



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO MARINO EN LAS COSTAS ESPAÑOLAS

Autor: Nicolás BLOUIN FERNÁNDEZ
Director: Consolación ALONSO ALONSO

Madrid
Agosto de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO MARINO EN LAS COSTAS ESPAÑOLAS en la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025/2026 es de mi autoría 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.

Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

☒ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, la Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

Se ha empleado la Inteligencia Artificial para:

Lluvia de ideas e investigación preliminar de proyectos eólicos marinos reales y normativa vigente de:

- La ordenación del espacio marítimo
- Las medidas fiscales aplicables a la generación de energía eléctrica
- Normativa energética aplicable a Canarias
- Normativa técnica de instalación eléctrica de parques eólicos marinos (normas IEC)
- Estudios de referencia sobre el coste nivelado de la energía (LCOE) de parques eólicos marinos flotantes y sobre los aspectos técnicos de su instalación y operación.

También se ha utilizado como apoyo para la síntesis y comprensión inicial de documentación técnica (documentación de fabricantes, fichas técnicas, informes sectoriales).

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)


Firmado (alumno): Nicolás Blouin
Fecha: 24/08/2026

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
Fdo:	Fdo:
Fecha:	Fecha:



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO MARINO EN LAS COSTAS ESPAÑOLAS

Autor: Nicolás BLOUIN FERNÁNDEZ
Director: Consolación ALONSO ALONSO

Madrid
Agosto de 2026

Agradecimientos

A mi directora de Trabajo de Fin de Máster, Consuelo.

A VORTEX, por haberme cedido altruistamente la serie de datos de viento en el emplazamiento del proyecto, que ha sido el pilar de este trabajo.

A DTU Delft, por haberme proporcionado una licencia estudiante para utilizar su programa WAsP.

A mis padres, mi hermana, y mi hermano.

A Inés.

A mis amigos.

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO MARINO EN LAS COSTAS ESPAÑOLAS

Autor: Blouin Fernández, Nicolás.

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este Trabajo de Fin de Máster estudia la viabilidad técnica y económica de un parque eólico marino flotante, situado en la costa de la isla de Gran Canaria. El parque cuenta con una potencia total de 136,8 MW. Se ha realizado el estudio del recurso eólico y el diseño del emplazamiento para luego obtener la energía anual del parque a red (706,12 GWh). Finalmente, se ha hecho el estudio económico y de emisiones evitadas gracias al parque.

Palabras clave: Eólica marina flotante, aerogenerador, plataforma semi sumergible, WAsP, WindoGrapher, potencia, producción energética, instalación eléctrica, CAPEX, OPEX, LCOE.

1. Introducción

La energía eólica marina está todavía en fase de desarrollo y maduración. Cuenta con casi 100 GW de potencia instalada en el mundo, y su desarrollo se concentra principalmente en China y en los países del mar del Norte (Europa). En España, el sector está comenzando a emerger. Las grandes profundidades de sus costas dificultan su desarrollo. España define sus objetivos, estrategias y palancas nacionales en los objetivos del PNIEC y en la Ruta para el Desarrollo de la Eólica Marina y las Energías del Mar. Además, delimita las zonas de alto potencial desarrollo de la energía eólica marina (ZAPER) mediante los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM).

Se ha escogido el sistema eléctrico insular aislado de Gran Canaria, caracterizado por un gran recurso eólico marino, altos precios de generación de energía y una fuerte dependencia de combustibles fósiles. Dado el elevado coste de la eólica marina flotante, esta tecnología requiere este tipo de emplazamientos para iniciar su despliegue en España como solución de descarbonización.

2. Definición del Proyecto

El objetivo de este trabajo es de realizar el diseño técnico y el estudio económico de un parque eólico marino flotante al sureste de Gran Canaria. Su metodología comprende la selección del emplazamiento dentro de los POEM, la caracterización del recurso eólico, la estimación de la producción energética del parque, el diseño de su obra civil, el diseño de la instalación eléctrica, y el estudio de viabilidad económica y de impacto ambiental.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

La fase de selección del emplazamiento se ha realizado mediante un proceso de cribado y una matriz de decisión aplicada a cinco ubicaciones candidatas dentro de los POEM, en las Islas Canarias. Se ha considerado restricciones ambientales, de defensa, pesca,

tráfico marítimo, infraestructuras existentes, distancia a costa, profundidad y calidad del recurso eólico.

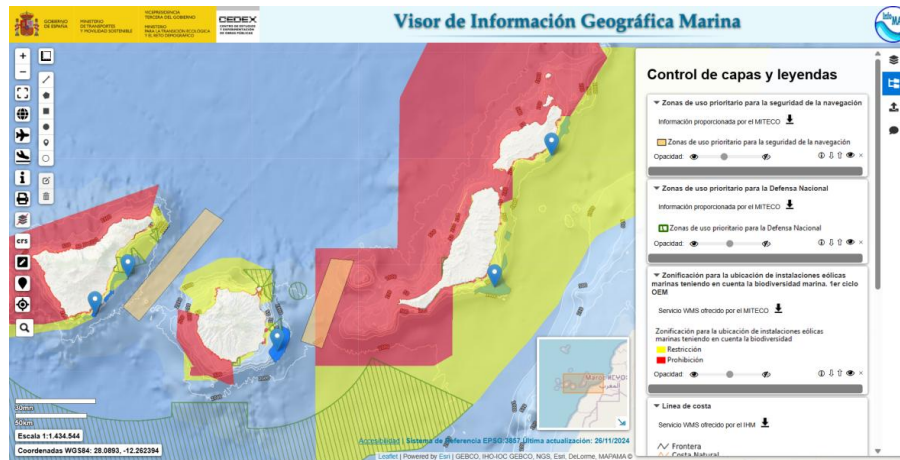


Figura 1. Emplazamientos preseleccionados par el emplazamiento del parque eólico marino (INFOMAR).

En el capítulo de estudio del viento y simulación se ha caracterizado el recurso eólico del emplazamiento a partir de la serie de viento proporcionado por la empresa Vortex. Se ha analizado estadísticamente con Windographer. A partir de la serie se ha modelizado el área de estudio mediante WAsP y simulado el comportamiento energético del parque para distintos modelos de aerogeneradores de referencia del mercado, a partir de sus curvas de potencia y coeficientes de empuje.

El estudio de la obra civil caracteriza el fondo marino del emplazamiento y analiza las principales soluciones de cimentación y fondeo compatibles con las características técnicas. Se selecciona la estructura semi sumergible y el sistema de amarre más adecuados para el parque. Se incluye una revisión de los principales fabricantes de plataformas, contratistas EPCI y la normativa técnica que regula la fabricación, transporte e instalación de este tipo de infraestructuras.

El capítulo de diseño eléctrico define la arquitectura del circuito que permite evacuar la energía eléctrica desde cada aerogenerador hasta la subestación eléctrica de Barranco de Tirajana III, perteneciente a Red Eléctrica. Se dimensionan los circuitos internos de Media Tensión (MT), el circuito de exportación de Alta Tensión (AT), las secciones de los conductores, los equipos de maniobra y de protección, así como el transformador MT/AT de la subestación marina.



Figura 2. Diseño del circuito de MT del parque, (Google Earth).

El estudio económico evalúa la viabilidad del proyecto a partir de la estimación del precio de venta de la energía, la inversión inicial (CAPEX), y los costes de operación y mantenimiento (OPEX). Se calculan indicadores como el Coste nivelado de la energía (LCOE), el Valor Actual Neto del Proyecto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) a lo largo de la vida útil del parque, que permiten analizar la rentabilidad del proyecto.

Finalmente, el estudio de impacto medioambiental cuantifica las emisiones de CO₂ evitadas por el parque cada año y durante su ciclo de vida en comparación con las tecnologías de generación de energía a partir de fuentes fósiles más representativas y el Mix eléctrico actual de Canarias.

4. Resultados

Tras aplicar la matriz de decisión de los distintos emplazamientos preseleccionados, se ha escogido el emplazamiento del parque al sureste de Gran Canaria (*Lat: 27,795745, Lon: -15,304398*), a 10,58 km de la costa y con una profundidad media de 353 m.

Se han realizado simulaciones energéticas comparando los distintos modelos de aerogenerador seleccionados. Se ha escogido el Vestas V172 de 7,2 MW de potencia unitaria, debido a sus mayores prestaciones energéticas. El parque se compone de 19 aerogeneradores Vestas V172, con una potencia total instalada de 136,8 MW que genera, según la modelización energética, 706,12 GWh de energía eléctrica a red.

Tabla 1. Producción energética para los distintos modelos de aerogenerador contemplados (WAsP).

Indicadores de producción energética	V172	SG170	N163
Producción Bruta (GWh/año)	804,21	758,44	752,51
Producción Neta (GWh/año)	789,97	745,49	739,66
Pérdidas por Estela (%)	1,77%	1,71%	1,71%
Producción a Red (GWh/año)	706,12	666,36	661,15
Horas equivalente (h)	5161,66	5313,90	4971,05
Factor de Capacidad	58,92%	60,66%	56,75%

En cuanto a la cimentación de los aerogeneradores y de la subestación marina, se ha seleccionado la plataforma semisumergible lastrada, con sistema de fondeo en catenaria y pilote hincado con perforación previa como sistema de anclaje.

Se ha diseñado la instalación eléctrica del parque, teniendo en cuenta el tipo de conductor del cable, las celdas de protección, el transformador. Se ha realizado un esquema eléctrico completo unifilar de la instalación.

Se ha realizado el estudio económico del parque mediante la estimación de:

- Precio de venta de la energía de 186,09 €/MWh a partir de los datos de red eléctrica de los últimos 10 años, deflactada mediante el IPC del INE.
- Inversión inicial (CAPEX) de 1.117,72 M€ y costes de operación y mantenimiento (OPEX) de 30,5 M€/año a partir de las fuentes de referencia del sector (NREL, BVG Associates).
- Estructura de financiación del 70% deuda / 30% capital propio (WACC=5,48%)

Se han obtenido los siguientes resultados, confirmando la rentabilidad y la viabilidad del proyecto:

Tabla 2. Resultado de las emisiones de CO₂-eq evitadas gracias el parque eólico marino propuesto.

Métricas financieras		
Indicador	Valor	Unidad
VAN	640,80	M€
TIR proyecto	10,22	%
Payback simple	9,60	años
Payback descontado	13,48	años
LCOE	171,17	€/MWh

Desde el punto de vista medioambiental, las emisiones de CO₂-eq (t) evitadas gracias al parque frente a las principales tecnologías térmicas de referencia se describen en la tabla 1:

Tabla 3. Resultado de las emisiones de CO₂-eq evitadas gracias el parque eólico marino propuesto.

Tecnología comparativa	Factor CO ₂ -eq (t/MWh)	Emisiones de CO ₂ -eq evitadas (t/MWh)	Emisiones de CO ₂ -eq evitadas (t) - 25 años	Emisiones de CO ₂ -eq evitadas (t) - 30 años
Central Térmica Ciclo Combinado (Gasóleo)	0,6	423.672,0	10.591.800,0	12.710.160,0
Central Térmica de Carbón	1,05	741.426,0	18.535.650,0	22.242.780,0
Central Térmica Vapor (fuel-oil)	0,9	635.508,0	15.887.700,0	19.065.240,0
Mix Eléctrico de Canarias (2025)	0,536	378.296,7	9.457.418,2	11.348.901,9

5. Conclusiones

El proyecto resulta viable técnica y económicamente en el contexto específico del sistema eléctrico no peninsular de Gran Canaria. Los altos costes de generación permiten justificar un precio de venta muy superior al del mercado peninsular del OMIE. La elevada profundidad dispara el LCOE, porque obliga al uso de la tecnología flotante.

6. Referencias

- [1] IRENA, "Renewable Energy Statistics 2024", International Renewable Energy Agency, Abu Dabi, 2024.

- [2] Red Eléctrica de España, "El Sistema Eléctrico de Canarias", Informe anual, 2024.
- [3] WindEurope, "Offshore Wind in Europe — Key Trends and Statistics", 2024.
- [4] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), "El Acuerdo de París", Available: <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>, 2023.
- [5] Global Wind Energy Council (GWEC), "Global Wind Report 2026", 2026.
- [6] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), Hoja de Ruta de Eólica Marina y Energías del Mar, Madrid, diciembre 2021.
- [7] Technical University of Denmark (DTU), "WAsP", versión 4.9.316.0, licencia estudiante, instalación 2026.
- [8] UL Solutions, "Windographer", versión 6.0.9, licencia de prueba, instalación 2026.
- [9] National Renewable Energy Laboratory, "Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition", 2024.

FEASIBILITY STUDY OF A FLOATING OFFSHORE WIND FARM ON THE SPANISH COAST

Author: Blouin Fernández, Nicolás.

Supervisor: Alonso Alonso, Consuelo.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This Master's Thesis studies the technical and economic feasibility of a floating offshore wind farm located in the coast of the island of Gran Canaria. The wind farm has a total capacity of 136.8 MW. A wind resource assessment and site design were carried out to obtain the wind farm's annual energy delivered to the grid (706.12 GWh). Finally, an economic study and analysis of the emissions avoided is carried out.

Keywords: Floating offshore wind, wind turbine, semi-submersible platform, WAsP, Windographer, power, energy production, electrical installation, CAPEX, OPEX, LCOE.

1. Introduction

Offshore wind energy is still in development and maturation. It accounts for nearly 100 GW of installed capacity worldwide, with development concentrated mainly in China and the North Sea countries (Europe). In Spain, the sector is emerging. The great depths off its coasts slow its development. Spain defines its national objectives, strategies and levers in the PNIEC (National Integrated Energy and Climate Plan) and in the Roadmap for the Development of Offshore Wind and Marine Energies. It also delimits high-potential development zones for offshore wind energy (ZAPER) through its Marine Spatial Planning Plans (POEM).

The isolated island electrical system of Gran Canaria was selected, characterized by a large offshore wind resource, high energy generation costs, and a strong dependence on fossil fuels. Given the high cost of floating offshore wind, this technology needs this type of location to start its deployment in Spain as a solution of decarbonization.

2. Project Definition

The objective of this work is to carry out the technical design and economic study of a floating offshore wind farm in the southeast of Gran Canaria. Its methodology comprises site selection within the POEM, characterization of the wind resource, estimation of the wind farm's energy production, civil works design, electrical installation design, and economic feasibility and environmental impact assessment.

3. Description of the Model, System and Tools

The site selection phase was carried out through a screening process and a decision matrix applied to five candidate locations within the POEM areas in the Canary Islands. Environmental restrictions, defence-related constraints, fishing activity, maritime traffic, existing infrastructure, distance from shore, water depth and wind resource quality were considered.

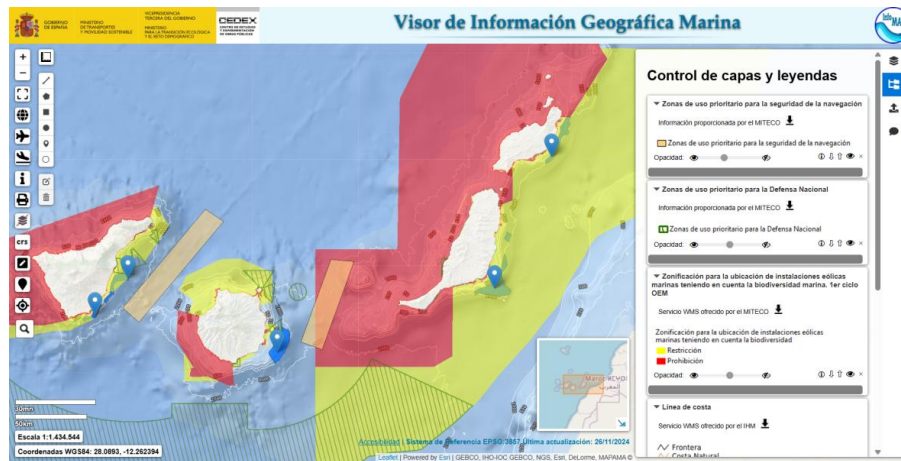


Figura 1. Candidate locations preselected for the offshore wind farm site (INFOMAR).

In the wind resource assessment and simulation chapter, the site's wind resource was characterized based on the wind data series provided by the company Vortex. It was statistically analysed using Windographer. Based on this series, the study area was modelled using WAsP, and the wind farm's energy performance was simulated for different reference wind turbine models available on the market, based on their power curves and thrust coefficients.

The civil works study characterizes the seabed of the site and analyses the main foundation and mooring solutions compatible with its technical characteristics. The semi-submersible structure and the most suitable mooring system for the wind farm are selected. It includes a review of the main platform manufacturers, EPCI contractors, and the technical standards governing the manufacturing, transport, and installation of this type of infrastructure.

The electrical design chapter defines the circuit architecture that allows the electrical energy to be evacuated from each wind turbine to the Barranco de Tirajana III electrical substation, owned by Red Eléctrica. The internal Medium Voltage (MV) circuits, the High Voltage (HV) export circuit, conductor cross-sections, switchgear and protection equipment, as well as the offshore substation's MV/HV transformer, are all sized.



Figura 2. Design of the wind farm MV circuit (Google Earth).

The economic study evaluates the project's feasibility based on the estimation of the energy sale price, the initial investment (CAPEX), and the operation and maintenance costs (OPEX). Indicators such as the Levelized Cost of Energy (LCOE), the Net Present Value of the project (NPV), and the Internal Rate of Return (IRR) are calculated over the wind farm's useful life, allowing the project's profitability to be analysed.

Finally, the environmental impact study quantifies the CO₂ emissions avoided by the wind farm each year and over its life cycle, in comparison with the most representative fossil-fuel-based power generation technologies and the current electricity mix of the Canary Islands.

4. Results

After applying the decision matrix to the preselected candidate sites, the wind farm location southeast of Gran Canaria was selected at coordinates 27.795745° N, 15.304398° W, 10.58 km from the coast and at an average water depth of 353 m.

After carrying out several simulations comparing the selected wind turbine models, the Vestas V172, with a rated power of 7.2 MW, was selected due to its superior energy performance. The wind farm consists of 19 Vestas V172 wind turbines, with a total installed capacity of 136.8 MW and, according to the energy modelling, an annual net electricity generation of 706.12 GWh delivered to the grid.

Tabla 1. Energy production results obtained with WAsP for the wind turbine models considered.

Energy Production Indicators	V172	SG170	N163
Gross Production (GWh/year)	804,21	758,44	752,51
Net Production (GWh/year)	789,97	745,49	739,66
Wake Losses (%)	1,77%	1,71%	1,71%
Grid-Injected Production (GWh/year)	706,12	666,36	661,15
Equivalent Hours (h)	5.161,66	5.313,90	4.971,05
Capacity Factor	58,92%	60,66%	56,75%

Regarding the foundation of the wind turbines and the offshore substation, a ballasted semi-submersible platform was selected, with a catenary mooring system and driven piles with pre-drilling as the anchoring system.

The wind farm's electrical installation was designed, considering the cable conductor type, the protection switchgear cells, and the transformer. A complete single-line electrical diagram of the installation was produced.

The project's economic study was carried out by estimating:

- An energy sale price of €186.09/MWh, based on the last 10 years of grid operator Red Eléctrica, deflated using the INE's PCI (Consumer Price Index).
- An initial investment (CAPEX) of €1,117.72 M and operation and maintenance costs (OPEX) of €30.5 M/year, based on sector reference sources (NREL, BVG Associates).

- A financing structure of 70% debt / 30% equity (WACC = 5.48%).

The following results were obtained, confirming the profitability and viability of the project::

Tabla 2. Resulting avoided CO2-eq emissions thanks to the proposed offshore wind farm.

Financial Metrics		
Metric	Value	Unity
VAN	640,80	M€
TIR	10,22	%
Simple Payback	9,60	Years
Discounted Payback	13,48	Years
LCOE	171,17	€/MWh

From an environmental perspective, the CO₂-equivalent emissions avoided by the wind farm compared with the main reference thermal generation technologies are presented in Table 2.

Tabla 2. CO₂-equivalent emissions avoided thanks to the proposed offshore wind farm.

Comparative Technology	CO ₂ -eq Factor (t/MWh)	Avoided CO ₂ -eq Emissions (t/MWh)	Avoided CO ₂ -eq Emissions (t) - 25 years	Avoided CO ₂ -eq Emissions (t) - 30 years
Combined Cycle Thermal Power Plant (Diesel Oil)	0,6	423.672,0	10.591.800,0	12.710.160,0
Coal-Fired Thermal Power Plant	1,05	741.426,0	18.535.650,0	22.242.780,0
Steam Thermal Power Plant (Fuel Oil)	0,9	635.508,0	15.887.700,0	19.065.240,0
Canary Islands Electricity Mix (2025)	0,536	378.296,7	9.457.418,2	11.348.901,9

5. Conclusions

The project has proven to be technically and economically viable within the specific context of Gran Canaria's non-peninsular electricity system. High generation costs justify a sale price significantly above that of the OMIE peninsular market. The high water depth drives up the LCOE, as it requires the use of floating technology.

6. References

- [1] IRENA, "Renewable Energy Statistics 2024", International Renewable Energy Agency, Abu Dabi, 2024.
- [2] Red Eléctrica de España, "The Canary Islands Electricity System", Annual Report, 2024.
- [3] WindEurope, "Offshore Wind in Europe — Key Trends and Statistics", 2024.
- [4] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), "The Paris Agreement", Available: <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>, 2023.
- [5] Global Wind Energy Council (GWEC), "Global Wind Report 2026", 2026.
- [6] Ministry for the Ecological Transition and the Demographic Challenge (MITECO), Roadmap for Offshore Wind and Marine Energy, Madrid, December 2021.
- [7] Technical University of Denmark (DTU), "WAsP", version 4.9.316.0, student licence, installed in 2026.
- [8] UL Solutions, "Windographer", version 6.0.9, trial licence, installed in 2026.

- [9] National Renewable Energy Laboratory, “Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition”, 2024.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	9
1.1 Motivación del proyecto.....	9
1.2 Estado del Arte	10
1.2.1 Situación energética mundial	10
1.2.2 La energía eólica marina en el contexto mundial	13
1.2.3 La energía eólica marina en Europa.....	20
1.2.4 La energía eólica marina en España.....	23
1.2.5 Tecnología actual	30
Capítulo 2. Selección de emplazamiento	33
2.1 Marco normativo y regulatorio.....	33
2.2 Selección de emplazamiento en la costa de Gran Canaria	34
2.2.1 Justificación de la zona de estudio	34
2.2.2 Metodología y proceso de selección.....	36
2.2.3 Caracterización del emplazamiento de Gran Canaria.....	44
Capítulo 3. Estudio del Viento y Simulación.....	51
3.1 Simulación de la serie de viento.....	51
3.2 Estudio de la serie de viento	52
3.3 Estudio de la producción de energía.....	57
3.3.1 Mapa digitalizado, Orografía y Rugosidad.....	58
3.3.2 Densidad media del Aire	59
3.3.3 Modelos de Aerogeneradores Analizados	60
3.3.4 Diseño del parque.....	63
3.3.5 Índice de RIX.....	65
3.3.6 Hipótesis de pérdidas energéticas.....	66
3.4 Resultados y Selección del aerogenerador	67
3.4.1 Descripción Aerogenerador VI72.....	70
Capítulo 4. Estudio de obra civil.....	72
4.1 Tipologías de cimentación en eólica marina	73
4.1.1 Estructuras Fijas	73

4.1.2 Estructuras Flotantes	75
4.2 Selección de la cimentación	80
4.2.1 Caracterización geológica del emplazamiento	81
4.3 Tecnología y proveedores	82
4.3.1 Tecnología	82
4.3.2 Proveedores	84
4.3.3 Contratistas EPCI	85
4.3.4 Marco regulativo	86
4.4 Subestación colectora	87
4.5 Logística e instalación	88
4.5.1 Puerto base: Las Palmas de Gran Canaria	88
4.5.2 Secuencia de Instalación	89
Capítulo 5. Instalación Eléctrica	92
5.1 Criterios generales de diseño	92
5.2 Arquitectura eléctrica del parque	94
5.3 Sistema eléctrico de media tensión	96
5.3.1 Condiciones de diseño y factor de corrección	96
5.3.2 Dimensionamiento de los conductores	98
5.3.3 Cálculo de la caída de tensión	100
5.3.4 Celdas de maniobra y protección, circuitos (MT)	102
5.3.5 Celda de maniobra y protección, OSS (MT)	105
5.4 Sistema eléctrico de alta tensión	106
5.4.1 Transformador MT/AT	106
5.4.2 Celda de protección (AT)	108
5.4.3 Dimensionamiento del cable de AT	109
Capítulo 6. Estudio económico	112
6.1 Estimación del precio de venta de electricidad	113
6.2 Estimación del CAPEX	114
6.3 Estimación del OPEX	115
6.4 Cuenta de resultados	116
6.4.1 Hipótesis económicas de partida	116
6.4.2 Flujo de caja	117

6.4.3 Métricas financieras.....	118
6.4.4 Análisis de los resultados.....	120
6.4.5 Contextualización del LCOE.....	121
Capítulo 7. Impacto medioambiental.....	125
7.1 Contaminación evitada.....	125
7.2 Mix eléctrico de Canarias.....	128
Capítulo 8. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	129
Capítulo 9. Bibliografía.....	132
ANEXO I – Tablas: Curvas de los aerogeneradores.....	140
ANEXO II – Producción de energía del parque	148
ANEXO III – Ficha Técnica V172-7,2 MW.....	151
ANEXO IV – Cálculos Eléctricos	152
ANEXO V – Cálculos Estudio Económico.....	155
ANEXO VI – Alineación con los ODS	165
ANEXO VII – Planos.....	167

Índice de figuras

<i>Figura 1. Cribado 1 de viabilidad espacial básica, fuente: elaboración propia sobre Visor INFORMA, MITECO, 1er ciclo OEM [MITE26].</i>	37
<i>Figura 2. Cribado 2 de restricciones ambientales fuertes, fuente: elaboración propia sobre Visor INFORMA, MITECO, 1er ciclo OEM [MITE26].</i>	39
<i>Figura 3. Cribado 3 de Defensa, fuente: elaboración propia sobre Visor INFORMA, MITECO, 1er ciclo OEM [MITE26].</i>	39
<i>Figura 4. Cribado 4 de pesca y acuicultura, fuente: elaboración propia sobre Visor INFORMA, MITECO, 1er ciclo OEM [MITE26].</i>	40
<i>Figura 5. Cribado 5 de conflictos con otros usos e infraestructuras, fuente: elaboración propia sobre Visor INFORMA, MITECO, 1er ciclo OEM (1) [MITE26].</i>	40
<i>Figura 6. Cribado 5 de conflictos con otros usos e infraestructuras, fuente: elaboración propia sobre Visor INFORMA, MITECO, 1er ciclo OEM (2) [MITE26].</i>	41
<i>Figura 7. Cribado 6 de conflictos con tráfico marítimo, fuente: elaboración propia sobre Visor INFORMA, MITECO, 1er ciclo OEM [MITE26].</i>	41
<i>Figura 8. Cribado 7 de recurso eólico, fuente: elaboración propia sobre Visor INFORMA, MITECO, 1er ciclo OEM [MITE26].</i>	42
<i>Figura 9. Mapa de velocidad media del viento a 150 m de altura en el entorno del emplazamiento, fuente: Global Wind Atlas [DTU26a].</i>	46
<i>Figura 10. Rutas por km² y año, fuente: EMODnet [EMOD26].</i>	48
<i>Figura 11. Horas medias de permanencia por km² y año, fuente: EMODnet [EMOD26].</i>	48
<i>Figura 12. Red de transporte eléctrico de Gran Canaria y planificación 2021–2026, fuente: REE, Plan de Desarrollo de la Red de Transporte [REE21a].</i>	49
<i>Figura 13. Distancia estimada entre el emplazamiento y la subestación de Barranco de Tirajana III, fuente: elaboración propia sobre Google Earth [GOOG26].</i>	50
<i>Figura 14. Mapa digitalizado de orografía y rugosidad empleado en WAsP. Fuente: elaboración propia (WAsP Map Editor [DTU26b]).</i>	58

<i>Figura 15. Cálculo de la densidad media del aire del emplazamiento. Fuente: elaboración propia mediante WAsP [DTU26b].</i>	59
<i>Figura 16. Diseño final del parque eólico dentro del área POEM seleccionada. Fuente: elaboración propia (Google Earth Pro), [GOOG26].</i>	64
<i>Figura 17. Layout final de aerogeneradores en WAsP. Fuente: elaboración propia (WAsP) [DTU26b].</i>	64
<i>Figura 18. Distribución espacial de la velocidad media del viento en el emplazamiento del parque, fuente: elaboración propia (WAsP) [DTU26b].</i>	68
<i>Figura 19. Tipos de cimentaciones y plataformas para aerogeneradores offshore según la profundidad del emplazamiento, fuente: DHI Group [DHIG26].</i>	73
<i>Figura 20. Seis grados de libertad de un aerogenerador marino flotante. Fuente: IRENA [IREN24b].</i>	76
<i>Figura 21. Principales categorías de cimentación flotante para eólica marina. Fuente: IRENA [IREN24b].</i>	77
<i>Figura 22. Tipologías de anclaje para cimentaciones flotantes, fuente: IRENA [IREN24b].</i>	79
<i>Figura 23. Plataforma flotante semisumergible para aerogeneradores marinos, fuente: WindFloat [PRIN26].</i>	83
<i>Figura 24. Subestación marina flotante semi sumergible desarrollada por Saipem y Siemens Energy, fuente: Saipem [SAIP26b].</i>	88
<i>Figura 25. Fase de ensamble del conjunto turbina + estructura en el puerto, fuente: Principle Power.</i>	90
<i>Figura 26. Fase de remolque del aerogenerador montado, fuente: Principle Power [PRIN26].</i>	90
<i>Figura 27. Configuración del cable dinámico en una plataforma eólica flotante semisumergible, fuente: IRENA [IREN24b].</i>	91
<i>Figura 28. Diseño del circuito de MT del parque, fuente: elaboración propia (Google Earth) [GOOG26].</i>	95
<i>Figura 29. Componentes de transmisión eléctrica del parque eólico marino, fuente: IRENA, DOE et al, 2023 [IREN24b].</i>	111

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Objetivos sectoriales por tecnología, fuente: MITECO, PNIEC 2023-2030 [MITE24a].</i>	24
<i>Tabla 2. Evolución de la potencia bruta instalada por tecnología, fuente: MITECO, PNIEC 2023-2030 [MITE24a].</i>	25
<i>Tabla 3. Potencia instalada por tecnología en Canarias vs. sistema nacional, 2024, fuente: REE [REE25].</i>	29
<i>Tabla 4. LCOE (€/MWh) de un parque eólico marino flotante de 500 MW en los polígonos de los POEM españoles, 2025–2049, bajo el escenario SSP2-4.5, fuente: Thomas et al. (2025) [THOM25].</i>	35
<i>Tabla 5. LCOE (€/MWh) de un parque eólico marino flotante de 250 MW en los polígonos de los POEM españoles, 2025–2049, bajo el escenario SSP2-4.5, fuente: Thomas et al. (2025) [THOM25].</i>	36
<i>Tabla 6. Categorías de cribado y capas cartográficas consultadas por categoría en el Visor INFORMA, fuente: elaboración propia a partir de MITECO – Visor INFORMA, 1er ciclo OEM [MITE26].</i>	38
<i>Tabla 7. Filtros de exclusión de la Matriz de decisión, fuente: elaboración propia.</i>	42
<i>Tabla 8. Criterios de valoración ponderada de la Matriz de decisión, fuente: elaboración propia.</i>	43
<i>Tabla 9. Matriz de decisión aplicada a los 5 puntos, fuente: elaboración propia.</i>	44
<i>Tabla 10. Parámetros Weibull de la serie de viento, fuente: elaboración propia (Windographer) [WIND26].</i>	53
<i>Tabla 11. Modelos de aerogeneradores considerados en el estudio, fuente: elaboración propia.</i>	60
<i>Tabla 12. Criterios iniciales de separación entre aerogeneradores, fuente: elaboración propia.</i>	63

<i>Tabla 13. Coordenadas UTM del punto de referencia del emplazamiento y de los aerogeneradores, fuente: elaboración propia</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 14. Escenario de pérdidas energéticas, fuente: elaboración propia.</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 15. Resultados de producción energética obtenidos mediante WAsP, fuente: elaboración propia.</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 16. Litología del sustrato del emplazamiento, fuente: IGME-CSIC [IEO26].</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 17. Características nominales del transformador BT/MT, fuente: elaboración propia.</i>	<i>94</i>
<i>Tabla 18. Configuración del circuito de MT del parque, fuente: elaboración propia.</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 19. Configuración del circuito de AT del parque, fuente: elaboración propia.</i>	<i>96</i>
<i>Tabla 20. Intensidades admisibles para cables submarinos tripolares XLPE 10–90 kV, fuente: ABB [ABB26a].</i>	<i>97</i>
<i>Tabla 21. Factor de corrección según la temperatura de terreno y de conductor, fuente: ABB [ABB26b].</i>	<i>98</i>
<i>Tabla 22. Caídas de tensión por tramo y acumulada en las líneas de MT, fuente: elaboración propia.</i>	<i>101</i>
<i>Tabla 23. Características nominales de las Celdas Siemens NXPLUS C Wind, fuente: Siemens [SIEM26a].</i>	<i>103</i>
<i>Tabla 24. Configuración de celdas de los aerogeneradores en el circuito de MT, fuente: elaboración propia.</i>	<i>105</i>
<i>Tabla 25. Características nominales de las Celda Siemens 8DA10, fuente: Siemens [SIEM25].</i>	<i>106</i>
<i>Tabla 26. Características nominales del Transformador OceaniQ de Hitachi, fuente: Hitachi [HITA21].</i>	<i>107</i>
<i>Tabla 27. Características nominales de las Celda Siemens 8DN9, fuente: Siemens [SIEM26c].</i>	<i>109</i>
<i>Tabla 28. Intensidades admisibles para cables submarinos tripolares XLPE 100–300 kV, fuente: ABB [ABB26a].</i>	<i>110</i>
<i>Tabla 29. Caída de tensión en el tramo de AT, fuente: elaboración propia.</i>	<i>111</i>

<i>Tabla 30. Características técnicas del parque eólico marino flotante, fuente: elaboración propia.</i>	<i>112</i>
<i>Tabla 31. Datos de entrada y resultados del coste nivelado de la energía, fuente: NREL [NREL24b].</i>	<i>115</i>
<i>Tabla 32. Hipótesis económicas base del parque eólico marino flotante, fuente: elaboración propia.</i>	<i>116</i>
<i>Tabla 33. Estructura de la financiación del parque eólico marino, fuente: elaboración propia.</i>	<i>117</i>
<i>Tabla 34. Métricas financieras del estudio económico del parque eólico marino flotante, fuente: elaboración propia.</i>	<i>120</i>
<i>Tabla 35. Emisiones de CO₂-eq asociados a la generación de electricidad en los Territorios no peninsulares, fuente: Red Eléctrica [REE21b].</i>	<i>126</i>
<i>Tabla 36. Emisiones de CO₂-eq evitadas anualmente en el parque eólico marino propuesto, fuente: elaboración propia a partir de los datos de Red Eléctrica [REE21b], [REE26b].</i>	<i>127</i>
<i>Tabla 37. Emisiones de CO₂-eq evitadas durante todo el ciclo de vida del parque eólico marino propuesto, para 25 años y 30 años de vida útil, fuente: elaboración propia a partir de los datos de Red Eléctrica [REE21b], [REE26b].</i>	<i>127</i>
<i>Tabla 38. Kilómetros medios estimados por tipo de vehículo y CCAA para el parque circulante de 2024, fuente: Dirección General de Tráfico [DGT24].</i>	<i>128</i>
<i>Tabla 39. Mix Eléctrico de Canarias – 2025, fuente: elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica [REE21b].</i>	<i>128</i>

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

España es un país con una industria renovable consolidada y reconocida internacionalmente, siendo referente en solar y eólica terrestre. Desgraciadamente, el relieve de la península, con una plataforma estrecha que alcanza altas profundidades rápidamente, explica en parte por qué España no tiene parques eólicos marinos. El país cuenta con empresas multinacionales líderes que desarrollan parques eólicos marinos en todo el mundo, con ingenierías que patentan las tecnologías flotantes más innovadoras. El ejemplo más reciente es el proyecto WHEEL de Esteyco, que ha recibido recientemente la autorización de la CNMC para instalar su prototipo flotante de 6 MW frente a la costa de Gran Canaria, en las proximidades del emplazamiento que se estudia en este TFM [CNMC26].

Este trabajo de fin de máster pretende demostrar que, construir un parque eólico marino flotante en Canarias puede ser viable y rentable, o al menos está cerca de serlo. Se abordará desde la selección del emplazamiento hasta la estimación del coste nivelado de la energía (LCOE), pasando por el estudio del viento y el diseño del layout, con la tecnología y el contexto actuales. Además, el estudio de este proyecto en un sistema eléctrico aislado le da a este trabajo otra dimensión: la de estudiar cómo se puede descarbonizar un sistema remoto con un potencial eólico excelente, extrapolable tal vez a otros casos parecidos.

Si se consigue demostrar que un proyecto de estas características puede aproximarse a la rentabilidad en la actualidad, la conclusión tendrá implicaciones a favor del desarrollo de la eólica marina flotante en el litoral español, que abarca otros territorios de alto potencial eólico marino.

1.2 ESTADO DEL ARTE

1.2.1 SITUACIÓN ENERGÉTICA MUNDIAL

La descarbonización del sector energético es uno de los mayores desafíos del siglo XXI. Nos encontramos en un momento crucial de la historia en el que las acciones que se realicen a nivel mundial van a determinar la trayectoria climática del planeta. Actualmente, como muestra el *Gráfico 1*, el sistema energético global mantiene una fuerte dependencia de los combustibles fósiles para la producción de energía primaria. Según los datos más recientes, el petróleo, el carbón y el gas natural suministran más del 76,4% de la energía primaria mundial en 2024 [ENER25]. Se espera que la demanda eléctrica mundial se duplique de aquí a 2050, es por ello que se va a tener que construir un sistema energético limpio de una escala mucho más amplia.

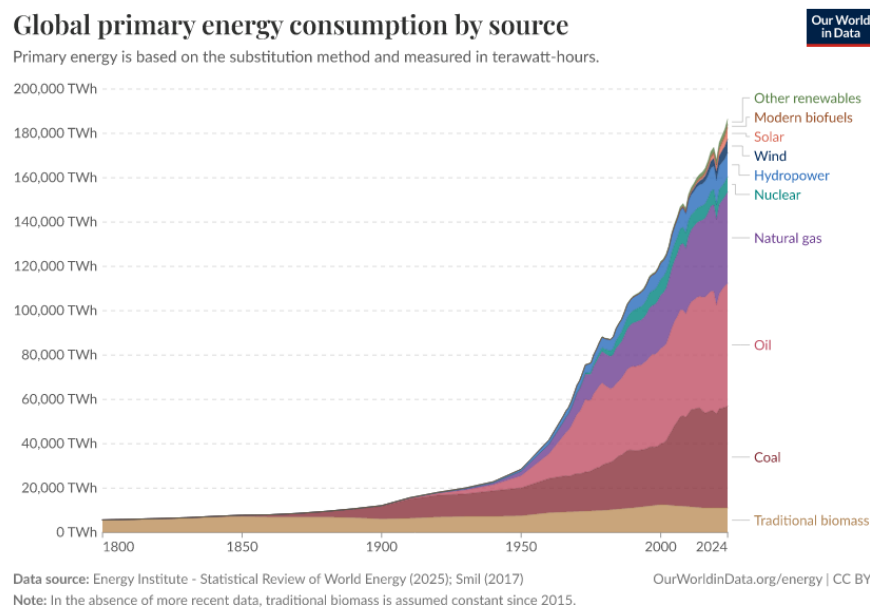


Gráfico 1. Consumo Mundial de Energía Primaria, fuente: Energy Institute - Statistical Review of World Energy 2025 [ENER25].

Esta dependencia tiene un impacto directo en el calentamiento global debido a la intensidad de las emisiones de estas fuentes fósiles. Para hacer frente a este cambio climático causado por las emisiones de gases de efecto invernadero debidos a la actividad humana, se establece

el acuerdo de París, adoptado en 2015, que define el marco político y legal vinculante a nivel mundial [UNFC23]. Este tratado busca limitar el aumento de la temperatura por debajo de los 2 °C, basándose en el respaldo científico proporcionado por el IPCC. Se pueden observar las trayectorias de emisiones (*Gráfico 2*):

Limiting warming to 1.5°C and 2°C involves rapid, deep and in most cases immediate greenhouse gas emission reductions

Net zero CO₂ and net zero GHG emissions can be achieved through strong reductions in all sectors

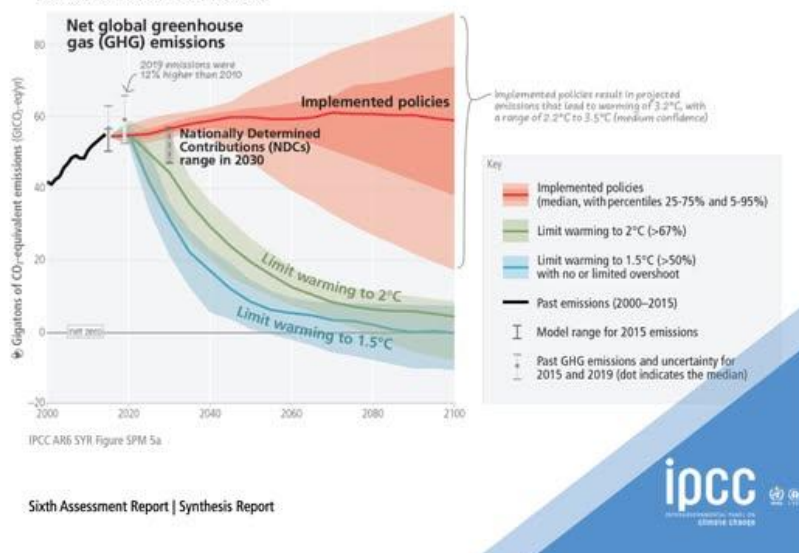


Gráfico 2. Trayectorias de emisiones globales de GEI según los escenarios de mitigación del IPCC para 2050, fuente: IPCC – Emissions Scenarios [IPCC18].

En 2024, las emisiones mundiales de CO₂ ligadas a la energía alcanzaron los 36.9 GtCO₂. Esta cifra vuelve a batir el récord histórico y se aleja de la trayectoria de reducción necesaria para lograr cumplir los objetivos del Acuerdo de París. Para lograr la neutralidad de carbono en 2050, el informe World Energy Transitions Outlook de IRENA propone una hoja de ruta donde el despliegue masivo de energías renovables, la mejora de la eficiencia energética y la electrificación directa de la demanda son los pilares fundamentales [IREN23]. En este escenario, la sustitución de energía primaria fósil por generación renovable de baja intensidad de emisión es la estrategia con mayor potencial de abatimiento (*Gráfico 3*).

FIGURE 2.1 Carbon emissions abatements under the 1.5°C Scenario (%)

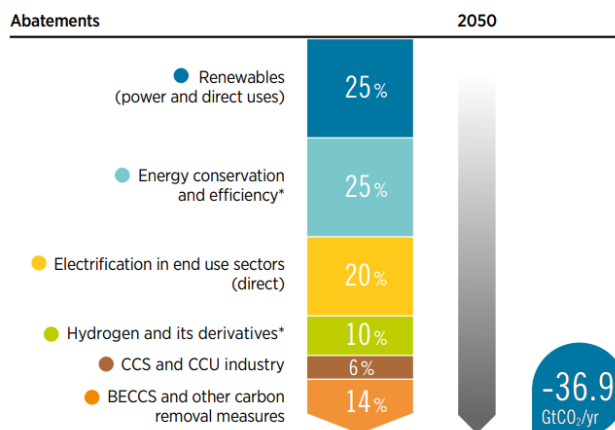
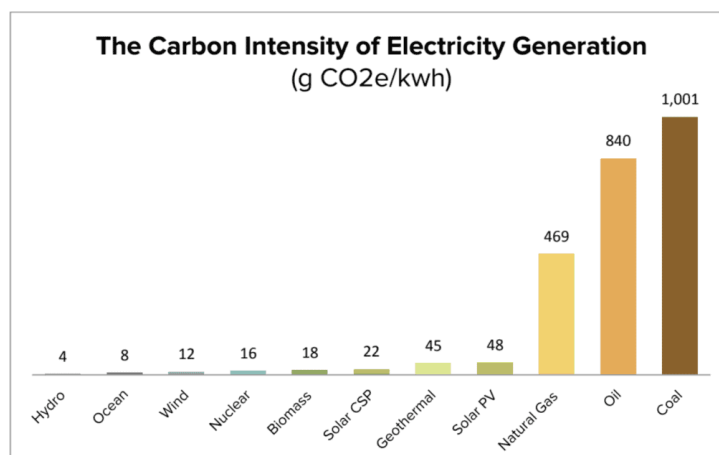


Gráfico 3. Contribución de las distintas medidas de mitigación a la reducción de emisiones de CO₂ para el escenario de 1.5°C, fuente: IRENA - World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway [IREN23].

