,9800	1,0150	0,78	537,48	78,12
AER10 AER09	LG02	139,96	1	1,0670	1,0000	1,0000	0,8800	0,94	149,06	93,89
AER09 AER08	LG02	279,93	1	1,0670	1,0000	1,0000	0,8800	0,94	298,13	93,89
AER08 PAG	LG02	419,89	1	1,0670	1,0000	1,0000	0,8800	0,94	447,19	93,89
PAG COS	LG02	419,89	3	1,0670	0,7800	1,0000	0,8800	0,73	573,32	73,24
COS SE66/221	LG02	419,89	3	1,0069	0,7800	0,9800	1,0150	0,78	537,48	78,12
AER01 AER03	LG03	139,96	1	1,0670	1,0000	1,0000	0,8800	0,94	149,06	93,89
AER03 AER06	LG03	279,93	1	1,0670	1,0000	1,0000	0,8800	0,94	298,13	93,89
AER06 AER05	LG03	419,89	2	1,0670	0,8600	1,0000	0,8800	0,81	519,99	80,75
AER05 PAG	LG03	559,85	2	1,0670	0,8600	1,0000	0,8800	0,81	693,32	80,75
PAG COS	LG03	559,85	3	1,0670	0,7800	1,0000	0,9600	0,80	700,73	79,90
COS SE66/221	LG03	559,85	3	1,0069	0,7800	0,9800	1,0150	0,78	716,64	78,12

**Glosario:** Id. Tramo = nombre de identificación del tramo; Id. Línea = nombre de identificación de la línea de generación; I acum. = intensidad que circula por cada tramo, en función de la potencia a transportar; Núm. Lín = número de líneas o de ternas que deben compartir la zanja del tramo correspondiente; f<sub>T</sub> = factor de corrección por temperatura; f<sub>agr</sub> = factor de corrección por agrupación de ternas dentro de una misma zanja; f<sub>p</sub> = factor de corrección por profundidad; f<sub>p</sub> = factor de corrección por resistividad del terreno; F.d.C = facto de corrección total que se aplica al Criterio 1; I Máx. Adm. = intensidad máxima admisible, de acuerdo con el Criterio 1; % Ocupación = porcentaje de ocupación de la intensidad del cable —referido a qué porcentaje de intensidad se está utilizando de la intensidad máxima admisible del cable en régimen permanente; COS = punto de referencia al que llegan las líneas de generación a la costa; PAG = punto de agrupación de las tres líneas de generación.

Tabla IV- 35: Recopilación de los resultados de todos los criterios empleados en la red principal de AT. Elaboración propia.

Id. Tramo	Id. Lín.	I Máx. Adm. (A)	Tipo de cable	Sección (mm <sup>2</sup> )	Material	Id. Modelo (no oficial)	Fabricante	$\Delta U$ (V)	$\Delta U$ (%)
AER02 AER04	LG01	149,06	Marino	300	Al	36 kV XLPE	ABB	94,28	0,1428
AER04 AER07	LG01	298,13	Marino	400	Al	36 kV XLPE	ABB	149,96	0,2272
AER07 AER06	LG01	447,19	Marino	400	Al	36 kV XLPE	ABB	122,38	0,1854
AER06 AER05	LG01	519,99	Marino	500	Al	36 kV XLPE	ABB	51,28	0,0777
AER05 PAG	LG01	519,99	Marino	500	Al	36 kV XLPE	ABB	51,35	0,0778
PAG COS	LG01	573,32	Marino	630	Al	36 kV XLPE	ABB	454,47	0,6886
COS SE66/221	LG01	537,48	Terrestre	630	Al	VOLTALENE RHZ1RA+2OL	Prysmian	18,28	0,0277
<b>Total</b>								942,00	1,4273
AER10 AER09	LG02	149,06	Marino	300	Al	36 kV XLPE	ABB	54,39	0,0824
AER09 AER08	LG02	298,13	Marino	300	Al	36 kV XLPE	ABB	108,78	0,1648
AER08 PAG	LG02	447,19	Marino	630	Al	36 kV XLPE	ABB	136,74	0,2072
PAG COS	LG02	573,32	Marino	630	Al	36 kV XLPE	ABB	454,47	0,6886
COS SE66/221	LG02	537,48	Terrestre	630	Al	VOLTALENE RHZ1RA+2OL	Prysmian	18,28	0,0277
<b>Total</b>								772,67	1,1707
AER01 AER03	LG03	149,06	Marino	300	Al	36 kV XLPE	ABB	94,28	0,1428
AER03 AER06	LG03	298,13	Marino	300	Al	36 kV XLPE	ABB	199,95	0,3030
AER06 AER05	LG03	519,99	Marino	500	Al	36 kV XLPE	ABB	97,90	0,1483
AER05 PAG	LG03	693,32	Marino	1.000	Al	36 kV XLPE	ABB	65,31	0,0990
PAG COS	LG03	700,73	Marino	1.000	Al	36 kV XLPE	ABB	381,76	0,5784
COS SE66/221	LG03	716,64	Terrestre	800	Al	VOLTALENE RHZ1RA+2OL	Prysmian	19,19	0,0233
<b>Total</b>								858,39	1,3006

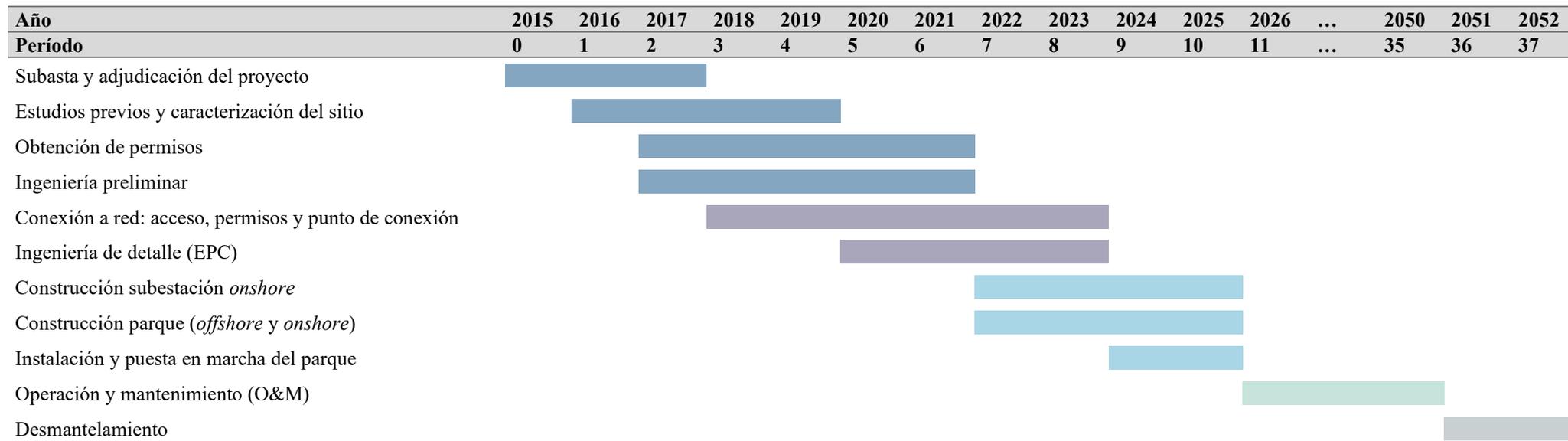
**Glosario:** Id. Tramo = nombre de identificación del tramo; Id. Línea = nombre de identificación de la línea de generación; I Máx. Adm. = intensidad máxima admisible, de acuerdo con el Criterio 1; Id. Modelo = nombre de identificación no oficial con que aparecen los modelos de cable que se van a usar en sus respectivos *datasheets*;  $\Delta U$  = caída de tensión en el tramo del cable.

## **ANEXO IV-F: PLANIFICACIÓN**

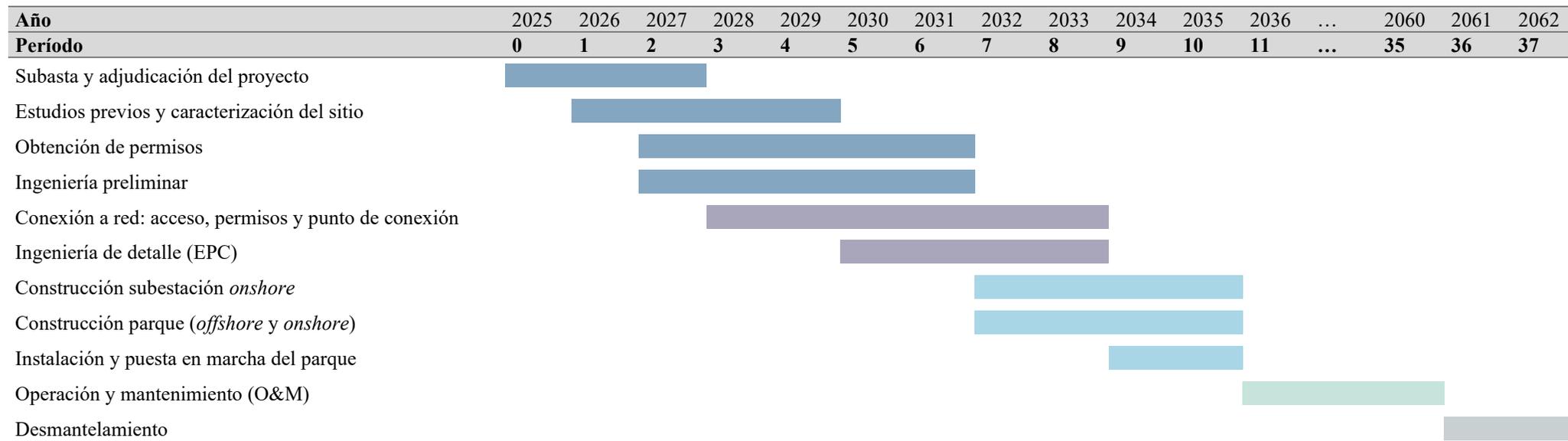
En este anexo se presenta la planificación del proyecto.

Como bien se expone en el capítulo de Evaluación económica, los años de planificación del proyecto varían según el escenario a considerar: Escenario 1 o Escenario 2. El número de períodos se mantiene invariable en ambos escenarios.

### ESCENARIO 1



## ESCENARIO 2



## **ANEXO IV-F: CÁLCULOS FINANCIEROS**

Este anexo presenta los cálculos económicos y financieros que evalúan el proyecto. El objetivo es asegurar la transparencia y la trazabilidad de los resultados que se muestran en la evaluación económica del Documento I.

Se incluyen los desgloses que estiman el CAPEX y el OPEX, tanto en el Escenario 1 como en el Escenario 2. También el desarrollo completo de los flujos de caja anuales en ambos casos.

Todos los valores monetarios están expresados en euros constantes de 2025, a menos que se indique lo contrario.

Tabla IV- 36: Evaluación del CAPEX, de acuerdo con las indicaciones de NREL y las características del Escenario 1. Elaboración propia.

Parámetro	NREL (Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition)				Ajuste PEOF Gran Canaria: Escenario 1					
	Valor (2023\$/kW)	Valor (2024\$/kW)	Valor (2025\$/kW)	Valor (2025€/kW)	Variación (%)	Valor (2025€/kW)	Valor (2025€)	Valor (2025k€)	Valor (2025M€)	
<b>Aerogeneradores</b>	<b>1.770</b>	<b>1.820</b>	<b>1.861</b>	<b>1.605</b>	<b>0</b>	<b>1.605</b>	<b>224.652.916,55</b>	<b>224.653</b>	<b>225</b>	
Sistema de cables inter-array	301	309	317	273	0	273	38.203.688,07	38.204	38	
Sistema de exportación	171	176	180	155	0	155	21.703.756,34	21.704	22	
Subestación <i>onshore</i>					0	77	10.781.881,71	10.782	11	
Estructuras flotantes	1.541	1.584	1.621	1.397	2	1.423	199.209.645,77	199.210	199	
Sistema de fondeo ( <i>mooring</i> )	651	669	685	590	8	639	89.446.907,90	89.447	89	
Costes de instalación	1.058	1.088	1.113	959	8	1.038	145.368.400,24	145.368	145	
Desarrollo del proyecto	123	126	129	112	0	112	15.611.473,86	15.611	16	
Arrendamiento de área marina	167	172	176	151	0	151	21.196.066,14	21.196	21	
<b>Balance of System (BoS)</b>	<b>4.012</b>	<b>4.124</b>	<b>4.219</b>	<b>3.637</b>	<b>6</b>	<b>3.868</b>	<b>541.521.820,03</b>	<b>541.522</b>	<b>542</b>	
Seguros de construcción	74	76	78	67	0	67	9.392.268,83	9.392	9	
Desmantelamiento futuro	184	189	194	167	8	181	25.281.460,91	25.281	25	
Financiación de la construcción	319	328	335	289	0	289	40.488.294,00	40.488	40	
Contingencias de aprovisionamiento	307	316	323	278	0	278	38.965.223,38	38.965	39	
Contingencias de instalación	368	378	387	334	5	349	48.915.948,53	48.916	49	
Puesta en marcha ( <i>commissioning</i> )	74	76	78	67	0	67	9.392.268,83	9.392	9	
<b>Costes indirectos</b>	<b>1.326</b>	<b>1.363</b>	<b>1.394</b>	<b>1.202</b>	<b>2</b>	<b>1.232</b>	<b>172.435.464,48</b>	<b>172.435</b>	<b>172</b>	
<b>CAPEX</b>	<b>7.108</b>	<b>7.307</b>	<b>7.475</b>	<b>6.444</b>	<b>4</b>	<b>6.704</b>	<b>938.610.201,06</b>	<b>938.610</b>	<b>939</b>	

**Glosario:** Variación = hace referencia a la variación porcentual entre el CAPEX del proyecto (bajo las condiciones del Escenario 1) y el escenario de partida que plantea NREL en su Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition.