Como se ha visto, uno de los grandes pilares de la estrategia global para la reducción de emisiones es la electrificación de la economía. Este proceso permite trasladar el consumo de sectores difíciles de descarbonizar hacia un sistema eléctrico que puede ser abastecido por fuentes limpias. Para que esta estrategia sea efectiva, es esencial descarbonizar el sistema eléctrico.

Si se comparan las emisiones de CO₂ por kWh de electricidad generada por tecnología en el Gráfico 4, el Petróleo y el Carbón generan entre 20 y 90 veces más de emisiones de CO₂ que las energías renovables, y el Gas Natural entre 10 y 40 veces más por kWh de electricidad producido [IPCC11]. Esta diferencia posiciona a la energía eólica como un eje central en hoja de ruta hacia la neutralidad climática.



Source: Adapted from IPCC special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation.

Gráfico 4. Emisiones de carbono por electricidad generada, fuente: IPCC – Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [IPCC11].

En este contexto de transición energética, se procederá a analizar el papel de la energía eólica marina (offshore), su evolución y perspectivas mundiales.

1.2.2 LA ENERGÍA EÓLICA MARINA EN EL CONTEXTO MUNDIAL

Frente a los objetivos climáticos globales, el despliegue de la energía eólica todavía debe acelerarse considerablemente. Para cumplir con el escenario de 1.5°C, se ha de duplicar el ritmo de instalación anual de energía eólica para 2030. No obstante, las proyecciones del *Global Wind Report 2025* [GWEC25] indican que, con las políticas actuales, sólo se alcanzaría el 83% de la capacidad requerida, mostrando un déficit que compromete las metas climáticas. No obstante, se espera una tasa de crecimiento anual (CAGR) del 5.2% de aquí a 2030, alcanzando finalmente 211.8 GW de nueva potencia instalada anual (*Gráfico 5*).

Wind installations need to double by 2030 to limit global warming to 1.5 C

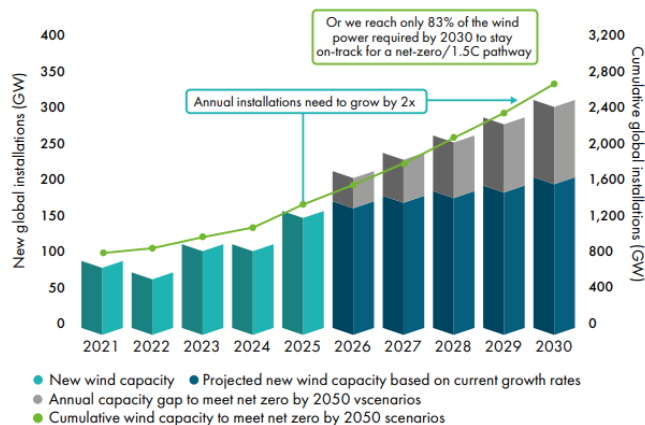


Gráfico 5. Brecha entre el crecimiento actual y el necesario de la energía eólica hacia 2030, fuente: GWEC – Global Wind Report 2026 [GWEC26].

Desde comienzos siglo, el sector eólico ha vivido un crecimiento sólido y acelerado, llegando a batir un nuevo hito de 164.6 GW eólicos en 2025. Se comenzó con un CAGR de hasta el 22%, que se ha estabilizado en un 8% en los últimos años y ha vuelto a subir al 12% gracias al logro de 2025.

Historic development of new installations (GW)

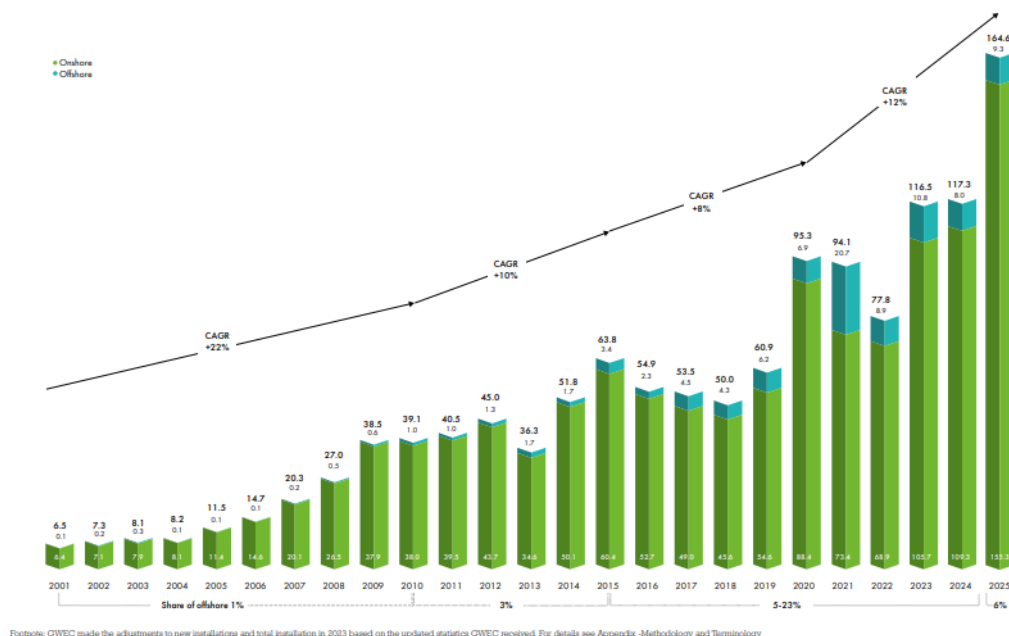
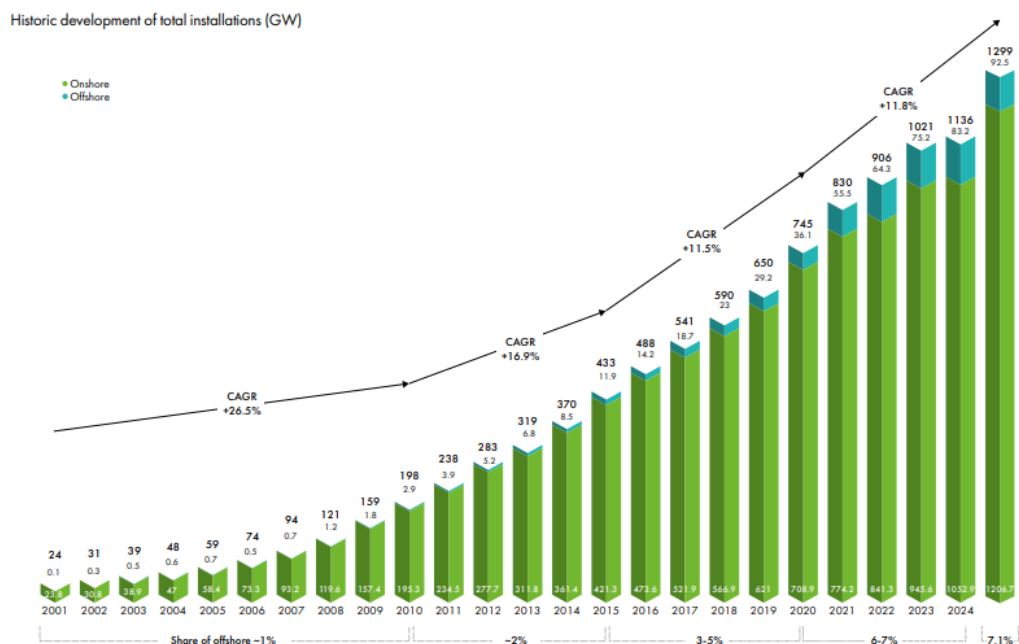


Gráfico 6. Evolución histórica de nuevas instalaciones anuales onshore y offshore, 2001-2025, fuente: GWEC – Global Wind Report 2026 [GWEC26].

En paralelo, la capacidad acumulada global ha alcanzado los 1.299 GW. El offshore representa el 7,1% del total, frente al 1.5% que suponía a principios de 2010 (Gráfico 7).



GWEC made the adjustments to total installations based on the updated statistics GWEC received. For details see Appendix: Methodology and Terminology

Gráfico 7. Evolución histórica de la capacidad acumulada total onshore y offshore, 2001-2025, fuente: GWEC – Global Wind Report 2026 [GWEC26].

No obstante, en 2025 este crecimiento esconde una importante desigualdad: mientras que en Europa se ostenta un 12% del total de la nueva potencia eólica instalada y en América del Norte un 4%, Asia-Pacífico concentra el 80%, con China como mercado líder absoluto con un 73% (Gráfico 8).

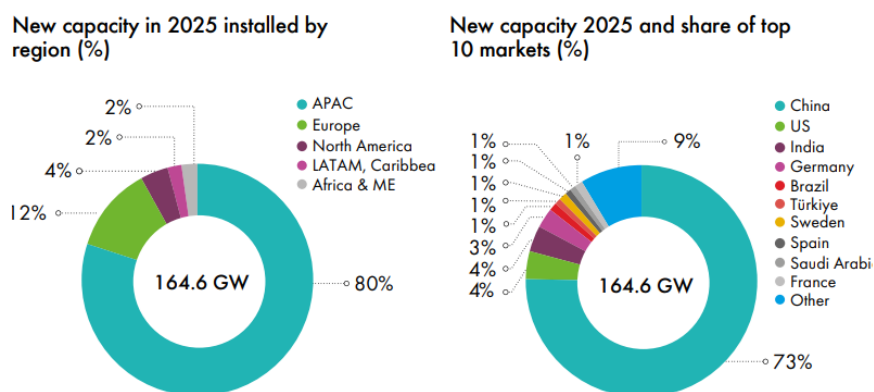


Gráfico 8. Nueva capacidad instalada en 2025 por región y por país, fuente: GWEC – Global Wind Report 2026 [GWEC26].

Analizando la evolución entre 2024 y 2025, esta subida de nuevas instalaciones eólicas se explica principalmente por el incremento de 38.1 GW onshore del mercado chino. Por otro

lado, Europa creció de forma moderada con 3.2 GW onshore, y Latinoamérica decreció, perdiendo 1.2 GW eólicos onshore en sus nuevas instalaciones anuales. La eólica offshore creció modestamente, con un incremento neto de 1.3 GW respecto a 2024 (*Gráfico 9*).

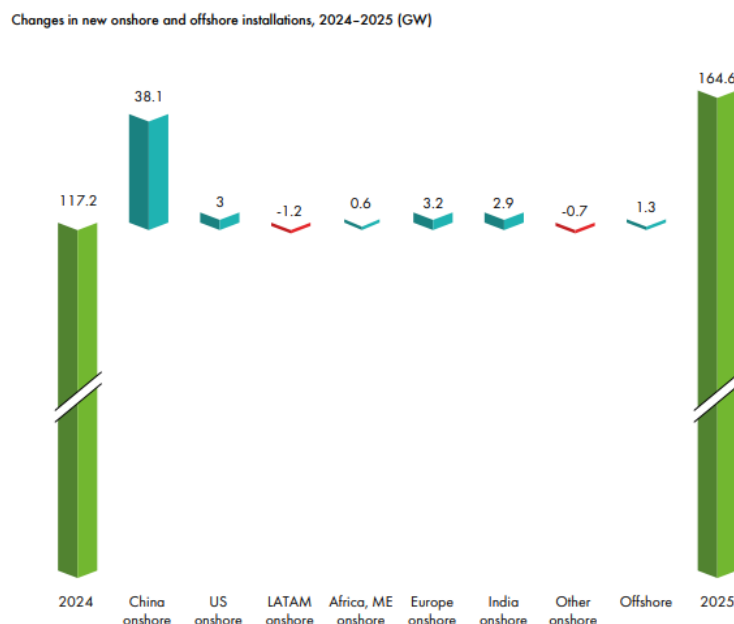


Gráfico 9. Variación en nuevas instalaciones onshore y offshore por región, 2024-2025, fuente: GWEC – Global Wind Report 2026 [GWEC26].

Observando de cerca la eólica marina (offshore), se puede apreciar que al ser una tecnología más reciente y complicada de poner en marcha, tiene una evolución todavía poco sólida. En 2025, se instalaron 9.3 GW de nueva capacidad marina. Acercándose a los 100 GW instalados en el mundo, esta tecnología presenta desigualdades aún mayores que la onshore: China es líder indiscutible con 6.592 MW de nuevas instalaciones (tendencia que se viene repitiendo en los últimos años, con un récord en 2021 con 16.900 MW), seguido de Reino Unido (1.049 MW) y otros mercados europeos. En términos de potencia instalada total, China concentra el 52.3%, seguido de Reino Unido (18,4%) y Alemania (10.4%). Estos dos países desarrollaron la eólica marina gracias a las excelentes condiciones del Mar del Norte, con aguas someras y un recurso eólico de alta calidad (*Gráfico 10*).

New offshore installations (MW)

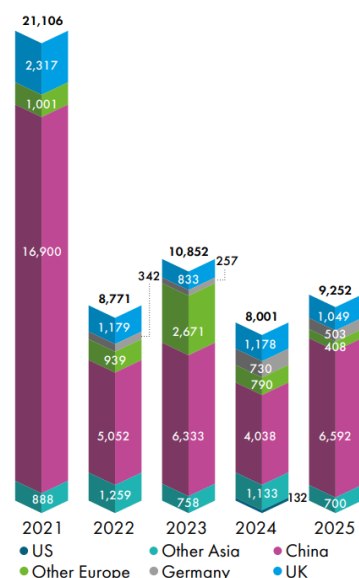


Gráfico 10. Nuevas instalaciones offshore por mercado, 2021-2025, fuente: GWEC – Global Wind Report 2026 [GWEC26].



Gráfico 11. Distribución global de la energía eólica por países: onshore vs offshore (nuevas y totales), fuente: GWEC – Global Wind Report 2026 [GWEC26].

De cara al horizonte 2026-2030, las previsiones del GWEC estiman que el offshore pasará de los 9.3 GW instalados actualmente a 33.3 GW en 2030, es decir que se triplique la

evolución anual en 5 años. Como es de esperar, este crecimiento será liderado por Asia-Pacífico, aumentando de 7,3 a 24 GW anuales, seguido de Europa que pasará de 2 a 9.3 GW, imponiéndose como el segundo mercado de eólica marina mundial (*Gráfico 12*).

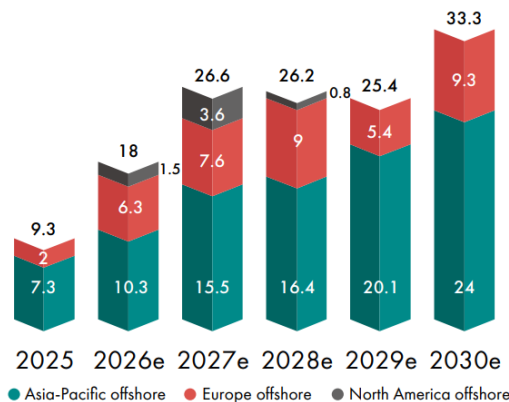


Gráfico 12. Perspectivas de nuevas instalaciones eólicas offshore por región para el periodo 2025-2030 (MW, %), fuente: GWEC – Global Wind Report 2026 [GWEC26].

Existen dos grandes limitaciones al desarrollo de los parques eólicos marinos: la saturación de las colas de conexión a red, donde más de 500 GW de proyectos renovables esperan conexión en el mundo, y el encarecimiento del coste de capital. El caso estadounidense muestra cómo el LCOE (coste promedio de la energía) offshore pasó de 77.3 \$/MWh en 2021 a 114.2 \$/MWh en 2023 por causa del alza de tipo de interés y el incremento de CAPEX y OPEX, diferencia que habría sido aún mayor de no ser por los incentivos fiscales adicionales introducidos por la IRA. La falta de mecanismos de indexación en los contratos existentes provocó cancelaciones masivas de proyectos, convirtiendo a los EE.UU en un ejemplo de los riesgos existentes al desarrollo de los proyectos eólicos marinos [BNEF26].

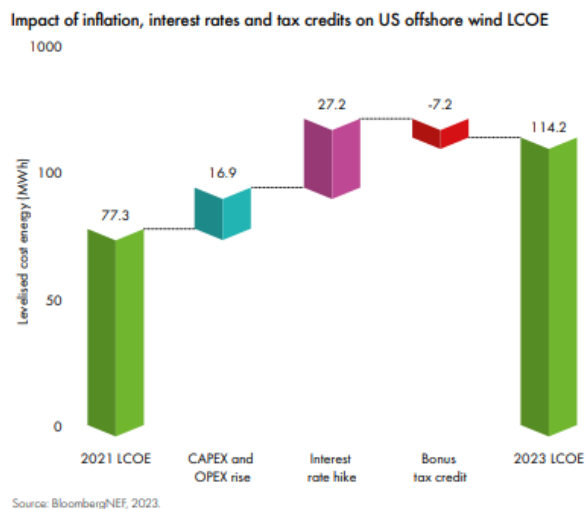


Gráfico 13. “Impacto de la inflación, los tipos de interés y los incentivos fiscales en el LCOE eólico offshore en EE. UU., fuente: Global Wind Report 2025 [GWEC25].

Figure 1: Renewable energy capacity in connection queues¹⁸

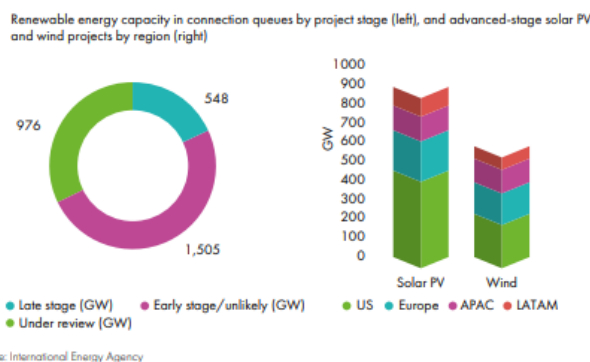


Gráfico 14. Capacidad renovable en colas de conexión: estado de los proyectos y distribución regional, fuente: Global Wind Report 2025 [GWEC25].

1.2.3 LA ENERGÍA EÓLICA MARINA EN EUROPA

Mirando de cerca a Europa, la energía eólica abasteció el 19% de la demanda eléctrica de la UE-27, generando 465 TWh con una capacidad instalada de 225 GW onshore y 22 GW offshore (WindEurope26). Durante el último año, Europa, considerada en su conjunto, ha desarrollado 19.1 GW de nuevas instalaciones (17,2 GW de onshore y 2.0 GW de offshore), liderados por Alemania (5.7 GW), seguida de Turquía, Suecia y España. Se explica la superioridad de la eólica terrestre por su mayor madurez administrativa y logística [WIND26]. Sin embargo, el aumento de potencia instalada eólica offshore sigue estando

muy lejos de su objetivo: la Comisión Europea (UE-27) establece estos objetivos de al menos 86-89 GW de eólica offshore para 2030 y 355-366 GW para 2050, por lo que tendrá que multiplicar por cuatro su capacidad marina actual para lo que queda hasta 2030.

FIGURE 2. New onshore and offshore wind installations in Europe in 2025

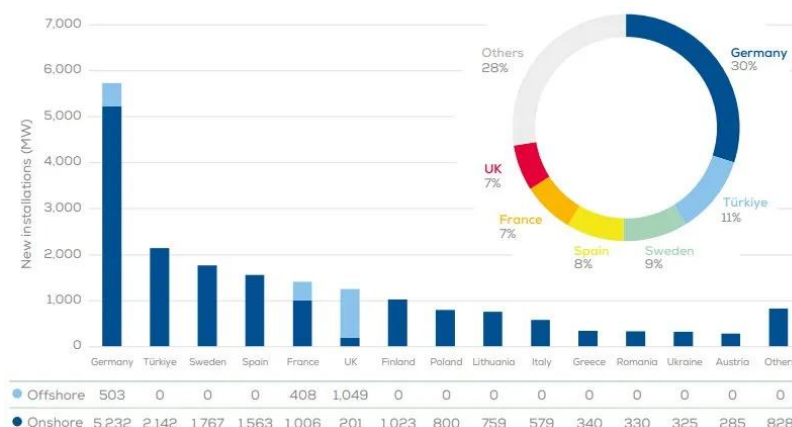


Gráfico 15. Nuevas instalaciones onshore y offshore por país en Europa, 2025, fuente: WindEurope - Wind Energy in Europe 2025 [WIND26].

De los nuevos 2 GW de eólica offshore conectados a la red Europea, Reino Unido lideró con 1.049 GW, incluyendo la fase A del proyecto Dogger Bank (mayor parque eólico mundial), seguido de Alemania (503 MW) y Francia (con sus primeros 408 MW comerciales en el parque de Îles d'Yeu et Noirmoutier).

FIGURE 4. New offshore wind capacity connected in Europe in 2025

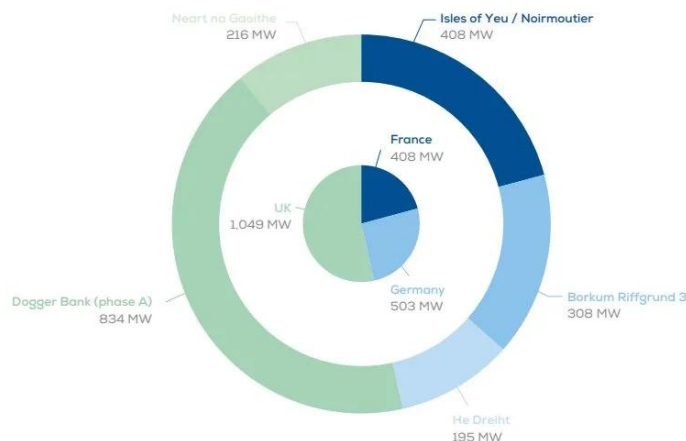
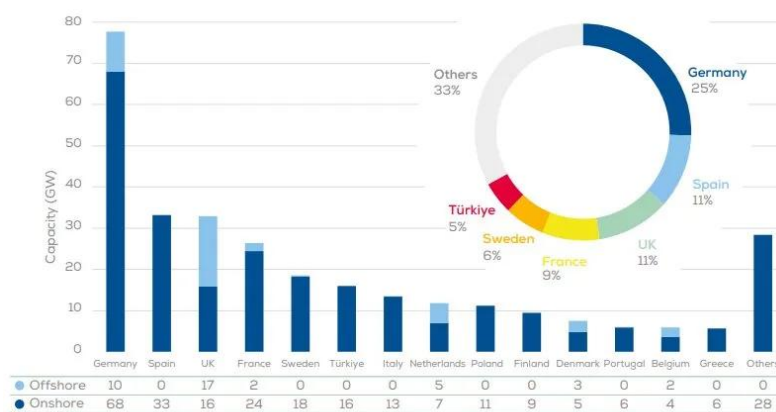


Gráfico 16. Nueva capacidad eólica marina conectada en Europa en 2025, fuente: WindEurope – Wind Energy in Europe 2025 [WIND26].

Alemania es el país con una mayor potencia eólica instalada, con 78 GW con presencia significativa tanto onshore como offshore. España se posiciona en el segundo mercado eólico europeo con 33 GW de capacidad eólica onshore instalada sin ninguna instalación offshore comercial en operación. Esta brecha constituye el punto de partida para el siguiente apartado.

FIGURE 12. Total wind power installations by country



Source: WindEurope

Gráfico 17. Capacidad eólica total instalada por país en Europa, fuente: WindEurope – Wind Energy in Europe 2025 [WIND26].

1.2.4 LA ENERGÍA EÓLICA MARINA EN ESPAÑA

España cuenta con uno de los sistemas eléctrico con mayor integración de energías renovables de Europa. Queda ilustrado por el hito de 2024, año en el que la eólica se consolidó como la primera tecnología del mix eléctrico español, superando por primera vez a la nuclear con un 22,9% de la generación total (*Gráfico 18*). A finales de 2024, la potencia eólica instalada resultó en 31.679 MW, de los cuáles 1.188 MW fueron añadidos durante el año. Contrastando esta cifra con su objetivo de alcanzar los 5 GW anuales de nueva potencia eólica [AEE25], España todavía está lejos de cumplirlo.

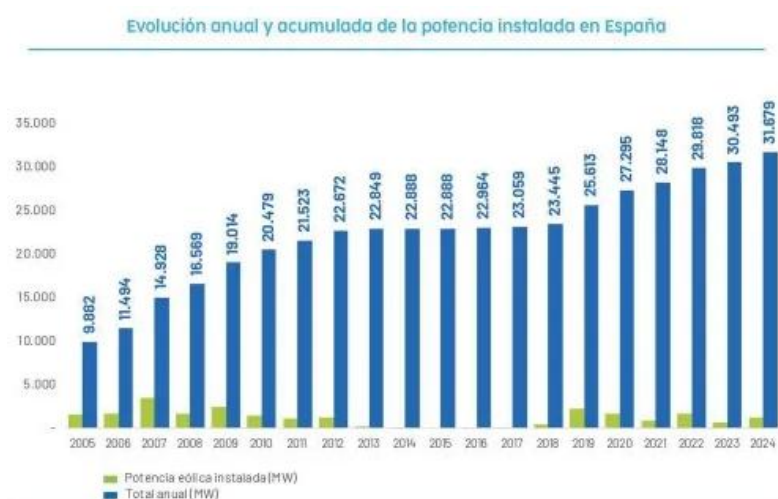


Gráfico 18. Evolución anual y acumulada de la potencia instalada en España, fuente: AEE, Informe Anual 2025 [AEE25].

Por otro lado, la demanda eléctrica del país creció un 2,8% en 2025. España cuenta con una potencia instalada total de 142.558 MW, de los cuales el 67,1% corresponden a fuentes renovables [REE26a].

Cuota de mercado por generación en 2024 (%)

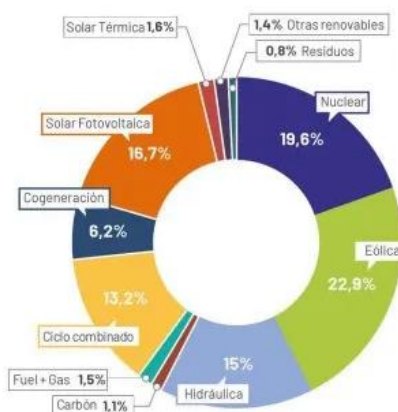


Gráfico 19. Cuota de mercado por tecnología de generación en España, 2024, fuente: AEE, Informe Anual 2025 [AEE25].

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 rige la transición energética nacional y fija los objetivos para 2030 y hacia el horizonte 2050. Sus principales objetivos son lograr el 81% de generación eléctrica renovable, 48% de renovables sobre el uso final de energía, y una reducción del 55% de emisiones de GEI respecto a 2005 [MITE24a]. Según sus estimaciones, se prevé que España multiplique por dos y alcance los 62 GW eólicos para 2030, incluyendo 3 GW de eólica marina (Tabla 1). En ese contexto, su dependencia energética exterior se reduciría del 73% (2019) al 50% (2030). De esta manera no solo se hace referencia a la transición energética del país, sino a su estrategia de independencia energética [MITE24a].

Objetivos sectoriales y por tecnología

2030	PNIEC 2020 / Hojas de ruta	PNIEC 2023
Eólica Incluida eólica offshore	50 GW 1-3 GW	62 GW 3 GW
Solar FV Incluido Autoconsumo	39 GW 9-14 GW	76 GW 19 GW
Hidrógeno renovable: potencia electrolizadores	4 GW	12 GW
Biogás	10,4 TWh	20 TWh
Almacenamiento	20 GW	22,5 GW
Eficiencia en la edificación. Rehabilitación de viviendas	1.200.000	1.377.000
Vehículo eléctrico	5 millones	5,5 millones
Electrificación (%sobre energía final)	32%	35%
Demanda eléctrica (vs. 2019)	+5%	+34%

Tabla 1. Objetivos sectoriales por tecnología, fuente: MITECO, PNIEC 2023-2030 [MITE24a].

Tabla 2.5. Evolución de la potencia bruta instalada de energía eléctrica (MW)

Parque de generación del Escenario PNIEC 2023-2030. Potencia bruta (MW)				
Años	2019	2020	2025	2030
Eólica	25.583	26.754	36.149	62.054
Solar fotovoltaica	8.306	11.004	46.501	76.277
Solar termoelectrónica	2.300	2.300	2.304	4.804
Hidráulica	14.006	14.011	14.261	14.511
Biogás	203	210	240	440
Otras renovables	0	0	25	80
Biomasa	413	609	1009	1409
Carbón	10.159	10.159	0**	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	5.446	5.276	4.068	3.784
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.660	3.660	2.847	1.830
Residuos y otros	600	609	470	342
Nuclear	7399	7399	7399	3.181
Almacenamiento*	6.413	6.413	9.289	18.913
Total	111.100	115.015	151.173	214.236

*Incluyendo el almacenamiento de solar termoelectrónica llega a 22,5 GW.

** El cierre de la generación de carbón estará sujeto a la evaluación por parte del Operador del Sistema del cumplimiento de criterios de seguridad de suministro del sistema, tal y como se establece en el Art. 137 del RD 1955/2000.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2024

Tabla 2. Evolución de la potencia bruta instalada por tecnología, fuente: MITECO, PNIEC 2023-2030 [MITE24a].

Como se ha podido apreciar, España no tiene ninguna instalación offshore comercial en operación, a pesar del liderazgo que tiene en eólica terrestre. Esto se explica por la escasa extensión de la plataforma continental española, que hace que las aguas alcancen profundidades superiores a los 50-60m (profundidad límite para poder utilizar cimentación fija, tecnología más económica de la tecnología offshore, [MITE21]) a distancias muy cortas de la costa. Esta limitación podría dejar de serlo gracias a la maduración de la tecnología flotante, capaz de operar en profundidades de hasta 1.000 metros y aumentando las áreas de desarrollo potencial en la costa española [MITE21]. Pero esta tecnología todavía debe demostrarlo, todavía no ha alcanzado la fase de madurez comercial plena.

En este contexto, el MITECO publicó en diciembre de 2021 la Hoja de Ruta para el Desarrollo de la Eólica Marina y las Energías del Mar, para incentivar su desarrollo y fijar nuevas metas. Entre ellas se fija el objetivo de instalar entre 1-3 GW de eólica marina para 2030, junto a la instalación de 40-60 MW de otras energías del mar. Esta Hoja de Ruta pretende convertir a España en un referente europeo en tecnología offshore [MITE21].

Además, España cuenta con mucho potencial industrial, de las 27 soluciones de plataformas flotantes identificadas a nivel mundial, 7 corresponden a patentes españolas [MITE21].

El Real Decreto 1028/2007 estuvo vigente durante diecisiete años sin que se instalara ni un solo MW offshore en España. Regulaba el procedimiento de autorización administrativa, pero fue derogado por el nuevo Real Decreto 962/2024 por la evolución tecnológica, especialmente la de la eólica marina, y la necesidad de adaptar el marco regulatorio al nuevo contexto europeo y nacional [MITE24a]. Este nuevo marco regulatorio integra en un único procedimiento de concurrencia competitiva el régimen económico, la reserva de acceso a la red, y la prioridad en la concesión de dominio público marítimo-terrestre. Además, el desarrollo eólico marino se encuentra restringido a las 19 zonas de alto potencial (ZAPER), definidas en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM). El objetivo de este Real Decreto es de alcanzar las metas energéticas y climáticas para 2030 y 2050, reducir la dependencia energética de el país y promover el desarrollo del sector de la energía eólica marina [MITE24a].

Este acontecimiento nace en respuesta a un marco de subastas frágil que fracasó en la convocatoria de subasta del REER de energías renovables en noviembre de 2022, cuando de los 3.300 MW convocados solo se adjudicaron 50 MW, debido a que el precio máximo fijado por el gobierno no reflejaba los costes reales de la energía renovable por la inflación y el encarecimiento de materiales [ELE22]. Siguiendo este ritmo, WindEurope estima que España alcanzará 38 GW de eólica terrestre en 2030, quedándose muy lejos de su objetivo de 62 GW del PNIEC. Este déficit muestra la urgencia de desarrollar el offshore y el riesgo de aplicar un marco de subastas rígido en este contexto de expansión de las renovables [WIND26].

Para la viabilidad de los parques offshore españoles, existe un riesgo importante con respecto a los precios mayoristas negativos: cuando la generación renovable supera la demanda, el precio de la electricidad en el mercado puede caer a cero e incluso volverse negativo, lo que supone pérdidas adicionales para el parque por verter energía a la red. En Europa, la ocurrencia de este fenómeno se multiplicó por 12 en 2024 [GWEC26]. Esto disminuye los flujos de caja de los proyectos y encarece su financiación. Para poder mitigarlo, existen mecanismos de almacenamiento a gran escala y gestión de la demanda que pueden absorber los excedentes de producción.

Como se ha visto, la tecnología más viable en España para integrar la eólica marina es la offshore flotante. No obstante, presenta un gran reto económico que se puede apreciar al comparar los costes actuales por tecnología. En 2024, la eólica terrestre presenta un LCOE medio global de 34 \$/MWh, mientras que la eólica marina de cimentación fija se sitúa en 79 \$/MWh, es decir más del doble. La tecnología flotante parte de 180-200 €/MWh, una diferencia que demuestra la poca madurez tecnológica y el inmenso reto económico [IREN24a]. No obstante, las proyecciones estiman que la eólica flotante verá reducirse su LCOE considerablemente, pudiendo alcanzar los 70-80 €/MWh en 2030 a escala comercial, siempre y cuando se logre consolidar la cadena de suministro gracias a un alto volumen de demanda.

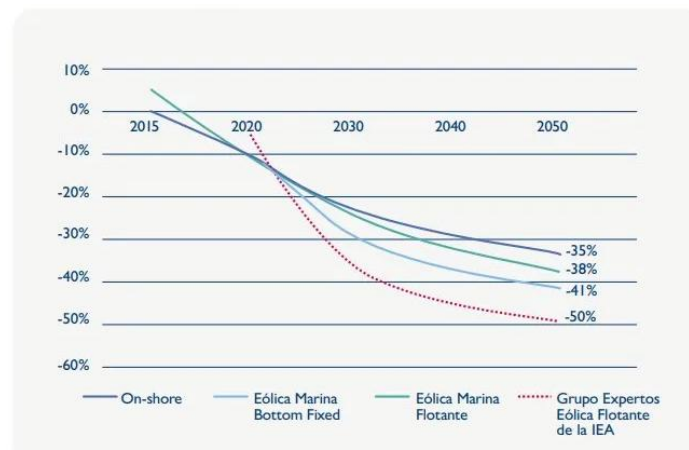


Gráfico 20. Comparativa de la reducción del LCOE de la eólica marina flotante con la eólica marina de cimentación fija y la eólica terrestre, fuente: Agencia Internacional de la Energía [IREN24a].



Gráfico 21. Reducción del LCOE de la eólica flotante hasta 2030. Fuente: *Floating Offshore Wind Energy* [WIND26].

Dentro de este contexto, el archipiélago canario es uno de los casos de mayor urgencia y mayor potencial en España. Presenta un sistema eléctrico con seis sistemas insulares independientes sin interconexión con la red peninsular y una demanda de 8.896 GWh anuales. En 2024, de toda la potencia instalada en Canarias (3.358 MW), las fuentes renovables ostenta el 28.7%, frente a 67.1% de energías renovables en la península. Aproximadamente el 76% de su generación eléctrica proviene de fuentes térmicas fósiles, dependiendo en gran medida del ciclo combinado (42%), motores diésel (21.1%) y turbinas de vapor (13.3%) [REE25].

La eólica representa el 15,8% del mix canario (679 MW instalados) y es la primera fuente renovable del archipiélago, habiendo alcanzado en 2024 su máximo histórico de generación con 1.409 GWh [REE25]. Las energías renovables apenas cubrieron el 20.8% de la energía producida en 2024, siendo un máximo histórico pero muy alejado de los objetivos climáticos nacionales y europeos [REE25]. En 2025, Canarias aumentó su potencia instalada renovable al 30% gracias a nuevos proyectos eólicos (+29 MW) y fotovoltaicos (+31 MW) [REE26a].

Pero este avance no es suficiente para disminuir la dependencia térmica del sistema canario, que por ser un sistema aislado, se enfrenta al límite de penetración renovable que ha condicionado históricamente a estos sistemas, sin respaldo de almacenamiento a gran escala.



Gráfico 22. Estructura de la potencia de generación por islas en Canarias, fuente: Sistema Eléctrico Canario 2024 [REE25].

Tecnología	Islas Canarias	Nacional
Hidráulica	0,78	17.076,66
Nuclear	-	7.117,29
Carbón	-	1.499,29
Fuel + Gas	-	7,95
Motores diésel	487,64	768,67
Turbina de gas	520,75	1.137,15
Turbina de vapor	482,64	1.044,53
Ciclo combinado	865,40	26.250,15
Hidroeléctrica	11,32	11,32
Eólica	679,34	33.276,23
Solar fotovoltaica	488,93	50.017,75
Solar térmica	0,07	2.302,09
Otras renovables	8,81	1.147,63
Biocombustibles	-	-
Cogeneración	38,20	5.264,26
Residuos no renovables	-	416,83
Residuos renovables	-	170,12
Potencia total	3.583,87	147.507,91

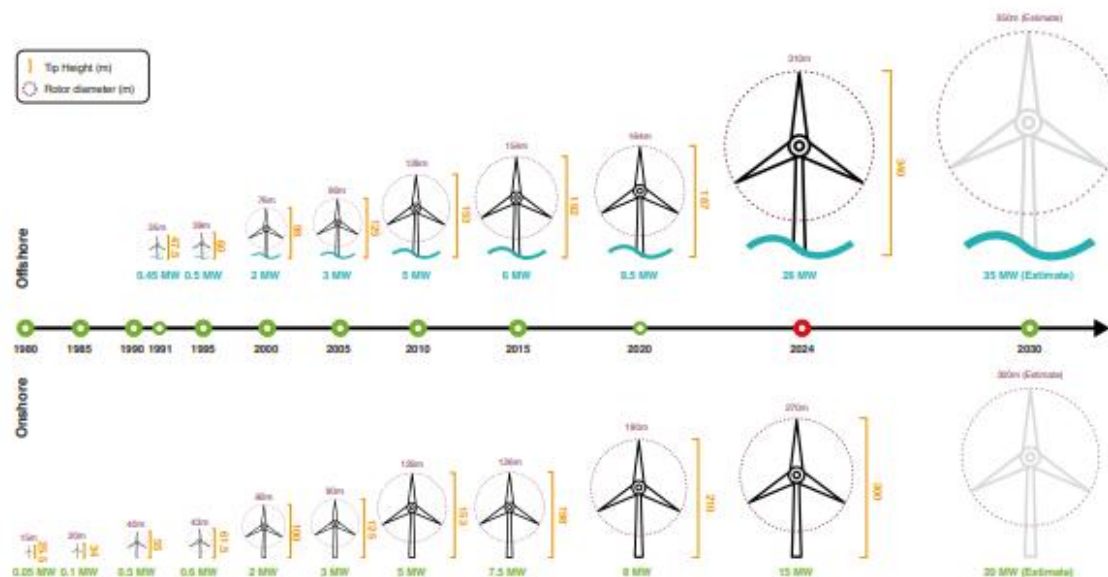
Tabla 3. Potencia instalada por tecnología en Canarias vs. sistema nacional, 2024, fuente: REE [REE25].

Finalmente, Canarias regula su transición energética mediante la Ley 6/2022 de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias [BOE22]. Este marco normativo fija para 2030 la meta del 37% de renovables sobre su uso final de energía, la sustitución progresiva de grupos térmicos fósiles y la incorporación de sistemas de almacenamiento [BOE22].

La eólica flotante offshore muestra ser una alternativa con gran potencial para transformar el sistema eléctrico canario, que tiene un recurso eólico muy valioso y cuenta con una cantidad significativa de zonas POEM definidas por el MITECO.

1.2.5 TECNOLOGÍA ACTUAL

El análisis de la actualidad de la eólica marina ha mostrado que se encuentra en un periodo de transición hacia aerogeneradores mucho más grandes y eficientes. Como ilustra el *Gráfico 23*, se estima que el diámetro del molino en 2030 llegará a los 350m, 10 veces superior a los primeros molinos en 1980. Del mismo modo, la potencia se ha multiplicado por más de 50, llegando a los 25MW por turbina actualmente, respecto a 1980 (0,45 MW). Se prevé que se llegue a lograr 35 MW para 2030 [GWEC26]. Esta evolución muestra un cambio de paradigma hacia el gigantismo de la eólica marina, lo que permite que se apliquen economías de escala, pero por otro lado exige inversiones de capital iniciales muy superiores, con costes de instalación que pueden superar los 3.000 \$/kW para proyectos flotantes [IREN24a].



Source: GWEC Market Intelligence.

Gráfico 23. Evolución del tamaño de las turbinas eólicas marinas y terrestres, 1980-2030, fuente: GWEC.

Por otro lado, en los proyectos eólicos marinos europeos, se ha incrementado la potencia de las turbinas de 5 MW en 2016, a 10.7 MW en 2025 (*Gráfico 24*). La media de potencia de

los aerogeneradores pedidos durante este año es de 14.6 MW, según WindEurope [WIND26].

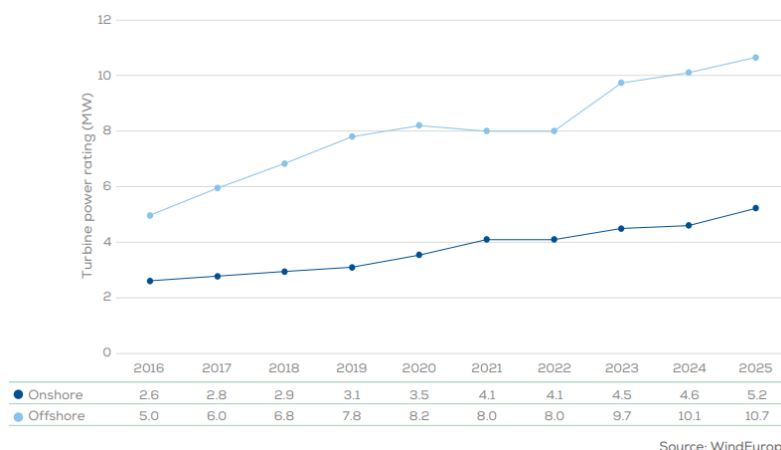
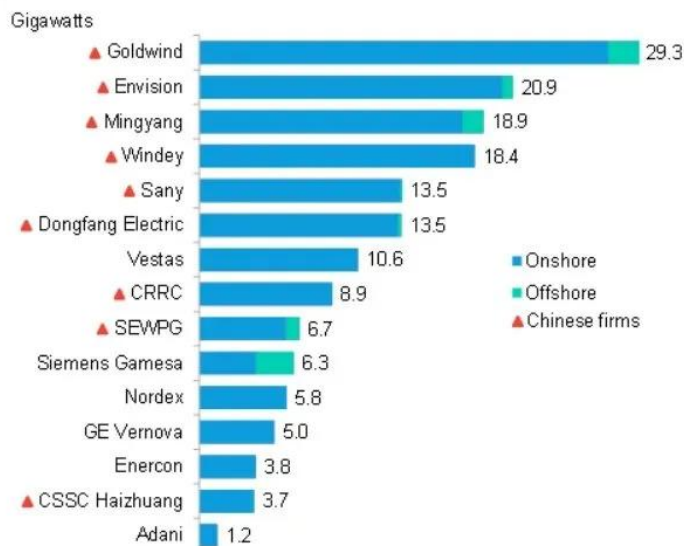


Gráfico 24. Evolución de la potencia media de turbinas instaladas en Europa, 2016-2025, fuente: WindEurope [WIND26].

Esta tendencia se ve reflejada en el mercado de fabricantes. Entre los productores más grandes de molinos de viento, se encuentran en el ranking global de 2025 esencialmente fabricantes chinos: destacan Goldwind (29,3 GW instalados), seguido de Envisio (20,9 GW) y Mingyang (18,9 GW), según Bloomberg (Gráfico 25). En el segmento marino, la empresa hispano-alemana Siemens Gamesa ha sido protagonista de una recuperación del sector sin precedentes. Tras las pérdidas en 2022-2023 debidas a problemas de calidad en sus aerogeneradores terrestres, la compañía decidió centrarse en la producción de aerogeneradores offshore. Sus resultados fueron impresionantes, en 2024 produjeron los molinos de las tres cuartas partes (4 GW) de los nuevos parques marinos instalados fuera de China, duplicando su capacidad con respecto al año anterior y recuperando el liderazgo offshore que perdió después de 2020 [BNEF26].