**Nota:** Adicionalmente, debe saberse que la partida 'Subestación *onshore*' no aparece en el Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition, ya que este documento solo considera la utilización de subestaciones *offshore*. Por ese motivo, se estima el valor de la partida usando como referencia el proyecto de la ST Tierra Estella, una subestación que está previsto construir en el término municipal de Oteiza (Navarra) [117].

Tabla IV- 37: Evaluación del CAPEX, de acuerdo con las características del Escenario 1 y del Escenario 2. Elaboración propia.

Parámetro	Ajuste PEOF Gran Canaria: Escenario 1				Ajuste PEOF Gran Canaria: Escenario 2					
	Valor (2025€/kW)	Valor (2025€)	Valor (2025k€)	Valor (2025M€)	Variación (%)	Valor (2035€/kW)	Valor (2035€)	Valor (2035k€)	Valor (2035M€)	
<b>Aerogeneradores</b>	<b>1.605</b>	<b>224.652.916,55</b>	<b>224.653</b>	<b>225</b>	<b>-2</b>	<b>1.573</b>	<b>220.159.858,22</b>	<b>220.160</b>	<b>220</b>	
Sistema de cables inter-array	273	38.203.688,07	38.204	38	-2	267	37.439.614,31	37.440	37	
Sistema de exportación	155	21.703.756,34	21.704	22	-2	152	21.269.681,22	21.270	21	
Subestación <i>onshore</i>	77	10.781.881,71	10.782	11	-2	75	10.566.244,07	10.566	11	
Estructuras flotantes	1.423	199.209.645,77	199.210	199	-2	1.394	195.225.452,85	195.225	195	
Sistema de fondeo ( <i>mooring</i> )	639	89.446.907,90	89.447	89	-2	626	87.657.969,74	87.658	88	
Costes de instalación	1.038	145.368.400,24	145.368	145	-2	1.018	142.461.032,24	142.461	142	
Desarrollo del proyecto	112	15.611.473,86	15.611	16	-2	109	15.299.244,38	15.299	15	
Arrendamiento de área marina	151	21.196.066,14	21.196	21	-2	148	20.772.144,82	20.772	21	
<b>Balance of System (BoS)</b>	<b>3.868</b>	<b>541.521.820,03</b>	<b>541.522</b>	<b>542</b>	<b>-2</b>	<b>3.791</b>	<b>530.691.383,63</b>	<b>530.691</b>	<b>531</b>	
Seguros de construcción	67	9.392.268,83	9.392	9	-2	66	9.204.423,45	9.204	9	
Desmantelamiento futuro	181	25.281.460,91	25.281	25	-2	177	24.775.831,69	24.776	25	
Financiación de la construcción	289	40.488.294,00	40.488	40	-2	283	39.678.528,12	39.679	40	
Contingencias de aprovisionamiento	278	38.965.223,38	38.965	39	-2	273	38.185.918,91	38.186	38	
Contingencias de instalación	349	48.915.948,53	48.916	49	-2	342	47.937.629,56	47.938	48	
Puesta en marcha ( <i>commissioning</i> )	67	9.392.268,83	9.392	9	-2	66	9.204.423,45	9.204	9	
<b>Costes indirectos</b>	<b>1.232</b>	<b>172.435.464,48</b>	<b>172.435</b>	<b>172</b>	<b>-2</b>	<b>1.207</b>	<b>168.986.755,19</b>	<b>168.987</b>	<b>169</b>	
<b>CAPEX</b>	<b>6.704</b>	<b>938.610.201,06</b>	<b>938.610</b>	<b>939</b>	<b>-2</b>	<b>6.570</b>	<b>919.837.997,04</b>	<b>919.838</b>	<b>920</b>	

**Glosario:** Variación = hace referencia a la variación porcentual entre el CAPEX del proyecto bajo las condiciones del Escenario 1 y las condiciones del Escenario 2.

**Nota:** La variación porcentual entre el CAPEX del 2025 y del 2035 se fija en una reducción del 2 % en este estudio. Está inspirada en las estimaciones de NREL en su Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition, así como de las estimaciones de variación de los precios por inflación. En este documento, se prevé una reducción del 51 % en proyectos *offshore* con tecnología flotante [96]. Esto está relacionado con la adquisición futura de turbinas más grandes y eficientes, con la reducción de materiales por unidad instalada, con la mejora de los diseños de anclaje y fondeo, etc. También, por supuesto, con las economías de escala en todos los sistemas.

Tabla IV- 38: Evaluación del OPEX, de acuerdo con las indicaciones de NREL y las características del Escenario 1. Elaboración propia.

Parámetro	NREL (Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition)				Ajuste PEOF Gran Canaria – Escenario 1				
	Valor (2023\$/kW/año)	Valor (2024\$/kW/año)	Valor (2025\$/kW/año)	Valor (2025€/kW/año)	Variación (%)	Valor (2025€/kW/año)	Valor (2025€/año)	Valor (2025M€/año)	
<b>Mantenimiento</b>	<b>70</b>	<b>72</b>	<b>74</b>	<b>63</b>	<b>2</b>	<b>64</b>	<b>9.027.954</b>	<b>9</b>	
Mano de obra (técnicos)	5	5	5	5	0	5	634.613	1	
Materiales	4	4	4	4	0	4	507.690	1	
Equipos (embarcaciones)	61	63	64	55	2	56	7.885.651	8	
<b>Operación</b>	<b>38</b>	<b>39</b>	<b>40</b>	<b>34</b>	<b>1</b>	<b>35</b>	<b>4.863.014</b>	<b>5</b>	
Administración y gestión	2	2	2	2	0	2	253.845	0	
Tarifas portuarias	17	17	18	15	0	16	2.197.640	2	
Seguro	19	20	20	17	0	17	2.411.528	2	
<b>OPEX</b>	<b>108</b>	<b>111</b>	<b>114</b>	<b>98</b>	<b>1</b>	<b>99</b>	<b>13.890.968</b>	<b>14</b>	

**Glosario:** Variación = hace referencia a la variación porcentual entre el CAPEX del proyecto (bajo las condiciones del Escenario 1) y el escenario de partida que plantea NREL en su Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition.

Tabla IV- 39: Evaluación del OPEX, de acuerdo las características del Escenario 1 y del Escenario 2. Elaboración propia.

Parámetro	Ajuste PEOF Gran Canaria – Escenario 1				Ajuste PEOF Gran Canaria – Escenario 2			
	Valor (2025€/kW/año)	Valor (2025€/año)	Valor (2025M€/año)	Variación (%)	Valor (2035€/kW/año)	Valor (2035€/año)	Valor (2035M€/año)	
<b>Mantenimiento</b>	<b>64</b>	<b>9.027.954</b>	<b>9</b>	<b>-1</b>	<b>64</b>	<b>8.937.675</b>	<b>9</b>	<b>9</b>
Mano de obra (técnicos)	5	634.613	1	-1	4	628.267	1	1
Materiales	4	507.690	1	-1	4	502.613	1	1
Equipos (embarcaciones)	56	7.885.651	8	-1	56	7.806.795	8	8
<b>Operación</b>	<b>35</b>	<b>4.863.014</b>	<b>5</b>	<b>-1</b>	<b>34</b>	<b>4.814.384</b>	<b>5</b>	<b>5</b>
Administración y gestión	2	253.845	0	-1	2	251.307	0	0
Tarifas portuarias	16	2.197.640	2	-1	16	2.175.664	2	2
Seguro	17	2.411.528	2	-1	17	2.387.413	2	2
<b>OPEX</b>	<b>99</b>	<b>13.890.968</b>	<b>14</b>	<b>-1</b>	<b>98</b>	<b>13.752.058</b>	<b>14</b>	<b>14</b>

**Glosario:** Variación = hace referencia a la variación porcentual entre el OPEX del proyecto bajo las condiciones del Escenario 1 y las condiciones del Escenario 2.

**Nota:** La variación porcentual entre el OPEX del 2025 y del 2035 tiene una reducción del 1 % en este estudio. Está inspirada en las estimaciones de NREL en su Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition, así como de las estimaciones de variación de los precios por inflación. En este documento, se prevé una reducción del 51 % en proyectos *offshore* con tecnología flotante [96]. Esto está relacionado con el posible futuro mantenimiento remoto, con el uso de mejores barcos, con la mejora en el acceso a los aerogeneradores, etc.

Tabla I- 10: Costes de explotación del Escenario 1, en miles de euros. Elaboración propia.

Año	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Período del proyecto	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Período de operación del parque	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Mantenimiento</b>	<b>9.028</b>	<b>9.209</b>	<b>9.393</b>	<b>9.581</b>	<b>9.772</b>	<b>9.968</b>	<b>10.167</b>	<b>10.370</b>	<b>10.578</b>	<b>10.789</b>	<b>11.005</b>	<b>11.225</b>
Mano de obra (técnicos)	635	647	660	673	687	701	715	729	744	758	774	789
Materiales	508	518	528	539	550	561	572	583	595	607	619	631
Equipos (embarcaciones)	7.886	8.043	8.204	8.368	8.536	8.706	8.881	9.058	9.239	9.424	9.613	9.805
<b>Operación</b>	<b>4.863</b>	<b>4.960</b>	<b>5.059</b>	<b>5.161</b>	<b>5.264</b>	<b>5.369</b>	<b>5.477</b>	<b>5.586</b>	<b>5.698</b>	<b>5.812</b>	<b>5.928</b>	<b>6.047</b>
Administración y gestión	254	259	264	269	275	280	286	292	297	303	309	316
Tarifas portuarias	2.198	2.242	2.286	2.332	2.379	2.426	2.475	2.524	2.575	2.626	2.679	2.732
Seguro	2.412	2.460	2.509	2.559	2.610	2.663	2.716	2.770	2.825	2.882	2.940	2.998
<b>OPEX</b>	<b>13.891</b>	<b>14.169</b>	<b>14.452</b>	<b>14.741</b>	<b>15.036</b>	<b>15.337</b>	<b>15.643</b>	<b>15.956</b>	<b>16.275</b>	<b>16.601</b>	<b>16.933</b>	<b>17.272</b>

Año	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Período del proyecto	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
Período de operación del parque	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<b>Mantenimiento</b>	<b>11.450</b>	<b>11.679</b>	<b>11.912</b>	<b>12.150</b>	<b>12.393</b>	<b>12.641</b>	<b>12.894</b>	<b>13.152</b>	<b>13.415</b>	<b>13.683</b>	<b>13.957</b>	<b>14.236</b>	<b>14.521</b>
Mano de obra (técnicos)	805	821	837	854	871	889	906	925	943	962	981	1.001	1.021
Materiales	644	657	670	683	697	711	725	740	754	769	785	801	817
Equipos (embarcaciones)	10.001	10.201	10.405	10.613	10.825	11.042	11.263	11.488	11.718	11.952	12.191	12.435	12.684
<b>Operación</b>	<b>6.167</b>	<b>6.291</b>	<b>6.417</b>	<b>6.545</b>	<b>6.676</b>	<b>6.809</b>	<b>6.946</b>	<b>7.084</b>	<b>7.226</b>	<b>7.371</b>	<b>7.518</b>	<b>7.668</b>	<b>7.822</b>
Administración y gestión	322	328	335	342	348	355	363	370	377	385	392	400	408
Tarifas portuarias	2.787	2.843	2.900	2.958	3.017	3.077	3.139	3.202	3.266	3.331	3.398	3.465	3.535
Seguro	3.058	3.120	3.182	3.246	3.311	3.377	3.444	3.513	3.583	3.655	3.728	3.803	3.879
<b>OPEX</b>	<b>17.617</b>	<b>17.969</b>	<b>18.329</b>	<b>18.695</b>	<b>19.069</b>	<b>19.451</b>	<b>19.840</b>	<b>20.237</b>	<b>20.641</b>	<b>21.054</b>	<b>21.475</b>	<b>21.905</b>	<b>22.343</b>

Tabla I- 11: Costes de explotación del Escenario 2, en miles de euros. Elaboración propia.