Top 15 global wind turbine makers in 2025



Source: BloombergNEF. Note: SEWPG is Shanghai Electric Wind Power Group.

Gráfico 25. Top 15 fabricantes globales de aerogeneradores por nueva capacidad instalada, 2025, fuente: BloombergNEF [BNEF26].

Estos nuevos molinos y nueva tendencia presentan grandes cualidades, al reducir el número de unidades necesarias por proyecto y mejora la competitividad económica, por lo que pueden ser una palanca para los futuros proyectos eólicos marinos de España, que parte de cero. No obstante, presenta retos mayores al exigir soluciones que España no ha consolidado y requiere experiencia y conocimiento: diseño de las plataformas flotantes capaces de soportar turbinas de +15 MW, el diseño de una cadena de suministro adaptada, una capacidad logística portuaria que pueda soportar toda la logística, y los requisitos de conexión a la red eléctrica. Finalmente, el liderazgo en la eólica marina de Siemens Gamesa y su arraigo industrial en España (sede en Bilbao) presenta una gran ventaja competitiva y estratégica en este sector.

Capítulo 2. SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO

2.1 *MARCO NORMATIVO Y REGULATORIO*

Se comienza haciendo énfasis sobre marco normativo que regula la ordenación del espacio marino y la autorización administrativa de los proyectos eólicos marinos.

En primer lugar, el Real Decreto 962/2024 del 24 de septiembre 2024 deroga el antiguo RD 1028/2007 y establece el nuevo régimen jurídico que regula los parques de generación renovable en el mar del territorio español. Trata esencialmente el sistema de concurrencia competitiva para otorgar las reservas de zonas y los requisitos técnicos y económicos que los promotores deben cumplir.

Por otro lado, el territorio marino se organiza gracias a los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM), aprobados y definidos por el Real Decreto 150/2023 [BOE23A]. Aquí se identifican las Zonas de Alto Potencial para la Energía Renovable (ZAPER), definidas por el gobierno según criterios técnicos y de compatibilidad. La localización del emplazamiento de este proyecto será indispensable para asegurar su viabilidad, aunque habrá que realizar una verificación posterior, ya que la presencia en una ZAPER no asegura de forma automática la viabilidad del proyecto.

En cuanto al medioambiente, el marco legal que lo protege es la Ley 42/2007 del 13 de diciembre del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad. Este establece las Zonas de Especies de Conservación (ZEC) y las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA). Una de las redes más importantes y protegidas es la Red Natura 2000, una red que abarca todos los Estados miembros de la Unión Europea, cuyo objetivo es garantizar la supervivencia a largo plazo de las especies y hábitats más valiosos y amenazados de Europa. Quedarán descalificados los candidatos que se encuentren dentro o cerca de algunas de estas redes.

Asimismo, la Ley 41/2010 del 29 de diciembre establece la Red de Áreas Marinas Protegidas de España (RAMPE). Esta regula y restringe las actividades que puedan afectar a al medio marino. Los fondos marinos de las Islas Canarias están especialmente protegidos por su biodiversidad marina, reflejándose en la gran cantidad de ZEC y otros hábitats.

Finalmente, todo proyecto eólico marino depende de la obtención de concesión sobre el dominio público marítimo-terrestre, Ley 22/1988, de la Declaración de Impacto Ambiental, Ley 21/2013, de la resolución del acceso a la red eléctrica, Ley 24/2013, principalmente y entre otros. El análisis y la aplicación de estos procedimientos excede el alcance de este trabajo, pero se tendrán en cuenta para realizar el Estudio Económico del Capítulo 6.

2.2 SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO EN LA COSTA DE GRAN CANARIA

2.2.1 JUSTIFICACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO

En un primer lugar, se hizo un análisis preliminar del litoral español peninsular para identificar las primeras zonas con buen potencial. Para poder usar la tecnología de cimentación fija (más madura y barata), se realizó una primera búsqueda en zonas ZAPER [MITE26] con un primer cribado, siendo necesaria una profundidad inferior a 50m y una distancia a la costa superior a 10km, para tener un recurso eólico mayor y reducir el impacto visual y turístico. Sin embargo, ninguna área cumplió con esos criterios, debido a la plataforma continental de la península ibérica, que cae a grandes profundidades muy rápidamente.

Con esta conclusión, se asumió que para respetar estas condiciones, haría falta utilizar la tecnología flotante. Esto tiene una consecuencia importante en el coste del proyecto: la eólica marina flotante tiene un LCOE superior al de la tecnología de cimentación fija, por lo que se tendrá que asumir que este proyecto presentará grandes desafíos económicos, que pondrá en cuestión su rentabilidad.

Es por ello por lo que las Islas Canarias pueden presentar una alternativa muy interesante. En primer lugar, operan como un sistema eléctrico aislado sin conexión a la red peninsular. Su producción de energía eléctrica depende en gran medida en la generación térmica con combustibles fósiles importados. Según la CNMC, se estima una producción de 7.099 GWh y un coste de generación de 1.741,69 millones de € para 2025 [CNMC24a]. Esto equivale a un coste medio de 245,3 €/MWh. Si se contrasta con el precio medio aritmético del mercado diario en el MIBEL, este fue de 65,73 €/MWh en 2025, un 3,9% superior a la de 2024 [OMIE25]. Esta comparación es meramente ilustrativa, ya que se compara un precio de mercado mayorista peninsular frente a un coste regulado de generación en un sistema eléctrico no peninsular, pero permite mostrar el sobre coste estructural de la electricidad en Canarias. Este trabajo analizará, por lo tanto, la viabilidad de un parque eólico flotante en las costas de las Islas Canarias.

En segundo lugar, el estudio de Thomas et al. (2025) [THOM25] calculó el LCOE de distintos diseños de parque eólicos marinos flotantes en los 19 polígonos de los POEM en España. Hicieron uso de proyecciones climáticas mediante modelos globales como el CMIP6, para 2025-2049. Usaron el escenario socioeconómico SSP2-4.5, mostrando una trayectoria de emisiones moderadas. Aparecen en las *Tablas 4 y 5* el LCOE de los parques según los 19 polígonos, la potencia unitaria de los aerogeneradores y la potencia del parque (500 MW y 250 MW).

Tabla 4. LCOE (€/MWh) de un parque eólico marino flotante de 500 MW en los polígonos de los POEM españoles, 2025–2049, bajo el escenario SSP2-4.5, fuente: Thomas et al. (2025) [THOM25].

Polygons		Wind Turbines – Rated Power						
		5 MW	6 MW	8 MW	10 MW	12 MW	15 MW	18 MW
NOR	1	180.7	156.0	140.9	131.8	128.1	123.7	125.2
	2	159.8	140.4	127.9	119.8	116.7	112.8	113.5
	3	161.3	140.3	126.9	118.5	115.2	111.1	112.0
	4	–	–	–	–	–	–	–
	5	200.0	170.3	152.8	142.6	138.4	133.4	135.6
	6	–	–	–	–	–	–	–
	7	–	–	–	–	–	–	–
ESAL	8	243.8	206.7	184.6	172.1	167.1	161.1	164.2
	1	217.1	185.3	166.0	154.6	150.1	144.5	146.6
	2	198.7	174.6	157.8	147.2	143.3	138.0	138.4
LEBA	1	161.8	140.4	126.9	118.5	115.2	111.2	112.2
	2	236.0	198.5	176.6	164.3	159.2	153.3	156.6
	3	–	–	–	–	–	–	–
CAN	TEN1	–	–	–	–	–	–	–
	TEN2	–	–	–	–	–	–	–
	GC1	146.5	127.0	114.8	106.9	103.8	99.9	100.4
	FV1	179.6	149.8	133.6	124.1	120.0	115.4	117.7
	FV2	–	–	–	–	–	–	–
	LANZ1	–	–	–	–	–	–	–
		–	–	–	–	–	–	–

Tabla 5. LCOE (€/MWh) de un parque eólico marino flotante de 250 MW en los polígonos de los POEM españoles, 2025–2049, bajo el escenario SSP2-4.5, fuente: Thomas et al. (2025) [THOM25].

Polygons		Wind Turbines – Rated Power						
		5 MW	6 MW	8 MW	10 MW	12 MW	15 MW	18 MW
NOR	1	182.1	157.8	142.5	133.4	129.7	125.4	127.0
	2	161.6	142.6	129.8	121.8	118.7	114.9	115.7
	3	162.0	141.4	127.8	119.5	116.2	112.2	113.2
	4	169.0	146.5	132.1	123.4	119.9	115.8	117.1
	5	200.9	171.7	153.9	143.8	139.5	134.7	137.1
	6	207.2	178.0	159.9	149.6	145.3	140.4	142.8
	7	209.0	179.4	161.0	150.6	146.2	141.3	143.8
	8	244.6	208.2	185.7	173.3	168.3	162.4	165.7
ESAL	1	217.7	186.6	166.9	155.6	151.0	145.6	148.0
	2	199.2	175.7	158.6	148.0	144.1	139.0	139.6
LEBA	1	162.4	141.4	127.7	119.3	116.0	112.1	113.3
	2	235.7	199.0	176.7	164.6	159.4	153.7	157.2
	3	242.0	205.1	182.7	170.4	165.2	159.5	163.0
CAN	TEN1	–	–	–	–	–	–	–
	TEN2	144.7	129.3	117.3	109.4	106.5	102.5	102.1
	GC1	146.4	127.4	114.9	107.1	104.0	100.2	100.8
	FV1	179.4	150.1	133.7	124.3	120.2	115.7	118.1
	FV2	–	–	–	–	–	–	–
	LANZ1	174.0	145.6	129.6	120.4	116.4	112.1	114.4

Se desmarca el polígono CAN-GC1 (zona marítima correspondiente al sureste de Gran Canaria dentro de los POEM), este presenta el LCEO más bajo de toda España, con un valor mínimo de 99,9 €/MWh para el parque de 500 MW y 100,2 €/MWh para el de 250 MW, ambos en el caso del uso de los aerogeneradores de 15 MW. Contrastando este precio con el de generación insular previsto por la CNMC, estos valores son inferiores al coste de generación y apunta a que podría existir una viabilidad económica potencialmente favorable, y que la escala del parque no tiene gran efecto sobre el LCOE de este polígono.

Estas razones establecen la base por la que este Trabajo de Fin de Máster se centrará en la zona del archipiélago canario, y su objetivo será el de estudiar si, con la tecnología actual y en el emplazamiento canario escogido, es técnica y económicamente viable la instalación de un parque eólico marino flotante.

2.2.2 METODOLOGÍA Y PROCESO DE SELECCIÓN

La selección del emplazamiento se ha realizado mediante un primer análisis sobre el Visor *INFOMAR* del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [MITE26], plataforma oficial del gobierno que integra las capas cartográficas del primer ciclo de Ordenación del Espacio Marítimo (OEM) español. Permite superponer capas precedentes de distintos organismos con sus respectivas referencias.

En un primer tiempo, se identificaron cinco puntos principales, candidatos, dentro de las ZAPER de las Islas Canarias. Se garantizó mediante un análisis previo (cribado 1: viabilidad espacial básica) que todos ellos respetaban los filtros de exclusión básicos (*Figura 1*).

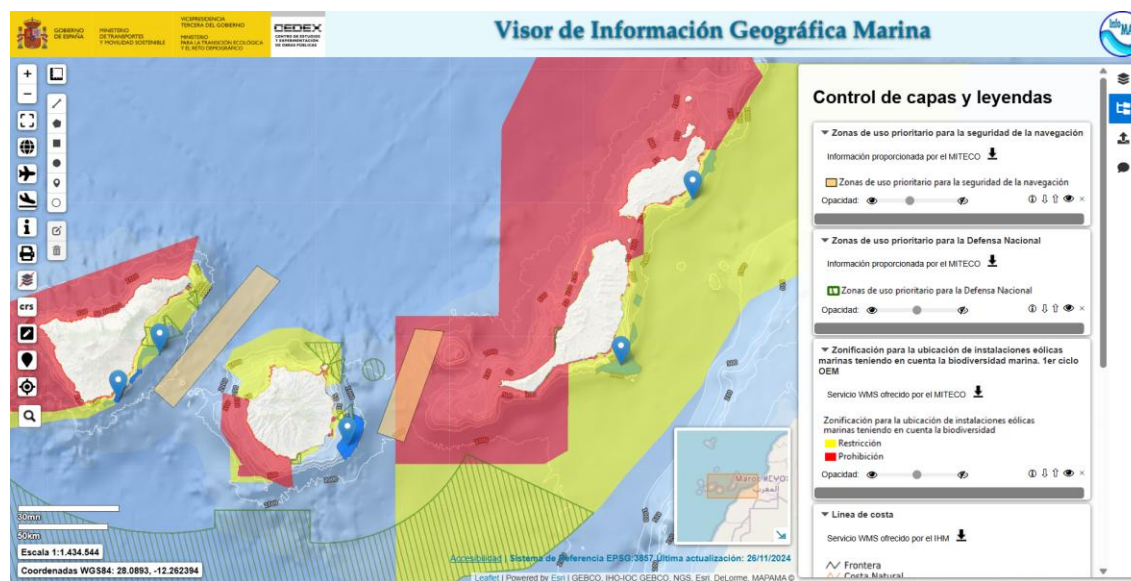


Figura 1. Cribado 1 de viabilidad espacial básica, fuente: elaboración propia sobre Visor INFORMA, MITECO, 1er ciclo OEM [MITE26].

El cribado se estructuró en siete categorías, aplicadas de forma secuencial en el visor para no sobrecargarlo. Se evaluó para cada categoría de forma visual la situación de cada punto según sus coordenadas. Estos luego se recogen en la matriz de decisión. Las siete categorías estudiadas fueron: viabilidad espacial básica, restricciones ambientales fuertes, defensa nacional, pesca y acuicultura, conflictos con otros usos e infraestructuras, tráfico marítimo y recurso eólico. Estas se detallan a continuación.

Se seleccionaron los siguientes puntos: Punto 1, Lat: 28.166416, Lon: -13.866289; Punto 2, Lat: 27.795745, Lon: -15.304398; Punto 3, Lat: 28.225751, Lon: -16.290118; Punto 4, Lat: 28.011144, Lon: -16.508529; Punto 5, Lat: 28.931297, Lon: -13.491639.

Tabla 6. Categorías de cribado y capas cartográficas consultadas por categoría en el Visor INFORMA, fuente: elaboración propia a partir de MITECO – Visor INFORMA, 1er ciclo OEM [MITE26].

Cribado	Capa
Viabilidad espacial básica	· Batimetría EMODNET – Isóbatas (EMODNET Bathymetry) · Línea de costa (IHM) · Zonificación para la ubicación de instalaciones eólicas marinas teniendo en cuenta la biodiversidad marina. 1er ciclo OEM (MITECO). · Zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina (MITECO) · Zonas de uso prioritario para la Defensa Nacional (MITECO) · Zonas de uso prioritario para la seguridad de la navegación (MITECO)
Restricciones ambientales fuertes	· Zonas de uso prioritario para la protección de la biodiversidad (MITECO) · Limitación en la instalación de aerogeneradores. 1er ciclo OEM (CEDEX) · Hábitats 1110 y 1120. Bancos de arena cubiertos permanentemente por agua marina, poco profunda y praderas de posidonia. 1er ciclo OEM (IEO) · Hábitat 1170. Arrecifes (polígonos). 1er ciclo OEM (IEO) · Áreas identificadas por expertos en el marco del proyecto INTEMARES como valiosas o de interés para las aves. 1er ciclo OEM (MITECO) · Áreas identificadas por expertos en el marco del proyecto INTEMARES como valiosas o de interés para los hábitats o especies de interés comunitario. 1er ciclo OEM (MITECO) · Áreas importantes para la Conservación de las Aves y la Biodiversidad (IBA). 1er ciclo OEM (MITECO) · Red de Áreas Marinas Protegidas de España (RAMPE). 1er ciclo OEM · Red Natura 2000. 1er ciclo OEM (MITECO) · Espacios naturales protegidos (ENP). 1er ciclo OEM · Reserva de la Biosfera (MaB). 1er ciclo OEM (MITECO) · Red OSPAR de Áreas Marinas Protegidas. 1er ciclo OEM (MITECO) · Humedales Ramsar. 1er ciclo OEM (MITECO) · Hábitats críticos para cetáceos definidos en el marco de ACCOBAMS. 1er ciclo OEM (MITECO)
Defensa	· Zonas seguridad. Armada, 2020. 1er ciclo OEM (Información proporcionada por el Ministerio de Defensa) · Zonas de interés para la defensa nacional. Armada, 2020. 1er ciclo OEM (Información proporcionada por el Ministerio de Defensa) · Zona perímetro de seguridad. Ejército del Aire, 2020. 1er ciclo OEM (Información proporcionada por el Ministerio de Defensa)
Pesca y Acuicultura	· Esfuerzo pesquero: Cerco. 2º ciclo EEMM, utilizado en 1er ciclo OEM. DM CAN (IEO). · Esfuerzo pesquero: Palangre de superficie. 2º ciclo EEMM, utilizado en 1er ciclo OEM. DM CAN (IEO) · Reservas marinas. 1er ciclo OEM (CEDEX a partir de datos de la SGP y las CCAA) · Zonas de interés declaradas para acuicultura, 2020. 1er ciclo OEM (SGP-MAPA, a partir de la información que proporcionan las autoridades competentes en acuicultura de las CCAA) · Recintos de establecimientos acuicultura autorizados 2019. 1er ciclo OEM (SGP-MAPA, a partir de la información que proporcionan las autoridades competentes en acuicultura de las CCAA) · Establecimientos autorizados de acuicultura 2019. 1er ciclo OEM (SGP-MAPA, a partir de la información que proporcionan las autoridades competentes en acuicultura de las CCAA) · Zonas de producción de moluscos, 2020. 1er ciclo OEM (SGP-MAPA, a partir de la información que proporcionan las autoridades competentes en acuicultura de las CCAA)
Conflictos con otros usos e infraestructuras	· Cable eléctrico planificado. 1er ciclo OEM (REE) · Gasoductos, 2019. 1er ciclo OEM (SG Hidrocarburos del MITECO y Enagás) · Plataformas de gas. 1er ciclo OEM (CEDEX) · Plataforma de petróleo (CEDEX) · Sondeos de hidrocarburos. 1er ciclo OEM (CEDEX a partir de datos del MITECO) · Concesiones de hidrocarburos, 2019. 1er ciclo OEM (CEDEX a partir de datos del MITECO) · Zonificación de usos futuros para acuicultura marina en mar. 1er ciclo OEM (SGP-MAPA, a partir de la información que proporcionan las autoridades competentes en acuicultura de las CCAA) · Zona crítica de navegación por presencia de cetáceos 1er ciclo OEM (Derrotero) · Zona de fondeo prohibido 1er ciclo OEM (CEDEX a partir de las cartas náuticas)
Tráfico marítimo	· Densidad media de buques, verano 2016. 2º ciclo EEMM, utilizado en 1er ciclo OEM (CEDEX a partir de datos AIS de SASEMAR) · Dispositivos de separación de tráfico marítimo. 1er ciclo OEM (CEDEX) · Fondeaderos. 1er ciclo OEM (CEDEX) · Puertos de interés general. 1er ciclo OEM (CEDEX a partir de datos de Puertos del Estado) · Puertos autonómicos. 1er ciclo OEM (CEDEX)
Recurso eólico	· Recurso eólico a 140 m de altura - Canarias. 1er ciclo OEM (Gobierno de Canarias / Instituto Tecnológico de Canarias)

A continuación, se muestran las capturas realizadas sobre la herramienta del MITECO correspondientes a los distintos cribados realizados con todos los puntos (*Figuras 1-8*).

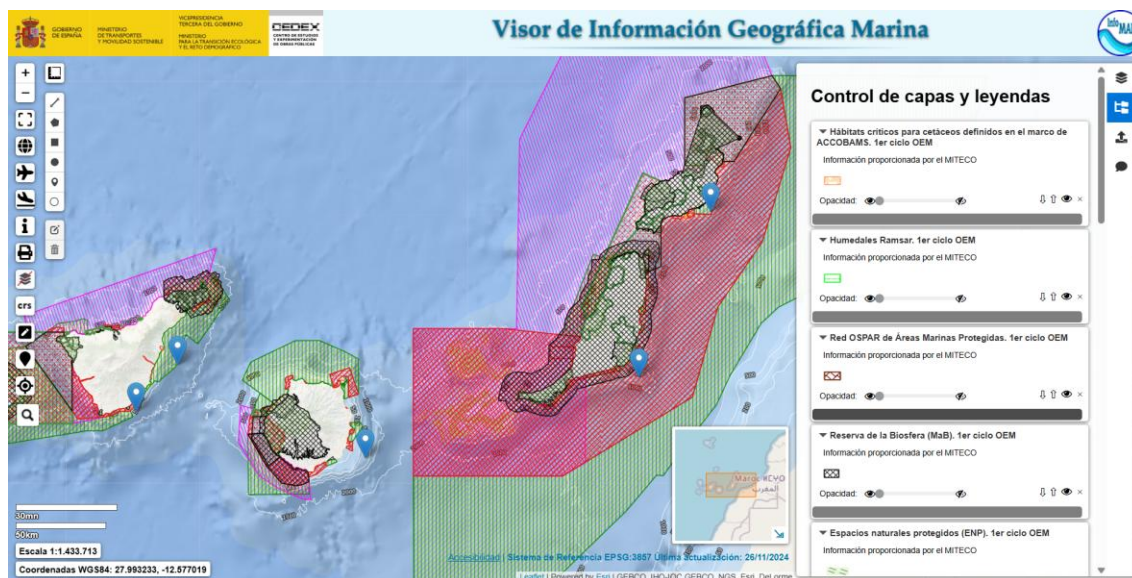


Figura 2. Cribado 2 de restricciones ambientales fuertes, fuente: elaboración propia sobre Visor INFORMA, MITECO, 1er ciclo OEM [MITE26].

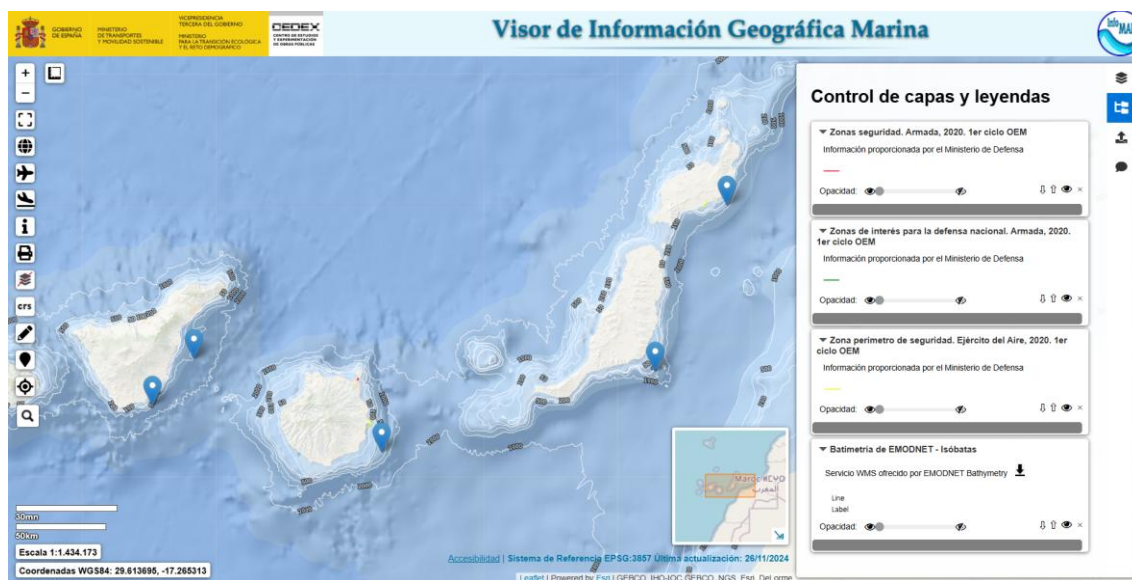


Figura 3. Cribado 3 de Defensa, fuente: elaboración propia sobre Visor INFORMA, MITECO, 1er ciclo OEM [MITE26].

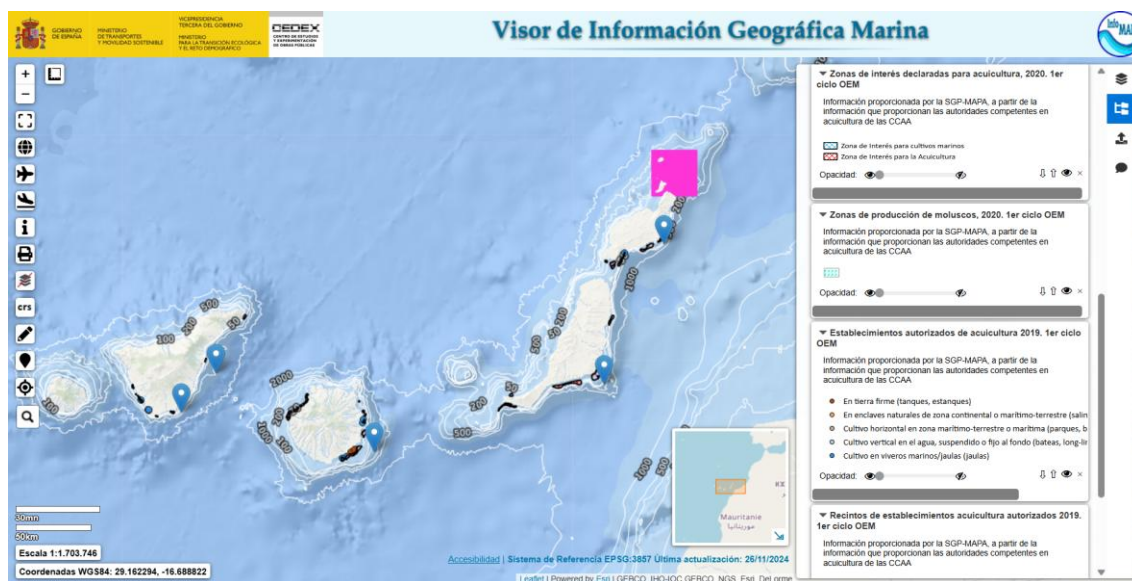


Figura 4. Cribado 4 de pesca y acuicultura, fuente: elaboración propia sobre Visor INFORMA, MITECO, 1er ciclo OEM [MITE26].

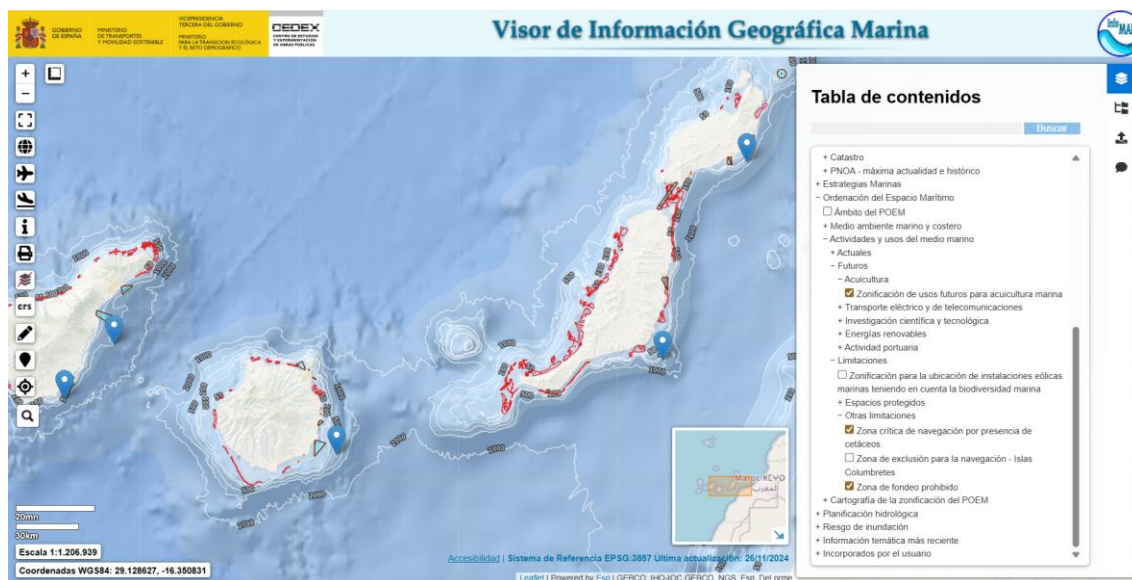


Figura 5. Cribado 5 de conflictos con otros usos e infraestructuras, fuente: elaboración propia sobre Visor INFORMA, MITECO, 1er ciclo OEM (1) [MITE26].

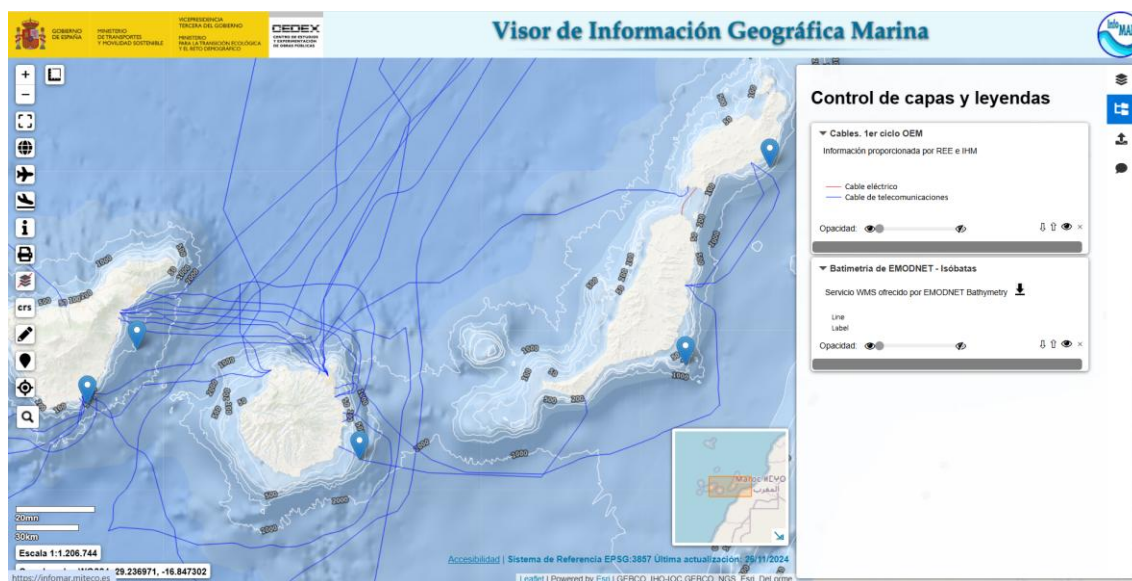


Figura 6. Cribado 5 de conflictos con otros usos e infraestructuras, fuente: elaboración propia sobre Visor INFORMA, MITECO, 1er ciclo OEM (2) [MITE26].

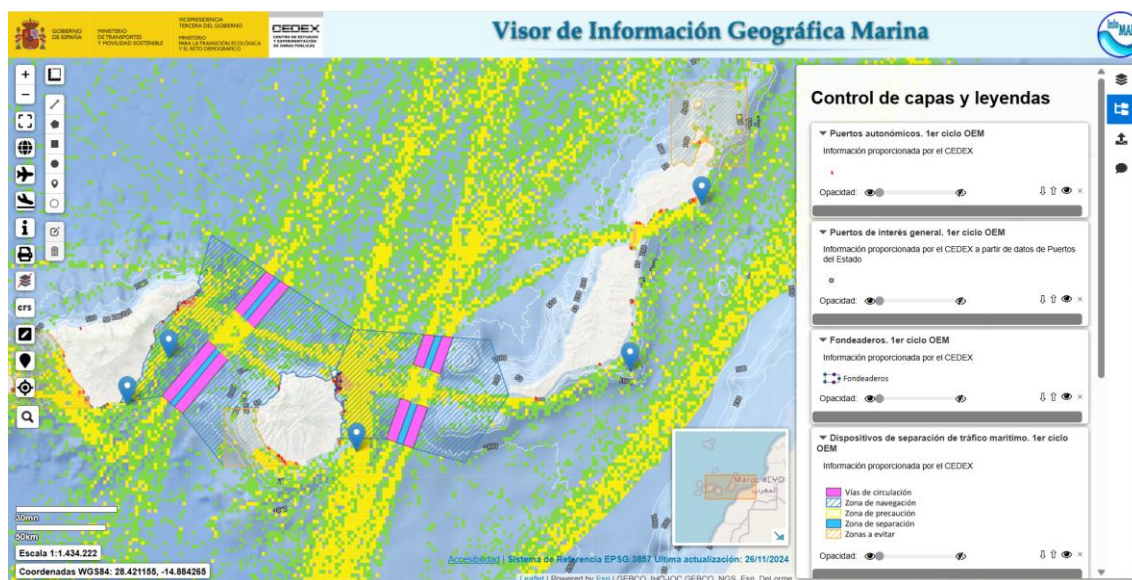


Figura 7. Cribado 6 de conflictos con tráfico marítimo, fuente: elaboración propia sobre Visor INFORMA, MITECO, 1er ciclo OEM [MITE26].

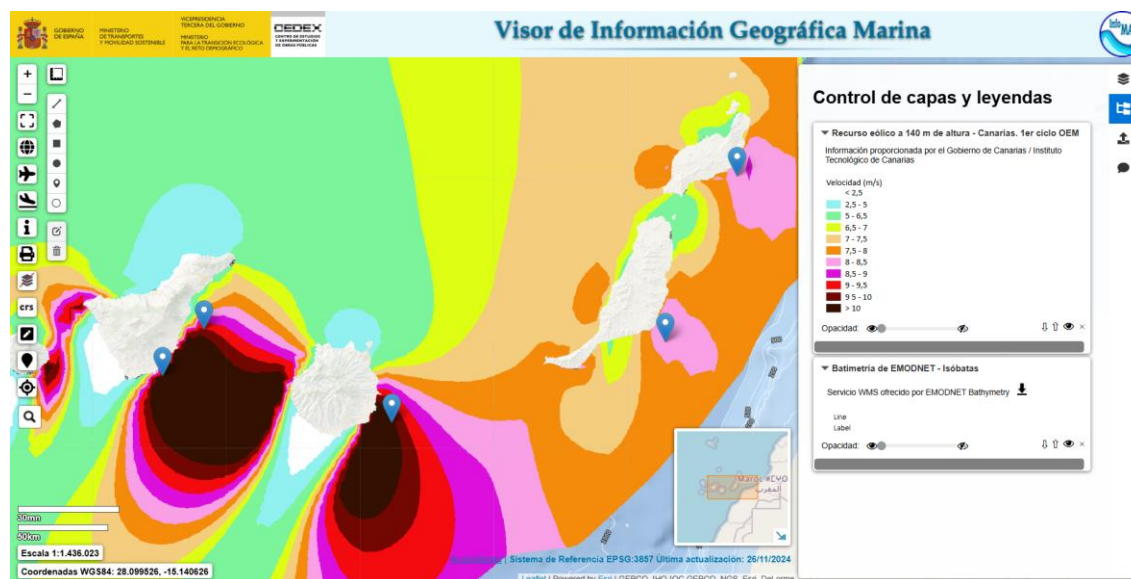


Figura 8. Cribado 7 de recurso eólico, fuente: elaboración propia sobre Visor INFORMA, MITECO, 1er ciclo OEM [MITE26].

Por otra parte, se muestran los filtros y los criterios detallados constituyendo de esa manera la base de la matriz de decisión del emplazamiento.

Tabla 7. Filtros de exclusión de la Matriz de decisión, fuente: elaboración propia.

Matriz de decisión - filtros				
Cribado	Filtro	Peso	Escala / regla	Criterio
1	Excl_navegación	x	Fuera=x0; Dentro=x1	· Zona de uso prioritario para la seguridad de la navegación · "Zonas a evitar" del dispositivo de separación de tráfico
2	Excl_ambiental	x	Fuera=x0; Dentro=x1	· Zonas de uso prioritario para la protección de la biodiversidad · Limitación en la instalación de aerogeneradores · RAMPE · Red Natura 2000 · ENP · Ramsar · OSPAR · MaB
3	Excl_defensa	x	Fuera=x0; Dentro=x1	· Zona de uso prioritario para Defensa Nacional
4	Excl_pesca_acuicultura	x	Fuera=x0; Dentro=x1	· Zona reservada o incompatible
5	Excl_otros_usos_infraestructura	x	Fuera=x0; Dentro=x1	· Cable cruzando directamente la zona · Gasoducto cruzando la zona · Plataforma de gas/petróleo dentro o muy próxima · Sondeos / concesiones dentro de la zona útil
6	Excl_tráfico_marítimo	x	Fuera=x0; Dentro=x1	· Vías de circulación · Zonas a evitar · Zona de separación · Densidad media de buques > 0,1 buques/km ²
7	Excl_recurso_eólico	x	Fuera=x0; Dentro=x1	· Velocidad media < 7 m/s

Tabla 8. Criterios de valoración ponderada de la Matriz de decisión, fuente: elaboración propia.

Matriz de decisión - criterios			
Cribado	Criterio	Peso	Escala / regla
1	Crit_Distancia_a_costa	1,25	<5=0 5-10=2 10-15=5 15-25=3 25-40=1 >40=0
1	Crit_Profundidad	1,5	<200=5 200-500=3 500-1000=1 >1000=0
2	Crit_Sensibilidad_ambiental	1,5	Sin afección detectada = 5 Afección baja = 3 Afección media = 1 Afección alta = 0
4	Crit_Pesca_y_Acuicultura	0,5	Sin conflicto = 5 Conflicto bajo = 3 Conflicto medio = 1 Conflicto alto = 0
5	Crit_Conflictos_con_otros_usos_e_infraestructuras	0,75	Sin conflicto = 5 Conflicto bajo = 3 Conflicto medio = 1 Conflicto alto = 0
6	Crit_Tráfico_marítimo-Densidad_de_buques	0,5	Muy baja = 5 Baja = 3 Media = 1 Alta = 0
6	Crit_Tráfico_marítimo-Dispositivos_de_separación_de_tráfico	0,75	Sin afección = 5 Zona de precaución = 2 Zona de navegación = 0
7	Crit_Recurso_eólico	1,25	>10=5 9-10=4 8-9=2 7-8 = 0

La matriz de decisión se dividió en cuatro partes: los puntos candidatos con sus respectivos datos cualitativos y cuantitativos, los criterios de evaluación agrupados por categorías (*Tabla 8*), los filtros de exclusión (*Tabla 9*), y la propia matriz de decisión aplicada a continuación.

Tabla 9. Matriz de decisión aplicada a los 5 puntos, fuente: elaboración propia.

Matriz de decisión						
Criterio	Peso	P1	P2	P3	P4	P5
Excl_navegación	x	1	1	1	1	1
Excl_ambiental	x	1	1	1	1	1
Excl_defensa	x	1	1	1	1	1
Excl_pesca_acuicultura	x	1	1	1	1	1
Excl_otros_usos_infraestructura	x	1	1	1	1	1
Excl_tráfico_marítimo	x	1	1	1	1	1
Excl_recurso_eólico	x	1	1	1	1	1
Crit_Distancia_a_costa	1,25	5	5	5	0	2
Crit_Profundidad	1,5	3	3	0	1	1
Crit_Sensibilidad_ambiental	1,5	0	5	5	5	1
Crit_Pesca_y_Acuicultura	0,5	5	5	5	5	5
Crit_Conflictos_con_otros_usos_e_infraestructuras	0,75	5	3	5	5	3
Crit_Tráfico_marítimo-Densidad_de_buques	0,5	1	1	3	5	5
Crit_Tráfico_marítimo-Dispositivos_de_separación_de_tráfico	0,75	5	5	0	5	5
Crit_Recurso_eólico	1,25	2	5	4	5	2
Candidato	Puntuación total	Ranking				
P1	2,97	4				
P2	4,19	1				
P3	3,31	3				
P4	3,47	2				
P5	2,38	5				

Del análisis realizado en este apartado se concluye que la mejor opción para la selección del emplazamiento es la del punto 2. Este se sitúa al sureste de Gran Canaria, a 10,58 km de la costa, con una profundidad de entre 200 y 500 metros. Se trata del emplazamiento con mejor viabilidad técnica, ambiental, y regulatoria de los cinco puntos evaluados. Destaca con una nota muy superior a las del resto (4,19/5). Habrá que tener en cuenta la presencia cercana de cable de telecomunicaciones submarinos (*Figura 6*). Se tomará el Punto 2, dentro del polígono de CAN-GC1 de los POEM, como el emplazamiento para su análisis técnico y económico.

2.2.3 CARACTERIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO DE GRAN CANARIA

Se ha caracterizado el emplazamiento escogido en un segundo tiempo, para confirmar la viabilidad de este y contrastarlo con otras fuentes fiables. En primer lugar, se ha dibujado el perfil batimétrico desde la costa hasta el emplazamiento mediante la herramienta EMODnet (European Marine Observation and Data Network) [EMOD26]. Este presenta una

profundización progresiva hasta llegar a los 7km de distancia, a partir de los cuales presente un relieve mucho más abrupto, con presencia de terrazas o escalones muy pronunciados, lo que deberá de tenerse en cuenta en el tendido del cableado y en su diseño de amarre. A los 12 km alcanza profundidades de hasta 350m, lo que excluye las tecnologías de cimentación fija, y fuerza la utilización de tecnología flotante (*Gráfico 26*). La profundidad del emplazamiento es de aproximadamente -353.38m.

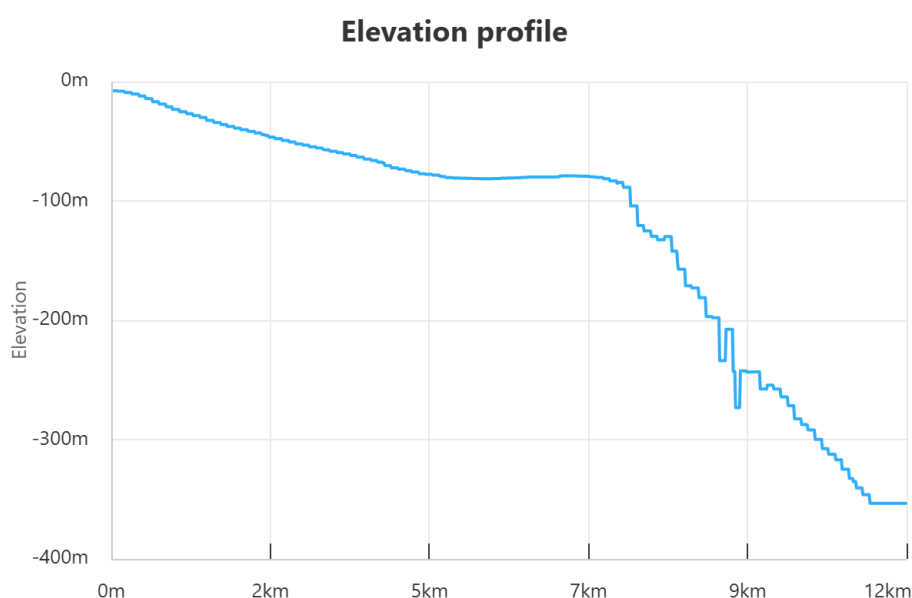


Gráfico 26. Perfil batimétrico desde el emplazamiento hasta la línea de costa, fuente: elaboración propia a partir de EMODnet Bathymetry, 2026 [EMOD26].

Por otro lado, antes de realizar el análisis del viento, se ha hecho un análisis preliminar a partir del atlas eólico mundial (Global Wind Atlas). Se ha evaluado a una altura de 150m sobre el nivel del mar, correspondiente a la altura de buje de los aerogeneradores actuales.

El mapa de velocidades medias del viento (*Figura 9*) muestra que el emplazamiento se sitúa en una zona de gran recurso eólico, con velocidades medias de más de 10 m/s. Además, la rosa de viento (*Gráfico 27*) muestra que vienen esencialmente del sector Norte, con una frecuencia acumulada de más del 40%, y Noreste, con una frecuencia superior al 30%. Se puede decir que el viento tiene una escasa variabilidad direccional, lo que es sin duda una gran ventaja para el futuro parque eólico.