Año	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Período del proyecto	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Período de operación del parque	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Mantenimiento</b>	<b>8.938</b>	<b>9.116</b>	<b>9.299</b>	<b>9.485</b>	<b>9.674</b>	<b>9.868</b>	<b>10.065</b>	<b>10.267</b>	<b>10.472</b>	<b>10.681</b>	<b>10.895</b>	<b>11.113</b>
Mano de obra (técnicos)	628	641	654	667	680	694	708	722	736	751	766	781
Materiales	503	513	523	533	544	555	566	577	589	601	613	625
Equipos (embarcaciones)	7.807	7.963	8.122	8.285	8.450	8.619	8.792	8.968	9.147	9.330	9.516	9.707
<b>Operación</b>	<b>4.814</b>	<b>4.911</b>	<b>5.009</b>	<b>5.109</b>	<b>5.211</b>	<b>5.315</b>	<b>5.422</b>	<b>5.530</b>	<b>5.641</b>	<b>5.754</b>	<b>5.869</b>	<b>5.986</b>
Administración y gestión	251	256	261	267	272	277	283	289	294	300	306	312
Tarifas portuarias	2.176	2.219	2.264	2.309	2.355	2.402	2.450	2.499	2.549	2.600	2.652	2.705
Seguro	2.387	2.435	2.484	2.534	2.584	2.636	2.689	2.742	2.797	2.853	2.910	2.968
<b>OPEX</b>	<b>13.752</b>	<b>14.027</b>	<b>14.308</b>	<b>14.594</b>	<b>14.886</b>	<b>15.183</b>	<b>15.487</b>	<b>15.797</b>	<b>16.113</b>	<b>16.435</b>	<b>16.764</b>	<b>17.099</b>

Año	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
Período del proyecto	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
Período de operación del parque	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<b>Mantenimiento</b>	<b>11.335</b>	<b>11.562</b>	<b>11.793</b>	<b>12.029</b>	<b>12.270</b>	<b>12.515</b>	<b>12.765</b>	<b>13.021</b>	<b>13.281</b>	<b>13.547</b>	<b>13.817</b>	<b>14.094</b>	<b>14.376</b>
Mano de obra (técnicos)	797	813	829	846	862	880	897	915	934	952	971	991	1.011
Materiales	637	650	663	676	690	704	718	732	747	762	777	793	808
Equipos (embarcaciones)	9.901	10.099	10.301	10.507	10.717	10.931	11.150	11.373	11.600	11.832	12.069	12.311	12.557
<b>Operación</b>	<b>6.106</b>	<b>6.228</b>	<b>6.352</b>	<b>6.480</b>	<b>6.609</b>	<b>6.741</b>	<b>6.876</b>	<b>7.014</b>	<b>7.154</b>	<b>7.297</b>	<b>7.443</b>	<b>7.592</b>	<b>7.744</b>
Administración y gestión	319	325	332	338	345	352	359	366	373	381	389	396	404
Tarifas portuarias	2.759	2.814	2.871	2.928	2.987	3.046	3.107	3.170	3.233	3.298	3.364	3.431	3.499
Seguro	3.028	3.088	3.150	3.213	3.277	3.343	3.410	3.478	3.548	3.619	3.691	3.765	3.840
<b>OPEX</b>	<b>17.441</b>	<b>17.790</b>	<b>18.146</b>	<b>18.508</b>	<b>18.879</b>	<b>19.256</b>	<b>19.641</b>	<b>20.034</b>	<b>20.435</b>	<b>20.844</b>	<b>21.260</b>	<b>21.686</b>	<b>22.119</b>

Tabla IV- 40: Cuenta de resultados y flujo de caja libre del proyecto, en el Escenario 1, con costes en miles de euros. Elaboración propia.

Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Período	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Cuenta de resultados del proyecto (k€)</b>													
Ingresos por venta de energía		114.039	116.320	118.646	121.019	123.439	125.908	128.426	130.995	133.615	136.287	139.013	141.793
Costes operativos (OPEX)		-13.891	-14.169	-14.452	-14.741	-15.036	-15.337	-15.643	-15.956	-16.275	-16.601	-16.933	-17.272
Impuesto sobre la producción de energía (IVPEE, 7 %)		-7.983	-8.142	-8.305	-8.471	-8.641	-8.814	-8.990	-9.170	-9.353	-9.540	-9.731	-9.926
Amortización contable de activos		-37.544	-37.544	-37.544	-37.544	-37.544	-37.544	-37.544	-37.544	-37.544	-37.544	-37.544	-37.544
<b>Resultado operativo (BAII)</b>		<b>54.621</b>	<b>56.464</b>	<b>58.344</b>	<b>60.262</b>	<b>62.218</b>	<b>64.213</b>	<b>66.249</b>	<b>68.324</b>	<b>70.442</b>	<b>72.601</b>	<b>74.804</b>	<b>77.051</b>
<b>Flujo de caja libre del proyecto (k€)</b>													
Resultado operativo (BAII)		54.621	56.464	58.344	60.262	62.218	64.213	66.249	68.324	70.442	72.601	74.804	77.051
Impuesto sobre sociedades (25 %)		-13.655	-14.116	-14.586	-15.066	-15.555	-16.053	-16.562	-17.081	-17.610	-18.150	-18.701	-19.263
Amortización contable de activos		37.544	37.544	37.544	37.544	37.544	37.544	37.544	37.544	37.544	37.544	37.544	37.544
Inversión en inmovilizado (CAPEX: construcción y desarrollo)	-938.610												
Variación de necesidades operativas de fondo (NOF)		-7.983	-8.142	-8.305	-8.471	-8.641	-8.814	-8.990	-9.170	-9.353	-9.540	-9.731	-9.926
<b>Free Cash Flow (FCF)</b>	<b>-938.610</b>	<b>70.527</b>	<b>71.750</b>	<b>72.997</b>	<b>74.270</b>	<b>75.567</b>	<b>76.891</b>	<b>78.241</b>	<b>79.618</b>	<b>81.023</b>	<b>82.455</b>	<b>83.917</b>	<b>85.407</b>
<b>Cuenta de resultados del proyecto (k€)</b>													
Ingresos por venta de energía	144.629	147.521	150.472	153.481	156.551	159.682	162.876	166.133	169.456	172.845	176.302	179.828	183.424
Costes operativos (OPEX)	-17.617	-17.969	-18.329	-18.695	-19.069	-19.451	-19.840	-20.237	-20.641	-21.054	-21.475	-21.905	-22.343
Impuesto sobre la producción de energía (IVPEE, 7 %)	-10.124	-10.326	-10.533	-10.744	-10.959	-11.178	-11.401	-11.629	-11.862	-12.099	-12.341	-12.588	-12.840
Amortización contable de activos	-37.544	-37.544	-37.544	-37.544	-37.544	-37.544	-37.544	-37.544	-37.544	-37.544	-37.544	-37.544	-37.544
<b>Resultado operativo (BAII)</b>	<b>79.343</b>	<b>81.681</b>	<b>84.066</b>	<b>86.498</b>	<b>88.979</b>	<b>91.509</b>	<b>94.090</b>	<b>96.723</b>	<b>99.408</b>	<b>102.147</b>	<b>104.941</b>	<b>107.791</b>	<b>110.697</b>
<b>Flujo de caja libre del proyecto (k€)</b>													
Resultado operativo (BAII)	79.343	81.681	84.066	86.498	88.979	91.509	94.090	96.723	99.408	102.147	104.941	107.791	110.697
Impuesto sobre sociedades (25 %)	-19.836	-20.420	-21.016	-21.624	-22.245	-22.877	-23.523	-24.181	-24.852	-25.537	-26.235	-26.948	-27.674
Amortización contable de activos	37.544	37.544	37.544	37.544	37.544	37.544	37.544	37.544	37.544	37.544	37.544	37.544	37.544
Inversión en inmovilizado (CAPEX: construcción y desarrollo)													
Variación de necesidades operativas de fondo (NOF)	-10.124	-10.326	-10.533	-10.744	-10.959	-11.178	-11.401	-11.629	-11.862	-12.099	-12.341	-12.588	-12.840
<b>Free Cash Flow (FCF)</b>	<b>86.928</b>	<b>88.479</b>	<b>90.061</b>	<b>91.674</b>	<b>93.320</b>	<b>94.998</b>	<b>96.711</b>	<b>98.457</b>	<b>100.239</b>	<b>102.056</b>	<b>103.909</b>	<b>105.800</b>	<b>107.728</b>

Tabla IV- 41: Cuenta de resultados y flujo de caja libre del proyecto, en el Escenario 2, con costes en miles de euros. Elaboración propia.

Año	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Período	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Cuenta de resultados del proyecto (k€)</b>													
Ingresos por venta de energía		139.013	141.793	144.629	147.521	150.472	153.481	156.551	159.682	162.876	166.133	169.456	172.845
Costes operativos (OPEX)		-13.752	-14.027	-14.308	-14.594	-14.886	-15.183	-15.487	-15.797	-16.113	-16.435	-16.764	-17.099
Impuesto sobre la producción de energía (IVPEE, 7 %)		-9.731	-9.926	-10.124	-10.326	-10.533	-10.744	-10.959	-11.178	-11.401	-11.629	-11.862	-12.099
Amortización contable de activos		-36.794	-36.794	-36.794	-36.794	-36.794	-36.794	-36.794	-36.794	-36.794	-36.794	-36.794	-36.794
<b>Resultado operativo (BAII)</b>		<b>78.736</b>	<b>81.047</b>	<b>83.404</b>	<b>85.808</b>	<b>88.260</b>	<b>90.761</b>	<b>93.312</b>	<b>95.914</b>	<b>98.568</b>	<b>101.275</b>	<b>104.037</b>	<b>106.853</b>
<b>Flujo de caja libre del proyecto (k€)</b>													
Resultado operativo (BAII)		78.736	81.047	83.404	85.808	88.260	90.761	93.312	95.914	98.568	101.275	104.037	106.853
Impuesto sobre sociedades (25 %)		-19.684	-20.262	-20.851	-21.452	-22.065	-22.690	-23.328	-23.978	-24.642	-25.319	-26.009	-26.713
Amortización contable de activos		36.794	36.794	36.794	36.794	36.794	36.794	36.794	36.794	36.794	36.794	36.794	36.794
Inversión en inmovilizado (CAPEX: construcción y desarrollo)		-919.838											
Variación de necesidades operativas de fondo (NOF)			-9.731	-9.926	-10.124	-10.326	-10.533	-10.744	-10.959	-11.178	-11.401	-11.629	-11.862
<b>Free Cash Flow (FCF)</b>		<b>-919.838</b>	<b>86.115</b>	<b>87.653</b>	<b>89.222</b>	<b>90.823</b>	<b>92.455</b>	<b>94.120</b>	<b>95.819</b>	<b>97.551</b>	<b>99.318</b>	<b>101.121</b>	<b>102.959</b>
<b>106.834</b>													
Año	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
Período	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<b>Cuenta de resultados del proyecto (k€)</b>													
Ingresos por venta de energía	176.302	179.828	183.424	187.093	190.835	194.651	198.544	202.515	206.566	210.697	214.911	219.209	223.593
Costes operativos (OPEX)	-17.441	-17.790	-18.146	-18.508	-18.879	-19.256	-19.641	-20.034	-20.435	-20.844	-21.260	-21.686	-22.119
Impuesto sobre la producción de energía (IVPEE, 7 %)	-12.341	-12.588	-12.840	-13.096	-13.358	-13.626	-13.898	-14.176	-14.460	-14.749	-15.044	-15.345	-15.652
Amortización contable de activos	-36.794	-36.794	-36.794	-36.794	-36.794	-36.794	-36.794	-36.794	-36.794	-36.794	-36.794	-36.794	-36.794
<b>Resultado operativo (BAII)</b>	<b>109.726</b>	<b>112.657</b>	<b>115.646</b>	<b>118.694</b>	<b>121.804</b>	<b>124.976</b>	<b>128.211</b>	<b>131.512</b>	<b>134.878</b>	<b>138.311</b>	<b>141.813</b>	<b>145.385</b>	<b>149.029</b>
<b>Flujo de caja libre del proyecto (k€)</b>													
Resultado operativo (BAII)	109.726	112.657	115.646	118.694	121.804	124.976	128.211	131.512	134.878	138.311	141.813	145.385	149.029
Impuesto sobre sociedades (25 %)	-27.432	-28.164	-28.911	-29.674	-30.451	-31.244	-32.053	-32.878	-33.719	-34.578	-35.453	-36.346	-37.257
Amortización contable de activos	36.794	36.794	36.794	36.794	36.794	36.794	36.794	36.794	36.794	36.794	36.794	36.794	36.794
Inversión en inmovilizado (CAPEX: construcción y desarrollo)													
Variación de necesidades operativas de fondo (NOF)	-12.341	-12.588	-12.840	-13.096	-13.358	-13.626	-13.898	-14.176	-14.460	-14.749	-15.044	-15.345	-15.652
<b>Free Cash Flow (FCF)</b>	<b>106.747</b>	<b>108.698</b>	<b>110.688</b>	<b>112.718</b>	<b>114.788</b>	<b>116.900</b>	<b>119.054</b>	<b>121.251</b>	<b>123.492</b>	<b>125.778</b>	<b>128.110</b>	<b>130.488</b>	<b>132.914</b>

Tabla IV- 42: Flujos de caja para el accionista, en el Escenario 1, con costes en miles de euros. Elaboración propia.

Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Período	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Financiación ajena y subvenciones (k€)</b>													
Subvención pública		-											
Importe inicial del préstamo	750.888												
<b>Pago anual asociado a la deuda</b>		<b>75.089</b>	<b>73.287</b>	<b>71.485</b>	<b>69.682</b>	<b>67.880</b>	<b>66.078</b>	<b>64.276</b>	<b>62.474</b>	<b>60.672</b>	<b>58.870</b>	<b>57.068</b>	<b>55.265</b>
Amortización anual del préstamo		30.036	30.036	30.036	30.036	30.036	30.036	30.036	30.036	30.036	30.036	30.036	30.036
Saldo vivo del préstamo	750.888	720.853	690.817	660.782	630.746	600.711	570.675	540.639	510.604	480.568	450.533	420.497	390.462
Intereses anuales del préstamo		45.053	43.251	41.449	39.647	37.845	36.043	34.241	32.438	30.636	28.834	27.032	25.230
<b>Flujo de caja para la deuda (k€)</b>													
Entrada neta de financiación (préstamo recibido)	750.888												
Intereses anuales del préstamo		-45.053	-43.251	-41.449	-39.647	-37.845	-36.043	-34.241	-32.438	-30.636	-28.834	-27.032	-25.230
Amortización anual del préstamo		-30.036	-30.036	-30.036	-30.036	-30.036	-30.036	-30.036	-30.036	-30.036	-30.036	-30.036	-30.036
Ahorro fiscal por deducibilidad de intereses (25 %)		11.263	10.813	10.362	9.912	9.461	9.011	8.560	8.110	7.659	7.209	6.758	6.307
<b>Flujo de caja para la deuda (k€)</b>	<b>750.888</b>	<b>-63.825</b>	<b>-62.474</b>	<b>-61.122</b>	<b>-59.771</b>	<b>-58.419</b>	<b>-57.068</b>	<b>-55.716</b>	<b>-54.364</b>	<b>-53.013</b>	<b>-51.661</b>	<b>-50.310</b>	<b>-48.958</b>
<b>Flujo de caja disponible para el accionista (k€)</b>													
Free Cash Flow (FCF)	-938.610	70.527	71.750	72.997	74.270	75.567	76.891	78.241	79.618	81.023	82.455	83.917	85.407
Impacto neto de la deuda	750.888	-63.825	-62.474	-61.122	-59.771	-58.419	-57.068	-55.716	-54.364	-53.013	-51.661	-50.310	-48.958
<b>Flujo de caja neto para el accionista (k€)</b>	<b>-187.722</b>	<b>6.702</b>	<b>9.276</b>	<b>11.875</b>	<b>14.499</b>	<b>17.148</b>	<b>19.823</b>	<b>22.525</b>	<b>25.254</b>	<b>28.010</b>	<b>30.794</b>	<b>33.607</b>	<b>36.450</b>
<b>Financiación ajena y subvenciones (k€)</b>													
Subvención pública													
Importe inicial del préstamo													
<b>Pago anual asociado a la deuda</b>	<b>53.463</b>	<b>51.661</b>	<b>49.859</b>	<b>48.057</b>	<b>46.255</b>	<b>44.453</b>	<b>42.650</b>	<b>40.848</b>	<b>39.046</b>	<b>37.244</b>	<b>35.442</b>	<b>33.640</b>	<b>31.838</b>
Amortización anual del préstamo	30.036	30.036	30.036	30.036	30.036	30.036	30.036	30.036	30.036	30.036	30.036	30.036	30.036
Saldo vivo del préstamo	360.426	330.391	300.355	270.320	240.284	210.249	180.213	150.178	120.142	90.107	60.071	30.036	0
Intereses anuales del préstamo	23.428	21.626	19.823	18.021	16.219	14.417	12.615	10.813	9.011	7.209	5.406	3.604	1.802
<b>Flujo de caja para la deuda (k€)</b>													
Entrada neta de financiación (préstamo recibido)													
Intereses anuales del préstamo		-21.626	-19.823	-18.021	-16.219	-14.417	-12.615	-10.813	-9.011	-7.209	-5.406	-3.604	-1.802
Amortización anual del préstamo		-30.036	-30.036	-30.036	-30.036	-30.036	-30.036	-30.036	-30.036	-30.036	-30.036	-30.036	-30.036
Ahorro fiscal por deducibilidad de intereses (25 %)		5.857	5.406	4.956	4.505	4.055	3.604	3.154	2.703	2.253	1.802	1.352	901
<b>Flujo de caja para la deuda (k€)</b>	<b>-47.606</b>	<b>-46.255</b>	<b>-44.903</b>	<b>-43.552</b>	<b>-42.200</b>	<b>-40.848</b>	<b>-39.497</b>	<b>-38.145</b>	<b>-36.794</b>	<b>-35.442</b>	<b>-34.090</b>	<b>-32.739</b>	<b>-31.387</b>
<b>Flujo de caja disponible para el accionista (k€)</b>													
Free Cash Flow (FCF)	86.928	88.479	90.061	91.674	93.320	94.998	96.711	98.457	100.239	102.056	103.909	105.800	107.728
Impacto neto de la deuda	-47.606	-46.255	-44.903	-43.552	-42.200	-40.848	-39.497	-38.145	-36.794	-35.442	-34.090	-32.739	-31.387
<b>Flujo de caja neto para el accionista (k€)</b>	<b>39.322</b>	<b>42.224</b>	<b>45.157</b>	<b>48.123</b>	<b>51.120</b>	<b>54.150</b>	<b>57.214</b>	<b>60.312</b>	<b>63.445</b>	<b>66.614</b>	<b>69.819</b>	<b>73.061</b>	<b>76.341</b>

Tabla IV- 43: Flujos de caja para el accionista, en el Escenario 2, con costes en miles de euros. Elaboración propia.

Año	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Período	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Financiación ajena y subvenciones (k€)</b>													
Subvención pública		-											
Importe inicial del préstamo	735.870												
<b>Pago anual asociado a la deuda</b>		<b>73.587</b>	<b>71.821</b>	<b>70.055</b>	<b>68.289</b>	<b>66.523</b>	<b>64.757</b>	<b>62.991</b>	<b>61.224</b>	<b>59.458</b>	<b>57.692</b>	<b>55.926</b>	<b>54.160</b>
Amortización anual del préstamo		29.435	29.435	29.435	29.435	29.435	29.435	29.435	29.435	29.435	29.435	29.435	29.435
Saldo vivo del préstamo	735.870	706.436	677.001	647.566	618.131	588.696	559.262	529.827	500.392	470.957	441.522	412.087	382.653
Intereses anuales del préstamo		44.152	42.386	40.620	38.854	37.088	35.322	33.556	31.790	30.024	28.257	26.491	24.725
<b>Flujo de caja para la deuda (k€)</b>													
Entrada neta de financiación (préstamo recibido)	735.870												
Intereses anuales del préstamo		-44.152	-42.386	-40.620	-38.854	-37.088	-35.322	-33.556	-31.790	-30.024	-28.257	-26.491	-24.725
Amortización anual del préstamo		-29.435	-29.435	-29.435	-29.435	-29.435	-29.435	-29.435	-29.435	-29.435	-29.435	-29.435	-29.435
Ahorro fiscal por deducibilidad de intereses (25 %)		11.038	10.597	10.155	9.713	9.272	8.830	8.389	7.947	7.506	7.064	6.623	6.181
<b>Flujo de caja para la deuda (k€)</b>	<b>735.870</b>	<b>-62.549</b>	<b>-61.224</b>	<b>-59.900</b>	<b>-58.575</b>	<b>-57.251</b>	<b>-55.926</b>	<b>-54.602</b>	<b>-53.277</b>	<b>-51.952</b>	<b>-50.628</b>	<b>-49.303</b>	<b>-47.979</b>
<b>Flujo de caja disponible para el accionista (k€)</b>													
Free Cash Flow (FCF)	-919.838	86.115	87.653	89.222	90.823	92.455	94.120	95.819	97.551	99.318	101.121	102.959	104.834
Impacto neto de la deuda	735.870	-62.549	-61.224	-59.900	-58.575	-57.251	-55.926	-54.602	-53.277	-51.952	-50.628	-49.303	-47.979
<b>Flujo de caja neto para el accionista (k€)</b>	<b>-183.968</b>	<b>23.566</b>	<b>26.429</b>	<b>29.322</b>	<b>32.247</b>	<b>35.204</b>	<b>38.194</b>	<b>41.217</b>	<b>44.274</b>	<b>47.366</b>	<b>50.493</b>	<b>53.656</b>	<b>56.856</b>
<b>Flujo de caja para la deuda (k€)</b>													
Entrada neta de financiación (préstamo recibido)													
Intereses anuales del préstamo	-22.959	-21.193	-19.427	-17.661	-15.895	-14.129	-12.363	-10.597	-8.830	-7.064	-5.298	-3.532	-1.766
Amortización anual del préstamo	-29.435	-29.435	-29.435	-29.435	-29.435	-29.435	-29.435	-29.435	-29.435	-29.435	-29.435	-29.435	-29.435
Ahorro fiscal por deducibilidad de intereses (25 %)	5.740	5.298	4.857	4.415	3.974	3.532	3.091	2.649	2.208	1.766	1.325	883	442
<b>Flujo de caja para la deuda (k€)</b>	<b>-46.654</b>	<b>-45.330</b>	<b>-44.005</b>	<b>-42.680</b>	<b>-41.356</b>	<b>-40.031</b>	<b>-38.707</b>	<b>-37.382</b>	<b>-36.058</b>	<b>-34.733</b>	<b>-33.409</b>	<b>-32.084</b>	<b>-30.759</b>
<b>Flujo de caja disponible para el accionista (k€)</b>													
Free Cash Flow (FCF)	106.747	108.698	110.688	112.718	114.788	116.900	119.054	121.251	123.492	125.778	128.110	130.488	132.914
Impacto neto de la deuda	-46.654	-45.330	-44.005	-42.680	-41.356	-40.031	-38.707	-37.382	-36.058	-34.733	-33.409	-32.084	-30.759
<b>Flujo de caja neto para el accionista (k€)</b>	<b>60.093</b>	<b>63.368</b>	<b>66.683</b>	<b>70.037</b>	<b>73.432</b>	<b>76.869</b>	<b>80.347</b>	<b>83.869</b>	<b>87.435</b>	<b>91.045</b>	<b>94.701</b>	<b>98.404</b>	<b>102.154</b>



## ANEXO IV-G: ALINEACIÓN CON LOS ODS

Cualquier proyecto del contexto actual debe quedar enmarcado en el desarrollo sostenible. Una forma de evaluar la sostenibilidad de un proyecto consiste en verificar el cumplimiento de los denominados Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Estos se crean en la AGNU en 2015 con el fin de mejorar la calidad de vida a nivel mundial para el año 2030.

En este contexto, el proyecto PEOF Gran Canaria se encuentra alineado con:

- *ODS 7 – Energía asequible y no contaminante:* Este proyecto ayuda al cumplimiento de la Meta 7.2, que busca “aumentar sustancialmente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas de aquí a 2030”. [118].
- *ODS 9 – Industria, innovación e infraestructuras:* Existe relación con la Meta 9.4, focalizado en modernizar infraestructuras y potenciar tecnologías limpias y sostenibles. Las emisiones de CO<sub>2</sub> por unidad de valor añadido reducen su valor mediante el desarrollo de infraestructuras de energía limpia [119]
- *ODS 13 – Acción por el clima:* La energía eólica marina apoya la Meta 13.2, que anima a incorporar medidas contra el cambio climático en las políticas y estrategias nacionales [120].
- *ODS 14 – Vida submarina:* Si se puede asegurar que el diseño del parque tiene en cuenta el ecosistema en que se instala, el proyecto también podría estar apoyando la gestión sostenible de los ecosistemas marinos —Objetivo 14.2 [121].

**Figura I- 104: Objetivos de Desarrollo Sostenible con los que queda alineado el proyecto. Naciones Unidas.**





## **ANEXO IV-H: *DATASHEETS***





# XLPE Submarine Cable Systems Attachment to XLPE Land Cable Systems - User's Guide

Rev 5

# CONTENT

## XLPE Submarine Cable Systems

Current rating for XLPE submarine cable systems .....	3
Current rating for three-core cables .....	3
Current rating for single-core cables .....	4
Technical data for XLPE submarine cable systems .....	5
Single-core cables with lead sheath .....	5
Three-core cables with copper wire screen .....	6
Three-core cables with lead sheath .....	7

To make sure you have the latest version of this brochure, have a look at [www.abb.com/cables](http://www.abb.com/cables)

# CURRENT RATING FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

The XLPE cable should at least have a conductor cross section adequate to meet the system requirements for power transmission capacity. The cost of energy losses can be reduced by using larger conductor.

Load losses in XLPE cables are primarily due to the ohmic losses in the conductor and the metallic screen. XLPE cables can be loaded continuously to a conductor temperature of 90°C.

The dielectric losses of XLPE insulation are present also at no load. Those losses depend on the operation voltage applied and shall be considered above 100 kV.

Dielectric losses in XLPE cables are lower than for EPR and fluid-filled cables.

The current rating of submarine cables follows the same rules as for land cables. However there are some differences:

- Three-core submarine cables usually have steel wire armour. Single-core cables have non-magnetic armour.
- Single-core cables can be laid separated or close. Close laying gives lower losses. Separation eliminates mutual heating but means higher losses in the armour. The induced current in the armour can be high, up to the same value as in the conductor.



Single-core cable with lead sheath and wire armour



Three-core cable with optic fibers, lead sheath and wire armour

Continuous current ratings for three-core submarine cables are given in Tables 33-34 and for single-core cables in Tables 35-36. The continuous current ratings are calculated according to IEC 60287 series of standards and with the following conditions:

- One three-core cable or one three-phase group of single-core cables
- Temperature in sea bed 20°C
- Laying depth in sea bed 1.0 m
- Sea bed thermal resistivity 1.0 K x m/W

Rating factors for sea bed temperature - see Tables 7-11 in the brochure "XLPE Land Cable Systems - User's guide".