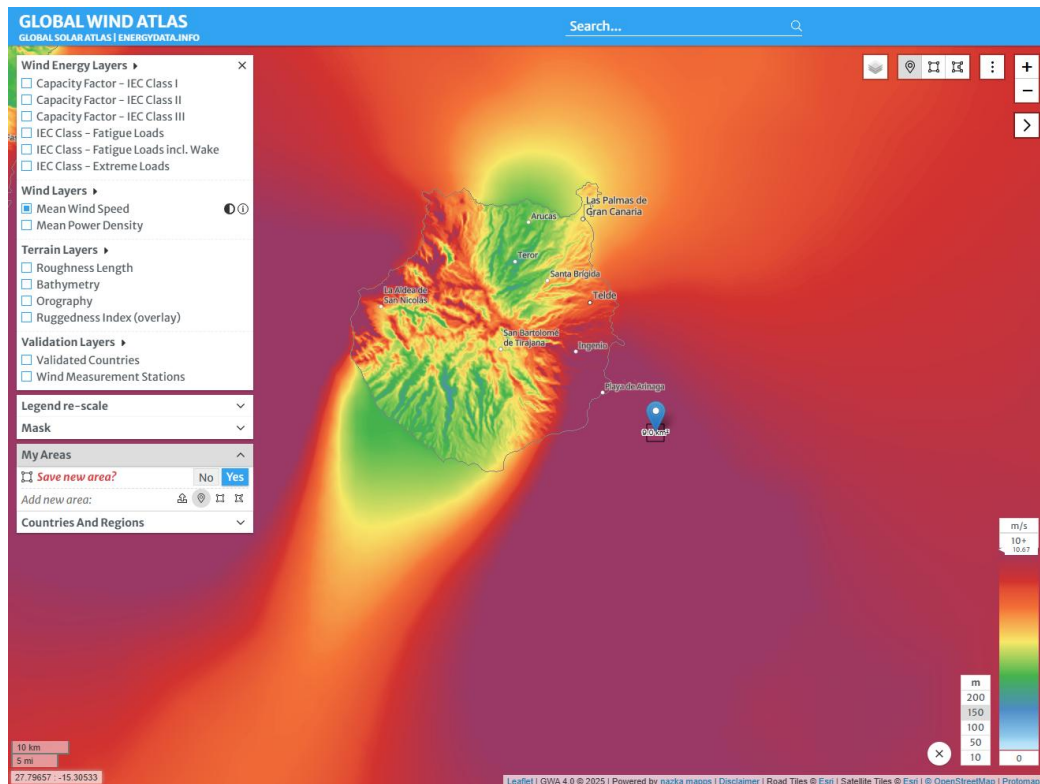


Figura 9. Mapa de velocidad media del viento a 150 m de altura en el entorno del emplazamiento, fuente: Global Wind Atlas [DTU26a].

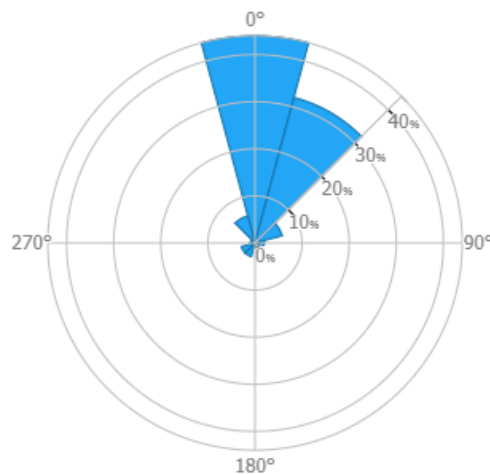


Gráfico 27. Rosa de frecuencia direccional del viento en el emplazamiento a 150 m de altura, fuente: Global Wind Atlas [DTU26a].

El Gráfico 28 muestra un descenso progresivo desde los 10.85 m/s en el 10% de las áreas más ventosas hasta los 10.65 m/s en su totalidad. Se puede decir que la dispersión entre los

dos extremos es muy pequeña, inferior a 0.2 m/s. Esto reduce la incertidumbre en la estimación de la producción.

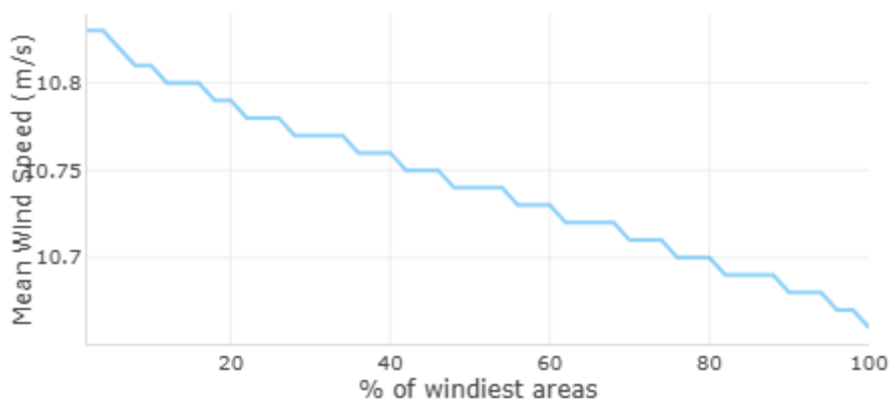


Gráfico 28. Velocidad media del viento en función del % de áreas más ventosas en el emplazamiento a 150 m de altura, fuente: Global Wind Atlas [DTU26a].

Situándose en el 10% de las áreas más ventosas, el emplazamiento tiene un valor medio de 1153 W/m^2 , manteniéndose por encima de los 1100 W/m^2 en la totalidad del emplazamiento. Este valor lo sitúa en el rango alto para los proyectos offshore europeos (Gráfico 29).

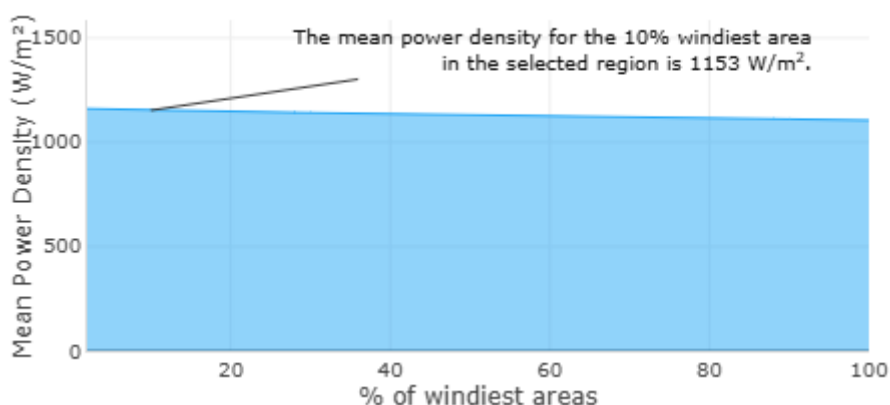


Gráfico 29. Densidad de potencia media en función del porcentaje de áreas más ventosas en el emplazamiento a 150 m de altura, fuente: Global Wind Atlas [DTU26a].

En cuanto a la densidad de tráfico marítimo en el entorno del emplazamiento, se ha hecho uso de las capas AIS del portal EMODnet [EMOD26]. Este registra una frecuencia de paso de 356 ruta por km^2 y año, con un tiempo de permanencia aproximado de 1.57 horas por km^2

y año. El tipo de barcos realizando este tráfico se divide principalmente en buques de carga (208 rutas), seguido de embarcaciones de pesca (51), buques tanque (48), y tráfico de pasajeros (15). La baja permanencia indica un tráfico de paso sin actividad prolongada, pero aun así se trata de un número considerable de rutas.

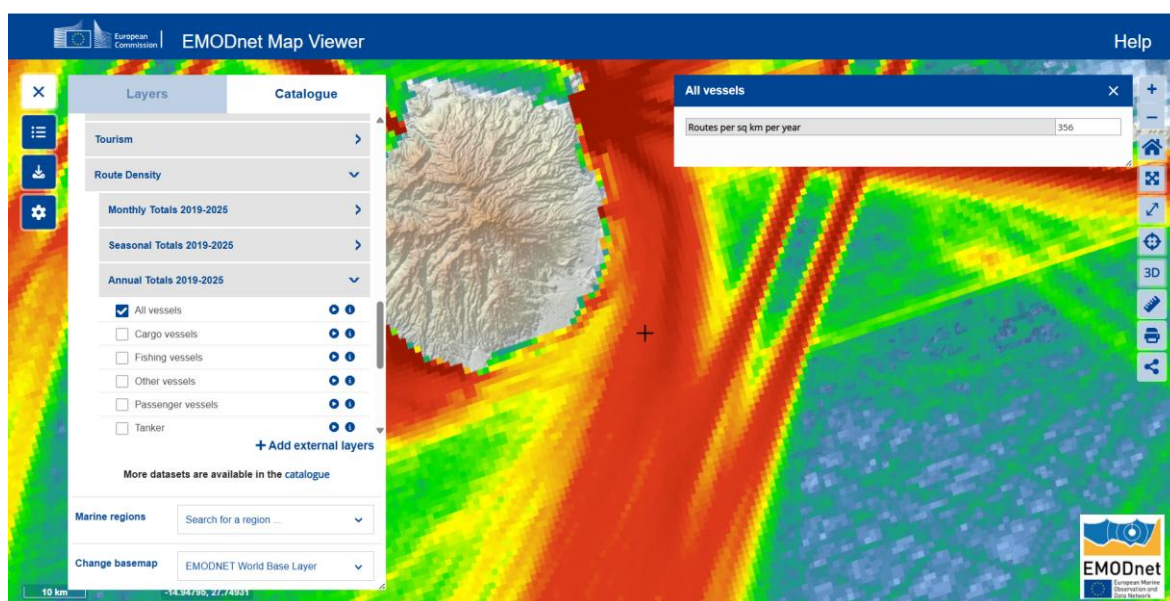


Figura 10. Rutas por km^2 y año, fuente: EMODnet [EMOD26].

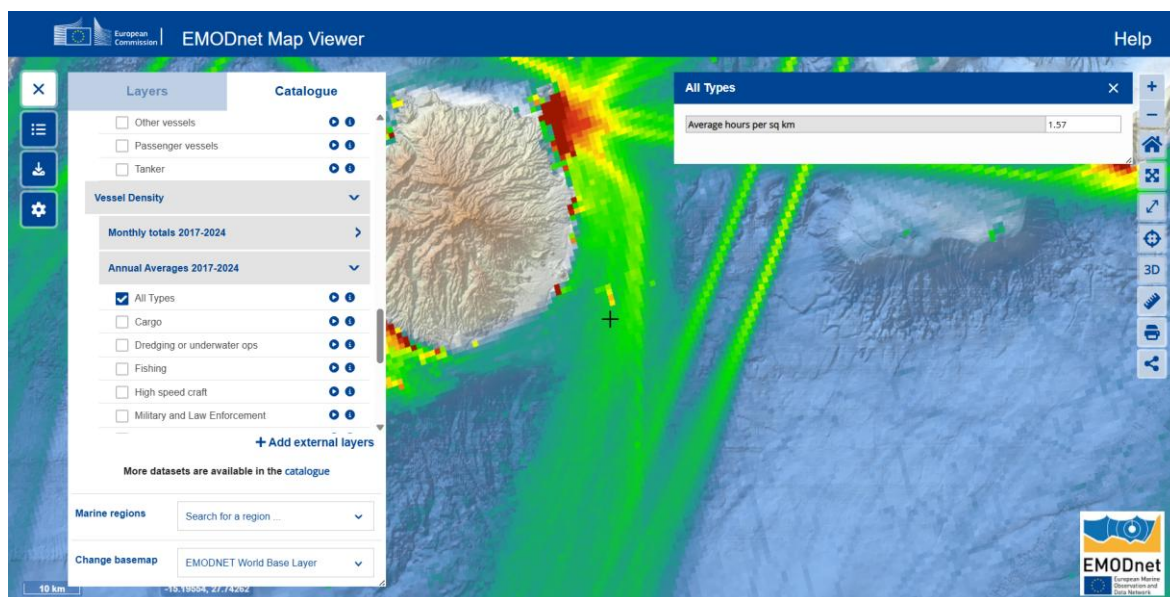


Figura 11. Horas medias de permanencia por km^2 y año, fuente: EMODnet [EMOD26].

Además, la energía generada en el parque eólico necesitará un punto de conexión técnicamente viable de la red de transporte de Gran Canaria. El Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Red Eléctrica para el horizonte 2021-2026 tiene previsto la construcción de la Subestación SE Barranco de Tirajana III, 220 kV (*Figura 12*), [GOBI22]. Para localizar la subestación, se usarán las siguientes coordenadas: *Lat: 27.8099, Lon: -15.4420*.

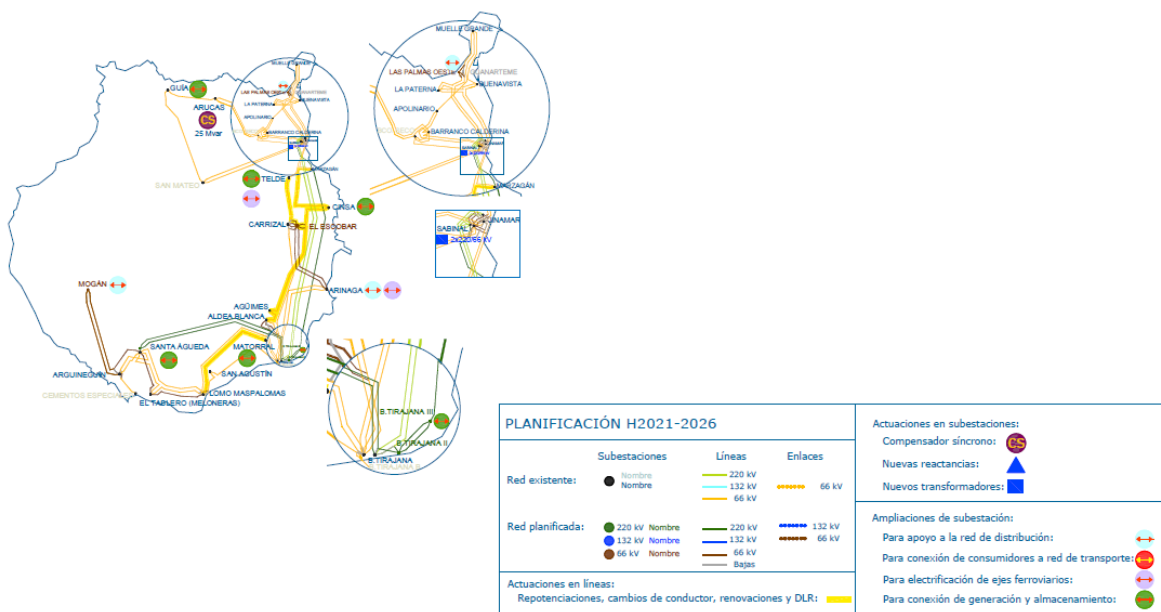


Figura 12. Red de transporte eléctrico de Gran Canaria y planificación 2021–2026, fuente: REE, Plan de Desarrollo de la Red de Transporte [REE21a].

Este nodo tiene como objetivo reforzar la red de transporte en esa zona y facilitar la evacuación de energía eólica marina en el sureste de Gran Canaria (Planificación eléctrica 2021-2026, REE). Se ubica en el municipio de San Bartolomé de Tirajana, a unos 13.57 km (*Figura 13*). La conexión del parque a la subestación se realizaría mediante un cable submarino seguido de uno terrestre, de alta tensión en corriente alterna, a 220 kV. La alta profundidad del parque invalida la viabilidad de una subestación offshore de cimentación fija, por lo que habrá que considerar una flotante. Esta opción incrementa el riesgo del parque, al ser una tecnología emergente y todavía poco madura.

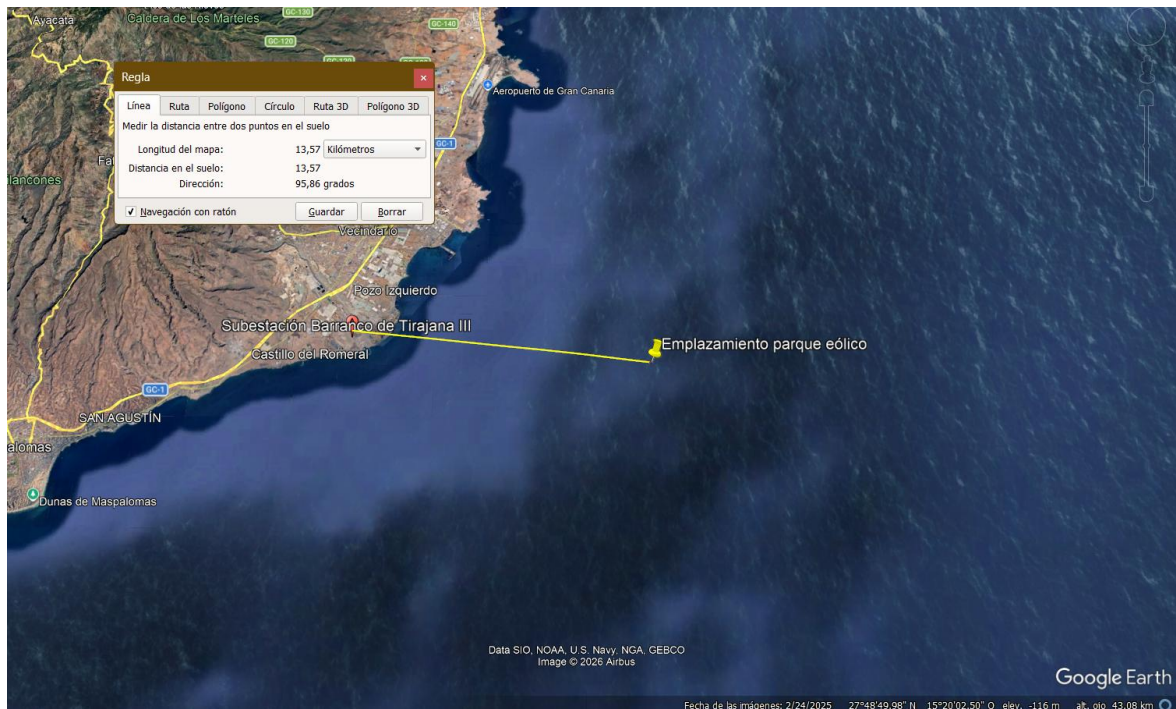


Figura 13. Distancia estimada entre el emplazamiento y la subestación de Barranco de Tirajana III, fuente: elaboración propia sobre Google Earth [GOOG26].

Finalmente, como se había confirmado previamente en el visor *INFOMAR* del MITECO [MITE26], el emplazamiento se encuentra fuera de los límites de la Reserva de la Biosfera de Gran Canaria, lo que supone que haya condicionantes adicionales para el proyecto.

Capítulo 3. ESTUDIO DEL VIENTO Y SIMULACIÓN

3.1 SIMULACIÓN DE LA SERIE DE VIENTO

En un primer lugar, se ha obtenido la serie de datos a través de la empresa VORTEX FDC. Esta empresa española es líder mundial en la modelización y simulación del recurso eólico, y proveedora de series de viento para la industria eólica a escala mundial. Es importante señalar que estos datos son una fuente sólida y válida, suficiente para este TFM, pero bajo ningún contexto reemplaza ninguna campaña de medición real, esencial para la viabilidad de cualquier proyecto real.

La serie cubre un periodo de 10 años, desde enero de 2016 hasta mayo de 2026, con una resolución temporal de 1 hora, y a una altura de 120m sobre el nivel del mar. Esta altura corresponde a la altura de buge de los aerogeneradores marinos, se realizará la selección de este al final de este capítulo. Esta serie se toma como representativa de lo que habría sido una serie proveniente de una torre de medición situada en el emplazamiento de coordenadas UTM: 28N 470016,27 3074615,13.

El entorno marino presenta grandes ventajas con respecto al terrestre, y las estimaciones realizadas por la modelización numérica son más fiables y precisas. La superficie del mar es plana y presenta una rugosidad mínima y homogénea. No tiene obstáculos ni construcciones que puedan afectar al viento, lo que reduce en gran medida la complejidad orográfica y simplifica el modelo asociado a la microescala.

3.2 ESTUDIO DE LA SERIE DE VIENTO

La rosa de viento (*Gráfico 30*) muestra que la dirección del viento se concentra esencialmente a más del 40% en torno a los 15°. El resto apunta a los alrededores, a 0° y 30°, a poco menos del 20% cada uno. Esto indica que el viento proviene del sector norte-noreste, y tiene una variabilidad direccional muy baja. Esto es favorable para el emplazamiento, ya que permitirá facilitar y optimizar el diseño del layout, gracias a una dirección principal más marcada.

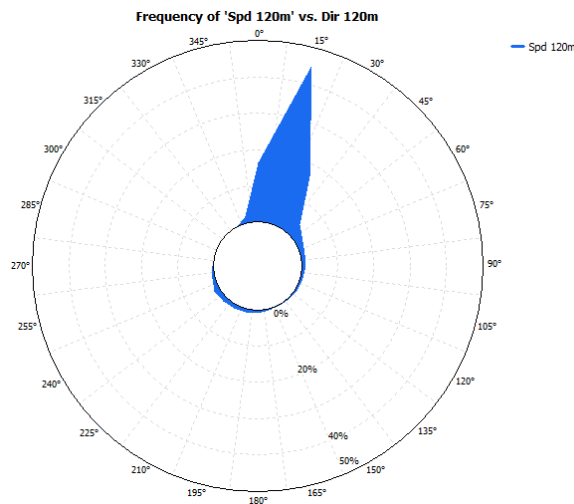


Gráfico 30. Rosa de vientos de frecuencias, fuente: elaboración propia (Windographer) [WIND26].

La distribución de Weibull es la función de densidad de probabilidad más utilizada para representar la distribución de frecuencias de viento. Esta usa dos parámetros: A (m/s), el factor de escala, indica el nivel general del recurso y su valor es cercano a la media, y k (adimensional), que es el factor de forma e indica la regularidad del viento. La función es la siguiente:

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-(v/A)^k}$$

Se ha escogido el algoritmo de WasP para realizar la aproximación a la distribución de Weibull. Se obtienen $k = 2.966$ $A = 11.570$ m/s, una velocidad media global de 10.326 m/s, y una densidad de potencia de 953,2 W/m². Estos valores muestran que el emplazamiento se

sitúa en lugar con alto recurso eólico y bastante regular. El valor elevado de A hace que la curva tenga velocidades más altas, y k muestra que el viento es estable y consistente, al estar cercano a 3. Además, se muestra que el emplazamiento tiene una densidad de potencia muy elevada, cercana a los 1000 W/m², lo que es muy positivo.

Tabla 10. Parámetros Weibull de la serie de viento, fuente: elaboración propia (Windographer) [WIND26].

Algorithm	Weibull	Weibull	Mean	Proportion	Power	R	Elapsed
	k	A		Above	Density	Squared	Time
		(m/s)	(m/s)	9.956 m/s	(W/m2)		(ms)
Maximum likelihood	2.382	11.178	9.908	0.468	974.7	0.8502	45
Least squares	1.960	11.479	10.177	0.469	1,258.8	0.8002	4
WAsP	2.966	11.570	10.326	0.527	953.2	0.8312	2
Openwind	2.502	11.221	9.957	0.476	953.2	0.8537	2
Actual data	(90,648 time steps)		9.956	0.527	953.1		

Por otro lado, se observa en el *Gráfico 31* que la distribución tiene forma de campana, con un pico en el rango de 10-14 m/s, lo que se ajusta perfectamente a la velocidad nominal de los aerogeneradores offshore. Entre 0 y 5 m/s la frecuencia real está claramente por encima de la curva de Weibull, lo que muestra que esta subestima las horas de viento bajo. Entre 5 y 12 m/s, la curva está significativamente por encima de la curva, lo que evidencia que esta sobreestima las horas de viento medio/alto. Finalmente, entre 12 y 25 m/s, el ajuste es casi perfecto, lo cual muestra que la curva se ajusta muy bien a este intervalo.

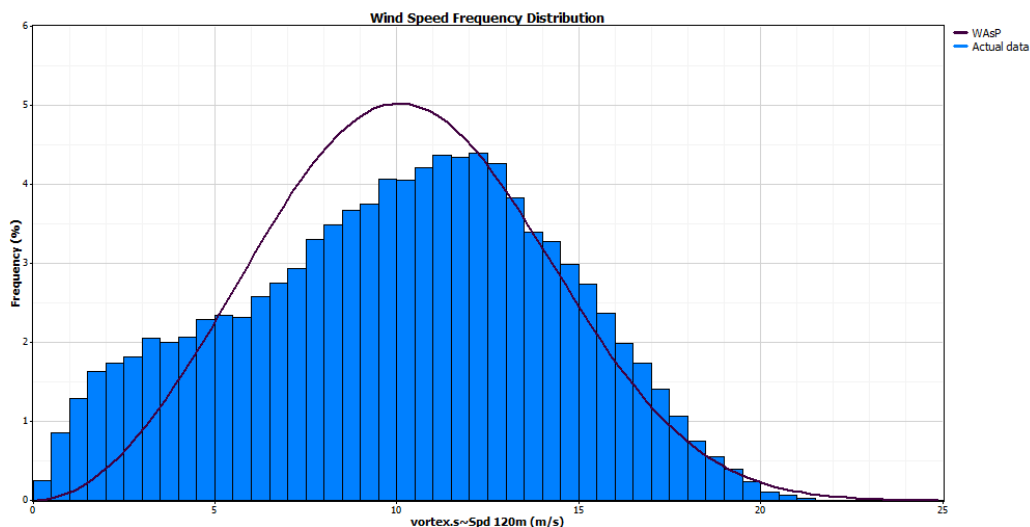


Gráfico 31. Distribución de frecuencias de velocidad de viento y ajuste de Weibull, fuente: elaboración propia (Windographer) [WIND26].

El *Gráfico 32* pone en evidencia la alta diferencia mensual entre los valores medios de velocidad del viento. Entre octubre y febrero, añadiendo abril, las medianas se sitúan por debajo de los 10 m/s, y la dispersión percentil es considerable, lo que reducirá considerablemente la producción durante esos meses. Entre mayo y septiembre, especialmente los meses de julio y agosto, concentran las mayores medianas entre los 11 y 15 m/s, con percentiles superiores llegando a los 16 m/s para estos dos meses, y con mayor estabilidad (se aprecia que la dispersión percentil es menor para estos casos). Es por ello que la producción será más elevada y optimizada durante el verano, lo que concentrará los ingresos en estos periodos.

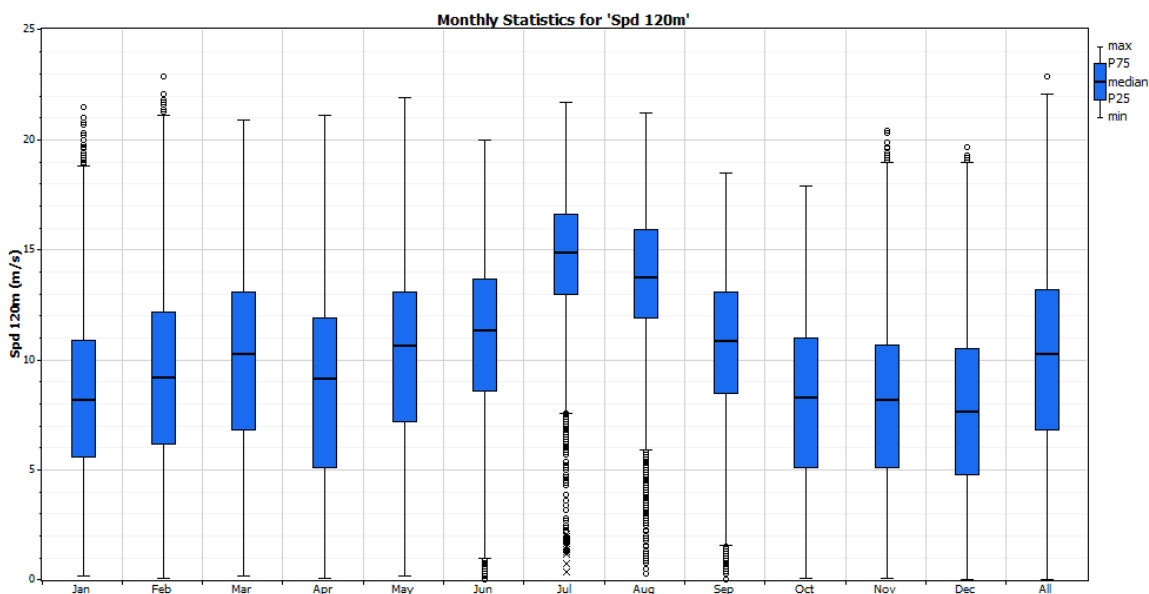


Gráfico 32. Estadísticas mensuales de velocidad del viento, fuente: elaboración propia (Windographer) [WIND26].

En Gráfico 33 se puede apreciar una curva plana, sin fluctuaciones importantes, oscilando entre 9,5 y 10,5 m/s. Esta observación permite concluir que el perfil de viento no depende en gran medida de la hora del día como puede ser el caso de otras tecnologías, como la energía solar fotovoltaica que depende de la posición del sol para la producción de energía. Esto se puede ver como una mayor resiliencia. Por lo tanto la producción esperada del parque sería relativamente homogénea durante las diferentes horas del día.

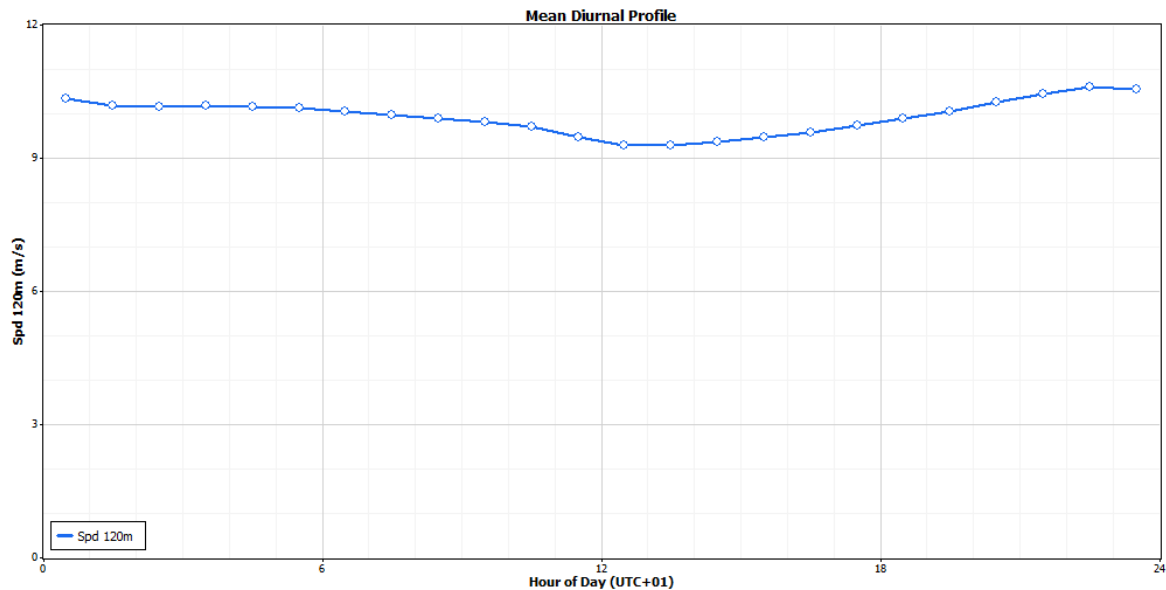


Gráfico 33. Perfil diario medio de velocidad del viento, fuente: elaboración propia (Windographer) [WIND26].

Para el análisis de velocidades extremas a 50 años, se ha escogido hacer uso de la distribución de Gumbel, para tener el periodo de retorno de vientos extremos. Esta estimación de velocidades extremas es un criterio fundamental para la norma IEC 61400-3 [IEC25] relativa a la resistencia estructural de los aerogeneradores. La curva del Gráfico 34 muestra un comportamiento asintótico, y se aproxima a los 23,4 m/s para un periodo de retorno de 50 años. Este resultado implica que hay un 98% de probabilidad de que la velocidad extrema anual sea inferior a este valor. Para un emplazamiento offshore, este valor es bajo, y se sitúa por debajo de los valores límites de la velocidad de corte superior de los aerogeneradores offshore. Desde el punto de vista técnico, este dato es favorable ya que limita los cortes por viento extremo y limita parcialmente la fatiga mecánica sobre los aerogeneradores.

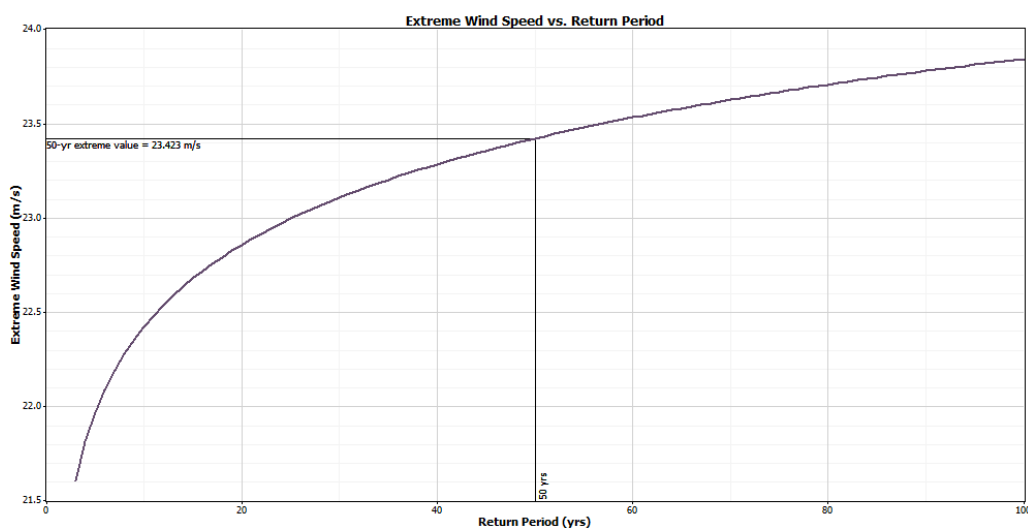


Gráfico 34. Velocidad extrema del viento en función del periodo de retorno, fuente: elaboración propia (Windographer) [WIND26].

3.3 ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

En este capítulo, se ha hecho uso del software WasP para realizar el estudio de la producción de energía [DTU26b]. Este programa ha sido desarrollado por investigadores de la universidad DTU, la cual ha permitido que se haga uso de este mediante una licencia académica de 6 meses. WASP permite estimar el recurso eólico y la producción de energía anual que generará el parque a partir de la serie de viento, un mapa digitalizado con la orografía y rugosidad del terreno, la posición en coordenadas UTM de los aerogeneradores, y finalmente las curvas de potencia y coeficiente de empuje de la tecnología del aerogenerador en cuestión.

El procedimiento de cálculo de WasP se divide en una serie de pasos. En primer lugar, transforma la serie de datos de viento, afectada por las condiciones locales del punto de referencia, para obtener los datos de viento geostrófico (regional). Esta serie, desafectada, es una aproximación de lo que sería el viento sin condicionar por las particularidades del entorno del punto de medida. Posteriormente, se vuelve a afectar la serie de datos de viento geostrófico, teniendo en cuenta las particularidades del emplazamiento de cada aerogenerador, para calcular los datos de viento de cada uno de los generadores. Una vez

obtenidos estos, WasP hace una estimación energética bruta y neta, modelizando las pérdidas por efecto de estela entre las turbinas.

3.3.1 MAPA DIGITALIZADO, OROGRAFÍA Y RUGOSIDAD

En un primer lugar, se ha desarrollado el mapa digitalizado del emplazamiento mediante la herramienta de WASP, *Map Editor* (formato .map), representando las líneas de costa, la orografía terrestre, y los niveles de rugosidad del océano y Gran Canaria). Aunque los generadores estén situados en el mar, conviene tener la orografía de la costa ya que esta tiene una influencia en los datos de viento. Se ha definido:

- Rugosidad del terreno: $Z_t = 0,030$ m, correspondiente a un terreno abierto de baja rugosidad, con vegetación baja y escasa presencia de obstáculos.
- Rugosidad del mar: $Z_m = 0,0002$ m, para superficies de agua, valor representativo de océano abierto.

Se obtiene el siguiente mapa:

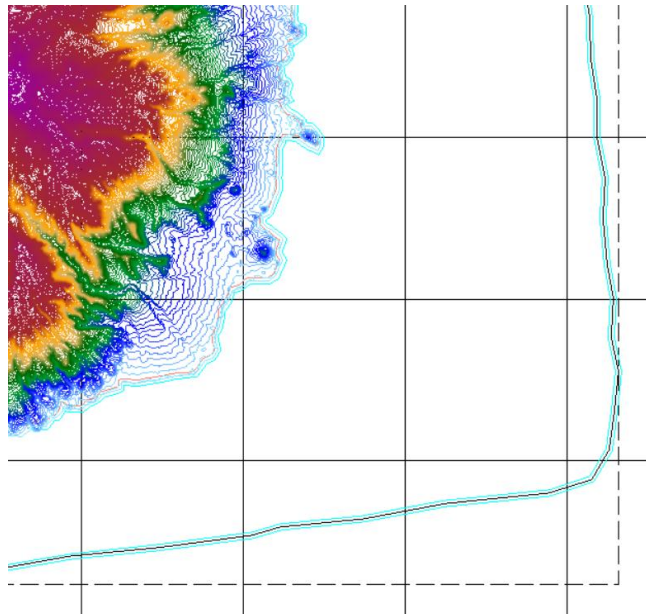


Figura 14. Mapa digitalizado de orografía y rugosidad empleado en WASP. Fuente: elaboración propia (WASP Map Editor [DTU26b]).

3.3.2 DENSIDAD MEDIA DEL AIRE

Previamente a la inserción de las curvas de potencia y coeficiente de empuje en WAsP, se ha calculado la densidad media del aire del emplazamiento mediante una de las herramientas del software. Para trazar las curvas de potencia y de coeficiente de empuje de los aerogeneradores, es necesario definir previamente la densidad media del aire del emplazamiento, de la cuál dependen (para una misma velocidad de viento, cuanto más densidad tenga el aire, mayor potencia disponible tendrá el flujo).

La norma IEC 61400-12-1 [IEC22a] considera la influencia de variables atmosféricas como la densidad del aire en la evaluación de la producción energética.

El programa calcula la densidad del aire del emplazamiento gracias a los valores de presión y temperatura provenientes de la serie de viento:

$$\rho = \frac{M p}{R T}$$

donde ρ es la densidad del aire [kg/m^3], p es la presión atmosférica [kPa], R es la constante universal de gases [$8,314472 \text{ m}^3 \cdot \text{kPa} \cdot \text{K}^{-1} \cdot \text{kmol}^{-1}$], M es la masa molar del aire [$28,9664 \text{ kg/kmol}$], y T es la temperatura media del emplazamiento [K].

Se obtuvo una densidad media de $1,191 \text{ kg/m}^3$:

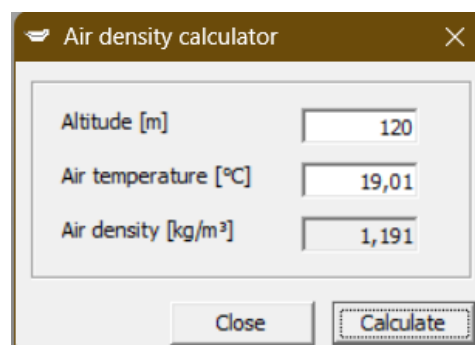


Figura 15. Cálculo de la densidad media del aire del emplazamiento. Fuente: elaboración propia mediante WAsP [DTU26b].

3.3.3 MODELOS DE AEROGENERADORES ANALIZADOS

Debido a la dificultad de acceso a las curvas de potencia y coeficiente de empuje de los aerogeneradores comerciales marinos actuales, se ha decidido proceder al estudio empleando modelos de aerogeneradores comerciales terrestres como aproximación técnica. Los primeros son de difícil acceso, ya que los fabricantes los protegen y facilitan únicamente en caso de fases avanzadas de desarrollo de proyectos reales. Se han seleccionado los tres modelos de aerogeneradores siguientes:

Tabla 11. Modelos de aerogeneradores considerados en el estudio, fuente: elaboración propia.

Modelo	Empresa	Potencia unitaria	Potencia total
V172	Vestas	7,2 MW	136,8 MW
SG170	Siemens Gamesa	6,6 MW	125,4 MW
N163	Nordex	7,0 MW	133,0 MW

Estos modelos son aerogeneradores terrestres comerciales de gran potencia. Las curvas de potencia y coeficiente de empuje empleadas en la simulación han sido obtenidas a partir de documentación técnica facilitada para el desarrollo académico del proyecto.

Comparar estos tres aerogeneradores, referentes en la industria eólica, resulta de gran relevancia para analizar la mejor opción que mejor se adapta a las condiciones reales del emplazamiento y al diseño del parque.

En primer lugar, el Nordex N163 presenta una potencia nominal elevada, pero un diámetro de rotor menor que los otros dos modelos. El Siemens Gamesa SG170 tiene menor potencia nominal, pero dispone de un rotor de mayor diámetro que el Nordex, lo que puede mejorar su comportamiento energético. El Vestas V172 combina la mayor potencia nominal de los tres modelos con el mayor diámetro de rotor.

Los criterios de decisión dependen de varios factores, como la potencia nominal, el diámetro de rotor, las prestaciones energéticas del aerogenerador, las pérdidas por efecto estela y su adecuación al layout del parque. Estos factores se ven reflejados en la curva de potencia y la curva de coeficiente de empuje, según la densidad y la velocidad del viento.

La curva de potencia permite calcular la energía generada por el aerogenerador para cada velocidad de viento. Por su parte, la curva de coeficiente de empuje permite estimar la fuerza que ejerce el viento sobre el rotor y resulta imprescindible para el cálculo de las pérdidas por efecto estela. Por tanto, ambas curvas son necesarias para que WAsP pueda estimar tanto la producción bruta como la producción neta del parque.

Se ha hecho uso del valor medio de densidad del aire medio = $1,191 \text{ kg/m}^3$, para obtener mediante interpolación en Excel las curvas de potencia y coeficiente de empuje correspondiente. De esta forma, las curvas introducidas en WAsP no corresponden a la densidad estándar de $1,225 \text{ kg/m}^3$ (15°C y al nivel del mar), sino a un valor representativo de las condiciones medias del parque. Posteriormente, estas curvas se han introducido en WAsP para realizar la modelización de producción energética de cada modelo.

A continuación, se muestran las curvas de potencia y coeficiente de empuje de estos 3 aerogeneradores, cuyos datos pueden encontrarse en el ANEXO I:

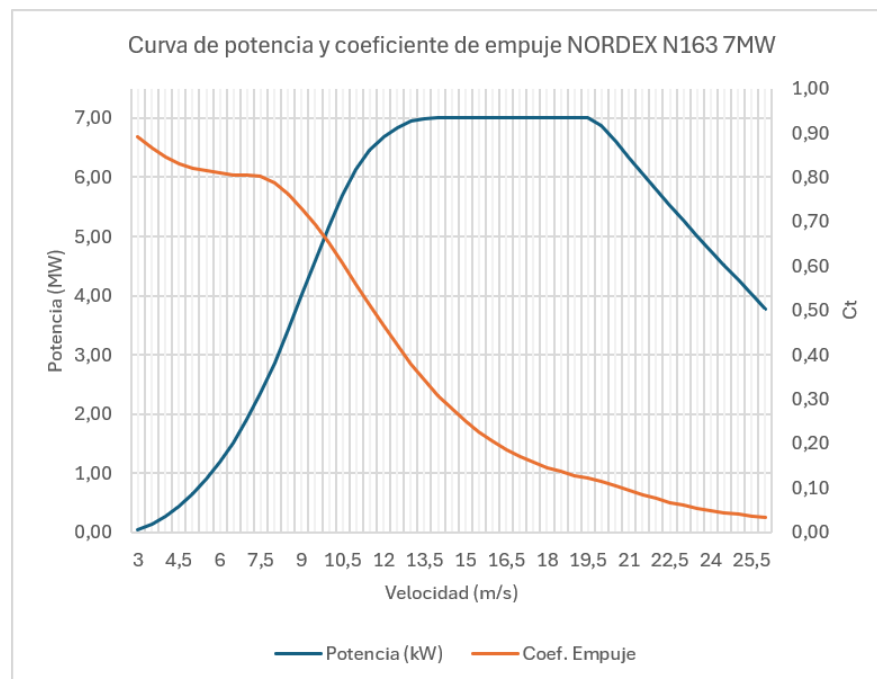


Gráfico 35. Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador Nordex N163 7 MW, fuente: elaboración propia a partir de datos del fabricante.

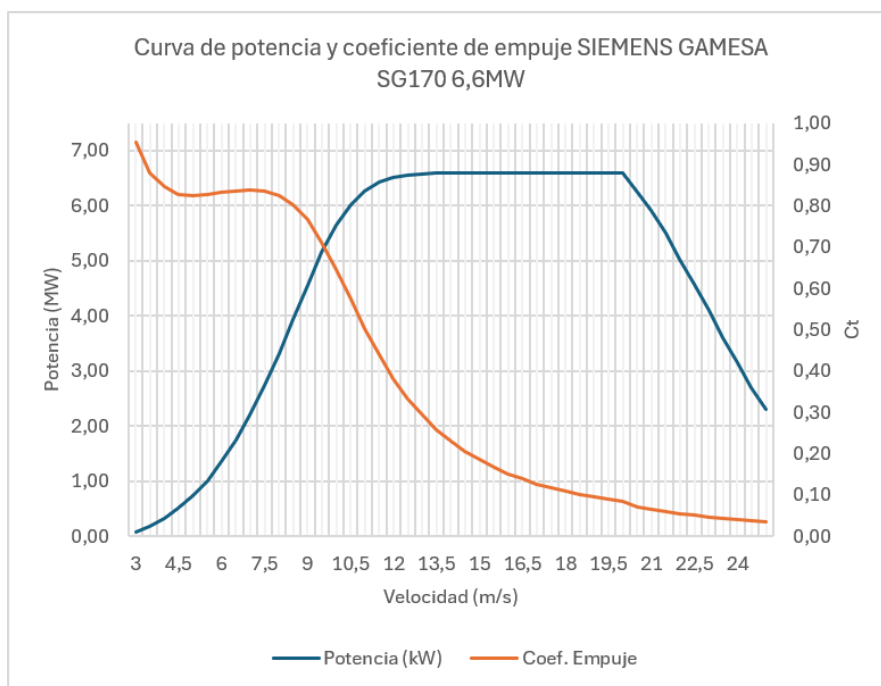


Gráfico 36. Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador Siemens Gamesa SG170 6,6 MW, fuente: elaboración propia a partir de datos del fabricante.

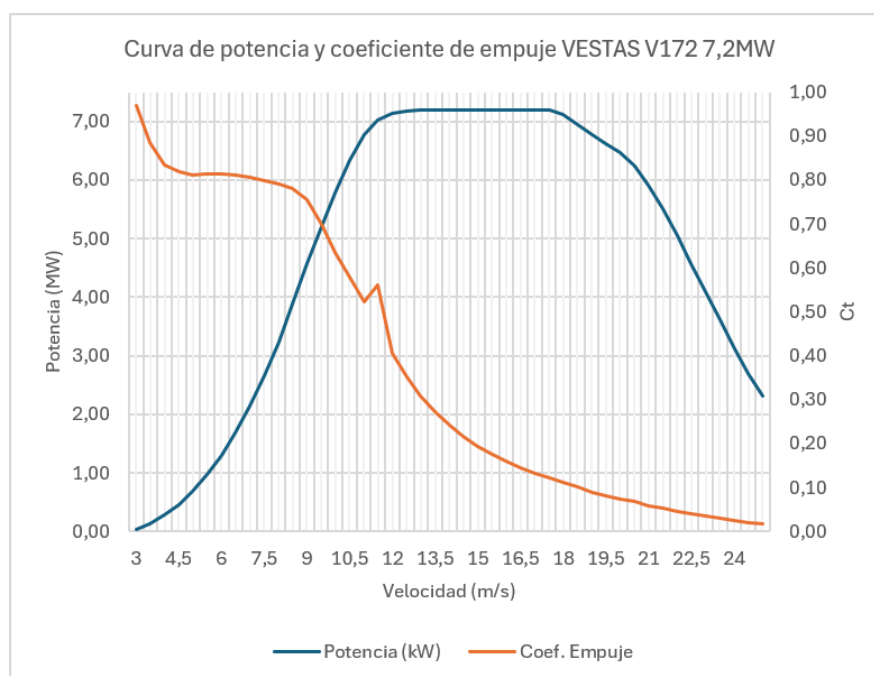


Gráfico 37. Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador Vestas V172 7,2 MW, fuente: elaboración propia a partir de datos del fabricante.

3.3.4 DISEÑO DEL PARQUE

Se ha realizado el diseño del parque teniendo en cuenta la dirección dominante del viento, siendo esta de 15° , e intentando minimizar la superficie utilizada mientras se maximiza la producción energética, reduciendo lo más posible las pérdidas por efecto estela.

Se define separación longitudinal a la distancia entre aerogeneradores en la dirección dominante del viento (dirección principal de propagación de las estelas). Por otro lado, se define separación transversal a la distancia entre aerogeneradores en la dirección perpendicular al viento dominante. Para separar los aerogeneradores entre sí, se fijó la separación longitudinal como 8 veces el diámetro del rotor, y la separación transversal como 6 veces el diámetro del rotor (*Tabla 12*). Estos valores se encuentran dentro de los rangos habituales empleados en el diseño preliminar de parques eólicos marinos, donde se expresan las separaciones suelen en múltiplos del diámetro de rotor para controlar las pérdidas por estela.

Tabla 12. Criterios iniciales de separación entre aerogeneradores, fuente: elaboración propia.

Parámetro	Valor
Diámetro de rotor medio considerado (m)	170
Separación transversal normativa	6D
Separación transversal (m)	1020
Separación en dirección dominante normativa	8D
Separación en dirección dominante (m)	1360

Las primeras simulaciones realizadas en WAsP mostraron que algunos aerogeneradores de la segunda alineación presentaban pérdidas por estela superiores al 7%. Se llevó a cabo un proceso iterativo de prueba y error, modificando la forma del parque y la separación entre posiciones para reducir aquellas pérdidas y minimizar el área ocupada.

Finalmente, el diseño óptimo (*Figura 16*) resultó ser de dos líneas de aerogeneradores, separadas de 1500 m en la dirección longitudinal (en lugar de 1360 m), manteniendo 1020 m en la dirección transversal. Se logró obtener una media de pérdidas por estela entre 1,71 y 1,77%, según el tipo de aerogenerador, y una superficie utilizada de 12,45 km².

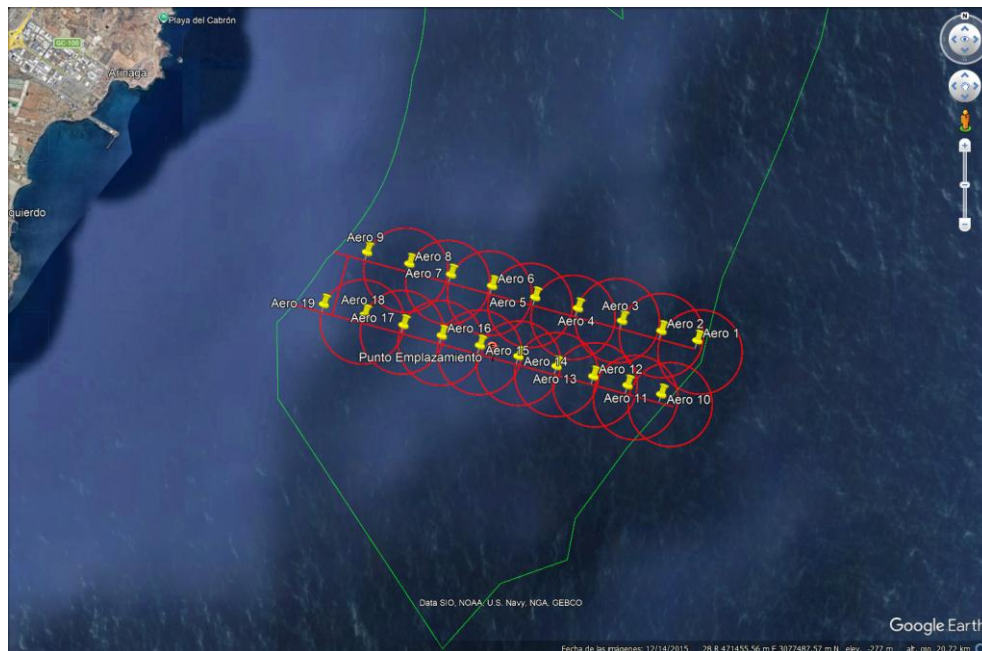


Figura 16. Diseño final del parque eólico dentro del área POEM seleccionada. Fuente: elaboración propia (Google Earth Pro), [GOOG26].

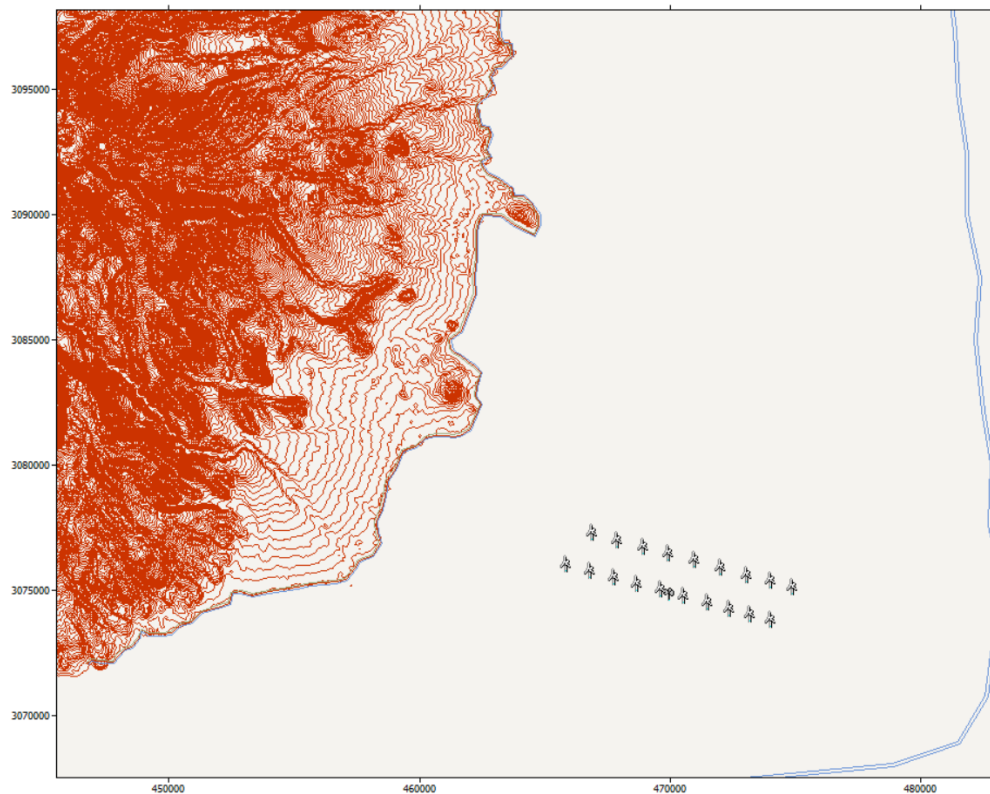


Figura 17. Layout final de aerogeneradores en WAsP. Fuente: elaboración propia (WAsP) [DTU26b].

Se descartó aumentar la separación hasta 2.000 m, ya que este incremento de superficie de +4,30 km² (nueva superficie: 16,75 km²) no aportaba una mejora energética que lo justificara (pérdidas por efecto estela de 1,53%, reduciéndolas de 0,20%), frente a los resultados obtenidos con 1.500 m.

Se proporciona la *Tabla 13* con las coordenadas de todos los aerogeneradores, incluyendo la del punto de referencia del emplazamiento:

Tabla 13. Coordenadas UTM del punto de referencia del emplazamiento y de los aerogeneradores, fuente: elaboración propia

Coordenadas UTM, Zona 28R					
Identificación	X(UTM)	Y(UTM)	Identificación	X(UTM)	Y(UTM)
Emplazamiento	470014,50	3074613,48	WT10	474052,00	3073592,00
WT01	474932,00	3074890,00	WT11	473234,00	3073812,00
WT02	474061,00	3075122,00	WT12	472404,00	3074030,00
WT03	473106,00	3075370,00	WT13	471511,00	3074278,00
WT04	472034,00	3075675,00	WT14	470584,00	3074520,00
WT05	470996,00	3075944,00	WT15	469652,00	3074785,00
WT06	469950,00	3076221,00	WT16	468725,00	3075025,00
WT07	468952,00	3076500,00	WT17	467795,00	3075280,00
WT08	467942,00	3076760,00	WT18	466855,00	3075531,00
WT09	466915,00	3077042,00	WT19	465861,00	3075787,00

3.3.5 ÍNDICE DE RIX

El índice de RIX indica el porcentaje del terreno a una distancia definida alrededor de un punto (~3,5km) que supera una pendiente límite. Este índice permite saber si en el terreno alrededor de un punto hay desprendimiento de flujo (creación de flujo turbulento) para el cual el modelo de WasP ya no es válido (>10%). En eólica marina el RIX se sitúa cerca del 0%, porque el océano es una superficie prácticamente plana, sin pendientes orográficos en el entorno de los aerogeneradores. En el caso del emplazamiento estudiado, se obtuvieron índices de RIX iguales a 0% para todos los aerogeneradores del parque.

3.3.6 HIPÓTESIS DE PÉRDIDAS ENERGÉTICAS

Para ser riguroso, es necesario aplicar pérdidas adicionales asociadas a la energía generada por el parque que WAsP no tiene en cuenta: este considera las pérdidas por efecto estela entre aerogeneradores, resultando en la “producción Neta” que se verá más adelante.

Por lo tanto, se han considerado tres tipos de pérdidas adicionales (*Tabla 14*), que se aplican sobre la energía neta obtenida de la modelización de WAsP, obteniéndose un rendimiento de 89,39%.

Tabla 14. Escenario de pérdidas energéticas, fuente: elaboración propia.

Escenario de pérdidas	Pérdidas	Rendimiento
Eléctricas	3%	97%
Disponibilidad O&M	3%	97%
Incumplimiento Curva Potencia y Otras	5%	95%
Total		89,39%

- *Pérdidas eléctricas*: energía que se pierde durante el transporte de la electricidad generada por los aerogeneradores hasta el punto de conexión a red. Incluye principalmente las pérdidas en los cables de interconexión del parque, transformadores, celdas eléctricas y demás equipos auxiliares del sistema eléctrico.
- *Pérdidas por disponibilidad*: Debido a las paradas programadas de mantenimiento, averías, inspecciones, restricciones operativas o tiempos de reparación, los aerogeneradores dejan de producir energía durante ciertos momentos del año.
- *Pérdidas por incumplimiento de curva de potencia y otras*: el comportamiento real del aerogenerador no siempre será el teórico, establecido por el fabricante en las curvas de potencia y de coeficiente de empuje. Esta diferencia hace que el aerogenerador produzca en niveles de eficiencia inferiores al teórico, lo que resulta en pérdidas con respecto al resultado de la modelización.

La energía vertida a red se calcula a partir de la energía neta obtenida en WAsP mediante la siguiente expresión:

$$E_{RED} = E_{Neta} \cdot 0,893$$

Ecuación 1. Relación entre la Energía a red y la energía neta.

3.4 RESULTADOS Y SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

Una vez definidos el recurso eólico, el mapa digitalizado del emplazamiento, las coordenadas de los aerogeneradores y las curvas de potencia y coeficiente de empuje de los tres modelos de aerogeneradores analizados, se realizan las simulaciones de producción energética del parque en WAsP.

En primer lugar, la *Figura 18* muestra la distribución de la velocidad media del viento en calculado por WAsP, en el entorno del emplazamiento. Es interesante analizar cómo la velocidad del viento se va reduciendo en el entorno cercano a la costa, pudiéndose apreciar cómo la orografía y rugosidad terrestre la afectan, llegando a niveles de 9 m/s en la isla. Por otro lado se confirma la calidad de recurso eólico en la zona del emplazamiento, con una velocidad media elevada en torno a los 10 m/s y relativamente homogénea.

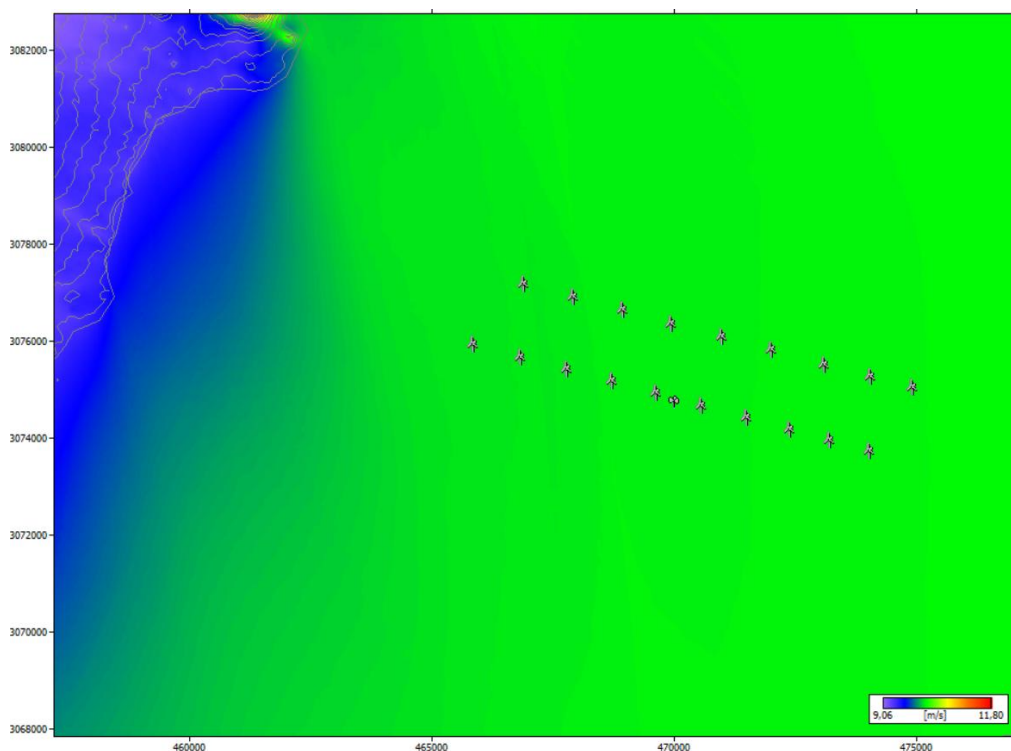


Figura 18. Distribución espacial de la velocidad media del viento en el emplazamiento del parque, fuente: elaboración propia (WAsP) [DTU26b].

Por otro lado, WAsP define la producción bruta y la neta, incorporando las pérdidas por efecto estela en el segundo caso. Sobre el resultado de producción neta se aplica el escenario de pérdidas energéticas definido previamente, obteniendo la energía anual estimada a red, las horas de funcionamiento equivalentes del parque, y el factor de capacidad de este.

Tabla 15. Resultados de producción energética obtenidos mediante WAsP, fuente: elaboración propia.

Indicadores de producción energética	V172	SG170	N163
Producción Bruta (GWh/año)	804,21	758,44	752,51
Producción Neta (GWh/año)	789,97	745,49	739,66
Pérdidas por Estela (%)	1,77%	1,71%	1,71%
Producción a Red (GWh/año)	706,12	666,36	661,15
Horas equivalente (h)	5161,66	5313,90	4971,05
Factor de Capacidad	58,92%	60,66%	56,75%

Los resultados de la Tabla 15 muestran que las pérdidas por efecto estela son muy reducidas para los 3 modelos de aerogeneradores, situándose en torno al 1,7%, y con un máximo de

3,86% para el aerogenerador 11 (WT11). Se confirma lo que se dijo previamente: el diseño está optimizado, estando en valores inferiores al 5% (valor de referencia a partir de la cuál el % de pérdidas por efecto estela no es óptimo).

El modelo V172 de Vestas es el que mayor producción a red tiene, con una producción anual de 706,12 GWh. Esto se explica porque este modelo combina la mayor potencia unitaria (7,2 MW/aerogenerador), y el mayor diámetro de rotor (172 m). Tiene un factor de capacidad de 58,92%, lo que muestra un aprovechamiento muy elevado del recurso eólico.

El modelo SG170 de Siemens Gamesa, en segundo lugar y prácticamente empatando con el modelo N163, presenta una potencia a red de 666,36 GWh/año. Su inferioridad con respecto al modelo V172 se explica debido a su menor potencia nominal unitaria. No obstante, tiene el mejor factor de capacidad, con un 60,66%, siendo este excelente. Su mayor diámetro de rotor le permite captar mayor cantidad de energía cinética del viento. Eso explica por qué, aun teniendo la menor potencia que VN163 (6,6 MW), consigue una mayor producción anual.

El modelo N163 de Nordex inserta 661,15 GWh anuales a la red. Aunque su potencia nominal, 7 MW, es superior a la del SG170, su menor diámetro de rotor, 163 m, limita el área barrida y aumenta su potencia específica. Este modelo de aerogenerador presenta las peores prestaciones de los 3.

La comparación muestra un claro ganador: el modelo V172 de Vestas. Constituye la alternativa más favorable, con la mayor energía vertida a red del conjunto analizado, y un factor de capacidad muy bueno, cercano del 60%.

Por ende, el diseño final del parque se compone por 19 aerogeneradores Vestas V172 de 7,2 MW. La potencia nominal total instalada del parque resulta:

$$P_{\text{parque}} = 19 \cdot 7,2 = 136,8 \text{ MW}$$

Ecuación 2. Cálculo de la Potencia Nominal del Parque eólico

Se considera esta potencia adecuada para el alcance de este proyecto, ya que permite estudiar la viabilidad de un parque eólico flotante de escala comercial dentro de los límites de la zona POEM del sur de Gran Canaria.

La simulación realizada en este capítulo constituye una estimación preliminar de producción energética, y se usará para el estudio económico. No obstante, el modelo presenta una serie de limitaciones: se ha hecho uso de una serie de viento virtual y calculada por la empresa Vortex en lugar de una campaña de medición in situ; se han utilizado modelos terrestres de gran potencia en lugar de modelos marinos, por falta de acceso a curvas de potencia y de coeficiente de empuje de modelos de aerogeneradores marinos. Los resultados deben interpretarse como una comparación técnica entre alternativas bajo hipótesis homogéneas, no como un resultado final y preciso de producción energética.

A partir de este resultado, el resto del trabajo se desarrollará considerando un parque eólico marino compuesto por 19 aerogeneradores Vestas V172 de 7,2 MW, con una potencia total instalada de 136,8 MW y una producción anual estimada a red de 706,12 GWh/año. El detalle de los resultados de la producción de energía del parque mediante la modelización con WAsP [DTU26b] se puede consultar en el ANEXO II.

3.4.1 DESCRIPCIÓN AEROGENERADOR V172

El modelo de aerogenerador escogido pertenece a EnVentus, de Vestas [VEST26]. Esta familia tecnológica de aerogeneradores terrestres de nueva generación los desarrolla con una arquitectura modular común. Agrupa diferentes modelos como el V150-6.0 MW, V162-6.2 MW, V162-7.2 MW y V172-7.2 MW, que permiten adaptar el aerogenerador según el recurso eólico, el emplazamiento, los requisitos técnicos del proyecto. La plataforma EnVentus permite tener flexibilidad de configuración y escalabilidad.

Vestas anunció en 2023 el primer pedido de este modelo para el proyecto Hoßkirch, en Alemania, (6 aerogeneradores, potencia total de 43 MW), [VEST23]. En 2024, recibió un pedido de 65 MW para un proyecto de ENOVA en Meppen, Alemania [VEST24]. En 2025,

Vestas anunció un pedido de 115 MW con aerogeneradores V172-7.2 MW para dos proyectos de ENERTRAG (Brandeburgo), [VEST25].

La ficha técnica del fabricante se puede consultar en el ANEXO III. Esta indica que el V172-7.2 MW IEC S tiene una velocidad de arranque de 3 m/s y velocidad de corte de 25 m/s. El diámetro de rotor es de 172 m, con un área barrida de 23.235 m². Estos parámetros son coherentes la velocidad media elevada del recurso eólico del emplazamiento.

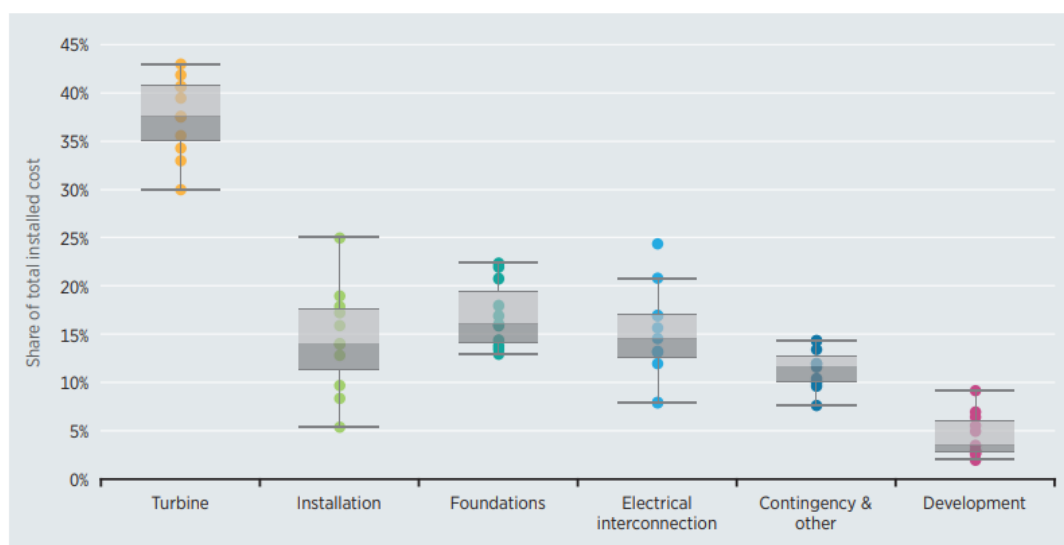
Además, este modelo incorpora regulación de potencia mediante control de pitch y velocidad variable. Esto quiere decir que cuenta con un sistema de regulación que permite ajustar el ángulo de las palas y la velocidad de rotación del rotor para optimizar la producción en función de la velocidad del viento, y disminuir la carga cuando se alcanzan altas velocidades. En cuanto a la operación del aerogenerador, el parque requeriría un sistema SCADA para permitir su monitorización en tiempo real.

No obstante, el diseño detallado del sistema de control y supervisión queda fuera del alcance de este trabajo.

Capítulo 4. ESTUDIO DE OBRA CIVIL

La obra civil representa una parte importante de los costes de inversión del proyecto. Según IRENA (International Renewable Energy Agency), los costes de cimentación representan entorno al 13-22% del coste total en proyectos eólicos marinos, a los que se suman los costes de instalación que se sitúan entre el 5 y el 25%. Esos porcentajes pueden ser significativamente mayores en eólica marina flotante, por la complejidad estructural y logística del parque. Se puede observar el desglose del coste total instalado según distintos casos de mercado estudiados por IRENA en la *Figura 38* [IREN24b].

Figure 4.6 Comparative breakdown of offshore wind total installed cost from selected market studies



Sources: (Alsubal *et al.*, 2021; IRENA, 2016; Lacal-Arántegui *et al.*, 2018; MAKE Consulting, 2016; Musial, 2018; Noonan *et al.*, 2018; ORE Catapult, 2019; Smart *et al.*, 2016; Stehly *et al.*, 2020).

Gráfico 38. Desglose comparativo del coste total instalado de eólica marina, fuente: IRENA [IREN24b].

En este capítulo se abordarán las distintas tecnologías de implantación de los aerogeneradores marinos y la selección del más apropiado para este parque eólico de 136,8 MW de potencia instalada, a una profundidad media de 353m. Se estudiarán también los aspectos relativos a los proveedores, la subestación colectora marina, la logística portuaria y la secuencia de instalación.

4.1 TIPOLOGÍAS DE CIMENTACIÓN EN EÓLICA MARINA

La elección de la tecnología de cimentación es un condicionante mayor en el contexto de los proyectos de energía eólica marina. Depende en gran medida de la batimetría del emplazamiento, las condiciones geotécnicas del lecho marino y las características estructurales del aerogenerador. Se puede observar en la *Figura 19* las principales tipologías existentes y sus correspondientes rangos de profundidad.

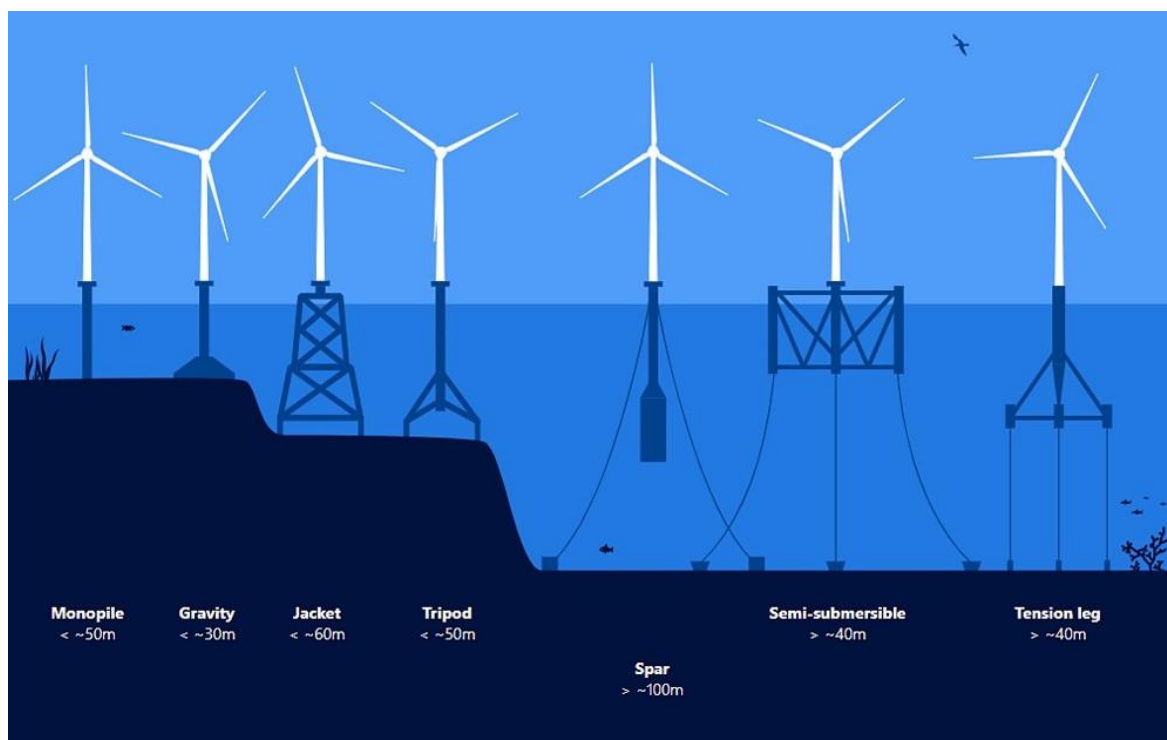


Figura 19. Tipos de cimentaciones y plataformas para aerogeneradores offshore según la profundidad del emplazamiento, fuente: DHI Group [DHIG26].

4.1.1 ESTRUCTURAS FIJAS

En un primer lugar, en los parques eólicos marinos instalados hoy en día en Europa, predomina las tecnologías de cimentación fija con más del 99,6% (*Gráfico 39*), siendo la de monopilote la más repandida y exitosa (81%). La estructura tipo Jacket (10%) y el apoyo por gravedad (5%) también representan otras alternativas interesantes. A continuación, se analizan las características de estas tecnologías de cimentación fija.

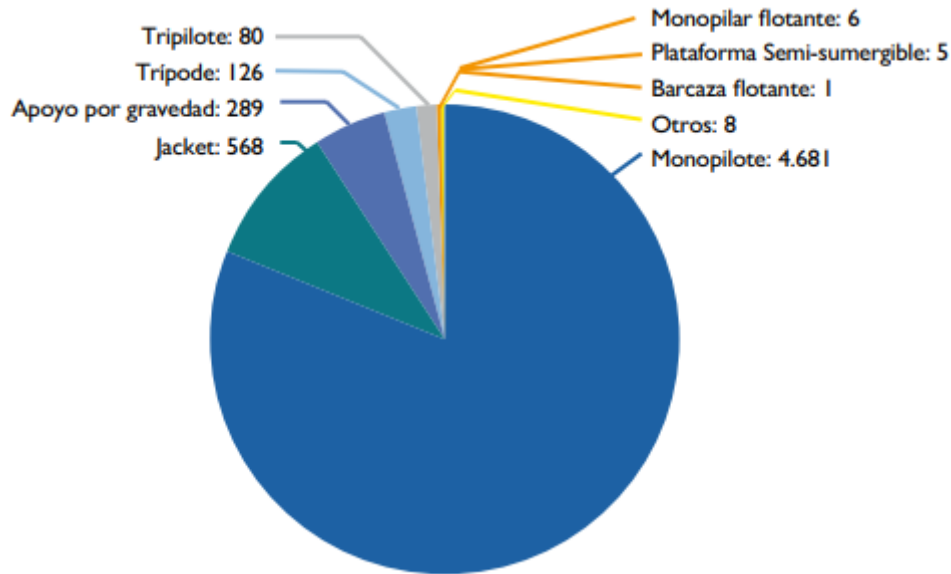


Gráfico 39. Número acumulado de cimentaciones offshore instaladas en Europa por tipología (2020),
fuente: WindEurope, *Offshore Wind in Europe. Key Trends and Statistics 2020* [WIND20].

Monopilote: Se trata de una estructura tubular de acero con un gran diámetro, yendo desde los 5m para los monopilotes regulares hasta los 8-13m para los más grandes. Este grueso cilindro de acero se entierra hasta 30 metros, aplicable hasta profundidad de 20 a 30 metros, hasta los 50 metros en casos extremos.

Estructura de gravedad (GBS): Para pequeños aerogeneradores, los esfuerzos físicos son soportados por una plataforma de hormigón/acero de unos 15 metros de diámetro, que se deposita directamente sobre el lecho marino sin enclavamiento. No obstante, requiere preparación previa del terreno para conseguir fondos planos, y su rango llega a los 30 metros de profundidad marina.

Tripode: Es una estructura de tres patas ancladas en el fondo marino, preparada para soportar mayores esfuerzos físicos y aerogeneradores de mayor potencia. Esta estructura es más adaptada para profundidades superiores a los 30 metros, donde el monopilote ya no es viable. Existen variantes de esta tecnología.

Jacket: Esta tecnología proviene de la industria del petróleo y el gas. Está formada por una celosía metálica de tres o cuatro patas ancladas al fondo marino. Se trata de la tecnología de cimentación fija con mayor profundidad, de hasta los 60 metros.

Cuando se alcanzan profundidades superiores a 50/60 metros, el coste y la complejidad de las estructuras de cimentación fija aumentan de forma exponencial, por lo que dejan de ser técnicamente y económicamente viables. Como se ha visto, el emplazamiento del estudio tiene una profundidad media de unos 350m, por lo que se pueden descartar estas tecnologías y proceder con el análisis de las tecnologías flotantes, siendo estas las únicas viables.

4.1.2 ESTRUCTURAS FLOTANTES

Este tipo de estructura de flotación se rige por el *principio de Arquímedes*, siendo el sistema de amarre al lecho marino el encargado de mantener la posición horizontal de la plataforma. Estas estructuras hacen posible la instalación de aerogeneradores en profundidades mayores a los 60 metros, dónde las cimentaciones fijas dejan de serlo. No obstante, algunas están todavía en fases experimentales, y otras no son lo suficiente maduras como para poder competir con los precios de las estructuras fijas, cuyos precios son actualmente muy elevados.

Las plataformas flotantes hacen uso de los tres mecanismos que siguen.

- Lastre (ballast stabilized): el centro de gravedad se sitúa por debajo del centro de flotación por medio de un lastre, lo que genera un momento restaurador que devuelve la plataforma a la vertical ante cualquier perturbación.
- Flotabilidad distribuida (buoyancy stabilized): La superficie flotante se distribuye a la mayor distancia del centro de la plataforma, lo que permite estabilizarla maximizando el momento de inercia en la línea de flotación.
- Amarre tensado (mooring stabilized): la plataforma está hundida para que genere un empuje importante, tensionando de esta manera los cables e impidiendo los movimientos rotacionales y verticales.

Los 6 grados de libertad de una plataforma eólica marina (*Figura 20*) determinan el comportamiento dinámico de la estructura ante las acciones del viento, olas y corriente. Estas cargas inducen movimientos en los tres ejes de traslación: desplazamiento longitudinal (surge), desplazamiento transversal (sway), y desplazamiento vertical (heave), y en los tres ejes de rotación: balanceo (roll), cabeceo (pitch) y guiñada (yaw) [IREN24b].

El objetivo de la estructura es de mantener estos movimientos dentro de los límites tolerables, aplicando los coeficientes de seguridad normativos. Los movimientos de pitch y roll provocan la inclinación del aerogenerador, lo que reduce la eficiencia de este e introduce cargas de fatiga cíclicas del conjunto. El heave tiene un impacto en los sistemas de amarre y la vida útil del sistema de anclaje con sus respectivas cimentaciones. El yaw desalinea el rotor con respecto a la dirección del viento, lo que puede reducir también la eficiencia del aero. Estos ejemplos ilustran la importancia de mantener estos grados de libertad controlados, y el diseño estructural debe adaptarse a las condiciones particulares del emplazamiento.

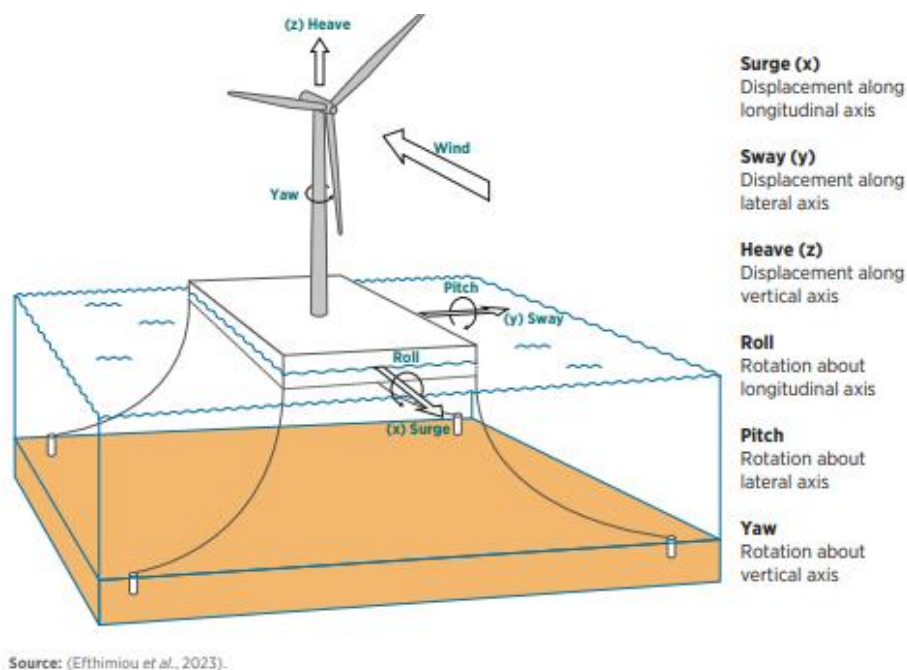
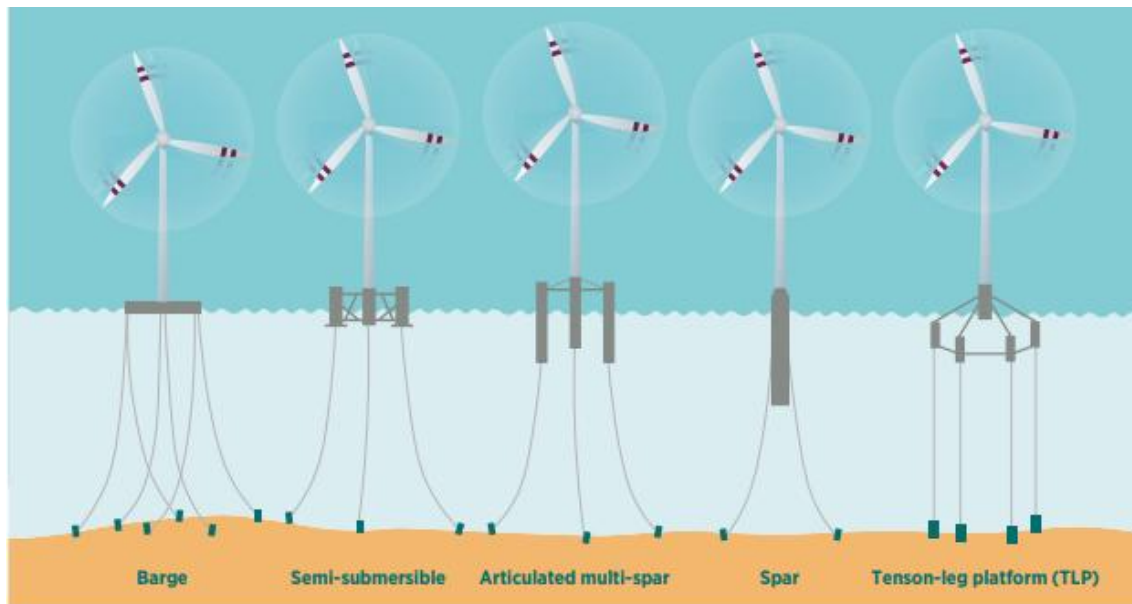


Figura 20. Seis grados de libertad de un aerogenerador marino flotante. Fuente: IRENA [IREN24b].



Source: IRENA (2021a).

Figura 21. Principales categorías de cimentación flotante para eólica marina. Fuente: IRENA [IREN24b].

La Figura 21 muestra las principales categorías de cimentación, que son:

Barge (flotabilidad distribuida): Usa una estructura flotante ancha y de poco calado que logra una gran estabilidad mediante su gran área de flotación. Se amarra al fondo con líneas en catenaria. Es una de las tecnologías más sencillas de fabricar e instalar, no requiere puertos especializados y permite montar el aerogenerador en tierra. Sus principales ventajas son su independencia con respecto a la profundidad del agua y su amplio espacio para operaciones de mantenimiento. No obstante, tiene una menor resistencia al oleaje y desplazamientos. Existen 70 MW con esta estructura en operación en el mundo. Proyecto de referencia: Floatgen (BW Ideol).

Semi-submersible (flotabilidad distribuida + lastre): Esta estructura de gran estabilidad se compone de tres a cinco columnas verticales unidas mediante pontones y celosías sumergidos, estando el aerogenerador montado sobre una de las columnas. Se amarra mediante líneas en catenaria. Los lastres bajan el centro de gravedad y mejora la resistencia de la estructura. Actualmente es una de las tecnologías flotantes más desarrollada y versátil, especialmente adecuada para grandes profundidades. Se puede ensamblar la estructura en

puerto y remolcarla al emplazamiento. Como contrapartida presenta una fabricación más compleja y un mayor movimiento vertical que las plataformas de lastre. Presenta el mayor número de proyectos en desarrollo. Proyecto de referencia: WindFloat Atlantic (Principle Power).

Spar (lastre): Se trata de un cilindro vertical de reducida superficie de flotación y gran calado con un importante lastre situado en su parte inferior. Sitúa el centro de gravedad por debajo del centro de flotación, lo que genera un momento restaurador frente al vuelco. Esta estructura permanece en esa posición mediante líneas de amarre con líneas catenarias o tensionadas. Presenta pequeños movimientos de desplazamiento vertical, pero mayores movimientos de balanceo y cabeceo. A pesar de su simplicidad conceptual y madurez tecnológica, requiere profundidades mínimas de 100 metros, y su gran tamaño dificulta su transporte e instalación, lo que encarece su logística. Es la tecnología flotante con mayor implantación a nivel mundial, 118 MW (IRENA). Proyecto de referencia: Hywind Scotland (Equinor).

TLP (amarre tensado): Esta plataforma se caracteriza por una flotabilidad elevada anclada al lecho marino mediante líneas permanentemente tensionadas. Estas restringen prácticamente por completo los movimientos de desplazamiento vertical, balanceo y cabeceo, siendo de esta manera la tecnología más estable. Su estructura es ligera con un consumo reducido de materiales, y la superficie ocupada sobre el fondo es menor que las otras estructuras. Por otro lado, esta tecnología requiere un sistema de anclaje complejo y costoso capaz de soportar grandes fuerzas de tracción verticales, además de buques preparados y especializados para su instalación. El fallo de una única línea de amarre puede comprometer gravemente la estabilidad y seguridad de la estructura. Esta tecnología presenta actualmente un grado de madurez bajo. Proyecto de referencia: Float4Wind (SBM offshore).