## Current rating for three-core submarine cables with steel wire armour

Table 33

10-90 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm <sup>2</sup>	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
95	300	235
120	340	265
150	375	300
185	420	335
240	480	385
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

Table 34

100-300 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm <sup>2</sup>	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

# CURRENT RATING FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

## Current rating for single-core submarine cables

Table 35

Cross section Cu conductor	Rated voltage 10 - 90 kV	
	Wide spacing	Close spacing
mm <sup>2</sup>	A	A
95	410	315
120	465	355
150	520	395
185	585	435
240	670	495
300	750	545
400	840	610
500	940	670
630	1050	740
800	1160	805
1000	1265	870

Table 36

Cross section Cu conductor	Rated voltage 100 - 420 kV	
	Wide spacing	Close spacing
mm <sup>2</sup>	A	A
185	580	445
240	670	505
300	750	560
400	845	620
500	950	690
630	1065	760
800	1180	830
1000	1290	895

Note 1: Calculations were performed assuming single layer of 5 mm copper armour wire.

Note 2: Aluminium cables (conductor made of aluminum and armouring made of aluminium alloy) will have a rating of 75 to 80 % for the same conductor area.

Note 3: The rating data given in the above tables should be regarded as indicative only.

Note 4: Cross sections larger than 1000 mm<sup>2</sup> can be offered on request.

# TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

## Single-core cables with lead sheath

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance ●●●
mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km

Table 37

Single-core cables, nominal voltage 220 kV (Um = 245 kV)										
500	26.2	24.0	77.6	2.9	111.0	19.1	29.3	0.14	5.8	1.42
630	29.8	23.0	79.2	3.0	112.8	20.0	31.2	0.16	6.4	1.40
800	33.7	23.0	83.1	3.1	117.5	21.9	34.5	0.17	6.9	1.37
1000	37.9	23.0	87.3	3.1	121.9	23.5	37.7	0.19	7.4	1.35
1200	41.2	23.0	90.6	3.1	125.2	24.8	40.4	0.20	7.8	1.33
1400	44.4	23.0	93.8	3.1	128.6	26.1	43.2	0.21	8.2	1.32
1600	47.4	23.0	96.8	3.1	131.8	27.5	46.0	0.22	8.6	1.31

Table 38

Single-core cables, nominal voltage 275 kV (Um = 300 kV)										
500	26.2	26.0	81.6	3.0	115.2	20.5	31.1	0.14	6.8	1.42
630	29.8	24.0	81.2	3.0	114.8	20.6	31.8	0.16	7.7	1.40
800	33.7	24.0	85.1	3.1	119.5	22.5	35.2	0.17	8.3	1.37
1000	37.9	24.0	89.3	3.1	123.9	24.1	38.4	0.18	9.0	1.35
1200	41.2	24.0	92.6	3.1	127.4	25.5	41.6	0.19	9.5	1.33
1400	44.4	24.0	95.8	3.1	130.6	26.8	44.4	0.20	10.0	1.32
1600	47.4	24.0	98.8	3.1	133.8	28.1	47.2	0.21	10.4	1.31

Table 39

Single-core cables, nominal voltage 330 kV (Um = 362 kV)										
630	29.8	28.0	89.2	3.1	123.4	23.3	35.2	0.14	8.8	1.40
800	33.7	27.0	91.1	3.1	125.9	24.3	37.5	0.15	9.7	1.37
1000	37.9	26.0	93.3	3.1	128.1	25.3	39.9	0.17	10.7	1.35
1200	41.2	25.0	94.6	3.1	129.4	26.1	42.0	0.18	11.1	1.33
1400	44.4	25.0	97.8	3.1	132.8	27.4	44.9	0.19	11.6	1.32
1600	47.4	25.0	100.8	3.1	135.8	28.7	47.7	0.20	12.1	1.31

Table 40

Single-core cables, nominal voltage 400 kV (Um = 420 kV)										
630	29.8	32.0	98.2	3.1	132.8	26.1	38.8	0.13	9.6	1.40
800	33.7	30.0	98.1	3.1	133.1	26.5	40.2	0.15	10.7	1.37
1000	37.9	29.0	100.3	3.1	135.3	27.5	42.6	0.16	11.7	1.35
1200	41.2	27.0	99.6	3.1	134.6	27.7	44.0	0.18	12.9	1.33
1400	44.4	27.0	102.8	3.1	138.0	29.0	46.9	0.19	13.5	1.32
1600	47.4	27.0	105.8	3.1	141.0	30.4	49.7	0.19	14.1	1.31

# TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

## Three-core cables with copper wire screen

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Cross section of screen	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm <sup>2</sup>	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km

Table 41

Three-core cables, nominal voltage 10 kV (Um = 12 kV)										
70	9.6	3.4	18.8	16	80.7	13.7	15.0	0.31	0.6	0.41
95	11.2	3.4	20.4	16	84.2	14.4	16.2	0.34	0.6	0.39
120	12.6	3.4	21.8	16	87.2	14.9	17.2	0.37	0.7	0.37
150	14.2	3.4	23.4	16	90.6	15.7	18.5	0.40	0.7	0.36
185	15.8	3.4	25.0	16	94.1	16.5	19.9	0.44	0.8	0.35
240	18.1	3.4	27.3	16	99.1	17.7	22.2	0.48	0.9	0.33
300	20.4	3.4	29.6	16	104.0	18.9	24.5	0.53	1.0	0.32
400	23.2	3.4	32.4	16	110.1	20.8	28.2	0.59	1.1	0.31
500	26.2	3.4	35.8	16	117.4	22.7	32.1	0.66	1.2	0.30

Table 42

Three-core cables, nominal voltage 20 kV (Um = 24 kV)										
70	9.6	5.5	23.0	16	89.8	15.1	16.4	0.21	0.8	0.44
95	11.2	5.5	24.6	16	93.2	15.8	17.6	0.23	0.9	0.41
120	12.6	5.5	26.0	16	96.2	16.6	18.8	0.25	0.9	0.40
150	14.2	5.5	27.6	16	99.7	17.3	20.1	0.27	1.0	0.38
185	15.8	5.5	29.2	16	103.2	18.2	21.6	0.29	1.1	0.37
240	18.1	5.5	31.5	16	108.1	19.3	23.7	0.32	1.2	0.35
300	20.4	5.5	33.8	16	113.1	20.6	26.2	0.35	1.3	0.34
400	23.2	5.5	36.6	16	119.1	22.5	29.9	0.39	1.4	0.33
500	26.2	5.5	40.0	16	126.5	24.5	33.8	0.43	1.6	0.32
630	29.8	5.5	43.6	16	134.3	26.7	38.5	0.48	1.7	0.31

Table 43

Three-core cables, nominal voltage 30 kV (Um = 36 kV)										
70	9.6	8.0	28.0	16	100.6	16.9	18.2	0.16	0.9	0.46
95	11.2	8.0	29.6	16	104.0	17.7	19.5	0.18	1.0	0.44
120	12.6	8.0	31.0	16	107.0	18.4	20.7	0.19	1.0	0.42
150	14.2	8.0	32.6	16	110.5	19.3	22.1	0.21	1.1	0.41
185	15.8	8.0	34.2	16	114.0	20.1	23.6	0.22	1.2	0.39
240	18.1	8.0	36.5	16	118.9	21.4	25.9	0.24	1.3	0.38
300	20.4	8.0	38.8	16	123.9	22.6	28.2	0.26	1.4	0.36
400	23.2	8.0	41.6	16	129.9	24.6	32.0	0.29	1.6	0.35
500	26.2	8.0	45.0	16	137.3	26.7	36.0	0.32	1.7	0.34
630	29.8	8.0	48.6	16	145.1	29.2	40.9	0.35	1.9	0.32
800	33.7	8.0	52.5	16	154.4	32.2	47.2	0.38	2.1	0.31

# TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

## Three-core cables with lead sheath

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km

Table 44

Three-core cables, nominal voltage 45 kV (Um = 52 kV)										
95	11.2	8.0	29.6	1.3	109.0	19.1	20.8	0.18	1.5	0.43
120	12.6	8.0	31.0	1.3	112.0	20.0	22.3	0.19	1.6	0.42
150	14.2	8.0	32.6	1.4	116.0	21.6	24.4	0.21	1.6	0.40
185	15.8	8.0	34.2	1.4	119.0	22.7	26.2	0.22	1.8	0.39
240	18.1	8.0	36.5	1.5	124.0	25.0	29.5	0.24	2.0	0.37
300	20.4	8.0	38.8	1.6	130.0	27.3	32.9	0.26	2.2	0.36
400	23.2	8.0	41.6	1.7	136.0	30.4	37.9	0.29	2.3	0.35
500	26.2	8.0	45.0	1.8	144.0	33.8	43.2	0.32	2.6	0.33
630	29.8	8.0	48.6	1.9	152.0	37.8	49.7	0.35	2.9	0.32
800	33.7	8.0	52.5	2.1	162.0	43.5	58.6	0.38	3.1	0.31
1000	37.9	8.0	57.3	2.2	173.0	49.3	68.1	0.42	3.5	0.30

Table 45

Three-core cables, nominal voltage 66 kV (Um = 72.5 kV)										
95	11.2	9.0	31.6	1.3	113.0	19.8	21.6	0.17	2.0	0.44
120	12.6	9.0	33.0	1.4	116.0	21.6	23.8	0.18	2.1	0.43
150	14.2	9.0	34.6	1.4	120.0	22.9	25.7	0.19	2.3	0.41
185	15.8	9.0	36.2	1.4	124.0	24.5	28.0	0.20	2.4	0.40
240	18.1	9.0	38.5	1.6	129.0	26.8	31.3	0.22	2.6	0.38
300	20.4	9.0	40.8	1.6	134.0	28.7	34.3	0.24	2.8	0.37
400	23.2	9.0	43.6	1.7	141.0	31.7	39.2	0.26	3.1	0.35
500	26.2	9.0	47.0	1.9	149.0	36.0	45.4	0.29	3.5	0.34
630	29.8	9.0	50.6	2.0	157.0	40.1	52.0	0.32	3.7	0.33
800	33.7	9.0	54.5	2.1	167.0	45.1	60.1	0.35	4.1	0.32
1000	37.9	9.0	59.3	2.3	178.0	51.8	70.7	0.38	4.6	0.31

Table 46

Three-core cables, nominal voltage 110 kV (Um = 123 kV)										
185	15.8	16.0	50.2	2.0	156.0	37.4	40.9	0.14	2.8	0.46
240	18.1	15.0	50.5	2.0	157.0	38.0	42.5	0.15	3.0	0.43
300	20.4	14.0	50.8	2.0	157.0	38.5	44.1	0.17	3.5	0.41
400	23.2	13.0	51.6	2.0	159.0	39.7	47.2	0.20	3.9	0.38
500	26.2	13.0	55.0	2.1	167.0	43.6	53.0	0.22	4.3	0.37
630	29.8	13.0	58.6	2.3	176.0	48.8	60.7	0.24	4.7	0.36
800	33.7	13.0	62.5	2.4	185.0	54.4	69.5	0.26	5.2	0.34
1000	37.9	13.0	67.3	2.6	197.0	61.6	80.5	0.28	5.6	0.33

# TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

## Three-core cables with lead sheath

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km

Table 47

Three-core cables, nominal voltage 132 kV (Um = 145 kV)										
185	15.8	18.0	54.2	2.1	165.0	41.4	44.9	0.13	3.0	0.47
240	18.1	17.0	54.5	2.1	166.0	41.8	46.3	0.14	3.4	0.44
300	20.4	16.0	54.8	2.1	167.0	42.4	48.0	0.16	3.8	0.42
400	23.2	15.0	55.6	2.1	168.0	43.6	51.1	0.18	4.3	0.40
500	26.2	15.0	59.0	2.3	176.0	48.6	58.0	0.20	4.6	0.38
630	29.8	15.0	62.6	2.4	185.0	53.3	65.2	0.21	5.1	0.37
800	33.7	15.0	66.5	2.5	194.0	59.0	74.0	0.23	5.6	0.36
1000	37.9	15.0	71.3	2.7	206.0	66.6	85.4	0.25	6.1	0.35

Table 48

Three-core cables, nominal voltage 150 kV (Um = 170 kV)										
240	18.1	21.0	62.5	2.4	184.0	51.1	55.5	0.13	3.4	0.47
300	20.4	20.0	62.8	2.4	185.0	51.7	57.3	0.14	3.7	0.44
400	23.2	19.0	63.6	2.4	187.0	52.9	60.5	0.15	4.1	0.42
500	26.2	18.0	65.0	2.5	190.0	55.7	65.1	0.17	4.7	0.40
630	29.8	17.0	66.6	2.5	194.0	57.8	69.7	0.19	5.3	0.38
800	33.7	17.0	70.5	2.7	204.0	64.7	79.8	0.21	5.7	0.37
1000	37.9	17.0	75.3	2.8	215.0	71.6	90.5	0.23	6.3	0.36

Table 49

Three-core cables, nominal voltage 220 kV (Um = 245 kV)										
500	26.2	24.0	77.6	2.9	219.0	71.8	81.3	0.14	5.7	0.43
630	29.8	23.0	79.2	3.0	224.0	74.9	86.7	0.16	6.4	0.41
800	33.7	23.0	83.1	3.1	234.0	80.2	95.3	0.17	6.9	0.40
1000	37.9	23.0	87.3	3.1	241.0	85.1	104.0	0.19	7.4	0.38

Table 50

Three-core cables, nominal voltage 275 kV (Um = 300 kV)										
500	26.2	26.0	81.6	2.9	229.0	75.3	84.7	0.14	6.8	0.44
630	29.8	24.0	81.2	3.0	228.0	77.0	88.9	0.16	7.7	0.42
800	33.7	24.0	85.1	3.1	237.0	82.5	97.6	0.17	8.3	0.40
1000	37.9	24.0	89.3	3.1	247.0	87.4	106.3	0.18	9.0	0.39

## VOLTALENE RHZ1-RA+20L (S) 36/66 kV (normalizado por NATURGY)

Norma de diseño: ES00199 (Naturgy) y UNE 211632-4A

### Composición

#### 1 Conductor.

Cuerda taponada de hilos de aluminio o de cobre de sección circular compactados clase 2K según IEC 60228.

#### 2 Semiconductora interna.

Capa extruida de material conductor.

#### 3 Aislamiento.

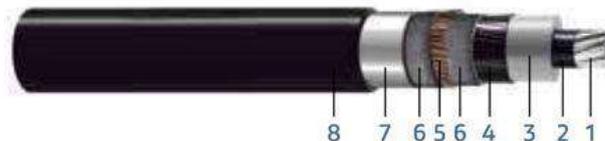
Polietileno reticulado (XLPE).

#### 4 Semiconductora externa.

Capa extrusionada de material conductor.

#### 5 Pantalla metálica.

Hilos de cobre en hélice con cinta de cobre.



#### 6 Obturación longitudinal de la pantalla.

Cinta semiconductora hinchante.

#### 7 Estanqueidad radial.

Cinta de aluminio solapada y termopegada a la cubierta.

#### 8 Cubierta.

Poliolefina tipo DMZ2 no propagadora de la llama (S) con capa exterior semiconductora extruida conjuntamente con la cubierta.

### Características dimensionales (valores aproximados)

Sección (mm <sup>2</sup> )		Tensión (kV)	Código	Clase CPR	Ø Diámetro (mm)				Peso (kg/m)	Radio de curvatura (mm)	
Conductor*	Pantalla				Conductor	Aislamiento	Pantalla	Cable		Estático	Dinámico
1x630KAL	H165	36/66(72,5)	20215934	E <sub>ca</sub>	30,0	50,5	56,8	66,4	6,1	1100	1400
1x800K	H165	36/66(72,5)	20215935	E <sub>ca</sub>	34,1	55,5	62,4	71,2	12,2	1200	1500
1x1200KAL	H165	36/66(72,5)	20215933	E <sub>ca</sub>	41,6	64,0	70,3	80,1	8,7	1300	1700

### Características eléctricas

	36/66 kV
Tensión asignada simple, U <sub>0</sub> (kV)	36
Tensión asignada entre fases, U (kV)	66
Tensión máxima entre fases, U <sub>m</sub> (kV)	72,5
Tensión a impulsos, U <sub>p</sub> (kV)	325
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	90
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250

(Valores aproximados)

Sección (mm <sup>2</sup> )		Tensión (kV)	Código	Clase CPR	Intensidad máxima admisible* (kA)		Intensidad máxima de cortocircuito en 0,5 s (kA)		Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Capacidad (μF/km)
Conductor*	Pantalla				Enterrado**	Al aire***	Conductor	Pantalla		
1x630KAL	H165	36/66(72,5)	20215934	E <sub>ca</sub>	615	850	84,2	37,8	0,0469	0,340
1x800K	H165	36/66(72,5)	20215935	E <sub>ca</sub>	872	1212	161,9	37,8	0,0221	0,383
1x1200KAL	H165	36/66(72,5)	20215933	E <sub>ca</sub>	869	1227	160,3	37,8	0,0247	0,454

\*De acuerdo a la norma UNE 211632, los conductores de aluminio compactado se distinguen de los de cobre con los caracteres "KAL"

\*\*Condiciones de instalación: una terna de cables bajo tubos de 160 mm Ø al tresbolillo y en contacto, enterrados con centro a 1000 mm de profundidad, temperatura del terreno reno 25°C y resistividad térmica de 1,5 K.m/W.

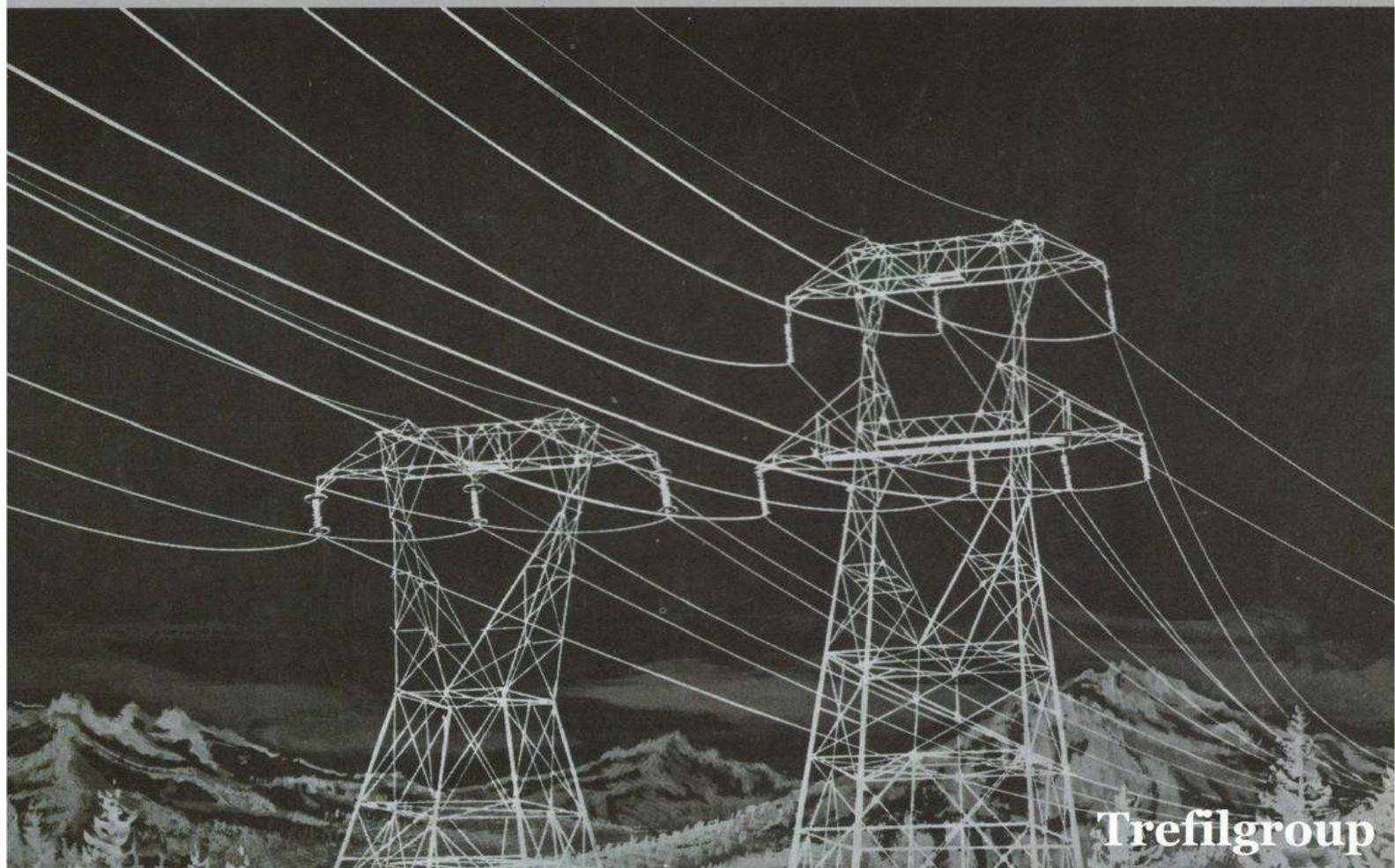
\*\*\*Condiciones de instalación: una terna de cables al tresbolillo y en contacto, al aire a 40°C y sin exposición directa al sol.

**Nota:** Valores obtenidos para una terna de cables con conexión de pantallas especial ("single point" o "cross bonding").

**Importante:** Para valores concretos de intensidades máximas según los conexionados de pantalla contactar con Prysmian.

# TREFIL-CABLE, S.L.

- CONDUCTORES DE ALUMINIO-ACERO (LA)
- ALUMINIUM CONDUCTORS STEEL REINFORCED (ACSR)
- CONDUCTORES HOMOGENEOS DE ALUMINIO (AAAC)
- CONDUCTORES EN ALEACION DE ALUMINIO CON ALMA DE ACERO (DA)
- CONDUCTORES DE ACERO ADIF





# TREFIL CABLE

Conductores eléctricos de alta tensión.

(LA / ACSR / AWG-MCM / LARL / ACSR-AW / L / AAC / D / AAAC / ACAR / ALUMOWELD / CU NU)

## CONDUCTORES ALUMINIO-ACERO (LA / ACSR) AL1/ST1A - EN 50182:2001

CODIGO	SECCION METALICA (mm <sup>2</sup> )	COMPOSICION				DIAMETRO TOTAL APROX. (mm.)	CARGA DE ROTURA (Kgf.)	RESIST. ELECT. MAX. 20°C (Ω/Km.)	PESO TOTAL APROX. (Kg./Km.)
		ALUMINIO		ACERO					
		Nº	Diam.(mm)	Nº	Diam.(mm)				
27-AL1/4-ST1A (LA-30)	31,1	6	2,38	1	2,38	7,14	990	1,0736	107,8
47-AL1/8-ST1A (LA-56)	54,6	6	3,15	1	3,15	9,45	1.660	0,6129	188,8
67-AL1/11-ST1A (LA-78)	78,6	6	3,78	1	3,78	11,3	2.360	0,4256	271,8
94-AL1/22-ST1A (LA-110)	116,2	30	2,00	7	2,00	14,0	4.400	0,3067	432,5
119-AL1/28-ST1A (LA-145)	147,1	30	2,25	7	2,25	15,8	5.520	0,2423	547,4
147-AL1/34-ST1A (LA-180)	181,6	30	2,50	7	2,50	17,5	6.520	0,1963	675,8
242-AL1/39-ST1A (LA-280 HAWK)	281,1	26	3,44	7	2,68	21,8	8.620	0,1195	976,2
337-AL1/44-ST1A (LA-380 GULL)	381,0	54	2,82	7	2,82	25,4	10.900	0,0857	1.275
402-AL1/52-ST1A (LA-455 CONDOR)	454,5	54	3,08	7	3,08	27,7	12.620	0,0719	1.520
485-AL1/63-ST1A (LA-455 CARDINAL)	547,3	54	3,38	7	3,38	30,4	15.150	0,0597	1.831
565-AL1/72-ST1A (LA-635 FINCH)	636,6	54	3,65	19	2,19	32,9	17.750	0,0512	2.123

## CONDUCTORES ALUMINIO-ACERO RECUBIERTO DE ALUMINIO (LARL / ACSR-AW) EN 50182:2001

CODIGO	SECCION METALICA (mm <sup>2</sup> )	COMPOSICION				DIAMETRO TOTAL APROX. (mm.)	CARGA DE ROTURA (Kgf.)	RESIST. ELECT. MAX. 20°C (Ω/Km.)	PESO TOTAL APROX. (Kg./Km.)
		ALUMINIO		ACERO					
		Nº	Diam.(mm)	Nº	Diam.(mm)				
LARL 30	31,1	6	2,38	1	2,38	7,14	1.040	1,0175	102,5
LARL 56	54,6	6	3,15	1	3,15	9,45	1.750	0,5808	179,7
LARL 78	78,6	6	3,78	1	3,78	11,34	2.350	0,4033	259,0
LARL 125 (PEGUIN)	125,1	6	4,77	1	4,77	14,31	3.630	0,2568	412,0
LARL 180	181,6	30	2,50	7	2,50	17,50	6.760	0,1818	634,0
LARL 280 (HAWK)	281,1	26	3,44	7	2,68	21,80	8.890	0,1131	929,0
LARL 380 (GULL)	381,0	54	2,82	7	2,82	25,38	11.080	0,0820	1.222
LARL 455 (CONDOR)	454,5	54	3,08	7	3,08	27,72	13.160	0,0688	1.457
LARL 510 (RAIL)	516,8	45	3,70	7	2,47	29,59	11.980	0,0585	1.560
LARL 545 (CARDINAL)	547,3	54	3,38	7	3,38	30,42	15.700	0,0571	1.755
LARL 600 (BLUEJAY)	603,0	45	4,00	7	2,66	31,98	14.000	0,0502	1.821
LARL 820 (PLOVER)	817,0	54	4,14	19	2,48	37,21	23.080	0,0385	2.628



## ANEXO IV-I: BIBLIOGRAFÍA DEL TFM

En este anexo, se adjunta la bibliografía correspondiente a los cuatro documentos que componen este TFM.