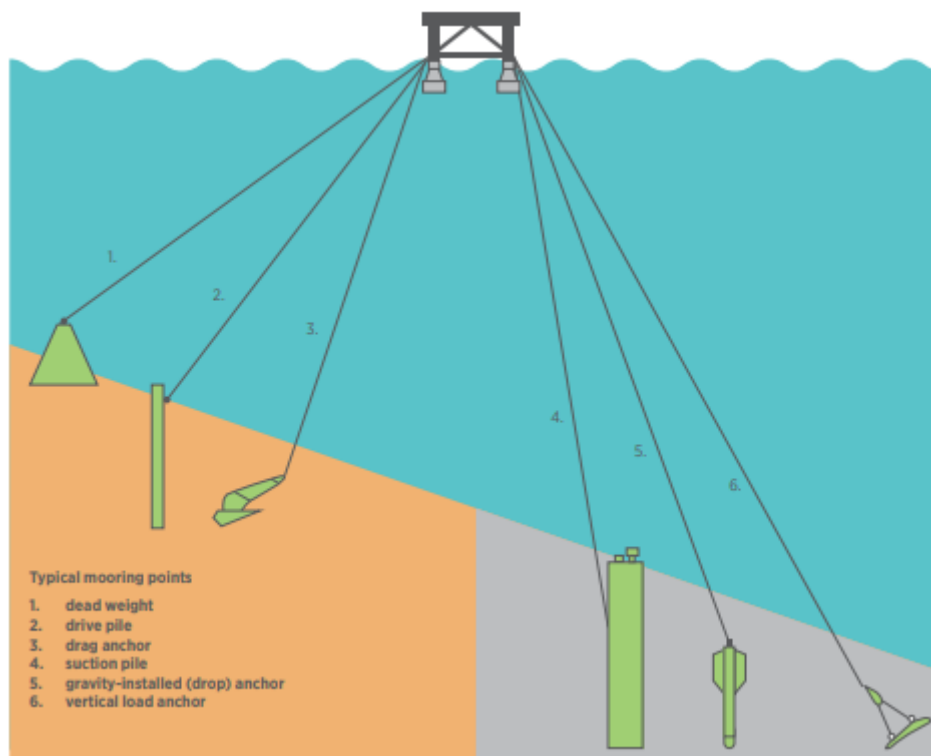


Figura 22. Tipologías de anclaje para cimentaciones flotantes, fuente: IRENA [IREN24b].

La Figura 22 ilustra los principales tipos de anclaje existentes en la industria que permiten fijar estructuras flotantes al fondo marino. Estos son:

- Peso muerto (dead weight): Este sistema de anclaje hace uso de un bloque de hormigón de 600 a 1000 toneladas, que resiste la estructura gracias a su propio peso. Este modelo es sencillo pero tiene elevados costes de fabricación y transporte debidos a su enorme masa.
- Pilote hincado (driven pile): Este anclaje se compone de tubos huecos de acero de hasta 60 metros de longitud. Se perforan dentro del lecho marino, gracias a un martillo hidráulico. Tiene alta capacidad de carga vertical y horizontal. Durante la perforación hay mucho ruido y el proceso presenta un alto coste.
- Ancla de arrastre (drag anchor): Este tipo de anclaje es la solución más extendida. Tiene una alta capacidad de penetración en el lecho marino, lo que le permite tener una alta resistencia a cargas horizontales, aunque tiene limitaciones frente a cargas verticales. Esta tecnología no es compatible con el TLP.

- Pilote de succión (suction pile): Este tipo de anclaje funciona como el pilote hincado, pero a diferencia de este se auto entierra gracias a la diferencia de presión al bombear el agua interior. Se aplica en suelos blandos (de arcilla o de arena), y el pilote se puede recuperar durante la fase de desmantelamiento.
- Ancla de caída gravitacional (gravity-installed drop anchor): Esta tecnología propulsa el ancla hidrodinámica desde unos 70-80 metros sobre el fondo, a unos 100 km/h. El ancla se entierra a unos 20-30 metros dentro del lecho por inercia. Esta técnica es económica, aunque su efectividad depende del tipo del fondo marino.
- Ancla de carga vertical (vertical load anchor): Presenta grandes resistencias verticales y horizontales, pero su instalación es más compleja y costosa
- Ancla de carga vertical (vertical load anchor): Este tipo de anclaje resiste grandes cargas verticales y horizontales, aunque su instalación es más compleja y costosa que el ancla de arrastre. Es la mejor solución para la estructura de cimentación TLP.

Una innovación de gran relevancia es el sistema de anclaje compartido. Esta técnica permite conectar múltiples plataformas a un mismo punto de anclaje. De esta manera, se reduce el número de anclas necesarias. Un ejemplo de aplicación de este sistema es el proyecto de Hywind Tampen (Equinor Noruega). En este proyecto, se usan 19 anclas para 11 aerogeneradores (1,7 anclas / aerogenerador), en lugar de 15 anclas para 5 aerogeneradores (3 anclas / aerogenerador) para el proyecto de Hywind Scotland (Efthimiou et al., 2023).

4.2 SELECCIÓN DE LA CIMENTACIÓN

El emplazamiento se sitúa, como se ha definido previamente, en las coordenadas 27,795745° N y 15,304398° W, sobre el talud continental a una profundidad media de 353m. La cimentación fija deja de ser viable a más de 60 m de profundidad, por lo que se descarta su aplicación. La única alternativa viable es la tecnología flotante.

Para escoger la solución más apta, se consideran los factores de batimetría, condiciones del lecho marino y nivel de madurez tecnológica.

- En primer lugar, se descarta la tecnología Spar debido a su gran calado operativo. Este que requiere medios de gran escala como puertos de gran profundidad y grúas marinas de gran capacidad. El puerto de las Palmas de Gran Canaria no dispone de esos medios, con calados de 16m de media.
- La tecnología de TLP está todavía en una fase de maduración. Su sistema de anclaje necesita unas embarcaciones especializadas. La precisión y su correcta instalación son esenciales. Un error de ejecución puede ser fatal, porque el fallo de un solo tendón puede poner en peligro la estabilidad de la estructura. Debido a su alto riesgo y poca madurez, se descarta esta tecnología.
- La tecnología de Barge es todavía poco madura. Tiene tan solo 70MW instalados en el mundo, y todavía no cuenta con proyectos de referencia. Frente a duras condiciones de oleaje, tiene limitaciones de estabilidad que producen cargas de fatiga adicionales en la estructura.
- Finalmente, se opta por seleccionar la plataforma semi sumergible lastrada con amarre en catenaria. Esta tecnología es la más madura tecnológicamente. Tiene el mayor número de proyectos en desarrollo e implantación comercial en el mundo. Por ejemplo, el proyecto WindFloat Atlantic (Principle Power, 2020), de 25MW en Viana do Castelo (Portugal) opera con turbinas Vestas de 8,4MW sobre plataformas semi sumergibles [PRIN26]. Además, su bajo calado es compatible con el puerto de Las Palmas de Gran Canaria.

4.2.1 CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DEL EMPLAZAMIENTO

Para poder caracterizar la geología del fondo marino del emplazamiento, se ha procedido mediante la consulta de bases públicas sólidas como EMODnet [EMOD26] y el Instituto Español de Oceanografía [IEO26]. Según la cartografía IGME-CSIC (Medialdea et al., 2021), el emplazamiento escogido se localiza sobre el talud continental con una pendiente pronunciada hacia el Atlántico profundo. La composición de la roca del fondo marino corresponde a la unidad volcánica Neógeno-Cuaternaria N-Q(V). Se compone de basaltos, basanitas, traquibasaltos, traquitas y fonolitas (*Tabla 16*), y materiales de origen volcánico

(muy duros) formados por procesos magmáticos durante millones de años, lo que es coherente con respecto a las características del archipiélago canario.

Tabla 16. Litología del sustrato del emplazamiento, fuente: IGME-CSIC [IEO26].

Cita del mapa	Medialdea, T., Somoza, L., Vázquez, J.T., González, F.J., Lobato, A., 2021. Mapa Geológico. En: "Atlas Geológico del Margen Continental de España". IGME-CSIC
Código	N-Q(V)
Datos de contacto	Instituto Geológico y Minero de España (IGME-CSIC) - Ríos Rosas, 23. 28003 Madrid - email: t.medialdea@igme.es
Edad	Neógeno-Cuaternario
Litología - Clase 1	Basaltos
Litología - Clase 2	Basanitas
Litología - Clase 3	Traquibasaltos
Litología - Clase 4	Traquitas
Litología - Clase 5	Fonolitas
Litología - Clase 6	
Nombre de la Unidad	N-Q(V) Basaltos, basanitas, traquibasaltos, traquitas, fonolitas
Observaciones	Islas Canarias. Información adicional en Mapa de Edificios Volcánicos Submarinos
Referencia de la fuente	Medialdea, T. y Terrinha, P. (Eds.). 2015. Mapa Geológico de España y Portugal a escala 1:1.000.000. IGME
SHAPE_Area	0.6972180309932117
SHAPE_Length	8.18965569527025

Desafortunadamente, no se ha encontrado información pública sobre las características específicas de la primera capa del sedimento del lecho marino. Por lo tanto, no se puede determinar con precisión el espesor de la capa de sedimento no consolidado ni su material.

Se selecciona el pilote hincado con perforación previa como sistema de anclaje. Esta solución es conservadora y coherente con la naturaleza volcánica del sustrato. Además, garantiza el anclaje tanto en fondo marino blando como duro. Ofrece una alta capacidad de carga vertical y horizontal. Se considera la solución más robusta ante la incertidumbre geotécnica del emplazamiento.

Es importante indicar que la selección definitiva del sistema de fondeo se tiene que confirmar mediante una campaña geotécnica del emplazamiento. Esta incluye sondeos marinos y ensayos de corte in situ, entre otros.

4.3 TECNOLOGÍA Y PROVEEDORES

4.3.1 TECNOLOGÍA

El parque de este proyecto se compone por 19 unidades de aerogeneradores de Vestas V172-7,2MW. Este tipo de aerogenerador tiene un diámetro de rotor de 172m, altura de buje de 120m [VEST26]. La potencia total del parque es de 136,8 MW. La compatibilidad entre la

turbina de Vestas y la estructura flotante semi sumergible ha sido probada y demostrada en el proyecto WindFloat Atlantic [PRIN26], citado previamente.

El control activo del lastre es una ventaja específica de la estructura semi sumergible lastrada (*Figura 23*). Esta técnica consiste en bombear agua entre las columnas de la plataforma para ajustar la distribución de masa y compensar la inclinación que induce el empuje del viento sobre el rotor. Gracias a ello, el eje del aerogenerador se mantiene perpendicular a la dirección del viento, y reduce cargas de fatiga sobre la torre y la estructura.

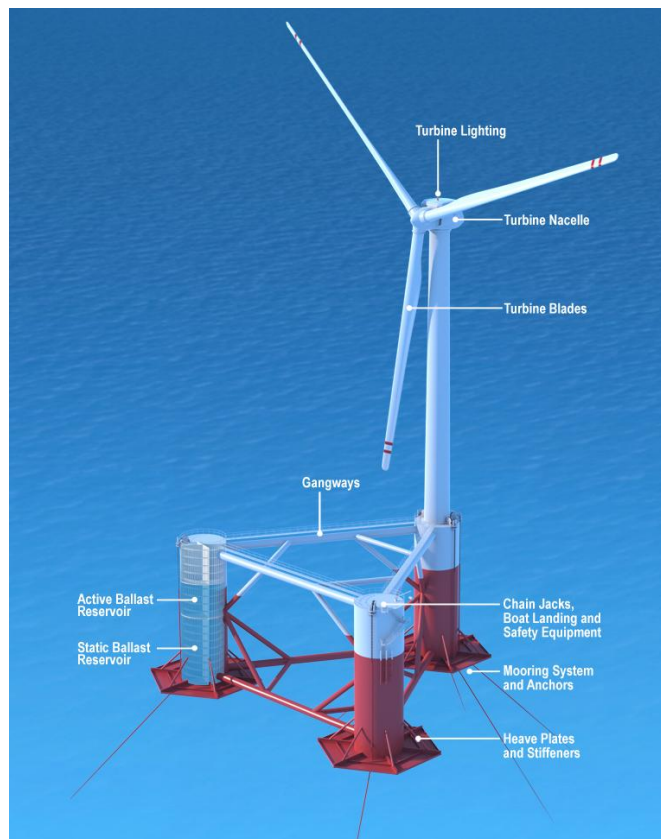


Figura 23. Plataforma flotante semisumergible para aerogeneradores marinos, fuente: WindFloat [PRIN26].

La plataforma semi sumergible está compuesta por tres a cinco columnas verticales unidas por pontones sumergidos. Se monta el aerogenerador sobre una de estas columnas. El lastre permite bajar el centro de gravedad de la estructura, lo que aumenta su resistencia al vuelco. El fondeo se realiza gracias a tres líneas de amarre en catenaria conectados a los pilotes

hincados en el lecho marino. Estas suelen ser cadenas de acero de gran calibre y resistencia. La fabricación de estas plataformas se realiza principalmente en acero estructural.

4.3.2 PROVEEDORES

A continuación, se presentan los principales fabricantes de estructuras semi sumergibles:

- Principle power – WindFloat: Este modelo cuenta con la mayor trayectoria a nivel mundial. Es modular y escalable, y se puede aplicar en profundidades mayores a 40 m. Tiene 105 MW instalados o en fase de construcción, y ha superado 1 TWh de generación acumulada desde 2011 [PRIN26].
- Saipem – STAR1: Este modelo presenta la particularidad de tener montada la turbina en la posición central de la plataforma, lo que hace que su comportamiento dinámico sea óptimo y sus movimientos de pitch disminuyan [SAIP25]. Necesita un bajo calado. Además de fabricante, Saipem es contratista EPCI (Engineering, Procurement, Construction and Installation). Sus instalaciones en Italia les permite producir estas plataformas en serie.
- Ekwill – INO15: Este modelo ha sido creado en 2024 por una colaboración entre las empresas Technip Energies y SBM Offshore [SBMO24]. Pudiendo soportar aerogeneradores de hasta 15MW, esta plataforma semi sumergible tiene tres columnas, y se produce en serie a gran escala (orden del GW) [SBMO23].
- Ocergy – OCG-Wind: Al igual que el modelo STAR1, esta estructura semi sumergible de cuatro columnas también tiene la turbina en el centro [OCER26]. Se fabrica a partir de ensamblajes de acero prefabricados. Su diseño es modular. En 2025, el proyecto Culzean de TotalEnergies (North Sea INTOG) desplegó un prototipo de 3 MW en el Mar del Norte. Además, el proyecto RECORD15 (colaboración entre EnBW, Kyuden Mirai Energy y TEPCO), pretende montar una turbina de más de 15MW sobre esta plataforma en 2028 [OCER25].

Cabe destacar que la selección del proveedor de la plataforma se realizará durante la fase de desarrollo del proyecto, tras recibir y evaluar las ofertas técnicas y económicas.

4.3.3 CONTRATISTAS EPCI

La ingeniería, el suministro de materiales, la construcción y la instalación de un parque eólico marino flotante presenta grandes retos, y van de la mano. Además, en este sector la cadena de suministro y sus procedimientos no están todavía centralizados. Es por ello por lo que se contrata a una empresa “EPCI” que gestiona estos aspectos del proyecto. De esta manera, se traslada el riesgo de ejecución y se simplifica centralizando la gestión del desarrollo del parque.

A continuación se describen algunos de los principales contratistas EPCI con experiencia en este sector:

- *DEME Offshore*: Este contratista belga dispone de su propia flota de buques de instalación de última generación. Su buque de instalación flotante cuenta con *Orion*, un gigantesco buque con una grúa de 5000 t y un sistema de agarre de compensación de movimiento [DEME26]. Esta empresa tiene más de 140 años de experiencia en obras marítimas. Ha construido proyectos como el Moray West (882MW, Escocia), y han instalado 467 km de cables de exportación de Hornsea One (mayor proyecto de cable AC offshore del mundo), [MORA26].
- *Aker Solutions*: Este contratista noruego tiene experiencia en eólica flotante marina. Construyeron el parque de Hywind Tampen, de Equinor, en Noruega (88MW) [AKER26]. Fue el primer parque eólico flotante del mundo en proporcionar energía eléctrica a plataformas de petróleo y de gas, a 140km de la costa noruega y profundidades de 260-300m.
- *Saipem*: Este contratista italiano tiene su propia flota de buques y experiencia en eólica fija y flotante. Ofrece su propia gama de plataformas flotantes STAR1. Al ser EPCIsta y fabricante de la estructura, esta empresa cuenta con una gran ventaja competitiva [SAIP26b]. Saipem construyó, entre otros, el parque de Neart na Gaoithe (Escocia, 450 MW) con una estructura de jackets [SAIP26a].

- SBM Offshore: Este contratista holandés construyó las estructuras flotantes del proyecto Provence Grand Large (EDF Renouvelables, Maple Power, Francia), de 24MW, a 17 km de la costa de Marsella.

Por otro lado, la operación y mantenimiento (O&M) del parque durante su vida útil tiene que ser gestionado por un contratista especializado en este ámbito. Son contratos importantes y complejos debido al difícil acceso a las plataformas y a la necesidad de disponer de embarcaciones y equipos especializados. El responsable de la O&M del parque tiene que realizar inspecciones periódicas del parque: aerogeneradores, plataformas, sistemas de amarre...

De cara a la contratación del contratista O&M, existe una variedad de posibilidades. En un primer lugar, el propio fabricante del aerogenerador (en este caso Vestas) puede ofrecer un contrato O&M, aunque sólo sea durante los primeros años de operación del parque. Por otro lado, se puede contratar a un operador especializado de forma independiente. Finalmente, cabe la opción de que el promotor gestione el O&M internamente, en caso de que tengan experiencia y capacidad para ello.

De la misma manera que anteriormente, la selección de los contratistas EPCI y O&M se realizará durante la fase de desarrollo del proyecto, tras recibir y evaluar todas las ofertas técnicas y económicas.

4.3.4 MARCO REGULATIVO

El marco normativo que regula un parque eólico marino flotante es todavía hoy en día extenso y está en proceso de consolidación, debido al carácter emergente de estas tecnologías y este sector. La DNV-ST-0119 es la norma central que regula el diseño estructural de las plataformas flotantes [DNV25]. Esta norma establece los requisitos de diseño como el análisis y la verificación de estas estructuras. Por otro lado, la norma IEC 61400-3-2 regula los requisitos de diseño de los aerogeneradores marinos flotantes [IEC25]. Además, la norma DNV-ST-0437 rige el diseño de las cargas sobre el aerogenerador [DNV24] mientras que la norma DNV-ST-0054 rige la normativa de instalación de parques marinos [DNV17b].

A continuación, se muestran otras normas relevantes del sector:

- DNV-ST-N001, DNV-RP-N103: modelado y análisis de operaciones marinas en condiciones dinámicas, [DNV17a], [DNV23].
- ISO 29400:2015: requisitos generales para barcos y tecnología marina en aplicaciones de energía marina, [ISO20].
- Ley 14/2014 de Navegación Marítima: régimen jurídico de la navegación y contratos de utilización de buques en territorio español, [BOE14b].
- Real Decreto 186/2023: regula el fondeo de buques y el control de tráfico marítimo en territorio español [BOE23B].
- Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, Real Decreto 1028/2007: procedimiento administrativo para la solicitud de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial, [BOE13].
- Real Decreto 150/2023: Delimita las zonas de alto potencial para energía eólica marina (ZAPER) en aguas españolas [BOE23A].

4.4 SUBESTACIÓN COLECTORA

Como se verá en el capítulo 5 (Instalación Eléctrica), la subestación marina del parque eólico (OSS) constituye el nodo eléctrico central del parque que permite elevar la tensión del circuito eléctrico de Media Tensión a Alta Tensión mediante un transformador de potencia, para luego llevar la energía producida por los 19 aerogeneradores a la red eléctrica.

Para este parque eólico marino de 136,8 MW, a 353 m de profundidad media, la OSS tendrá la misma tipología que los aerogeneradores. Se selecciona por lo tanto la plataforma semi sumergible lastrada con amarre en catenaria, que puede ser remolcada hasta el emplazamiento desde el Puerto de Las Palmas tras ensamblarse en tierra.

Un ejemplo de solución de referencia el modelo de subestación marino flotante desarrollado conjuntamente por Saipem y Siemens Energy, fruto de un acuerdo de colaboración (MoU) firmado en septiembre de 2022 [SAIP22]. Se basa en una plataforma semi sumergible de

cuatro columnas conectadas mediante pontones. Este concepto de subestación marina combina la experiencia de Saipem en ingeniería e infraestructuras marinas flotantes con el portfolio de Siemens Energy. Su objetivo es estandarizar y comercializar la OSS para reducir el LCOE de los parques eólicos marinos flotantes. Tiene una capacidad de hasta 500 MW de potencia, lo que es perfectamente compatible con este proyecto [SAIP26b].

Cabe destacar que este concepto todavía está en fase de desarrollo. La industria eólica marina no dispone todavía ninguna subestación colectora flotante en operación comercial. Por lo tanto, la elección del fabricante y de su diseño debe realizarse en fase de desarrollo de proyecto.



Figura 24. Subestación marina flotante semi sumergible desarrollada por Saipem y Siemens Energy, fuente: Saipem [SAIP26b].

4.5 LOGÍSTICA E INSTALACIÓN

4.5.1 PUERTO BASE: LAS PALMAS DE GRAN CANARIA

El puerto de Las Palmas de Gran Canaria constituye una de las mayores ventajas logísticas del proyecto [ASOC26]. Se sitúa a aproximadamente 40 km del parque. Este puerto es uno

de los puertos más activos de España, con instalaciones capaces de albergar la totalidad de las operaciones de ensamblaje, almacenamiento y mantenimiento del parque.

Este puerto tiene calados que oscilan entre 3 m y 45 m (media de 15,5m) en sus muelles principales. Es compatible con el remolque de plataformas semi sumergibles y ensambladas en el puerto, cuyo calado de transporte es inferior a los 10 m. El puerto cuenta con grandes áreas y gran capacidad portante, que permiten el montaje de los aerogeneradores sobre las plataformas flotantes semi sumergibles en tierra. Esto que elimina la necesidad del uso de buques de instalación de alta capacidad y reduce los costes y el riesgo operativo del montaje. Finalmente, su conexión marítima con el continente europeo facilita el suministro de los componentes necesarios a la construcción del parque [ASOC26].

4.5.2 SECUENCIA DE INSTALACIÓN

A continuación, se hace una descripción de las principales fases del proceso de instalación del parque eólico marino [RAH21]. Cabe destacar que hay muchas fases de estudios, permisos y verificación que se han omitido:

- Fase 1 – Reconocimiento y preparación del lecho marino: Campaña geotécnica marina y estudio batimétrico del emplazamiento. Fase previa a cualquier operación de instalación y sus resultados pueden afectar en gran medida a las fases restantes.
- Fase 2 – Instalación de anclajes: Perforación del lecho marino mediante buque especializado con la tecnología adecuada según los resultados de la campaña geotécnica.
- Fase 3 – Pre-tendido de anclajes: Se conectan las líneas de amarre en catenaria a los pilotes hincados, dejando los anclajes listos para la recepción de las plataformas.
- Fase 4 – Fabricación y ensamblaje en puerto: Se fabrican y ensamblan las plataformas semi sumergibles. En el puerto, se monta el aerogenerador completo sobre la plataforma, mediante las grúas portuarias existentes. La *Figura 25* ilustra esta fase.



Figura 25. Fase de ensamble del conjunto turbina + estructura en el puerto, fuente: Principle Power.

- Fase 5 – Remolque y fondeo: Se remolca cada unidad ensamblada desde el puerto hasta su posición mediante un convoy de remolcadores de alta mar. Una vez en su posición, se conecta cada estructura a sus respectivas líneas de amarre. Se tensan las líneas para que la estructura alcance su calado operativo (con una parte de la estructura sumergida). La *Figura 26* ilustra esta fase.



Figura 26. Fase de remolque del aerogenerador montado, fuente: Principle Power [PRIN26].

- Fase 6 – Instalación de la OSS flotante: Se procede de la misma manera con la OSS flotante, siendo este un proceso más delicado.
- Fase 7 – Tendido del cable de media tensión: Se despliegan los cables *inter array* mediante un buque de tendido de cables. Se muestra en la *Figura 27* un esquema de la configuración del cable asociado a una unidad flotante, aplicable principalmente a la salida de un aerogenerador flotante semi sumergible. No obstante, se puede extrapolar al tendido de cable de la subestación flotante, porque cualquier estructura necesita un tramo de cable dinámico capaz de absorber los movimientos de la plataforma, dejando un juego antes de realizar la transición hacia el cable estático enterrado en el fondo marino.

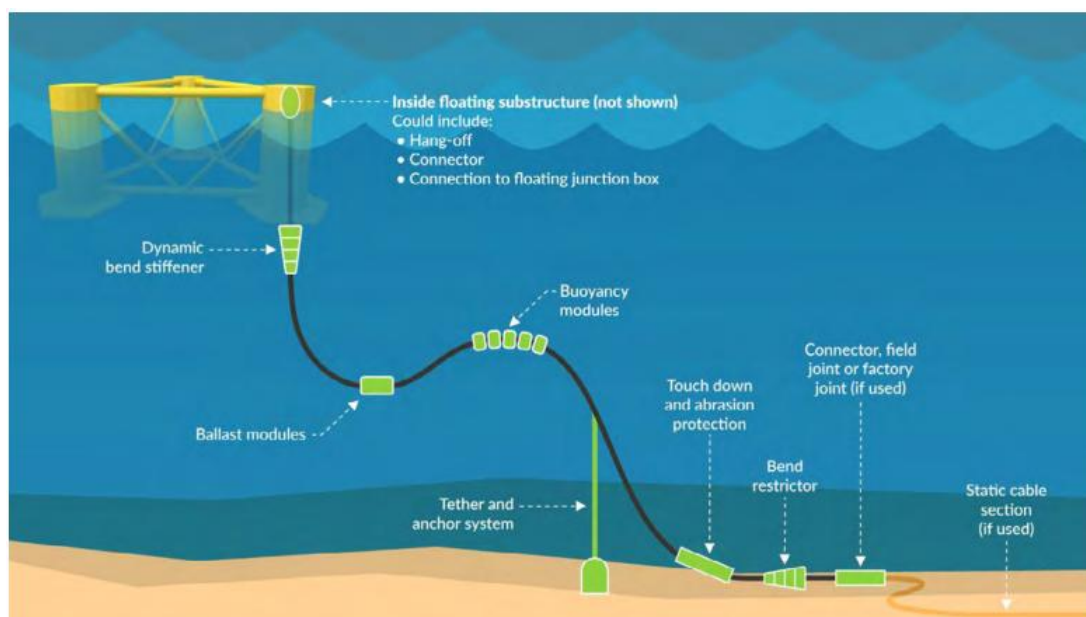


Figura 27. Configuración del cable dinámico en una plataforma eólica flotante semisumergible, fuente: IRENA [IREN24b].

- Fase 8 – Tendido del cable de exportación y conexión a tierra: Finalmente, se tiende el cable de exportación de Alta Tensión por el buque de tendido de cables desde la subestación marina (OSS) hasta el punto de aterrizaje en tierra. El cable se entierra a 1 m en el lecho marino. Tras la instalación completa, se realizan todas las pruebas necesarias antes de conectar el parque con la subestación de Red Eléctrica.

Capítulo 5. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

5.1 CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO

Este capítulo tiene como objetivo definir el diseño eléctrico del parque eólico marino. Esta instalación eléctrica tiene como objetivo evacuar la energía generada por los diecinueve aerogeneradores Vestas V172 de 7.2 MW de potencia unitaria a la subestación de Red Eléctrica, transportándola en primer lugar a la subestación flotante offshore (OSS) a partir de varios circuitos con una arquitectura tipo radial, que recogen varios aerogeneradores en cadena llegando posteriormente a una celda de llegada a la subestación.

Este diseño eléctrico se ha realizado según la normativa vigente. Esta se compone esencialmente del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, Real Decreto 337/2014, [BOE14a], y las guías técnicas de aplicación. Estas son, principalmente, las normas IEC 63026 [IEC19], IEC 60228 [IEC23a], IEC 60076 [IEC11] e IEC 62067 [IEC22b], que establecen las reglas relativas al dimensionamiento de cables y equipos de protección.

A continuación, se explican los criterios fundamentales que se han adoptado para este capítulo:

Tensión nominal de la red de Media Tensión (MT): Se ha adoptado una tensión de 36 kV, coincidente con la tensión del lado de alta tensión del transformador integrado en la góndola del aerogenerador Vestas V172. Esta tensión permite ahorrar pérdidas por efecto Joule con respecto a tensiones más típicas (por ejemplo 30 kV), sin situarse en los costes de una red de 66 kV.

Criterio de cargabilidad: Se ha determinado la sección de cable mediante la intensidad admisible de cada circuito a partir de las tablas para cables tipo XLPE tripolares proporcionadas por el fabricante ABB, cuyas condiciones de referencia de tendido de las

tablas son: profundidad: 1m, temperatura de terreno: 20°C, resistividad térmica: 1,0 K.m/W [ABB26a]. Finalmente se ha aplicado un factor de corrección a la intensidad admisible debido a las diferencias entre las condiciones reales de operación del parque y las de referencia del fabricante.

Criterio de caída de tensión: Se establece como límite de caída de tensión máxima a 1% para cada tramo del circuito eléctrico, de acuerdo con las recomendaciones de la práctica.

Configuración de la red interna: Se ha escogido una arquitectura del circuito eléctrico tipo radial (string), en la que cada ramal conecta un conjunto de aerogeneradores en serie hasta la subestación flotante. Esta configuración es sencilla, y tiene un menor coste de instalación que otras configuraciones.

Temperatura máxima del conductor: Se seleccionado como aislamiento del conductor el polietileno reticulado (XLPE), cuya temperatura máxima admisible en servicio permanente es de 90°C, conforme al IEC 60502-1 [IEC21].

Material del conductor: Se ha escogido el aluminio como material conductor frente al cobre, por su menor coste peso. Se calcula la conductividad eléctrica del aluminio a mayor temperatura de operación, siendo de 90°C por ser un conductor XLPE. Su conductividad eléctrica a 20°C es de $\gamma_{20} = 35 \text{ S.m/mm}^2$. Se tiene la siguiente fórmula:

$$\gamma_{\theta} = \frac{\gamma_{20}}{1 + \alpha \cdot (\theta - 20)}$$

Ecuación 3. Ecuación de la conductividad eléctrica del aluminio a partir de su conductividad a 20°C.

donde $\alpha = 0,00403 \text{ K}^{-1}$ es el coeficiente térmico de resistividad del aluminio según el IEC 60228 [IEC23a]. Se obtiene $\gamma_{90} = 27,3 \text{ m.}\Omega^{-1}.\text{mm}^{-2}$.

Factor de potencia: se define $\cos(\varphi) = P(W) / S (VA) = 7200 \text{ kW} / 8400 \text{ kVA} = 0,857$, de acuerdo con los valores de la Potencia Unitaria de cada aerogenerador y la Potencia Aparente del transformador de cada aerogenerador. Se usa este valor para el dimensionamiento eléctrico del parque.

5.2 ARQUITECTURA ELÉCTRICA DEL PARQUE

El parque eólico marino está compuesto por diecinueve aerogeneradores Vestas V172-7.2 MW, distribuidos en dos líneas al sureste de Gran Canaria. La energía generada es recogida por cinco ramales de media tensión que convergen en la subestación eléctrica flotante marina (OSS), ubicada en el centro del parque. Se establece la profundidad media de los aerogeneradores y de la subestación a una profundidad aproximada de 353 m.

Cada aerogenerador incorpora un transformador elevador BT/MT integrado en la góndola, parte del conjunto EnVentus de Vestas. Se describen las características técnicas del transformador en la tabla siguiente:

Tabla 17. Características nominales del transformador BT/MT, fuente: elaboración propia.

Características nominales del transformador BT/MT	
Disposición	Trifásica
Frecuencia	50 Hz
Refrigeración	KF/WF
Instalación	Interior de la góndola, en compartimento lateral
Potencia nominal (MVA)	8,4
Tensión (MT)	36 kV
Tensión (BT)	720 V
Relación de transformación	0,72/36 kV
Cambiador de tomas	2±2 x 2.5 %
Grupo de conexión	Dyn11

Por otro lado, el circuito de Media Tensión (36 kV) se estructura en cinco ramales radiales, cuyo diseño se ha realizado según la proximidad geográfica y con el fin de minimizar la longitud total de cable. La configuración adoptada es la siguiente:



Figura 28. Diseño del circuito de MT del parque, fuente: elaboración propia (Google Earth) [GOOG26].

Tabla 18. Configuración del circuito de MT del parque, fuente: elaboración propia.

Línea MT	Aerogeneradores conectados	nº de aerogeneradores	Intensidad (A)	Potencia total (MW)	I _{nominal} (A)	I _{corregida} (A)	I _{max_circuito} (A)	Sección (mm ²)
L1	WT1 + WT2 + WT3 + WT4	4	561,31	28,8	134,72	140,33	561,31	630
L2	WT6 + WT7 + WT8 + WT9	4	561,31	28,8	134,72	140,33	561,31	630
L3	WT10 + WT11 + WT12 + WT13	4	561,31	28,8	134,72	140,33	561,31	630
L4	WT16 + WT17 + WT18 + WT19	4	561,31	28,8	134,72	140,33	561,31	630
L5	WT5 + WT14 + WT15	3	420,98	21,6	134,72	140,33	420,98	400

La agrupación en 4 aerogeneradores por líneas se debe a la limitación de intensidad soportada por las celdas de media tensión Siemens NXPLUS C Wind (descrita en el apdo 5.3.4) [SIEM26a], siendo esta de 630 A. Se realizan todo el circuito de media tensión con cables submarinos tripolares de aluminio XLPE a 36 kV, cuya sección se determina juntos a los cálculos en el apartado 5.3.

La subestación flotante marina (OSS) es de tipo semi sumergible lastrada con amarre. Esta integra su transformador de potencia MT/AT para la evacuación de la energía producida por el parque, a 220 kV. Incorpora también sus sistemas de control, protección y

telecomunicaciones. Finalmente, el cable de exportación, que conecta la OSS con la Subestación Barranco de Tirajana III (220 kV) de Red Eléctrica, tiene las características siguientes:

Tabla 19. Configuración del circuito de AT del parque, fuente: elaboración propia.

Línea AT	Potencia total (MW)	I _{nominal} (A)	I _{corregida} (A)	Sección (mm ²)
OSS - SE Red Eléctrica	136,8	418,84	436,29	400

5.3 SISTEMA ELÉCTRICO DE MEDIA TENSIÓN

5.3.1 CONDICIONES DE DISEÑO Y FACTOR DE CORRECCIÓN

Se disponen los cables inter-array desde los aerogeneradores hasta el lecho marino en configuración de catenaria. Luego, se entierran en el fondo marino hasta la siguiente plataforma/OSS.

Se ha seleccionado el cable submarino tripolar de aluminio, aislamiento XLPE y fibras ópticas integradas, del fabricante ABB [ABB26a]. Su estructura (de fuera hacia dentro), se compone por una cubierta exterior de polietileno, para proteger el cable de esfuerzos mecánicos y del entorno marino, seguido de una armadura de hilos de acero galvanizado. Sigue la vaina de plomo para estanqueidad, una pantalla metálica de hilos de cobre conectada a tierra para la derivación de posibles corrientes de fuga. El aislamiento es de polietileno reticulado (XLPE), capaz de soportar una temperatura máxima de conductor de 90°C en servicio permanente. Finalmente, se tiene el conductor de aluminio, en este caso, encargado de transportar la corriente.

Dentro de la estructura del cable se fija un cable de fibra óptica, que permite enlazar las comunicaciones entre cada aerogenerador y el sistema SCADA de la subestación flotante. Las intensidades admisibles del cable según las distintas secciones normalizadas están calculadas por el fabricante, conforme a la norma IEC 60287 [IEC23b].



Ilustración 1. Cable XLPE de tres conductores con fibras ópticas, fuente: ABB

Las tablas de intensidades de ABB para cables de aluminio tipo XLPE tripolares (*Tabla 20*), tienen las siguientes condiciones base: profundidad de tendido en el fondo marino de 1m, temperatura del lecho marino de 20°C, resistividad térmica del terreno de 1,0 K.m/W [ABB26a]. Con respecto a la temperatura, la condición más desfavorable (con la temperatura media más alta) se sitúa en la superficie, ya que a más profundidad, más fría está el agua.

Tabla 20. Intensidades admisibles para cables submarinos tripolares XLPE 10–90 kV, fuente: ABB [ABB26a].

10-90 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm ²	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

Según Marine Copernicus, en los últimos tres años la temperatura media máxima del mar en la zona del Sureste de Gran Canaria ha sido de 24°C. Por lo tanto, se ha decidido adoptar la temperatura de diseño de 25°C. En el fondo marino, la temperatura es inferior a 15°C, por lo que el factor de corrección sería más favorable.

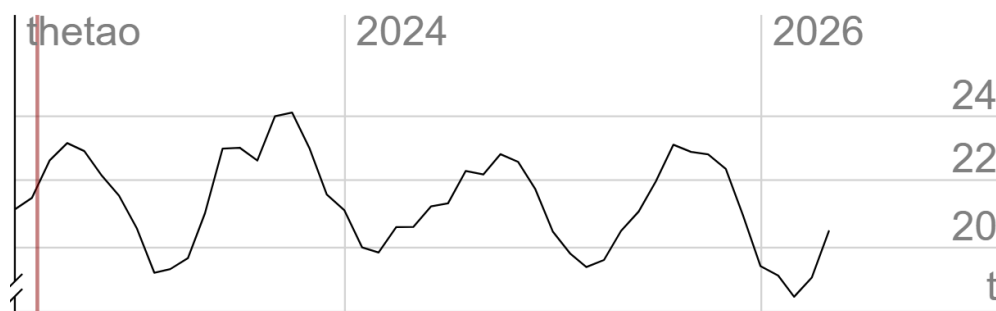


Gráfico 40. Temperatura media de la superficie del mar en el punto del emplazamiento en los últimos tres años, fuente: Marine Copernicus [COPE26].

El factor de corrección por temperatura para cables en agua a 25°C, según las tablas del fabricante ABB, es $f_c=0,96$:

Tabla 21. Factor de corrección según la temperatura de terreno y de conductor, fuente: ABB [ABB26b].

Rating factor for ground temperature								
Conductor temperature, °C	Ground temperature, °C							
	10	15	20	25	30	35	40	45
90	1.07	1.04	1	0.96	0.93	0.89	0.84	0.80
65	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.74	0.66

Se estima que la resistividad térmica del lecho marino es de 1,0 K.m/W y la profundidad del tendido de cable en fondo marino es de 1m, coincidiendo ambos con las condiciones base del fabricante. **El factor de corrección global es entonces de 0,96.**

5.3.2 DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES

Se dimensionan los cables inter-array mediante el cálculo de la intensidad admisible, aplicando el factor de corrección, verificando posteriormente la caída de tensión. El proceso se estructura en tres etapas:

- 1. Se calcula la intensidad que circula en el circuito creada por un solo aerogenerador mediante la siguiente fórmula:

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

Ecuación 4. Ecuación de la Intensidad nominal de un aerogenerador.

donde:

I = Intensidad de la línea (A)

P = Potencia (W)

V = Tensión compuesta del sistema (V)

Se obtiene $I_{nominal} = 134,72 \text{ A}$ por aerogenerador.

- 2. Se corrige la intensidad calculada mediante un factor de corrección, correspondiente a la diferencia entre las condiciones de operación del parque y las condiciones de referencia del fabricante. Debido a la diferencia de temperatura entre la real (se definen 25°C) y la de referencia (20°C), se divide la $I_{nominal}$ entre 0,96, resultando en:

$$I_{corregida} = \frac{I_{nominal}}{FC} = 140,33 \text{ A por aerogenerador.}$$

- 3. Para obtener la intensidad de tramo, se multiplica la $I_{corregida}$ por el número de aerogeneradores en cada tramo, resultando en:

Líneas con 4 aerogeneradores: $I_{max_circuito} = I_{corregida} \cdot 4 = 561,31 \text{ A}$.

Líneas con 3 aerogeneradores: $I_{max_circuito} = I_{corregida} \cdot 3 = 420,98 \text{ A}$.

A partir de estos valores, se escogen las secciones de cable en acuerdo con la *Tabla 20*:

Líneas con 4 aerogeneradores: 630 mm².

Líneas con 3 aerogeneradores: 400 mm²*.

*Nota: se podría escoger la sección de 300 mm², cuya intensidad admisible es de 430 A, pero por su cercanía a los 420,98 A se ha optado por escoger la sección conservadora superior.

5.3.3 CÁLCULO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN

Para confirmar la validez del cálculo de la sección de cable es necesario calcular la caída de tensión. Esta no puede ser mayor a 1% por cada tramo de circuito eléctrico.

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea viene dada por:

$$\Delta V (V) = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) \cdot L$$

$$\Delta V (\%) = \frac{\Delta U}{V} \cdot 100$$

Ecuación 5. Ecuación de la caída de tensión en una línea eléctrica, [V] y [%].

donde:

ΔU = Caída de tensión (V)

V = Tensión compuesta del sistema (V)

I = Intensidad de la línea (A)

R = Resistencia del conductor (Ω/km)

X = Reactancia inductiva (Ω/km)

L = Longitud de la línea (km)

A efectos prácticos, se hace uso de la siguiente ecuación considerando únicamente la componente resistiva del cable (hipótesis justificada por la baja reactancia de los cables submarinos tripolares respecto a su resistencia a frecuencia de 50 Hz):

$$\Delta V (V) = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot \cos(\varphi)}{S \cdot \gamma_{90}}$$

Ecuación 6. Ecuación simplificada de la caída de tensión en una línea eléctrica.

donde:

S = Sección del conductor

$\gamma_{90} = 27,3 \text{ S} \cdot \text{m/mm}^2$, conductividad del aluminio a 90°C , calculada en el apdo 5.1.

Se calcula la longitud de cada tramo teniendo en cuenta distancia horizontal entre elementos, y la distancia vertical en catenaria del cable desde cada plataforma hasta el lecho marino. Dado que la profundidad media de la zona es de 350 m, la longitud adicional por segmento en catenaria es de dos veces la profundidad, es decir 700 m (bajada desde la plataforma de origen y subida hasta la plataforma de destino). Debido a la aproximación de la profundidad, se multiplica la distancia vertical por un factor de corrección del +20%.

Se obtiene la caída de tensión de cada línea sumando las pérdidas de tensión de cada tramo. En la siguiente tabla se muestran los resultados, expresados tanto en valor absoluto (V) como en porcentaje sobre la tensión nominal (36 kV):

Tabla 22. Caídas de tensión por tramo y acumulada en las líneas de MT, fuente: elaboración propia.

Circuito	Designación	Sección (mm^2)	Intensidad (A)	Longitud circuito (m)	Caída de Tensión (V)		ΔV (%)	
Línea 1	WT1 - WT2	630,00	140,33	1741,37	21,09	265,48	0,059%	0,74%
	WT2 - WT3	630,00	280,66	1826,68	44,25		0,123%	
	WT3 - WT4	630,00	420,98	1954,54	71,03		0,197%	
	WT4 - SUB	630,00	561,31	2664,65	129,11		0,359%	
Línea 2	WT9 - WT8	630,00	140,33	1905,01	23,08	224,88	0,064%	0,62%
	WT8 - WT7	630,00	280,66	1882,93	45,62		0,127%	
	WT7 - WT6	630,00	420,98	1876,26	68,18		0,189%	
	WT6 - SUB	630,00	561,31	1816,24	88,00		0,244%	
Línea 3	WT10 - WT11	630,00	140,33	1687,07	20,44	244,88	0,057%	0,68%
	WT11 - WT12	630,00	280,66	1698,15	41,14		0,114%	
	WT12 - WT13	630,00	420,98	1766,80	64,20		0,178%	
	WT13 - SUB	630,00	561,31	2458,12	119,10		0,331%	
Línea 4	WT19 - WT18	630,00	140,33	1866,44	22,61	247,81	0,063%	0,69%
	WT18 - WT17	630,00	280,66	1812,93	43,92		0,122%	
	WT17 - WT16	630,00	420,98	1804,33	65,57		0,182%	
	WT16 - SUB	630,00	561,31	2388,20	115,71		0,321%	
Línea 5	WT5 - WT14	400,00	140,33	2322,40	44,31	206,28	0,123%	0,57%
	WT14 - WT15	400,00	280,66	1808,94	69,02		0,192%	
	WT15 - SUB	400,00	420,98	1624,00	92,95		0,258%	

Se confirma que en todos los circuitos la caída de tensión acumulada es inferior al 1%. El valor más desfavorable corresponde a la línea 1, siendo su caída de tensión del 0,74%, con un margen importante con respecto al límite establecido. Se confirma por lo tanto la validez de las secciones escogidas.