- [1] «España prevé convocar su primer concurso de energía eólica marina este año». Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://es-us.finanzas.yahoo.com/noticias/espa%C3%B1a-prev%C3%A9-convocar-concurso-energ%C3%ADa-101532476.html?guccounter=1>
- [2] «Offshore wind: Overcoming the challenges | McKinsey». Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/offshore-wind-strategies-for-uncertain-times>
- [3] R. Roca02/20/2024, «El coste real de la eólica marina flotante se encuentra en los 175 €/MWh», El Periódico de la Energía. Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-coste-real-de-la-eolica-marina-flotante-se-encuentra-en-los-175-e-mwh/>
- [4] F. Heidari, C. S. Ioakimidis, y D. Hernández González, «Techno-economic assessment of hybrid floating offshore wind and hydrogen systems for grid-independent electricity supply», presentado en COS 2023 – 36th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, Las Palmas de Gran Canaria, Spain, jun. 2023. [En línea]. Disponible en: [https://ecos2023.com/wp-content/uploads/gravity\\_forms/6-2afe07d5263fbacfba3c7166646e8ad9/2023/06/Full-Paper.pdf](https://ecos2023.com/wp-content/uploads/gravity_forms/6-2afe07d5263fbacfba3c7166646e8ad9/2023/06/Full-Paper.pdf)
- [5] Viaintermedia.com, «Eólica marina en España: ahora es el momento», Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias. Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/eolica/eolica-marina-en-espana-ahora-es-el-20210209>
- [6] «DemoSATH | Floating Offshore Wind at RWE». Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.rwe.com/en/our-energy/discover-renewables/floating-offshore-wind/demosath/>
- [7] «X1 Wind's X30 floating wind prototype delivers first kWh - X1 Wind». Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.x1wind.com/news/x1-winds-x30-floating-wind-prototype-delivers-first-kwh/>
- [8] Global Wind Energy Council, «Global Wind Report 2024», 2024. [En línea]. Disponible en: [https://26973329.fs1.hubspotusercontent-eu1.net/hubfs/26973329/2.%20Reports/Global%20Wind%20Report/GWR24.pdf?\\_\\_hstc=45859835.b8689bf9f525ddb278cead2cb76c6fac.1742857904673.1742857904673.1742960893627.2&\\_\\_hssc=45859835.2.1742960893627&\\_\\_hsfp=3567646714](https://26973329.fs1.hubspotusercontent-eu1.net/hubfs/26973329/2.%20Reports/Global%20Wind%20Report/GWR24.pdf?__hstc=45859835.b8689bf9f525ddb278cead2cb76c6fac.1742857904673.1742857904673.1742960893627.2&__hssc=45859835.2.1742960893627&__hsfp=3567646714)
- [9] I. CORPORATIVA, «Parques eólicos marinos: los colosos del mar», Iberdrola. Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/como-funciona-la-energia-eolica-marina>
- [10] S. F. Munguía, «Un poco de historia. Vindeby Offshore Wind Farm, el primer parque eólico marino del mundo», DiarioRenovables | Energías renovables. Eólica,

- solar, fotovoltaica, baterías, movilidad sostenible. Accedido: 31 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.diariorenovables.com/2018/03/primer-parque-eolico-marino-del-mundo.html>
- [11] «Offshore wind power», Hyötytuuli. Accedido: 31 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://hyotytuuli.fi/en/offshore-wind-power/>
- [12] «El parque eólico offshore “Alpha Ventus”». Accedido: 31 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.deutschland.de/es/topic/medio-ambiente/transicion-energetica/el-parque-eolico-offshore-alpha-ventus>
- [13] E. S. Laso, «Instalan el primer parque eólico marino en Fukushima», EFEverde. Accedido: 31 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://efeverde.com/instalan-el-primer-parque-eolico-marino-en-fukushima/>
- [14] Viaintermedia.com, «El parque eólico marino Formosa I de Taiwán eleva su potencia hasta los 128 megavatios», Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias. Accedido: 31 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/eolica/siemens-gamesa-suministrara-20-megaerogeneradores-al-primer-20180405>
- [15] «Eólica offshore: EEUU estrena su primer parque eólico marino | REVE Actualidad del sector eólico en España y en el mundo». Accedido: 31 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://reve.aeelica.org/2016/08/25/eolica-offshore-eeuu-estrena-su-primer-parque-eolico-marino/>
- [16] «Hywind Scotland». Accedido: 31 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: [https://www.equinor.com/\[...slug\]](https://www.equinor.com/[...slug])
- [17] Viaintermedia.com, «Siemens lanza una máquina de 6 MW con rotor de 154 metros», Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias. Accedido: 31 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/eolica/siemens-lanza-una-maquina-de-6-mw>
- [18] «China Unveils World’s Largest Offshore Wind Turbine – And It’s Utterly Huge», IFLScience. Accedido: 31 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.iflscience.com/china-unveils-worlds-largest-offshore-wind-turbine-with-hub-height-of-185-meters-79423>
- [19] «The World’s Largest Offshore Wind Farm», Dogger Bank Wind Farm. Accedido: 31 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://doggerbank.com/>
- [20] «Offshore wind energy». Accedido: 22 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://orsted.com/en/what-we-do/renewable-energy-solutions/offshore-wind>
- [21] «Member States agree new ambition for expanding offshore renewable energy». Accedido: 31 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: [https://energy.ec.europa.eu/news/member-states-agree-new-ambition-expanding-offshore-renewable-energy-2024-12-18\\_en](https://energy.ec.europa.eu/news/member-states-agree-new-ambition-expanding-offshore-renewable-energy-2024-12-18_en)
- [22] «Making Green Energy Affordable: How the Offshore Wind Energy Industry Matured – and What We Can Learn from It», Ørsted, Gentofte, Denmark, jun. 2019.
- [23] «Biden-Harris Administration Marks Major Milestones for Offshore Wind, Approves Tenth Project | U.S. Department of the Interior». Accedido: 31 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.doi.gov/pressreleases/biden-harris-administration-marks-major-milestones-offshore-wind-approves-tenth>

- [24] Y. Obayashi y Y. Obayashi, «Japan selects two groups for third offshore wind power round», Reuters, 24 de diciembre de 2024. Accedido: 31 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.reuters.com/business/energy/japan-selects-two-groups-third-offshore-wind-power-round-2024-12-24/>
- [25] «Global Wind Report 2025», Global Wind Energy Council (GWEC), abr. 2025.
- [26] WindEurope, «Wind Energy in Europe – 2024 Statistics and the Outlook for 2025–2028», WindEurope, Bruselas, Bélgica, feb. 2025.
- [27] Asociación Empresarial Eólica (AEE), «Anuario Eólico 2025», Asociación Empresarial Eólica (AEE), Madrid, España.
- [28] Viaintermedia.com, «DemoSATH, la eólica marina flotante española que navega de premio en premio», Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias. Accedido: 31 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.energiarenovables.com/eolica/demosath-la-e-lica-marina-flotante-esp-20250326>
- [29] «Plataforma Oceánica de Canarias | PLOCAN - Prototipo de aerogenerador marino del proyecto Elican liderado por Esteyco se fondea en el Banco de Ensayos de PLOCAN».
- [30] KPMG Abogados S.L.P., «Producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables ubicadas en el mar (Real Decreto 962/2024)», KPMG Abogados S.L.P., Madrid, España.
- [31] Ò. Mateu, «La eólica marina urge a España a subastar los primeros parques para no perder el negocio», EL MERCANTIL | Actualidad sobre el negocio de la logística. Accedido: 31 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://elmercantil.com/2025/07/15/la-eolica-marina-urge-a-espana-a-subastar-los-primeros-parques-para-no-perder-el-negocio/>
- [32] «Hornsea 2, the world’s largest windfarm, enters full operation». Accedido: 1 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://orsted.com/en/media/news/2022/08/20220831559011>
- [33] «About The Dogger Bank Wind Farm Projects», Dogger Bank Wind Farm. Accedido: 1 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://doggerbank.com/about/>
- [34] «Hywind Scotland». Accedido: 1 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: [https://www.equinor.com/\[...slug\]](https://www.equinor.com/[...slug])
- [35] «The wind farm», Windfloat Atlantic. Accedido: 1 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.windfloat-atlantic.com/the-wind-farm/>
- [36] «Windfloat Atlantic, el primer parque eólico flotante semisumergible». Accedido: 1 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://revistaaccionistas.repsol.com/numero-31/windfloat-atlantic-el-primer-parque-eolico-flotante-semisumergible>
- [37] DNV (Det Norske Veritas), «Energy Transition Outlook 2024», 2024.
- [38] National Renewable Energy Laboratory (NREL), «Offshore Wind Market Report: 2024 Edition», Golden, CO.
- [39] «List of Top 7 Floating Offshore Wind Projects in the World | 2025», Latest Global Construction Industry Projects (2024) - Blackridge Research & Consulting. Accedido: 23 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en:

- <https://www.blackridgeresearch.com/blog/latest-list-top-upcoming-floating-offshore-windmill-fow-farm-plant-power-projects-in-the-world>
- [40] J. Bayer, «La Diputación de Málaga aprueba la moción de VOX para paralizar la tramitación del proyecto del parque eólico marino Nao Victoria», VOX. Accedido: 22 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.voxespana.es/noticias/la-diputacion-de-malaga-aprueba-la-mocion-de-vox-para-paralizar-la-tramitacion-del-proyecto-del-parque-eolico-nao-victoria-20250219?provincia=malaga>
- [41] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). Actualización 2023-2030», Madrid, España, sep. 2024.
- [42] Comisión Europea, «Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones: Plan REPowerEU», Bruselas, Bélgica, COM(2022) 230 final, may 2022.
- [43] POWER, «Top Plants: Hywind Floating Wind Turbine, North Sea, Norway», POWER Magazine. Accedido: 1 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.powermag.com/top-plants-hywind-floating-wind-turbine-north-sea-norway/>
- [44] Y. Wang, T. Yao, Y. Zhao, y Z. Jiang, «Review of tension leg platform floating wind turbines: Concepts, design methods, and future development trends», Ocean Engineering, vol. 324, p. 120587, abr. 2025, doi: 10.1016/j.oceaneng.2025.120587.
- [45] «Provence Grand Large : Full Commissioning of the first french floating offshore wind farm - 2025/06/05 | EDF FR». Accedido: 1 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/provence-grand-large-full-commissioning-of-the-first-french-floating-offshore-wind-farm>
- [46] «Floating platform | Offshore wind power». Accedido: 1 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.bw-ideol.com/en/floatgen-demonstrator>
- [47] «Beatrice (Reino Unido) - Parques eólicos - Acceso en línea - The Wind Power». Accedido: 1 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: [https://www.thewindpower.net/windfarm\\_es\\_12051\\_beatrice.php](https://www.thewindpower.net/windfarm_es_12051_beatrice.php)
- [48] «Los vientos alisios, el motor de las Islas Canarias», Hola Islas Canarias. Accedido: 3 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.holaislascanarias.com/experiencias/los-vientos-alisios-el-motor-de-las-islas-canarias/>
- [49] «Vientos alisios», Wikipedia, la enciclopedia libre. 4 de mayo de 2025. Accedido: 3 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: [https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Vientos\\_alisios&oldid=167198903](https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Vientos_alisios&oldid=167198903)
- [50] «World's First Floating Offshore Wind Farm Achieves 65% Capacity Factor After 3 Months». Accedido: 3 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/worlds-first-floating-offshore-wind-farm-65-capacity-factor>
- [51] «Global Top 10 Offshore Wind Turbine Manufacturers (2025)», Latest Global Construction Industry Projects (2024) - Blackridge Research & Consulting. Accedido: 22 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en:

- <https://www.blackridgeresearch.com/blog/list-of-global-top-biggest-largest-offshore-wind-turbine-power-oems-manufacturers-companies-suppliers-in-the-world>
- [52] Anatec Ltd, James Milne, Della Lansley, y Elizabeth Reynolds, «Dogger Bank C Safety Zone Application», Dogger Bank Wind Farm, LF700013-CST-DOG-REP-0216, ago. 2024.
- [53] «How powerful will wind turbines be in 2035?» Accedido: 22 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: [https://www.windpowermonthly.com/article/1787760?utm\\_source=website&utm\\_medium=social](https://www.windpowermonthly.com/article/1787760?utm_source=website&utm_medium=social)
- [54] Introduction to Floating Offshore Wind - SUT+ webinar, (8 de octubre de 2024). [En línea Video]. Disponible en: [https://youtu.be/fCTODB6ZbfE?si=iFQV5FeZCT4\\_euGJ](https://youtu.be/fCTODB6ZbfE?si=iFQV5FeZCT4_euGJ)
- [55] «Hive Wind Energy | Best Future Of Energy | Modular Future - 2023», HiveWind. Accedido: 22 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://hivewindenergy.com/>
- [56] V. Sykes, M. Collu, y A. Coraddu, «A Review and Analysis of the Uncertainty Within Cost Models for Floating Offshore Wind Farms», Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 186, p. 113634, oct. 2023, doi: 10.1016/j.rser.2023.113634.
- [57] Hossam M. Zawbaa, Mohamed I. Elashiry, Mohamed M. Awad, Aboul Ella Hassanien, y Moamar S. Hassan, «A novel ensemble model for energy demand forecasting using optimized LSTM networks», vol. Information Sciences.
- [58] «Haliade-X Offshore Wind Turbine | GE Vernova», [governova-wind-power](https://www.governova.com/wind-power/wind-turbines/offshore-wind-turbines). Accedido: 20 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.governova.com/wind-power/wind-turbines/offshore-wind-turbines>
- [59] L. Bauer, «GE Vernova GE Haliade-X 14 MW - 14,00 MW - Wind turbine». Accedido: 20 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/2320-ge-vernova-ge-haliade-x-14-mw>
- [60] «ABB delivers converters for Haliade-X», 4c Offshore. Accedido: 20 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.4coffshore.com/news/abb-delivers-converters-for-haliade-x-nid17043.html>
- [61] Dan Wu et al., «Grid Integration of Offshore Wind Power: Standards, Control, Power Quality and Transmission», IEEE Open Journal of Power Electronics, abr. 2024, doi: 10.1109/OJPEL.2024.3390417.
- [62] «GE Renewable Energy Shop | Product: TRANSFORMER 690V/400V 3.15 KVA». Accedido: 20 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://eushop.gerenewableenergy.com/s/product/transformer-690v400v-315-kva/01t3t000007QVNIAAO>
- [63] Texas Reliability Entity, «Loss of Wind Turbines due to Transient Voltage Disturbances on the Bulk Transmission System», LL20170701, jul. 2017.
- [64] Max Gillet et al., «Design challenges for large offshore wind turbine transformers», presentado en CIGRÉ Session 2022 – Study Committee A2: Power transformers & reactors, París, Francia, ago. 2022.