5.3.4 CELDAS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN, CIRCUITOS (MT)

Es fundamental proteger todos los aerogeneradores del circuito de MT, y viceversa. De esta manera se previenen posibles daños a los componentes del sistema eléctrico. Para ello, se introduce a la salida de cada aerogenerador una celda de MT que permite seccionar el aerogenerador del circuito y protegerlo. Se adopta la celda de Siemens NXPLUS C de 36 kV, aislado en gas SF6 [SIEM26a]. Esta gama se ha diseñado para su instalación en parques eólicos terrestres y marinos, con envolvente metálica hermética de acero inoxidable que garantiza que sea estanque y esté protegida en el entorno marino. El aislamiento en SF6 permite dimensiones compactas. Esto hace que sea más sencillo integrarla en el interior de las torres de aerogeneradores con espacio reducido. Su vida útil media supera los 35 años. Considerando el horizonte del proyecto de 25 años (valor habitual en parques eólicos marinos), se puede concluir que este valor es muy superior.

Dentro de la gama NXPLUS C Wind, se tiene dos tipos de celda [SIEM26b]:

- Circuit-Breaker panel: esta celda de protección incorpora un interruptor automático con capacidad de corte en carga y en cortocircuito. Protege al sistema ante cualquier falta, abriéndose automáticamente para interrumpir la corriente. Su corriente nominal es de 630 A. Se utiliza un interruptor automático en lugar de fusibles por la alta potencia de los aerogeneradores.
- Disconnecter panel: esta celda de línea incorpora un seccionador, que divide físicamente el aerogenerador/transformador del resto del circuito. Este opera solamente sin carga, su función es aislar una zona del circuito tras la acción del interruptor automático, para mantenimiento o reparaciones. Su corriente nominal es de 1000 A.

La celda más restrictiva es la circuit-breaker, con un límite de 630 A en cada circuito. Por lo tanto, la intensidad nominal de las celdas es de 630 A. En el apartado 5.2, se tuvo en cuenta esta intensidad para calcular el número máximo de aerogeneradores por ramal. Las características técnicas se pueden consultar en la tabla siguiente [SIEM26a]:

Tabla 23. Características nominales de las Celdas Siemens NXPLUS C Wind, fuente: Siemens [SIEM26a].

Características nominales de la Celdas NXPLUS C Wind	
Tensión asignada	36 kV
Frecuencia asignada	50 Hz
Tensión soportada (frecuencia industrial)	70 kV
Tensión soportada (impulso tipo rayo)	170 kV
Corriente nominal - embarrado	1000 A
Corriente nominal - circuit-breaker panel (celda V)	630 A
Corriente nominal - disconnector panel (celda L)	1000 A
Corriente admisible de corta duración 3s	20 kA
Corriente admisible de corta duración 1s	25 kA
Corriente de pico (Ip)	63 kA
Corriente de cortocircuito de corte (Isc)	25 kA
Corriente de cortocircuito de cierre (Ima)	63 kA
Ancho	450/600 mm
Profundidad	1000 mm
Altura	1900 mm

A continuación, se muestran los esquemas del circuit-breaker (*Ilustración 6*) panel y el disconnector panel (*Ilustración 7*) [SIEM26b]:

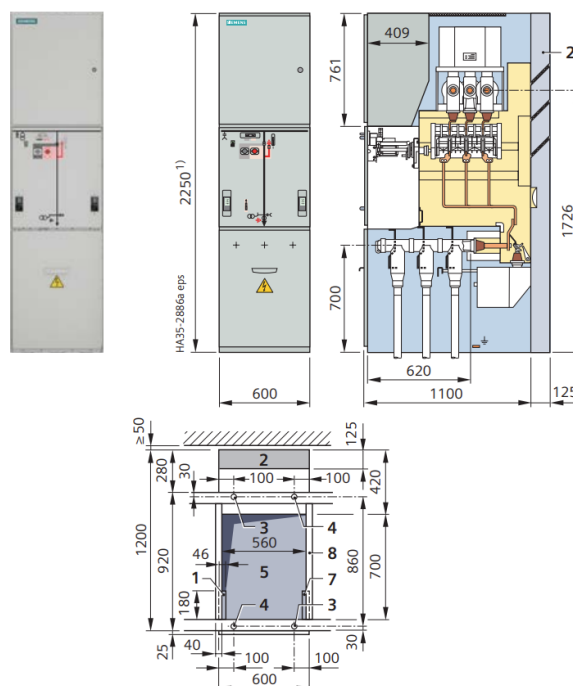


Ilustración 2. Esquema 36 kV Disconnecter panel NXPLUS C Wind, fuente: Siemens [SIEM26b].

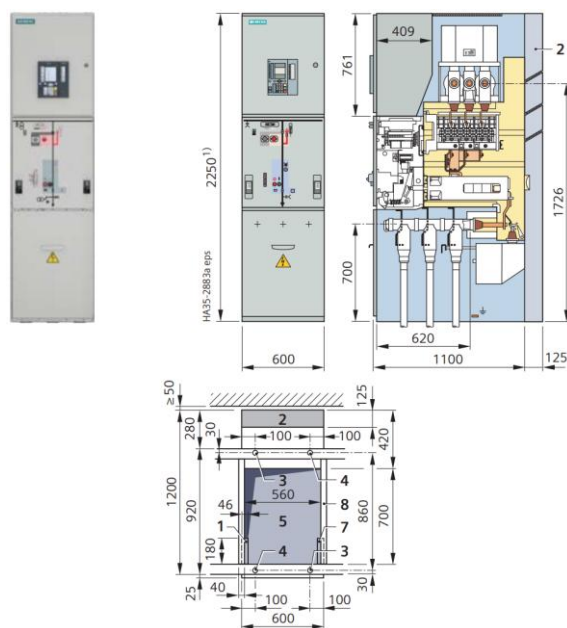


Ilustración 3. Esquema 36 kV Circuit-breaker panel NXPLUS C Wind, fuente: Siemens [SIEM26b].

La disposición de cada celda depende de la posición del aerogenerador dentro del ramal:

- Aerogenerador sin entrada y con salida (sin llegada aguas abajo): Configuración 0L + 1V, compuesta por una celda de línea de salida (0L) y una celda de protección (V) con interruptor automático hacia el transformador BT/MT del propio aerogenerador.
- Aerogenerador con entrada y salida: Configuración 0L + 1L + 1V, que añade a la configuración anterior una celda de línea de llegada (1L) procedente del aerogenerador anterior de la cadena.

Tabla 24. Configuración de celdas de los aerogeneradores en el circuito de MT, fuente: elaboración propia.

Configuración de celdas					
Aerogenerador	Línea MT	Configuración	Aerogenerador	Línea MT	Configuración
WT1	L1	0L + 1V	WT11	L3	0L + 1L + 1V
WT2	L1	0L + 1L + 1V	WT12	L3	0L + 1L + 1V
WT3	L1	0L + 1L + 1V	WT13	L4	0L + 1L + 1V
WT4	L1	0L + 1L + 1V	WT14	L4	0L + 1L + 1V
WT5	L2	0L + 1V	WT15	L4	0L + 1L + 1V
WT6	L2	0L + 1L + 1V	WT16	L4	0L + 1L + 1V
WT7	L2	0L + 1L + 1V	WT17	L5	0L + 1L + 1V
WT8	L2	0L + 1L + 1V	WT18	L5	0L + 1L + 1V
WT9	L3	0L + 1V	WT19	L5	0L + 1V
WT10	L3	0L + 1V			

5.3.5 CELDA DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN, OSS (MT)

Se protege el transformador de la subestación marina (OSS) mediante una celda de protección con interruptor automático y seccionador, con la misma metodología que se ha usado previamente y teniendo en cuenta la intensidad total del circuito en el lado de Media Tensión.

Se calcula la intensidad total máxima que circulará por el embarrado de Media Tensión, que concentra la producción de energía de los cinco circuitos:

$$I_{OSS_MT} = \frac{P_{total}}{\sqrt{3} \cdot V_{MT} \cdot \cos\varphi}$$

Ecuación 7. Ecuación de la Intensidad total del embarrado de Media Tensión.

Se obtiene $I_{OSS_MT} = 2563$ A.

Se selecciona el modelo Siemens 8DA10 como celda de salida del embarrado MT hacia el transformador MT/AT, aislado en gas SF₆, y con una intensidad máxima de 3150 A, ofreciendo de esta manera un margen importante sobre la intensidad de embarrado calculada [SIEM25]. Se muestran las características técnicas de la celda en la tabla siguiente:

Tabla 25. Características nominales de las Celda Siemens 8DA10, fuente: Siemens [SIEM25].

Características nominales de la Celda Siemens 8DA10	
Tensión asignada	36 kV
Frecuencia asignada	50 Hz
Tensión soportada (frecuencia industrial)	70 kV
Tensión soportada (impulso tipo rayo)	170 kV
Valor de cresta de la corriente admisible asignada	100 kA
Corriente admisible de corta duración 3s	40 kA
Corriente de cortocircuito de corte (Isc)	40 kA
Corriente de cortocircuito de cierre (Ima)	100 kA
Corriente nominal - embarrado	5000 A
Corriente nominal - derivaciones	3150 A
Sistema de aislamiento	SF6
Tipo de interruptor	Interruptor automático de vacío
Tipo de seccionador	Seccionador tripolar (3 posiciones)
Vida útil prevista	35-50 años

Circuit-breaker panel up to 3150 A

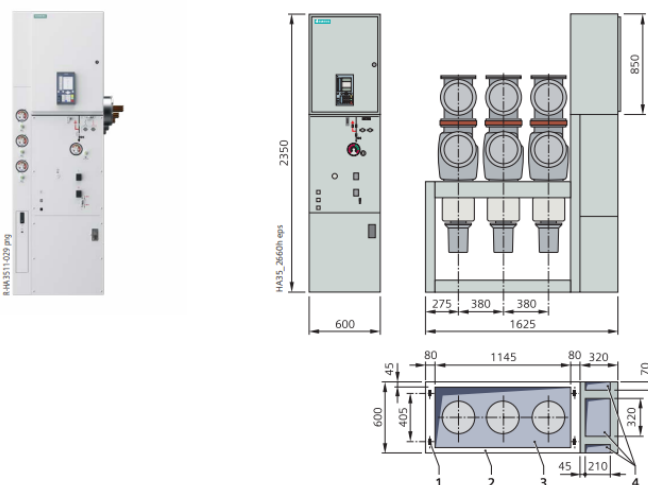


Ilustración 4. Esquema 3150 A Circuit-breaker panel 8DA10, fuente: Siemens [SIEM25].

5.4 SISTEMA ELÉCTRICO DE ALTA TENSIÓN

5.4.1 TRANSFORMADOR MT/AT

La subestación eléctrica marina (OSS) recoge la energía producida por los 19 aerogeneradores a través de los cinco ramales de media tensión (36 kV), y eleva la tensión,

mediante su transformador elevador, a 220 kV para evacuar la energía hasta la subestación Barranco de Tirajana III de Red Eléctrica, disminuyendo las pérdidas eléctricas por efecto Joule.

Mediante la siguiente fórmula, se calcula la potencia reactiva necesaria del transformador:

$$S_{Transformador_OSS} = \frac{P_{total}}{\cos\varphi}$$

Ecuación 8. Ecuación de la potencia reactiva del transformador de MT/AT.

Redondeando al entero superior, se obtiene $S_{Transformador_OSS} = 160$ MVA.

Para ello, se selecciona el transformador de Hitachi de la gama Energy OceaniQ, diseñada para subestaciones marinas flotantes [HITA21]. Estos transformadores se fabrican a medida según los requerimientos propios de cada proyecto. Su diseño es ligero y compacto, disminuyendo de esa manera el peso sobre la plataforma flotante de este proyecto. Se detallan las características técnicas del transformador a continuación [HITA21]:

Tabla 26. Características nominales del Transformador OceaniQ de Hitachi, fuente: Hitachi [HITA21].

Características nominales del transformador MT/AT	
Fabricante	Hitachi Energy
Modelo	OceaniQ
Disposición	Trifásica
Frecuencia	50 Hz
Refrigeración	ONAN/KNAN
Potencia nominal (MVA)	160
Tensión (MT)	36 kV
Tensión (AT)	220 kV
Relación de transformación	36/220 kV
Grupo de conexión	Dyn11
Cambiador de tomas	2±2 x 2.5 %



Ilustración 5. Esquema 3D de la Subestación Marina Flotante con el transformador OceaniQ de Hitachi, fuente: Hitachi [HITA21].

5.4.2 CELDA DE PROTECCIÓN (AT)

Asimismo, la salida de alta tensión del transformador MT/AT requiere una celda de protección a 220 kV.

Se calcula la intensidad total máxima que circulará por el cable de Alta Tensión:

$$I_{OSS_AT} = \frac{P_{total}}{\sqrt{3} \cdot V_{AT} \cdot \cos\varphi}$$

Ecuación 9. Ecuación de la Intensidad total del cable de Alta Tensión.

Se obtiene $I_{OSS_AT} = 418,84$ A.

Se selecciona por lo tanto el modelo Siemens 8DN9, aislado también en gas SF6, para tensiones nominales de hasta 300 kV en aplicaciones offshore e intensidades de hasta 3150 A (variante seleccionada) [SIEM26c]. Se muestran las características técnicas de la celda en la tabla siguiente:

Tabla 27. Características nominales de las Celda Siemens 8DN9, fuente: Siemens [SIEM26c].

Características nominales de la Celda Siemens 8DN9	
Tensión asignada	220 kV
Frecuencia asignada	50 Hz
Tensión soportada (frecuencia industrial)	460 kV
Tensión soportada (impulso tipo rayo)	1050 kV
Valor de cresta de la corriente admisible asignada	135 kA
Corriente admisible de corta duración 3s	50 kA
Corriente de cortocircuito de corte (Isc)	50 kA
Corriente de cortocircuito de cierre (Ima)	135 kA
Corriente nominal - embarrado	3150 A
Corriente nominal - derivaciones	3150 A
Sistema de aislamiento	SF6
Accionamiento del interruptor	Acumulador de resorte
Tipo de seccionador	Integrado Bahía GIS
Vida útil prevista	>50 años

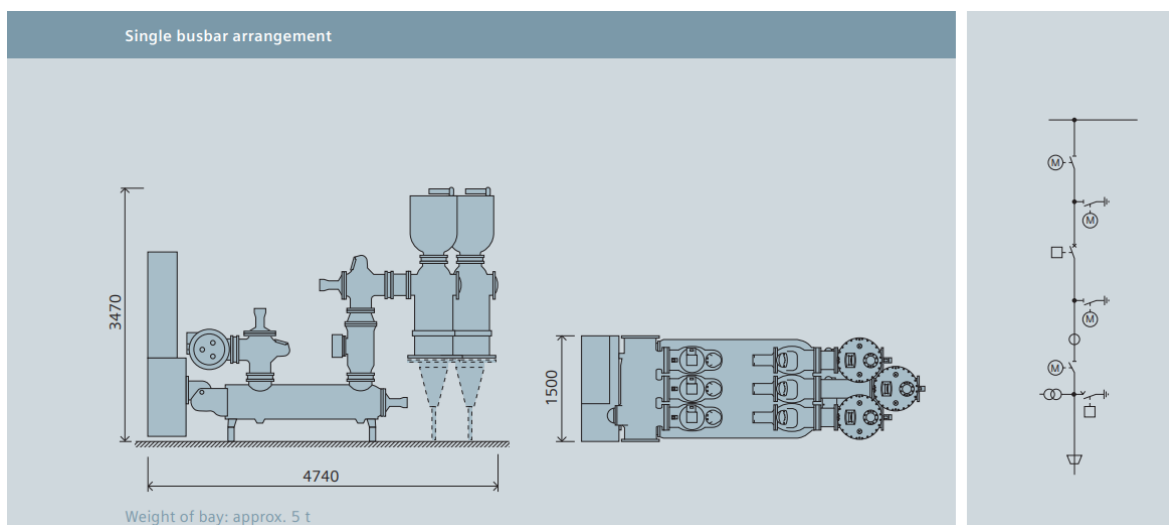


Ilustración 6. Esquema apartamento 8DN9 en configuración de barra simple, fuente: Siemens [SIEM26c].

5.4.3 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLE DE AT

El cable de Alta Tensión del parque eólico marino conecta la OSS con la Subestación Barranco de Tirajana III 220 kV, de Red Eléctrica. Se dimensiona el cable siguiendo la

misma metodología que para el cable de MT, comenzado por designar el material de conductor: Aluminio, y su aislamiento: XLPE. Se escoge la gama del fabricante ABB, XLPE Submarine Cable Systems, en su rango de 100-300 kV, en el cual se sitúan los 220 kV del circuito de AT [ABB26a]. La estructura del cable está descrita en el apartado 5.3.

La SE Barranco de Tirajana III se sitúa a unos 13,88 km de la subestación del parque (OSS). Debido a las posibles desviaciones que pueda tener el recorrido del cable de AT en el lecho submarino con la realidad, se aplica un coeficiente del 25% sobre el valor de distancia estimado. Se obtiene por lo tanto un valor de 17,35 km.

Aplicando de nuevo la *Ecuación 4* del apartado 5.3.2, se calcula la intensidad que circula en el circuito de AT:

Se obtiene una intensidad $I_{AT} = 418,84$ A. De la misma manera, se vuelve a aplicar el mismo factor de corrección, obteniendo la intensidad corregida $I_{AT_corr} = 436,29$ A

Para escoger la sección de conductor del cable de AT, se consulta la tabla de ABB correspondiente al catálogo de cables tripolares XLPE de 100-300 kV, sección aluminio (*Tabla 28*). Se tiene las mismas condiciones de referencia que en el apartado 5.3 (temperatura del lecho marino 20°C, profundidad de tendido 1,0 m, resistividad térmica 1,0 K.m/W):

Tabla 28. Intensidades admisibles para cables submarinos tripolares XLPE 100–300 kV, fuente: ABB [ABB26a].

100-300 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm ²	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

Se escoge por lo tanto la sección de 400 mm², que cumple con la intensidad corregida calculada.

De la misma manera que anteriormente, se calcula la pérdida de tensión, mostrada en la siguiente tabla. Se confirma su validez ya que la pérdida de tensión en el tramo es menor a 1%:

Tabla 29. Caída de tensión en el tramo de AT, fuente: elaboración propia.

Circuito	Designación	Sección (mm ²)	Intensidad (A)	Longitud circuito (m)	Caída de Tensión (V)	ΔV (%)
Línea AT	OSS - SE Red Eléctrica	400	436,29	17.350,00	1029,13	0,468%

A continuación, se muestra un esquema que resume cómo quedaría la instalación eléctrica del parque:

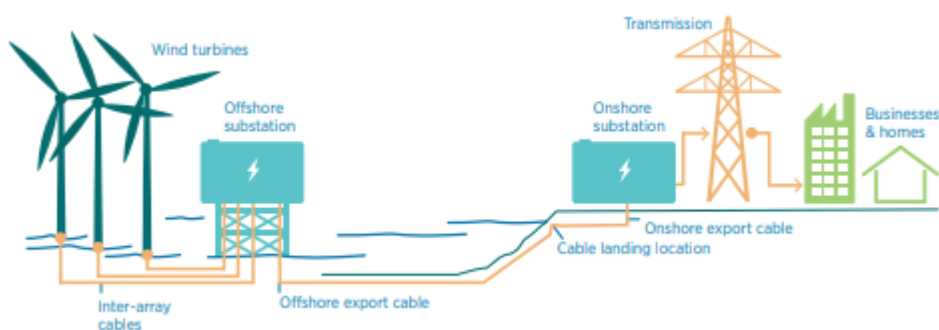


Figura 29. Componentes de transmisión eléctrica del parque eólico marino, fuente: IRENA, DOE et al, 2023 [IREN24b].

El detalle de los cálculos eléctricos realizados en este capítulo se encuentra en el ANEXO IV.

Capítulo 6. ESTUDIO ECONÓMICO

Este capítulo se centra en realizar un análisis de viabilidad económico del parque eólico marino flotante, para determinar si este es rentable a lo largo de su vida útil. Para ello, se determinan los principales parámetros financieros de entrada, es decir:

- Precio de venta de la energía
- Inversión inicial (CAPEX)
- Gastos de explotación del parque (OPEX)
- Financiación del proyecto y su coste

Tras definir estos parámetros, se calculan los indicadores financieros que permiten analizar la rentabilidad de este proyecto, tales como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el periodo de recuperación de la inversión (Payback) y el coste nivelado de la energía (LCOE).

En la *tabla 30* se resumen las características técnicas del parque que se han determinado en los capítulos anteriores:

Tabla 30. Características técnicas del parque eólico marino flotante, fuente: elaboración propia.

Datos técnicos del parque		
Descripción	Valor	Unidad
Número de aerogeneradores	19	uds
Potencia unitaria Vestas V172	7,20	MW
Potencia instalada	136,80	MW
Energía neta a red	706,12	GWh/año
Energía neta a red	706.120	MWh/año
Distancia aproximada a costa	10,58	km
Profundidad media	353	m

6.1 ESTIMACIÓN DEL PRECIO DE VENTA DE ELECTRICIDAD

En primer lugar, se ha determinado el precio de venta de la energía producida por el parque. Este punto es el más importante porque su resultado determina la rentabilidad del proyecto. Se recuerda que el parque se sitúa en Gran Canaria, que constituye un Sistema Eléctrico No Peninsular (SNP) en el que no existe un mercado mayorista competitivo.

Para ello, se ha hecho uso de los datos publicados por Red Eléctrica de España a través de su página ESIOS [REE26c]. Esta página publica los indicadores del mercado eléctrico, tanto del sistema peninsular como de los SNP. La información disponible muestra datos de demanda, generación, precios de mercado y, para los SNP, los precios medios reconocidos de generación y de demanda calculados a partir de los costes de producción y del mecanismo de despacho regulado establecido en el Real Decreto 738/2015 [BOE15].

Se ha usado el indicador “Precio medio de la generación en los SNP por subsistema” filtrando para el subsistema eléctrico de Gran Canaria. Se ha optado por escoger el precio de generación porque este refleja el precio reconocido de generación en el sistema insular.

Se ha extraído la serie mensual en formato de Excel (.xls) para el periodo entre diciembre de 2015 hasta mayo de 2026, el presente. De esta manera se dispone de una serie con suficientes datos para hacer una aproximación del precio de venta mediante el cálculo de su media total.

Antes de calcular la media, ha sido necesario deflactar los precios de toda la serie trayéndolos al presente. Para ello, se ha construido un índice de precios a partir de las tasas de variación mensual del Índice de Precios de Consumo (IPC), publicadas por el Instituto Nacional de Estadística [INE26]. Se ha calculado el índice mensual acumulado, comenzando por 100% para el mes de mayo 2026 (presente), y utilizando la siguiente fórmula:

$$I_m = I_{m-1} \times \left(1 + \frac{\pi_m}{100}\right)$$

Ecuación 10. Índice Mensual acumulado.

donde I_m es el valor del índice acumulado en el mes m , I_{m-1} el del mes anterior, y π_m la tasa de variación mensual del IPC. Cada valor de la serie de precios de ESIOS se ha deflactado a € de julio de 2026 mediante la siguiente fórmula:

$$P_m^{\text{deflactado}} = \frac{P_m^{\text{nominal}}}{I_m}$$

Ecuación 11. Precio deflactado.

Tras deflactar los valores del IPC se calcula la media aritmética de todos los valores. Se obtiene un precio de venta de la electricidad de 186,09 €/MWh (euros constantes de mayo de 2026).

6.2 ESTIMACIÓN DEL CAPEX

A continuación, se ha estimado la inversión inicial del proyecto a partir de dos fuentes de referencia del sector eólico marino. Estas son *Guide to Floating Offshore Wind* [BVGA24] y el informe de *Cost of Wind Energy Review (2024)* de NREL [NREL24b]. Estas constituyen las fuentes pilares de este estudio económico que van a permitir hacer un desglose de todos los costes de inversión ligados al parque. Cabe destacar que los valores se han ido adaptando a las características del parque eólico marino flotante, aplicando factores de corrección explicados.

El primer estudio [BVGA24] se basa en un parque eólico marino flotante semi sumergible de 1.000 MW, compuesto por aerogeneradores de 15 MW. Su profundidad media es de 100 m y se sitúa a 75 km de la costa.

El segundo estudio [NREL24b] se basa en un parque eólico marino flotante semi sumergible de 600 MW, compuesto por aerogeneradores de 12 MW. Su profundidad media es de 739 m y se sitúa a 36 km de la costa.

El CAPEX estimado es de 8,2 M€/MW (8.200 €/kW), es decir 1.117,72 M€. Como se puede observar en la *tabla 3I*, este resultado es ligeramente superior a los 7.349 \$/kW (6.281 €/kW para un tipo de cambio de 1€=1,17\$), valor de referencia de NREL [NREL24b]. Esto es

coherente porque el proyecto de referencia de NREL corresponde a un parque de mayor escala, que se beneficia de mayores economías de escala en las distintas fases del proyecto.

Tabla 31. Datos de entrada y resultados del coste nivelado de la energía, fuente: NREL [NREL24b].

Parameter	Units	Land-Based	Offshore		Distributed		
		Utility Scale	Utility Scale (Fixed Bottom)	Utility Scale (Floating)	Single Turbine (Residential)	Single Turbine (Commercial)	Single Turbine (Large)
Wind turbine rating	MW	3.3	12	12	20 (kW)	100 (kW)	1.5
Capital expenditures (CapEx)	\$/kW	1,968	5,411	7,349	8,665	6,800	3,362
Fixed charge rate (FCR) (real)	%	6.5	6.76	6.76	6.68	6.68	6.68
Operational expenditures (OpEx)	\$/kW/yr	43	135	108	41	41	41
Net annual energy production	MWh/MW/yr	4,104	4,295	3,346	2,580	2,846	3,326
Levelized cost of energy (LCOE)	\$/MWh	42	117	181	240	174	80

Se puede consultar el desglose del CAPEX en el ANEXO V.

6.3 ESTIMACIÓN DEL OPEX

En este apartado se define la estimación de los gastos de operación anuales del parque. De la misma manera que anteriormente, se han utilizado los dos estudios (Guide to Floating Offshore Wind [BVGA24] y el informe de Cost of Wind Energy Review (2024) de NREL [NREL24b]) como pilares de esta estimación.

El OPEX estimado es de 0,223 M€/MW.año (223 €/kW.año), es decir 30,5 M€/año. Como se puede observar en la *tabla 31*, este resultado es de 2,4 veces superior a los 108 \$/kW.año (92,30 €/kW.año para un tipo de cambio de 1€=1,17\$), valor de referencia de NREL [NREL24b]. El OPEX considerado es conservador, y se justifica por la diferencia de potencia instalada (136,8 MW frente a los 600 MW del estudio de NREL) y de potencia unitaria de los aerogeneradores (7,2 MW frente a los 12 MW del estudio de NREL), lo que limita las economías de escala. Existen más argumentos que explican la diferencia, como la diferencia de tecnologías de cimentación de las subestaciones (flotante vs fija) y la menor

madurez de la cadena logística en Canarias. Por ello, OPEX considerado representa un escenario prudente para el estudio económico.

Se puede consultar el desglose del OPEX en el ANEXO V.

6.4 CUENTA DE RESULTADOS

6.4.1 HIPÓTESIS ECONÓMICAS DE PARTIDA

Se han definido las siguientes hipótesis de partida para el análisis de rentabilidad:

Tabla 32. Hipótesis económicas base del parque eólico marino flotante, fuente: elaboración propia.

Hipótesis económicas base		
Descripción	Valor	Unidad
Vida útil base	25	años
WACC	5,48%	%
Inflación	2%	%
Impuesto de producción	7%	%
Impuesto sociedades	25%	%
Precio de venta de la energía	186,09	€/MWh

- Vida útil base: Se espera que la vida útil del parque alcance los 25 años (prolongable en algunos casos a 30 años). Este horizonte es razonable y permite representar el periodo de operación comercial del activo.
- Inflación: Se define una inflación anual del 2%, lo que representa un escenario económico de largo plazo estable. Dado la larga vida útil base, esta hipótesis es razonable para el estudio económico.
- Impuesto sobre la producción eléctrica: El Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE) se regula por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre [BOE12]. Este impuesto es del 7% y se aplica sobre el valor de la producción eléctrica, es decir sobre los ingresos brutos, antes del EBITDA.
- Impuesto sobre Sociedades: la Ley 27/2014 de 27 de noviembre del Impuesto sobre Sociedades establece que el tipo general es del 25% [BOE14c].

- Estructura de financiación: Como muestra la *tabla 33*, se ha definido una financiación con 70% de deuda y 30% de capital propio, considerando este proyecto de riesgo moderado-alto. Se considera un modelo base razonable con un coste de la deuda del 5% y un coste del capital propio del 9,5%. El capital tiene un coste mayor porque los accionistas asumen el mayor nivel de riesgo del proyecto

Tabla 33. Estructura de la financiación del parque eólico marino, fuente: elaboración propia.

Estructura de la financiación	
Descripción	Valor
WACC base	5,48%
Deuda	70,0%
Equity	30,0%
Coste deuda	5,0%
Coste equity	9,5%

Se calcula el Coste Ponderado de Capital (WACC) mediante la expresión siguiente:

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

Ecuación 12. Coste Ponderado de Capital (WACC).

donde E es el valor de mercado de las acciones, D es el valor de mercado de la deuda, k_e es la rentabilidad exigida a las acciones que refleja su riesgo, k_d es el coste de la deuda antes de impuestos, y t es la tasa de impuestos sobre beneficios.

Cabe destacar que el Real Decreto Ley 18/2026, de 29 de junio [BOE26] establece una reducción del IVPEE (5% en 2026, 3,5% en 2027 y 0% a partir de 2028) en el contexto de la crisis de Oriente Medio. No obstante, se ha decidido mantener el tipo histórico, porque se trata de una medida vinculada a una crisis geopolítica que puede volver a cambiar en cualquier momento durante los 25 años de vida útil del proyecto.

6.4.2 FLUJO DE CAJA

A partir de todo lo anterior, se construye la cuenta de resultados del proyecto para los 25 años de vida útiles.

Se puede consultar el desglose de la cuenta de resultados en el ANEXO V.

El precio de venta de la energía y los gastos de operación (OPEX) se han actualizado anualmente en el estudio conforme a la tasa de inflación estipulada (el CAPEX no necesita ser actualizado ya que se contabiliza como un único gasto en el año 0).

En el *gráfico 41* se muestra el flujo de caja acumulado:

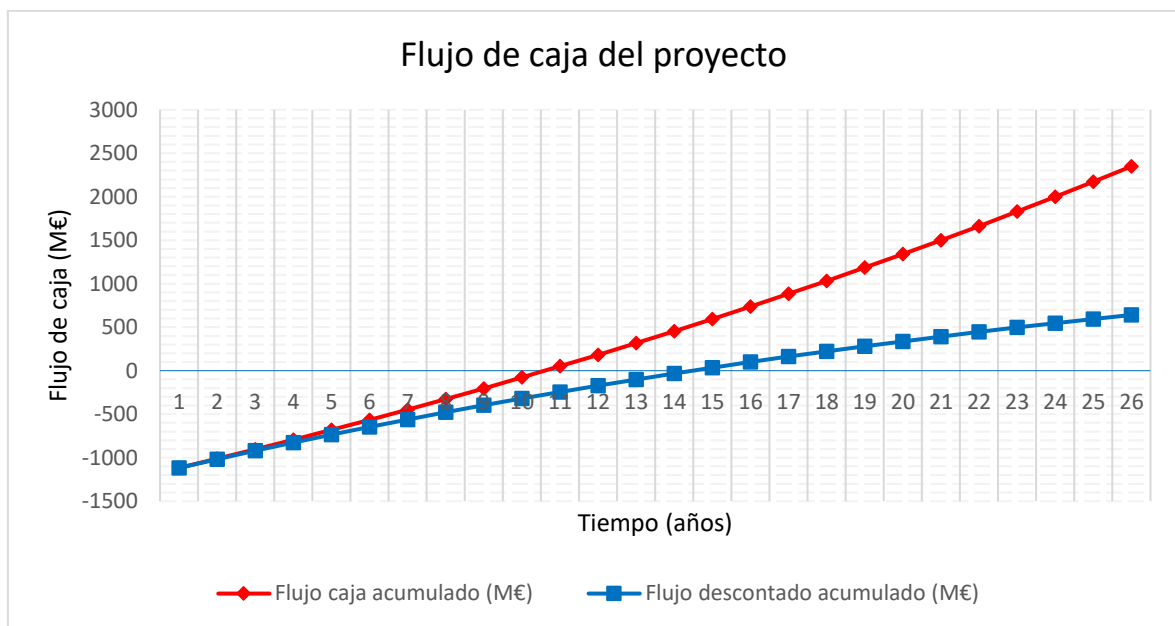


Gráfico 41. Flujo de caja acumulado del proyecto eólico marino flotante, fuente: elaboración propia.

6.4.3 MÉTRICAS FINANCIERAS

- Valor Actual Neto (VAN):

El VAN de un proyecto mide la diferencia entre los cobros y los pagos realizados, actualizados a la tasa de descuento del proyecto. Se calcula gracias a la siguiente fórmula:

$$VAN = -CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + WACC)^t}$$

Ecuación 13. Valor Actual Neto (VAN).

donde F_t son los flujos de caja en cada periodo de tiempo t y n es el número de periodos de tiempo.

- $VAN > 0$ quiere decir que el proyecto genera valor por encima del coste de oportunidad del capital invertido.
- $VAN < 0$ quiere decir que el proyecto no es rentable.
- Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR es la tasa de descuento que iguala el VAN a cero. Se define mediante la siguiente expresión:

$$VAN = -CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Ecuación 14. Tasa Interna de Retorno (TIR).

- Si la $TIR > WACC$, el proyecto es rentable porque genera una rentabilidad superior al coste de financiación.
- Si la $TIR < WACC$, el proyecto no cubre su coste de capital.
- Payback simple

Es el tiempo (años) necesario para recuperar la inversión inicial a partir de los flujos de caja sin descontar del proyecto. En el *gráfico 41*, es el momento en el que el flujo de caja acumulado sin descontar pasa de ser negativo a ser positivo.

- Payback descontado

Es el mismo concepto que anteriormente, pero aplicado sobre los flujos de caja actualizados a la tasa de descuento del proyecto.

- LCOE (Coste Nivelado de la Energía)

El LCOE es el precio de venta medio de la energía (en €/kWh) al que debe venderse la energía producida para cubrir la inversión y los costes de operación, sin generar pérdidas ni beneficios. Su fórmula es la siguiente:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_t}{(1+WACC)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+WACC)^t}}$$

Ecuación 15. Coste nivelado de la Energía (LCOE).

donde E_t es la energía producida (MWh) en el año t .

6.4.4 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados de las métricas financieras contempladas:

Tabla 34. Métricas financieras del estudio económico del parque eólico marino flotante, fuente: elaboración propia.

Métricas financieras		
Indicador	Valor	Unidad
VAN	640,80	M€
TIR	10,22	%
Payback simple	9,60	años
Payback descontado	13,48	años
LCOE	171,17	€/MWh

Los resultados muestran que el proyecto es económicamente viable bajo las hipótesis de partida asumidas. El proyecto tiene un Valor Actual Neto de 640,80 M€, valor generado por encima del coste de oportunidad del capital invertido. La TIR de 10,22% está muy por encima del WACC (diferencia de 4,74 puntos porcentuales), lo que quiere decir que el proyecto retribuye la deuda y el capital muy por encima de lo exigido. El payback descontado

muestra que la inversión se recupera a los 13,48 años del parque, es decir al 54% de su vida útil.

El LCOE del parque es de 171,17 €/MWh. El estudio de *Cost of Wind Energy Review* de NREL [NREL24b] muestra un valor de 181 \$/MWh (154,70 €/MWh para un tipo de cambio de 1€=1,17\$). Este valor es coherente con respecto a esta fuente de referencia, porque la estimación ha perjudicado los costes de este proyecto debido a la diferencia de potencia total del parque y la diferencia de potencias unitarias de los aerogeneradores entre este proyecto y el proyecto del estudio de NREL, entre otras razones.

El origen de la rentabilidad de este proyecto reside en la diferencia entre el precio de venta (186,09 €/MWh) y el LCOE (171,17 €/MWh) estimados. La diferencia es de 14,92 €/MWh (un 8,7%), que es la ganancia del parque a lo largo de su vida útil. Esta diferencia positiva se ve reflejada en el valor positivo del VAN y que el $TIR > WACC$.

Sin embargo, este proyecto no sería viable bajo un contrato PPA (Power Purchase Agreement) con un consumidor privado. Según el informe LevelTen Energy European PPA Price Index (2025) [LEVT25], el precio de los contratos PPA eólicos en España se sitúan alrededor de 57 €/MWh. En ese caso el precio de venta quedaría muy por debajo del LCOE. En este caso el proyecto no sería capaz de cubrir su coste nivelado de producción de energía sin un mecanismo de ayudas económicas.

6.4.5 CONTEXTUALIZACIÓN DEL LCOE

A continuación, se presentan las estructuras del LCOE de la tecnología eólica marina flotante (*Gráfico 44*) frente a la eólica terrestre (*Gráfico 42*) y la eólica marina de cimentación fija (*Gráfico 43*) recogidas en el estudio de NREL [NREL24b].

Levelized Cost Breakdown for Reference Land-Based Wind Plant

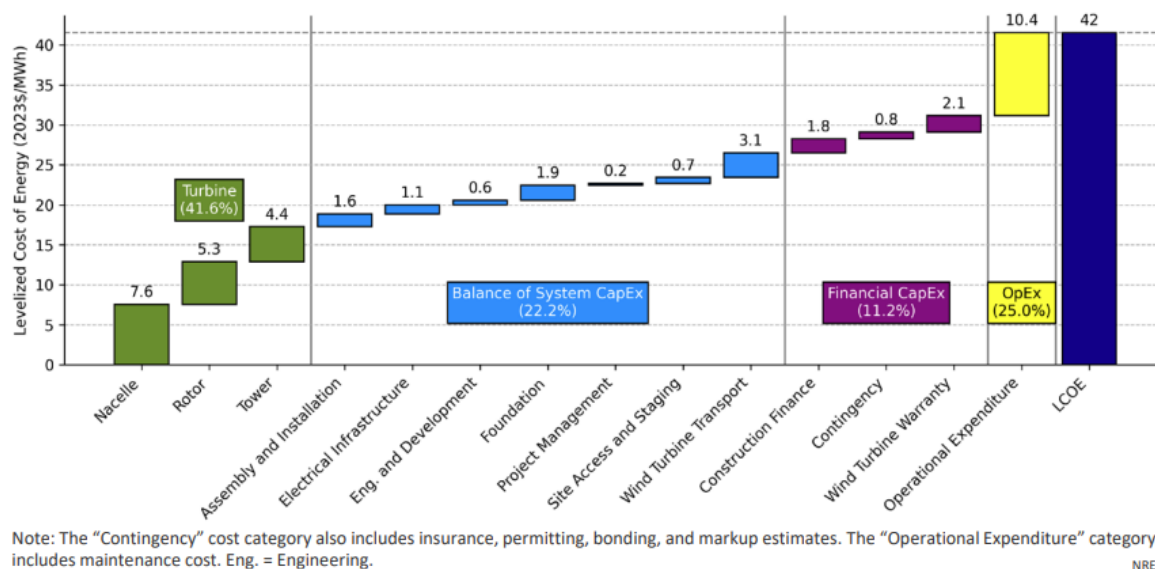


Gráfico 42. Estructura del LCOE - eólica terrestre, fuente: NREL [NREL24b].

Levelized Cost Breakdown for Reference Fixed-Bottom Offshore Wind Plant

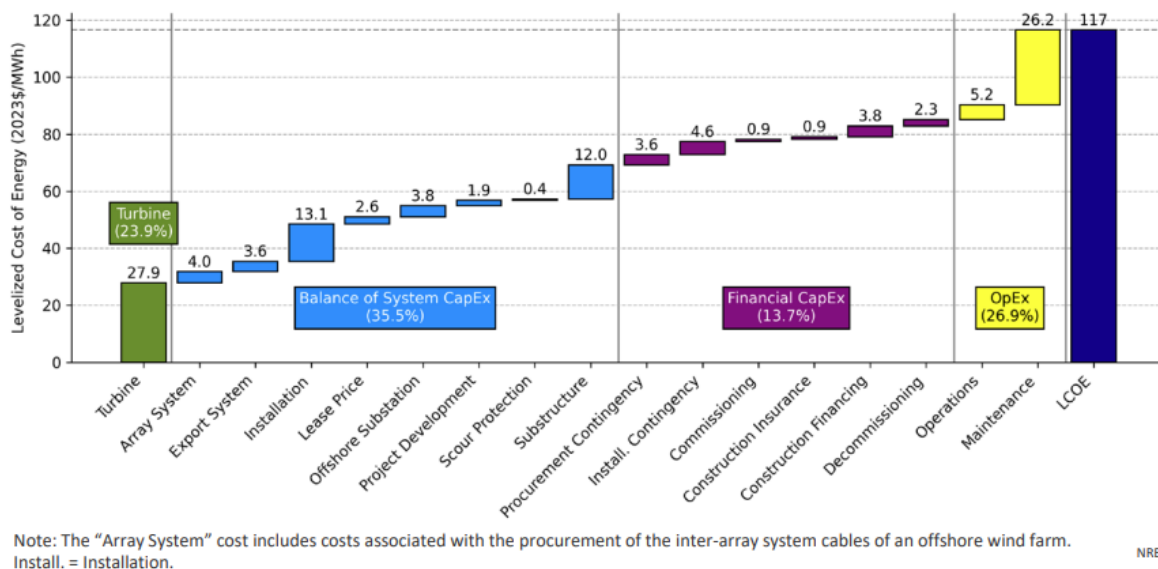
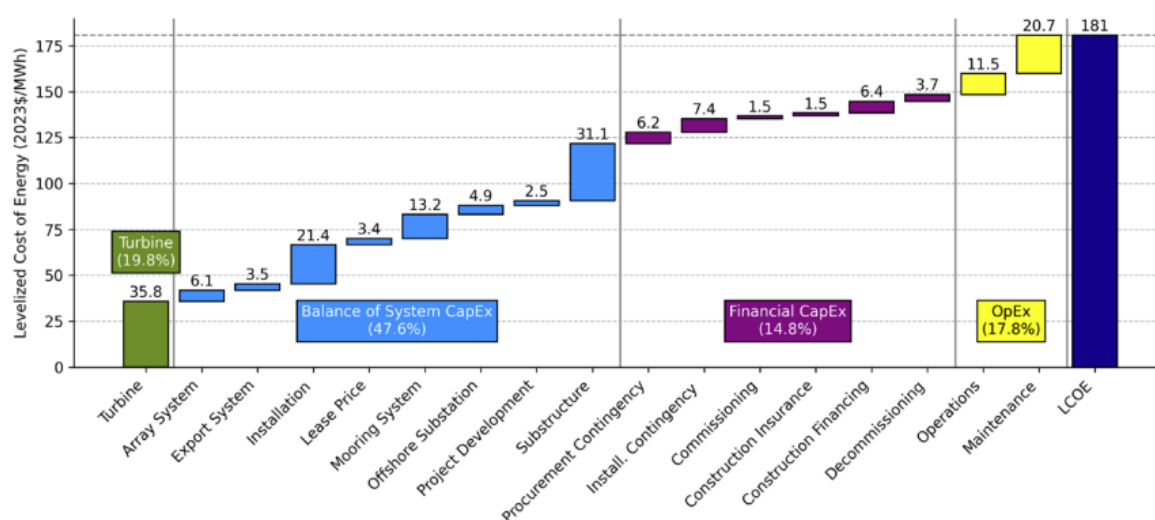


Gráfico 43. Estructura del LCOE - eólica marina de cimentación fija, fuente: NREL [NREL24b].

Levelized Cost Breakdown for Reference Floating Offshore Wind Plant



Note: The "Array System" cost includes costs associated with the procurement of the inter-array system cables of an offshore wind farm.
Install. = Installation.

NREL

Gráfico 44. Estructura del LCOE - eólica marina flotante, fuente: NREL [NREL24b].