- [65] «Exploring Dry Type Transformers and Their Potential to Replace Oil-immersed Transformers», Research Dive. Accedido: 20 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.researchdive.com/blog/a-concise-outlook-on-dry-type-transformers-and-how-they-are-better-than-oil-immersed-transformers>
- [66] Gobierno de España, Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. 2008, p. 156.
- [67] ABB, «XLPE Submarine Cable Systems – Attachment to XLPE Land Cable Systems – User’s Guide», Suecia.
- [68] Prysmian Group, «El libro blanco de la instalación», 2023.
- [69] Gujarat Energy Transmission Corporation Ltd., «Technical Specifications for 220/66 kV, 50, 100 & 160 MVA Power Transformer (Without Capitalization)», Saradar Patel Vidyut Bhavan, Race Course, Baroda, GETCO/E/TS – 2XMER01power/R6, mar. 2013.
- [70] Red Eléctrica de España (REE) y Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), «Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. Horizonte 2026», Madrid, España, mar. 2022.
- [71] Red Eléctrica de España (REE), «Un impulso estratégico para Canarias: Se aprueba la Planificación de la Red de Transporte de Electricidad con horizonte 2026», Canarias, España, 22 de marzo de 2022.
- [72] Red Eléctrica de España (REE), «Documento Inicial: Subestación Barranco de Tirajana III 220 kV», Madrid, España, jul. 2021.
- [73] Trefil Cable, S.L., «Catálogo de conductores eléctricos de alta tensión», Alcobendas, Madrid, España.
- [74] «Cable Aluminio Acero ACSR LA455 Cable de guarda», SilexST - Silex System Telecom. Accedido: 22 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://silexst.com/producto/cable-aluminio-acero-acsr-la455/>
- [75] i-DE Grupo Iberdrola, Especificación Particular - Conductores desnudos de aluminio-acero para líneas eléctricas de alta tensión, NI 54.63.01.
- [76] V. Landete, «Construcción y sistema de evacuación del Parque Eólico Cuevas de Velasco», Eiffage en España. Accedido: 23 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://eiffage.es/construccion-y-sistema-de-evacuacion-del-parque-eolico-cuevas-de-velasco/>
- [77] Asociación Empresarial Eólica de España (AEE), «AEE reitera su apuesta por Canarias como punta de lanza de la eólica marina», puertocanarias.com, 15 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://puertocanarias.com/es/node/8147>
- [78] Asociación Empresarial Eólica (AEE); elaborado por Deloitte, «Libro Blanco de la Industria Eólica Marina en España», nov. 2022.
- [79] «Capital Energy - Firmamos nuestros primeros acuerdos con astilleros en Canarias».
- [80] «We welcome the WIND PEAK vessel to the Port of Las Palmas! - Canarship». Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://canarship.com/we-welcome-the-wind-peak-vessel-to-the-port-of-las-palmas/>

- [81] «Energía eólica off shore o eólica marina - CanariWiki».
- [82] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), «Informe de la CNMC sobre la autorización del prototipo eólico offshore MLRT de 5 MW en PLOCAN», Madrid, España, INF/DE/018/18, may 2018.
- [83] Instituto Tecnológico de Canarias (ITC), «RENMARINAS Arinaga – Plataforma de ensayo de energías marinas (Port of Arinaga, Gran Canaria)». Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://renmarinas.itccanarias.org/arinaga>
- [84] «El MITECO destina más de 160 millones para adaptar la infraestructura portuaria al despliegue de la eólica y otras renovables marinas», Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Accedido: 31 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2025/julio/el-miteco-destina-mas-de-160-millones-para-adaptar-la-infraestructu.html>
- [85] «Floating technology | Guide to a floating offshore wind farm». Accedido: 19 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://guidetofloatingoffshorewind.com/floating-technology/>
- [86] A. Durakovic, «Spanish Floater Spins Into Life», Offshore Wind. Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.offshorewind.biz/2019/05/31/spanish-floater-spins-into-life/>
- [87] «Ocean Winds contratará a Navantia Seanergies plataformas flotantes y otros elementos para parques eólicos marinos», Navantia. Accedido: 17 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.navantia.es/es/actualidad/notas-prensa/ocean-winds-contratar-a-navantia-seanergies-plataformas-flotantes-y-otros-elementos-para-parques-eolicos-marinos/>
- [88] BVG Associates, «Guide to a Floating Offshore Wind Farm», Offshore Renewable Energy Catapult, The Crown Estate y Crown Estate Scotland, may 2023.
- [89] «I.4.1 Anchor-handling vessel | Guide to a floating offshore wind farm». Accedido: 19 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://guidetofloatingoffshorewind.com/guide/i-installation-and-commissioning/i-4-anchor-and-mooring-pre-installation/i-4-1-anchor-handling-vessel/>
- [90] «Rental of Mooring Equipment - Delmar Systems».
- [91] Five Estuaries Offshore Wind Farm Ltd, «Outline Landfall Methodology», Five Estuaries Offshore Wind Farm Ltd, 9.28, mar. 2024.
- [92] Lotfizadeh, Omid, «Life Cycle Assessment of Offshore Wind Farms – A Comparative Study of Floating Vs. Fixed Offshore Wind Turbines», Master’s thesis, 2024.
- [93] Maddaloni, Payton, «End-Of-Life Consideration for Offshore Turbines», Wind Systems Magazine, octubre de 2024.
- [94] Mortensen, Niels Gylling, «46200 Planning and Development of Wind Farms: Wind resource assessment using the WAsP software», DTU Wind Energy, Roskilde, Dinamarca, dic. 2014.
- [95] Consejería de Transición Ecológica y Energía, Gobierno de Canarias, «Anuario energético de Canarias 2023», may 2025.

- [96] Stehly, Tyler, Duffy, Patrick, y Mulas Hernando, Daniel, «Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition», National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, Estados Unidos, NREL/PR-5000-91775, nov. 2024.
- [97] «El Consejo de Gobierno insular aprueba la Agenda de Transición Energética de Gran Canaria», Consejo Insular de la Energía de Gran Canaria. Accedido: 22 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.energiagrancanaria.com/2024/12/20/el-consejo-de-gobierno-insular-aprueba-la-agenda-de-transicion-energetica-de-gran-canaria/>
- [98] Cabildo de Gran Canaria y Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (Grupo GREES), «Agenda de Transición Energética de Gran Canaria. Versión diciembre 2024.», Las Palmas de Gran Canaria, dic. 2024.
- [99] J. A. Daswani Miguel Ángel, «La renovación de las centrales térmicas de Canarias, clave contra los apagones, no empezará hasta 2028», Cadena SER. Accedido: 22 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://cadenaser.com/canarias/2025/06/24/la-renovacion-de-las-centrales-termicas-de-canarias-clave-contralos-apagones-no-empezara-hasta-2028-radio-club-tenerife/>
- [100] T. Ferrera, «Red Eléctrica ve “urgente” inundar Canarias de pequeñas centrales térmicas», ElDiario.es. Accedido: 22 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: [https://www.eldiario.es/canariasahora/ciencia\\_y\\_medio\\_ambiente/red-electrica-ve-urgente-inundar-canarias-pequenas-centrales-termicas\\_1\\_12350662.html](https://www.eldiario.es/canariasahora/ciencia_y_medio_ambiente/red-electrica-ve-urgente-inundar-canarias-pequenas-centrales-termicas_1_12350662.html)
- [101] «Gran Canaria se posiciona como referente para el despliegue de la energía eólica marina en España», Consejo Insular de la Energía de Gran Canaria. Accedido: 22 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.energiagrancanaria.com/2024/11/08/gran-canaria-se-posiciona-como-referente-para-el-despliegue-de-la-energia-eolica-marina-en-espana/>
- [102] «Canarias presenta datos socioeconómicos del proyecto del pa...» Accedido: 22 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www3.gobiernodecanarias.org/noticias/canarias-presenta-datos-socioeconomicos-del-proyecto-del-parque-eolico-offshore-en-el-congreso-de-eolica-marina/>
- [103] Cabildo de Gran Canaria, «Investigación sobre buenas prácticas en el desarrollo de la eólica marina», mar. 2025.
- [104] A. Leon, «El Gobierno define 4 zonas de alto potencial en eólica offshore en Canarias», PROEXCA. Accedido: 22 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://proexca.es/el-gobierno-define-4-zonas-de-alto-potencial-en-eolica-offshore-en-canarias/>
- [105] C. R. | 17/04/2011 en 22:45 | Responder, «Impacto visual de parques eólicos marinos (offshore)», Antonio Narejos. Accedido: 22 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://antonionarejos.wordpress.com/2011/04/15/impacto-visual-de-parques-eolicos-marinos-offshore/>
- [106] Stehly, Tyler, Beiter, Philipp, y Duffy, Patrick, «2019 Cost of Wind Energy Review», National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2020.

- [107] Myhr, Adam, Bjerkseter, Cathrine, Ågotnes, Arne, y Nygaard, Tor Anders, «Evolution of floating offshore wind platforms: A review of at-sea devices», *Energy Procedia*, 2014.
- [108] RWE, «28 February 2023 News Investor Relations». Accedido: 14 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.rwe.com/en/investor-relations/financial-calendar-and-publications/news-and-ad-hoc-announcements/news/news-2023-02-28/>
- [109] Lars Morten Bardal y Lars Roar Sætran, «Influence of turbulence intensity on wind turbine power curves», presentado en 14th Deep Sea Offshore Wind R&D Conference, EERA DeepWind'2017, Trondheim, Noruega: Elsevier.
- [110] Niels G. Mortensen, Duncan N. Heathfield, Ole Rathmann, y Morten Nielsen, «Wind Atlas Analysis and Application Program: WASP 10 Help Facility». Technical University of Denmark (DTU), 2011.
- [111] Pablo Faúndez, «Map Editor truncating map extension on ocean side?», WASP Forums. [En línea]. Disponible en: <https://www.wasptechnical.dk/forum/topic/764-map-editor-truncating-map-extension-on-ocean-side/>
- [112] Haiying Sun, Hongxing Yang, y Xiaoxia Gao, «Investigation into spacing restriction and layout optimization of wind farm with multiple types of wind turbines», *Energy*, doi: 10.1016/j.energy.2018.11.073.
- [113] «El clima en Gran Canaria, el tiempo por mes, temperatura promedio (España) - Weather Spark». Accedido: 23 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://es.weatherspark.com/y/150429/Clima-promedio-en-Gran-Canaria-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o>
- [114] «Current sea water temperature in Gran Canaria», *SeaTemperature.info*. Accedido: 22 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://seatemperature.info/gran-canaria-water-temperature.html>
- [115] Roland Aznar et al., «Copernicus Marine Product User Manual for NWSHELF\_ANALYSISFORECAST\_PHY\_004\_013», Mercator Ocean International, Toulouse, Francia, CMEMS-NWS-PUM-004-013, jun. 2025.
- [116] E.-E. E. Portal y E. Csanyi, «Installing a submarine transmission cable, how they do it | EEP», *EEP - Electrical Engineering Portal*. Accedido: 23 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://electrical-engineering-portal.com/installing-submarine-transmission-cable>
- [117] I-DE Redes Eléctricas Inteligentes S.A.U., «Proyecto técnico administrativo – Nueva Subestación Transformadora de 220/66 kV ST Tierra Estella», Oteiza (Navarra), España.
- [118] M. Moran, «Energía», *Desarrollo Sostenible*. Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- [119] «Infraestructura - Desarrollo Sostenible». Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/infrastructure/>
- [120] «Cambio climático», *Desarrollo Sostenible*. Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/climate-change-2/>

[121] M. Moran, «Océanos», Desarrollo Sostenible. Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/oceans/>