En primer lugar, la eólica terrestre presenta el LCOE más bajo, con 42 \$/MWh (35,90 €/MWh para un tipo de cambio de 1€=1,17\$). Le sigue la eólica marina de cimentación fija, con 117 \$/MWh (100 €/MWh para un tipo de cambio de 1€=1,17\$), y finalmente la eólica marina flotante con 181 \$/MWh (154,70 €/MWh para un tipo de cambio de 1€=1,17\$). La eólica marina flotante tiene un LCOE 4,3 veces superior a la eólica terrestre y 1,5 veces superior a la eólica marina de cimentación fija. Como se ha analizado previamente, este dato es coherente y se debe a la mayor complejidad técnica y el menor nivel de desarrollo técnico y comercial de la eólica marina flotante.

Entrando en el detalle de las estructuras de los diferentes LCOE, la proporción del coste de la turbina disminuye para las tecnologías más alejadas de la costa a pesar de que el coste (\$/MWh) aumente. Es decir, la turbina tiene un peso del 41,6% (17,3 \$/MWh) para la eólica terrestre, 23,9% (27,9 \$/MWh) para la marina de cimentación fija, y 19,8% (35,8 \$/MWh) para la marina flotante. Por otro lado, la proporción del Balance of System CapEx (infraestructura eléctrica, instalación, coste de arrendamiento, subestación marina, desarrollo

de proyecto, plataforma flotante, sistema de fondeo) aumenta para las tecnologías más alejadas de la costa. Tiene un peso del 22,2% (9,2 \$/MWh) para la eólica terrestre, 35,5% (41,4 \$/MWh) para la marina de cimentación fija, y 47,6% (86,1 \$/MWh) para la marina flotante. Este patrón se explica porque la tecnología marina hace frente a mayores costes de infraestructura del parque y de logística por el difícil acceso.

Finalmente, la proporción del OPEX en el LCOE es menor en la eólica marina flotante que en la eólica marina de cimentación fija (17,8% frente a 26,9%, respectivamente), y el coste absoluto es muy parecido (32,2 \$/MWh frente a 31,4 \$/MWh, respectivamente). Tiene sentido porque los costes de operación y mantenimiento de las dos tecnologías son muy cercanos, a pesar de la diferencia de profundidad y de tecnología de cimentación.

Capítulo 7. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

7.1 CONTAMINACIÓN EVITADA

Este capítulo se centra en evaluar el ahorro de emisiones asociado al parque eólico marino de este Trabajo de Fin de Máster (TFM). El estudio en cuestión se ha realizado en términos de CO₂ equivalentes (CO₂-eq). Esta magnitud permite juntar en una misma unidad el efecto de los distintos gases de efecto invernadero asociados a la combustión en la fase de generación de energía eléctrica a partir de fuentes fósiles. Este indicador es el de referencia empleado por Red Eléctrica de España (REE). Permite homogenizar bajo una misma unidad, el impacto que tienen en la atmósfera los diferentes gases de efecto invernadero. Al tratarse de un Territorio No Peninsular (TNP) no conectado a la red peninsular, los factores de emisión y las tecnologías instaladas difieren de los del sistema peninsular.

El sistema eléctrico Canario carece de red de gasoducto, por lo que el ciclo combinado y las turbinas de gas hacen uso de gasóleo, en lugar de gas natural. Usar gas natural les hubiese permitido reducir las emisiones de CO₂-eq [REE21b]:

- 0,41 tCO₂-eq/MWh en lugar de 0,60 tCO₂-eq/MWh para el Ciclo combinado.
- 0,84 tCO₂-eq/MWh en lugar de 1,12 tCO₂-eq/MWh para las Turbinas de Gas.

A continuación, se presenta la tabla de Red Eléctrica (*Tabla 35*). Esta tabla utiliza las siguientes fuentes de información [REE21b]:

- Inventario de emisiones de cada planta, disponible en el Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes.
- Información de producción real de cada planta (SIMEL).
- Factores de emisión del Reglamento (UE) 601/2012 de la Comisión Europea de 21 de junio de 2012.
- Factores de emisión por tecnología del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión.

- Factores de emisión por tecnología en los territorios no peninsulares Resolución de la DGPEM de 30 de junio de 2017.
- Rendimientos por tecnología del Plan de Energías Renovables en España 2005-2010.
- Rendimientos eléctricos equivalentes de la cogeneración del Real Decreto 413/2014.

Tabla 35. Emisiones de CO₂-eq asociados a la generación de electricidad en los Territorios no peninsulares, fuente: Red Eléctrica [REE21b].

Territorios no peninsulares	
Tecnología	Emisiones CO ₂ -eq (tCO ₂ -eq/MWh)
Central Térmica Ciclo Combinado (Gasóleo)	0,60
Central Térmica Ciclo Combinado (Gas Natural)	0,41
Central Térmica de Carbón	1,05
Motores Diesel (gasoil, fuel, gas natural)	0,68
Central Térmica Vapor	0,90
Turbina de Gas (Gasóleo)	1,12
Turbina de Gas (Gas Natural)	0,84
Cogeneración	0,38
Residuos	0,24

El parque eólico marino produce 706,12 GWh/año netos a red. A partir de estos datos, se ha calculado el ahorro de emisiones con respecto a 4 tecnologías:

- Central Térmica de Ciclo Combinado
- Central Térmica de Carbón
- Central Térmica de Vapor (fuel-oil)
- Mix Eléctrico de Canarias 2025: los factores de emisión de las tecnologías del mix canario se han ponderado según su participación en la generación eléctrica total de Canarias en 2025, a partir de los datos recogidos en la *Tabla 39*.

A continuación, se muestran las emisiones de CO₂-eq evitadas anualmente (*Tabla 36*):

Tabla 36. Emisiones de CO₂-eq evitadas anualmente en el parque eólico marino propuesto, fuente: elaboración propia a partir de los datos de Red Eléctrica [REE21b], [REE26b].

Tecnología comparativa	Factor CO ₂ -eq (t/MWh)	Emisiones de CO ₂ -eq evitadas (t/MWh)
Central Térmica Ciclo Combinado (Gasóleo)	0,6	423.672,0
Central Térmica de Carbón	1,05	741.426,0
Central Térmica Vapor (fuel-oil)	0,9	635.508,0
Mix Eléctrico de Canarias (2025)	0,536	378.296,7

Para mostrar el impacto acumulado del proyecto a lo largo de toda su vida útil, se han considerado dos escenarios de vida operativa del parque: 25 años, y su extensión a 30 años (de 5 años). Se presentan los resultados en la *Tabla 37*:

Tabla 37. Emisiones de CO₂-eq evitadas durante todo el ciclo de vida del parque eólico marino propuesto, para 25 años y 30 años de vida útil, fuente: elaboración propia a partir de los datos de Red Eléctrica [REE21b], [REE26b].

Tecnología comparativa	Emisiones de CO ₂ -eq evitadas (t) - 25 años	Emisiones de CO ₂ -eq evitadas (t) - 30 años
Central Térmica Ciclo Combinado (Gasóleo)	10.591.800	12.710.160
Central Térmica de Carbón	18.535.650	22.242.780
Central Térmica Vapor (fuel-oil)	15.887.700	19.065.240
Mix Eléctrico de Canarias (2025)	9.457.418	11.348.902

Para dimensionar la cifra de 9,46 millones de toneladas de CO₂-eq evitadas a lo largo de la vida útil del parque eólico marino de referencia (25 años), se ha calculado que equivalen a las emisiones anuales de aproximadamente 207.547 *turismos* circulando en Canarias, durante los 25 años. El resultado anual es el mismo para el escenario de 30 años de vida útil del parque eólico marino, por lo que se extendería de 5 años más.

Esta equivalencia se ha calculado a partir de la emisión media de un turismo en España: 138 gCO₂/km [FLEE22], y del kilometraje anual medio de un turismo en Canarias, consultable en la *Tabla 38*, de 13.208 km/año [DGT24]. Si se multiplican ambos datos, se obtiene una emisión media de 1,82 tCO₂/año por vehículo. Finalmente, se dividen las emisiones de CO₂-eq evitadas anuales (t) en el Mix eléctrico de Canarias de 2025 entre la emisión media por vehículo, obteniéndose de esta manera el resultado presentado anteriormente.

Tabla 38. Kilómetros medios estimados por tipo de vehículo y CCAA para el parque circulante de 2024, fuente: Dirección General de Tráfico [DGT24].

Tabla 9. Kilómetros medios estimados por tipo de vehículo y comunidad autónoma para el parque circulante de 2024.

Año	CCAA	Ciclomotores	Motocicletas	Turismos	Furgonetas	Camiones ≤ 3500kg	Camiones > 3500kg	Autobuses	Tractores Industriales
2024	Andalucía	2.063	2.914	11.625	12.874	12.538	24.466	45.079	102.421
2024	Aragón	1.757	2.532	11.757	13.548	12.566	31.231	60.119	95.003
2024	Asturias (Principado de)	2.218	2.455	11.956	13.614	13.950	25.829	50.711	79.778
2024	Baleares (Illes)	2.553	3.152	11.331	13.382	12.575	23.402	50.745	38.027
2024	Canarias	3.137	3.532	13.208	11.648	13.077	20.231	50.171	34.086
2024	Cantabria	2.056	2.614	12.762	16.123	14.142	28.784	44.697	91.409
2024	Castilla y León	1.606	2.231	11.599	13.852	12.466	27.074	48.102	82.291

7.2 MIX ELÉCTRICO DE CANARIAS

El Sistema Canario constituye un conjunto de sistemas insulares no interconectados con la Península. Esta característica ha condicionado históricamente su dependencia a las energías fósiles para su generación energética. Según los datos publicados por Red Eléctrica [REE26b], Canarias produjo en 2025 8.998 GWh, de los cuales un 22,5% fueron cubiertos con fuentes renovables. La Tabla 39 recoge la estructura del Mix eléctrico Canario de 2025:

Tabla 39. Mix Eléctrico de Canarias – 2025, fuente: elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica [REE21b]

Mix Eléctrico de Canarias 2025		
Tecnología	Tipo	Parte del Mix - generación (%)
Central Térmica Ciclo Combinado (Gasóleo)	No Renovable	41,30%
Central Térmica Vapor (fuel-oil)	No Renovable	13,50%
Motores diésel	No Renovable	19,70%
Turbina de gas (gasóleo)	No Renovable	2,90%
Eólica	Renovable	15,30%
Solar FV	Renovable	7,00%
Otras renovables	Renovable	0,20%

Capítulo 8. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Este proyecto eólico marino flotante en Canarias (Gran Canaria), de 136,80 MW de potencia instalada y un total de 19 aerogeneradores Vestas V172 de 7,2 MW de potencia unitaria, resulta viable técnica y económicamente en el contexto específico del sistema eléctrico canario.

El emplazamiento escogido en las Islas Canarias combina un gran recurso eólico marino con un sistema eléctrico no peninsular cuyos costes de generación son muy superiores a los del sistema peninsular. Sin embargo, la solución técnica de cimentación del proyecto ha sido fuertemente condicionada por la elevada profundidad del emplazamiento. Estas circunstancias han obligado a escoger la plataforma flotante como solución, lo que ha aumentado la complejidad y los costes de inversión del proyecto.

Su viabilidad no puede extrapolarse a un entorno peninsular ni a un esquema de contrato de compraventa de energía (PPA). El proyecto presenta un elevado coste nivelado de la energía (LCOE) de 171,17 €/MWh, muy superior a tecnologías más maduras (tecnología fotovoltaica solar, eólica terrestre, eólica marina de cimentación fija, entre otras). No obstante, resulta ser rentable gracias al alto coste de la energía en el Sistema No Peninsular de Gran Canaria, que ofrece una gran oportunidad para el desarrollo de la eólica marina flotante.

Debido a su elevado LCOE, la eólica marina flotante no se encuentra en condiciones de competir con otras fuentes de generación. No podría desarrollarse bajo contratos de compraventa de energía (PPA) con consumidores privados sin mecanismos de apoyo. Esto se debe al estado actual de la tecnología y del mercado, que están en desarrollo y siguen a un nivel de poca madurez.

Las elevadas profundidades de los emplazamientos en aguas españolas hacen inviable el uso de estructuras fijas y fuerza a optar por soluciones de estructuras flotantes y sistemas de

fondeo que concentran cerca de la mitad de la inversión total del proyecto (47,6% del LCOE para el balance del sistema, frente al 22,2% de la eólica terrestre). Esta razón es el principal freno económico al despliegue de la eólica marina en España.

España ha establecido por primera vez el marco de concurrencia competitiva para las energías renovables marinas [BOE24]. Además, ha tramitado las bases del primer procedimiento de subasta de eólica marina en España [MITE24b]. Su objetivo se define en la Hoja de Ruta para desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar, y es de instalar entre 1 y 3 GW eólicos marinos para 2030 [MITE21].

El programa del IDEA, PORT-EOLMAR, financiado por la Unión Europea (fondos Next Generation EU), ha destinado 212 M€ de ayudas a proyectos de inversión para la “adaptación física de la infraestructura portuaria nacional en puertos de interés general destinada al despliegue de la eólica marina y otras renovables marinas en España” [IDAE26a]. En paralelo, el programa RENMARINAS DEMOS del IDEA ha destinado cerca de 147 M€ para la “la inversión proyectos piloto y plataformas de ensayo e infraestructuras portuarias para renovables marinas” [IDAE26b].

Es necesario combinar todas estas sinergias para impulsar el desarrollo de la eólica marina en España, como parte de la solución de su transición energética. Las iniciativas y ayudas constituyen el entorno que se necesita para que proyectos como el de este trabajo sean viables a través de un despliegue progresivo.

Cabe destacar que el estudio técnico y económico de este proyecto ofrecen una aproximación rigurosa, pero presenta varias líneas de mejora que han quedado fuera del alcance de este trabajo.

A continuación, se proponen líneas de desarrollo para futuros trabajos:

- *Análisis comparativo de proyectos piloto de la industria eólica marina flotante*: sería muy interesante analizar los resultados técnicos y económicos de proyectos piloto realizados o en fase de demostración, y estudiar las soluciones que pueden ofrecer

una reducción en el LCOE y presentar una mayor madurez de cara a nuevos proyectos.

- Estudio de arquitecturas alternativas para la subestación offshore: Debido al gran impacto de la subestación marina flotante y de su tecnología de cimentación sobre el LCOE, sería de gran interés estudiar las alternativas (subestación fija en zonas de menor profundidad, subestación terrestre) y analizar el impacto sobre el CAPEX y el LCOE.
- Estudio del potencial de otras energías marinas en España: Otro trabajo con gran relevancia sería estudiar las diferentes tecnologías renovables marinas (energía undimotriz, mareomotriz, corrientes marinas, solar flotante marino). Su análisis permitiría evaluar su compatibilidad con las aguas españolas y su viabilidad para complementar a la eólica marina en la transición energética de España.
- Evaluación del valor económico de la hibridación con almacenamiento (BESS): se propone un trabajo de estudio de viabilidad técnica y económica de un parque eólico marino hibridado con un sistema de almacenamiento de energía (BESS).
- Evaluación de la hibridación con producción de hidrógeno verde: se propone estudiar la posibilidad y el impacto económico de usar parte de la producción a la electrólisis para generación de hidrógeno verde en periodos de excedente o de precio bajo (sistema peninsular).

Capítulo 9. BIBLIOGRAFÍA

- [ENER25] Energy Institute, “Statistical Review of World Energy”, 74th Edition. 2025.
- [UNFC23] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), “El Acuerdo de París”, Available: <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>. 2023.
- [IPCC11] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (SRREN), 2011.
- [IPCC18] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), “Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels”, 2018.
- [IPCC22] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Sixth Assessment Report (AR6) – Working Group III: Mitigation of Climate Change, 2022.
- [IPCC23] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), “Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report”. 2023.
- [IREN23] International Renewable Energy Agency (IRENA), "World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway". Abu Dhabi, 2023.
- [IREN24a] International Renewable Energy Agency (IRENA), Renewable Power Generation Costs in 2024, Abu Dhabi, 2025.
- [IREN24b] International Renewable Energy Agency (IRENA), Floating offshore wind outlook, 2025.
- [GWEC25] Global Wind Energy Council (GWEC), “Global Wind Report 2025”. 2025.
- [GWEC26] Global Wind Energy Council (GWEC), “Global Wind Report 2026”. 2026.
- [ELE22] El Economista, “Fracaso total: solo Forestalia y Elawan logran 50 MW en la subasta de renovables”, 2022.
- [WIND20] WindEurope, “Offshore Wind in Europe Key trends and statistics 2020”, 2020.
- [WIND26] WindEurope, “Wind Energy in Europe 2025: Statistics and Outlook”, 2026.
- [BNEF26] BloombergNEF, Global Wind Turbine Market Shares 2025, Nueva York, 2026.
- [MITE21] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), Hoja de Ruta de Eólica Marina y Energías del Mar, Madrid, diciembre 2021.

- [MITE24a] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030, Madrid, 2024.
- [MITE24b] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), “Consulta pública previa para la orden por la que se aprueben las bases del primer procedimiento de concurrencia competitiva de las instalaciones eólicas marinas”, 2024.
- [MITE26] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), “InfoMAR — Sistema de Información sobre el Medio Marino”, visor, CEDEX, <https://infomar.miteco.es/visor.html>, acceso 2026.
- [AEE25] Asociación Empresarial Eólica (AEE), Informe Anual del Sector Eólico 2025, Madrid, 2025.
- [REE21a] Red Eléctrica de España (REE), “Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. Período 2021-2026”, 2021.
- [REE21b] Red Eléctrica de España (REE), “Emisiones de CO₂ asociadas a la generación de electricidad en España”, 2021.
- [REE25] Red Eléctrica de España (REE), El Sistema Eléctrico Canario 2024, 2025.
- [REE26a] Red Eléctrica de España (REE), El Sistema Eléctrico Español 2025, 2026.
- [REE26b] Red Eléctrica de España (REE), “Según datos de Red Eléctrica; La demanda eléctrica crece en Canarias un 1,1% en 2025 y la potencia renovable instalada roza el 33%”, Nota de prensa, 2026.
- [REE26c] Red Eléctrica de España (REE), “ESIOS — Precio medio de la generación en los SNP por subsistema (Gran Canaria)”, 2026.
- [GOBI22] Gobierno de Canarias – Dirección General de Energía, “Anuncio de información pública: solicitud de Autorización Administrativa y Declaración de Utilidad Pública de la instalación eléctrica 'Nueva Subestación Barranco de Tirajana III 220 kV y Línea subterránea de transporte de energía eléctrica a 220 kV, doble circuito, Barranco de Tirajana II – Barranco de Tirajana III', expediente AT-22/005”, 2022.
- [THOM25] Thomas, B., Costoya, X., deCastro, M., Iglesias, G., Gomez-Gesteira, M., “Levelized cost of energy for various floating offshore wind farm designs in the areas covered by the Spanish maritime spatial planning”, Applied Energy, 2025.
- [OMIE25] Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), “Evolución del mercado de electricidad, informe anual”, 2025.

- [CNMC24a] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia CNMC, “INF/DE/167/24 – Solicitud de datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para 2025”, 2024.
- [CNMC24b] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia CNMC, “Acuerdo por el que se remite a la dirección general de política energética y minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para 2025”, 2024.
- [CNMC26] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia CNMC, “Informe sobre la propuesta de resolución de la DGPEM por la que se otorga a Esteyco, S.A. autorización administrativa previa y autorización administrativa de construcción para la instalación del prototipo WHEEL de eólica marina flotante, de 6 MW, y su infraestructura de evacuación, ubicado frente al tramo de costa entre Las Palmas de Gran Canaria y Telde, en la isla de Gran Canaria”, 2026.
- [PRIN26] Principle Power, Inc., “WindFloat Atlantic”, ficha de proyecto, 2026.
- [SAIP22] Saipem, “Saipem and Siemens Energy sign a MoU to jointly develop a concept for floating electrical substation”, nota de prensa. 2022.
- [SAIP24] Saipem, “Offshore Wind, Our key solution for renewable energy”, ficha de proyecto. 2024.
- [SAIP25] Saipem, “Saipem presents Star1, its technology for floating offshore wind”, nota de prensa, 2025.
- [SAIP26a] Saipem, “Neart na Gaoithe Offshore Wind Farm”, ficha de proyecto, 2026.
- [SAIP26b] Saipem, “Floating Substation Designs for Offshore Wind Applications”, Brochure, 2026.
- [SBMO23] SBM Offshore, “SBM Offshore announces successful installation of 3 floating wind units for Provence Grand Large”, nota de prensa, 2023.
- [SBMO24] SBM Offshore, Technip Energies, “SBM Offshore and Technip Energies reach implementation of EkWiL, a company dedicated to Floating Offshore Wind”, nota de prensa, 2024.
- [OCER25] Ocergy, “The Official Kickoff of the ECORD15 Project”, 2025.
- [OCER26] Ocergy, “OCG Wind”, <https://www.ocergy.com/ocg-wind>, 2026.
- [TOTA24] TotalEnergies, “United Kingdom: TotalEnergies launches floating offshore wind pilot project”, nota de prensa, 2024.

- [DEME26] DEME Group, “Orion”, ficha técnica, 2026.
- [AKER26] Aker Solutions, “Hywind Tampen – Floating Offshore Wind”, ficha de Proyecto, 2026.
- [NNGO26] Neart na Gaoithe Offshore Wind Farm, página oficial del proyecto.
<https://nngoffshorewind.com>, 2026.
- [MORA26] Moray West Offshore Wind Farm, página oficial. <https://www.moraywest.com>, 2026.
- [PRYS26] Prysmian, “Provence Grand Large”, ficha de proyecto, 2026.
- [DNV17a] DNV, “DNV-RP-N103 Modelling and Analysis of Marine Operations”, norma, 2017.
- [DNV17b] DNV, “DNV-ST-0054 Transport and installation of wind power plants”, norma, 2023.
- [DNV23] DNV, “DNV-ST-N001 Marine Operations and Marine Warranty”, norma, 2023.
- [DNV24] DNV, “DNV-ST-0437 Loads and site conditions for wind”, norma, 2024.
- [DNV25] DNV, “DNV-ST-0119 Floating wind turbines”, norma, 2025.
- [ISO20] International Organization for Standardization (ISO), norma ISO 29400:2020, 2020.
- [BOE12] Jefatura del Estado, Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, 2012.
- [BOE13] Jefatura del Estado, Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, BOE núm. 310, de 27/12/2013, 2013.
- [BOE14a] Jefatura del Estado, Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23., BOE núm. 139, de 09/06/2014, 2014.
- [BOE14b] Jefatura del Estado, Ley 14/2014, de 24 de julio, de Navegación Marítima, BOE núm. 180, de 25/07/2014, 2014.
- [BOE14c] Jefatura del Estado, “Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades”, 2014.
- [BOE15] Jefatura del Estado, Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, 2015.

- [BOE22] Jefatura del Estado, Ley 6/2022, de 27 de diciembre, de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias, BOE núm. 30, BOC núm. 257, de 04/02/2023, 2022.
- [BOE23A] Jefatura del Estado, Real Decreto 150/2023, de 28 de febrero, por el que se aprueban los planes de ordenación del espacio marítimo de las cinco demarcaciones marinas españolas, BOE núm. 54, de 04/03/2023, 2023.
- [BOE23B] Jefatura del Estado, Real Decreto 186/2023, de 21 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento de Ordenación de la Navegación Marítima, BOE núm. 69, de 11/04/2023, 2023.
- [BOE24] Jefatura del Estado, Real Decreto 962/2024, de 24 de septiembre, por el que se regula la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en instalaciones ubicadas en el mar, BOE núm. 232, de 25/09/2024, 2024.
- [BOE26] Jefatura del Estado, Real Decreto-ley 18/2026, de 29 de junio, de medidas urgentes en materia energética, 2026.
- [DHIG26] DHI Group, “Decode Offshore Wind Engineering Challenges at Every Stage”, blog, 2026.
- [NREL24] National Renewable Energy Laboratory (NREL), “Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition”, informe NREL/TP-5000-91775, 2024.
- [FROS25] Frossard, R., Bendzovski, R., Tuveng, E., “Hywind Tampen – A geotechnical- and structural design of shared suction anchors, from concept to installation”, 2025.
- [VEST22] Vestas, “Vestas introduces the V172-7.2 MW, enhancing performance in low to medium wind conditions”, 2022.
- [VEST23] Vestas, “Vestas wins first V172-7.2 MW order for a 43 MW project in Germany”, 2023.
- [VEST24] Vestas, “Vestas wins 65 MW project for V172-7.2 MW turbines in Germany”, 2024.
- [VEST25] Vestas, “Vestas wins 115 MW order in Germany for largest order of V172-7.2 MW turbines to date”, 2025.
- [VEST26] Vestas, “EnVentus Platform Brochure”, 2026.
- [ASOC26] Asociación Clúster de Logística y Transporte de Canarias (ASOCELPA), “Puertos de Las Palmas”. <https://asocelpa.es/puertos-de-las-palmas>, 2026.
- [RAH21] Rahul et al. “Floating offshore wind turbines: Installation, operation, maintenance and decommissioning challenges and opportunities”, 2021.

- [EMOD26] EMODnet Bathymetry Map viewer, emodnet.ec.europa.eu, 2026.
- [IEO26] IEO-CSIC Cartografía, <https://ideo-base.ieo.es/>, 2026.
- [GOOG26] Google LLC, “Google Earth Pro”, versión 7.3.7.1155, instalación 2026.
- [DTU26a] Technical University of Denmark (DTU), “Global Wind Atlas”,
<https://globalwindatlas.info/en>, acceso 2026.
- [DTU26b] Technical University of Denmark (DTU), “WAsP”, versión 4.9.316.0, licencia estudiante, instalación 2026.
- [WIND26] UL Solutions, “Windographer”, versión 6.0.9, licencia de prueba, instalación 2026.
- [IEC11] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 60076-1:2011, “Power transformers – Part 1: General”, 2011.
- [IEC19] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 63026:2019: “Submarine power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 60 kV ($U_m = 72,5$ kV) – Test methods and requirements”, 2019.
- [IEC21] International Electrotechnical Commission (IEC), 60502-1:2021, “Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV) - Part 1: Cables for rated voltages of 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) and 3 kV ($U_m = 3,6$ kV)”, 2021.
- [IEC22a] International Electrotechnical Commission (IEC), 61400-12-1:2022, “Wind energy generation systems - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines”, 2022.
- [IEC22b] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 62067:2022, “Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 150 kV up to 500 kV – Test methods and requirements”, 2022.
- [IEC23a] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 60228:2023, “Conductors of insulated cables”, 2023.
- [IEC23b] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 60287-1-1:2023, “Electric cables - Calculation of the current rating - Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses – General”, 2023.
- [IEC25] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 61400-3-2:2025: “Wind energy generation systems - Part 3-2: Design requirements for floating offshore wind turbines”, 2019.
- [HITA21] Hitachi Energy, “Transformers for floating applications”, ficha técnica, 2026.

- [COPE26] Copernicus Marine Service (Mercator Ocean International), portal de datos.
Available: <https://data.marine.copernicus.eu>, 2026
- [ABB26a] ABB, “XLPE Submarine Cable Systems – Attachment to XLPE Land Cable Systems, User's Guide”, acceso 2026.
- [ABB26b] ABB, “XLPE Land Cable Systems, User's Guide”, acceso 2026.
- [SIEM22] Siemens Energy, “Gas-insulated switchgear type 8DN9”, datos técnicos, acceso 2022.
- [SIEM25] Siemens Energy, “Switchgear Types 8DA10 and 8DB10 up to 40.5 kV, Gas-Insulated”, 2025.
- [SIEM26a] Siemens Energy, “NXPLUS C Wind – The Specialist”, ficha técnica, acceso 2026.
- [SIEM26b] Siemens Energy, “Fixed-Mounted Circuit-Breaker Switchgear Type NXPLUS C up to 36 kV, Gas-Insulated”, catálogo, 2026.
- [SIEM26c] Siemens Energy, “Gas-Insulated Switchgear up to 245 kV, 50 kA, 3150 A Type 8DN9”, ficha técnica, acceso 2026.
- [NREL24a] National Renewable Energy Laboratory, "Levelized Cost of Energy Comparison of Floating Wind Farms With and Without Shared Anchors", 2024.
- [NREL24b] National Renewable Energy Laboratory, "Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition", 2024.
- [BVG24] BVG Associates, ORE Catapult, The Crown Estate, “Guide to Floating Offshore Wind, Wind Farm Costs”, 2024.
- [INE26] Instituto Nacional de Estadística, “Índice de Precios de Consumo (IPC), tasas de variación mensual”, 2026.
- [LEVT25] LevelTen Energy, “European PPA Price Index Report, 2025”, 2025.
- [DGT24] Dirección General de Tráfico (DGT), “Estimación de la distancia recorrida anualmente por el parque móvil para el año 2024”, Expediente núm. 3DGT6AP00018, 2024.
- [FLEE22] Fleet People, “España reducirá un 12% las emisiones de CO2 de los coches nuevos en 2023, con 71 gramos por kilómetro”, 2022.
- [IDAE26a] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), “Primera Convocatoria - Programa PORT-EOLMAR. Ayudas a proyectos de inversión para la adaptación física de la infraestructura portuaria nacional en puertos de interés general destinada al despliegue de la eólica marina y otras renovables marinas en España”, 2026.

- [IDAE26b] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), “Primera convocatoria del programa de incentivos 'RENMARINAS DEMOS' para la concesión de ayudas a la inversión en proyectos piloto y plataformas de ensayo e infraestructuras portuarias para renovables marinas”, 2026.

ANEXO I – TABLAS: CURVAS DE LOS AEROGENERADORES

- NORDEX N163, 7 MW:

Nordex N163/6.X – Power curves – Mode 0

for hub heights 113 m, 118 m, 119 m, 138 m, 148 m, 159 m, 164 m and 169 m								
wind speed v_H [m/s]	Power P_{st} [kW] at air density ρ [kg/m ³]							
	1.125	1.150	1.175	1.200	1.225	1.250	1.275	1.300
3.0	36	38	40	42	45	47	49	51
3.5	132	137	141	145	150	154	158	163
4.0	262	269	276	283	291	298	305	312
4.5	422	433	444	454	465	476	487	497
5.0	614	629	644	659	674	689	704	719
5.5	841	861	881	901	921	941	961	981
6.0	1111	1137	1163	1189	1214	1240	1266	1292
6.5	1427	1460	1493	1526	1559	1592	1625	1658
7.0	1796	1837	1878	1919	1960	2001	2042	2083
7.5	2220	2270	2320	2370	2420	2470	2520	2571
8.0	2701	2762	2823	2883	2944	3005	3065	3125
8.5	3236	3308	3380	3452	3524	3591	3658	3722
9.0	3792	3876	3960	4044	4125	4194	4261	4325
9.5	4344	4440	4536	4632	4721	4788	4851	4911
10.0	4876	4983	5090	5199	5297	5359	5418	5472
10.5	5378	5498	5617	5726	5823	5875	5924	5968
11.0	5836	5952	6066	6156	6235	6273	6308	6341
11.5	6212	6307	6401	6474	6537	6565	6590	6614
12.0	6495	6572	6649	6703	6751	6770	6788	6804
12.5	6705	6763	6822	6859	6892	6904	6915	6926
13.0	6850	6892	6932	6953	6971	6978	6983	6989
13.5	6943	6967	6990	6994	6998	6999	7000	7000
14.0	6990	6996	7000	7000	7000	7000	7000	7000
14.5	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
15.0	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
15.5	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
16.0	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
16.5	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
17.0	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
17.5	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
18.0	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
18.5	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
19.0	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
19.5	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
20.0*	6882	6882	6882	6882	6882	6882	6882	6882
20.5*	6603	6603	6603	6603	6603	6603	6603	6603
21.0*	6331	6331	6331	6331	6331	6331	6331	6331
21.5*	6059	6059	6059	6059	6059	6059	6059	6059
22.0*	5794	5794	5794	5794	5794	5794	5794	5794
22.5*	5528	5528	5528	5528	5528	5528	5528	5528
23.0*	5270	5270	5270	5270	5270	5270	5270	5270
23.5*	5012	5012	5012	5012	5012	5012	5012	5012
24.0*	4760	4760	4760	4760	4760	4760	4760	4760
24.5*	4508	4508	4508	4508	4508	4508	4508	4508
25.0*	4264	4264	4264	4264	4264	4264	4264	4264
25.5*	4019	4019	4019	4019	4019	4019	4019	4019
26.0*	3774	3774	3774	3774	3774	3774	3774	3774

* These values are based on a yield and load optimized operation that is not feasible at all sites.

Nordex N163/6.X – Thrust curves – Mode 0

for hub heights 113 m, 118 m, 119 m, 138 m, 148 m, 159 m, 164 m and 169 m								
wind speed v_H [m/s]	Thrust coefficients c_T at air density ρ [kg/m ³]							
	1.125	1.150	1.175	1.200	1.225	1.250	1.275	1.300
3.0	0.892	0.892	0.892	0.892	0.892	0.892	0.892	0.892
3.5	0.866	0.866	0.866	0.866	0.866	0.866	0.866	0.866
4.0	0.845	0.845	0.845	0.845	0.845	0.845	0.845	0.845
4.5	0.830	0.830	0.830	0.830	0.830	0.830	0.830	0.830
5.0	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820
5.5	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814
6.0	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809
6.5	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806
7.0	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806	0.805	0.805
7.5	0.802	0.802	0.802	0.802	0.802	0.801	0.800	0.797
8.0	0.787	0.787	0.787	0.787	0.787	0.784	0.780	0.776
8.5	0.762	0.762	0.762	0.762	0.761	0.757	0.751	0.746
9.0	0.730	0.730	0.730	0.730	0.729	0.723	0.717	0.710
9.5	0.694	0.694	0.695	0.694	0.692	0.685	0.678	0.670
10.0	0.655	0.655	0.654	0.652	0.649	0.641	0.633	0.625
10.5	0.613	0.611	0.609	0.606	0.602	0.594	0.586	0.577
11.0	0.567	0.565	0.562	0.559	0.554	0.546	0.537	0.528
11.5	0.521	0.518	0.515	0.511	0.506	0.498	0.489	0.480
12.0	0.475	0.472	0.468	0.464	0.459	0.450	0.442	0.433
12.5	0.431	0.427	0.424	0.419	0.414	0.405	0.397	0.389
13.0	0.390	0.386	0.382	0.378	0.373	0.365	0.357	0.350
13.5	0.354	0.349	0.345	0.341	0.336	0.329	0.322	0.315
14.0	0.321	0.316	0.312	0.307	0.302	0.296	0.290	0.284
14.5	0.291	0.286	0.282	0.277	0.273	0.267	0.261	0.256
15.0	0.264	0.259	0.255	0.250	0.246	0.241	0.236	0.231
15.5	0.240	0.235	0.231	0.226	0.221	0.217	0.212	0.208
16.0	0.217	0.213	0.209	0.204	0.200	0.196	0.192	0.188
16.5	0.198	0.194	0.189	0.185	0.181	0.178	0.174	0.171
17.0	0.181	0.177	0.173	0.169	0.166	0.163	0.160	0.157
17.5	0.167	0.163	0.160	0.156	0.153	0.150	0.147	0.145
18.0	0.155	0.151	0.148	0.145	0.142	0.140	0.137	0.134
18.5	0.144	0.141	0.139	0.136	0.133	0.131	0.128	0.126
19.0	0.136	0.133	0.130	0.128	0.125	0.123	0.121	0.119
19.5	0.129	0.126	0.123	0.121	0.119	0.116	0.114	0.112
20.0*	0.121	0.119	0.117	0.114	0.112	0.110	0.108	0.106
20.5*	0.110	0.108	0.106	0.103	0.102	0.100	0.098	0.096
21.0*	0.099	0.097	0.096	0.093	0.092	0.090	0.088	0.087
21.5*	0.089	0.087	0.086	0.084	0.082	0.081	0.079	0.078
22.0*	0.080	0.078	0.077	0.075	0.074	0.073	0.071	0.070
22.5*	0.071	0.070	0.069	0.067	0.066	0.065	0.064	0.063
23.0*	0.064	0.063	0.062	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056
23.5*	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050
24.0*	0.051	0.051	0.050	0.048	0.048	0.047	0.046	0.045
24.5*	0.046	0.045	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041	0.041
25.0*	0.042	0.041	0.041	0.040	0.039	0.038	0.037	0.037
25.5*	0.038	0.038	0.037	0.036	0.036	0.035	0.034	0.034
26.0*	0.036	0.035	0.035	0.034	0.033	0.033	0.032	0.031

* These values are based on a yield and load optimized operation that is not feasible at all sites.

Nordex N163/6.X – Power curves – Mode 5

for hub heights 113 m, 118 m, 119 m, 159 m, 164 m and 169 m (mode not available for 138 m and 148 m)								
wind speed v_H [m/s]	Power P_{el} [kW] at air density ρ [kg/m ³]							
	1.125	1.150	1.175	1.200	1.225	1.250	1.275	1.300
3.0	36	38	40	42	45	47	49	51
3.5	132	137	141	145	150	154	158	163
4.0	262	269	276	283	291	298	305	312
4.5	422	433	444	454	465	476	487	497
5.0	614	629	644	659	674	689	704	719
5.5	841	861	881	901	921	941	961	981
6.0	1111	1137	1163	1189	1214	1240	1266	1292
6.5	1427	1460	1493	1526	1559	1592	1625	1658
7.0	1796	1837	1878	1919	1960	2001	2042	2083
7.5	2218	2269	2319	2369	2419	2469	2519	2570
8.0	2678	2738	2798	2858	2918	2978	3038	3098
8.5	3142	3212	3283	3353	3423	3493	3563	3633
9.0	3593	3674	3753	3833	3913	3993	4073	4152
9.5	4019	4108	4197	4287	4375	4464	4553	4642
10.0	4410	4508	4605	4702	4800	4898	4996	5091
10.5	4774	4879	4985	5091	5194	5291	5389	5476
11.0	5120	5234	5336	5438	5532	5611	5691	5761
11.5	5436	5542	5626	5710	5786	5850	5913	5968
12.0	5691	5778	5846	5914	5974	6022	6070	6109
12.5	5887	5957	6009	6060	6105	6138	6171	6195
13.0	6033	6088	6124	6160	6189	6207	6225	6236
13.5	6137	6176	6197	6218	6233	6236	6240	6240
14.0	6203	6227	6233	6238	6240	6240	6240	6240
14.5	6234	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240
15.0	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240
15.5	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240
16.0	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240
16.5	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240
17.0	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240
17.5	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240
18.0	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240
18.5	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240
19.0	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240
19.5	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240
20.0	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240
20.5*	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240
21.0*	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240	6240
21.5*	6059	6059	6059	6059	6059	6059	6059	6059
22.0*	5794	5794	5794	5794	5794	5794	5794	5794
22.5*	5528	5528	5528	5528	5528	5528	5528	5528
23.0*	5270	5270	5270	5270	5270	5270	5270	5270
23.5*	5012	5012	5012	5012	5012	5012	5012	5012
24.0*	4760	4760	4760	4760	4760	4760	4760	4760
24.5*	4508	4508	4508	4508	4508	4508	4508	4508
25.0*	4264	4264	4264	4264	4264	4264	4264	4264
25.5*	4019	4019	4019	4019	4019	4019	4019	4019
26.0*	3774	3774	3774	3774	3774	3774	3774	3774

* These values are based on a yield and load optimized operation that is not feasible at all sites.

Nordex N163/6.X – Thrust curves – Mode 5

for hub heights 113 m, 118 m, 119 m, 159 m, 164 m and 169 m (mode not available for 138 m and 148 m)								
wind speed v_H [m/s]	Thrust coefficients c_T at air density ρ [kg/m ³]							
	1.125	1.150	1.175	1.200	1.225	1.250	1.275	1.300
3.0	0.892	0.892	0.892	0.892	0.892	0.892	0.892	0.892
3.5	0.866	0.866	0.866	0.866	0.866	0.866	0.866	0.866
4.0	0.845	0.845	0.845	0.845	0.845	0.845	0.845	0.845
4.5	0.830	0.830	0.830	0.830	0.830	0.830	0.830	0.830
5.0	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820
5.5	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814
6.0	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809
6.5	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806
7.0	0.798	0.798	0.798	0.798	0.798	0.798	0.798	0.798
7.5	0.777	0.777	0.777	0.777	0.777	0.777	0.777	0.777
8.0	0.745	0.745	0.745	0.745	0.745	0.745	0.745	0.745
8.5	0.707	0.707	0.707	0.707	0.707	0.707	0.707	0.707
9.0	0.665	0.665	0.665	0.665	0.665	0.665	0.665	0.665
9.5	0.622	0.622	0.622	0.622	0.622	0.621	0.621	0.620
10.0	0.578	0.578	0.577	0.576	0.576	0.574	0.573	0.571
10.5	0.533	0.532	0.530	0.529	0.527	0.525	0.523	0.521
11.0	0.487	0.485	0.483	0.481	0.479	0.477	0.474	0.471
11.5	0.442	0.440	0.437	0.435	0.432	0.430	0.427	0.424
12.0	0.401	0.398	0.395	0.393	0.390	0.387	0.384	0.380
12.5	0.364	0.361	0.358	0.355	0.352	0.348	0.345	0.342
13.0	0.330	0.328	0.324	0.321	0.318	0.314	0.311	0.307
13.5	0.301	0.298	0.294	0.291	0.287	0.284	0.280	0.277
14.0	0.274	0.270	0.267	0.264	0.260	0.256	0.253	0.249
14.5	0.249	0.246	0.242	0.239	0.236	0.232	0.228	0.225
15.0	0.227	0.224	0.220	0.217	0.213	0.210	0.206	0.202
15.5	0.208	0.204	0.201	0.197	0.193	0.190	0.186	0.183
16.0	0.190	0.186	0.183	0.179	0.175	0.172	0.168	0.165
16.5	0.174	0.170	0.167	0.163	0.160	0.156	0.153	0.150
17.0	0.159	0.156	0.153	0.149	0.146	0.143	0.141	0.138
17.5	0.147	0.144	0.141	0.138	0.135	0.133	0.130	0.128
18.0	0.137	0.134	0.131	0.128	0.126	0.123	0.121	0.119
18.5	0.128	0.125	0.123	0.120	0.118	0.115	0.113	0.111
19.0	0.120	0.118	0.115	0.113	0.111	0.109	0.107	0.105
19.5	0.114	0.112	0.109	0.107	0.105	0.103	0.101	0.099
20.0	0.109	0.106	0.104	0.102	0.100	0.098	0.097	0.095
20.5*	0.098	0.095	0.093	0.092	0.090	0.088	0.087	0.085
21.0*	0.088	0.086	0.084	0.083	0.081	0.079	0.079	0.077
21.5*	0.079	0.077	0.076	0.074	0.073	0.071	0.071	0.069
22.0*	0.071	0.069	0.068	0.067	0.065	0.064	0.063	0.062
22.5*	0.064	0.062	0.061	0.060	0.059	0.057	0.057	0.056
23.0*	0.057	0.056	0.054	0.053	0.052	0.051	0.051	0.050
23.5*	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.045
24.0*	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041	0.041	0.040
24.5*	0.041	0.040	0.039	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036
25.0*	0.037	0.036	0.036	0.035	0.034	0.034	0.033	0.033
25.5*	0.034	0.033	0.033	0.032	0.032	0.031	0.031	0.030
26.0*	0.032	0.031	0.031	0.030	0.029	0.029	0.029	0.028

* These values are based on a yield and load optimized operation that is not feasible at all sites.

- VESTAS V172, 7,2 MW:

6 Power Curves, Ct Values and Sound Curves, Mode PO7200

6.1 Power Curves, Mode PO7200

Wind speed [m/s]	Air density [kg/m ³]													
	1.225	0.950	0.975	1.000	1.025	1.050	1.075	1.100	1.125	1.150	1.175	1.200	1.250	1.275
3.0	32	15	16	18	19	21	22	24	26	27	29	30	34	35
3.5	129	78	83	87	91	95	100	105	109	114	119	124	134	140
4.0	288	195	204	213	221	230	238	246	255	263	271	279	296	304
4.5	481	346	359	371	383	395	407	420	432	444	457	469	493	506
5.0	715	529	546	563	580	597	614	631	648	665	682	698	732	749
5.5	999	748	770	793	816	839	862	885	907	930	953	976	1022	1045
6.0	1340	1011	1041	1071	1101	1131	1160	1190	1220	1250	1280	1310	1370	1400
6.5	1739	1322	1360	1398	1436	1475	1512	1550	1588	1626	1663	1701	1776	1814
7.0	2203	1686	1733	1781	1828	1875	1922	1969	2016	2063	2109	2156	2249	2296
7.5	2729	2100	2158	2215	2273	2330	2387	2444	2502	2559	2616	2672	2785	2842
8.0	3324	2569	2639	2708	2777	2847	2915	2984	3052	3121	3189	3256	3391	3459
8.5	3986	3098	3180	3262	3344	3426	3507	3587	3668	3748	3827	3907	4061	4137
9.0	4685	3685	3780	3875	3969	4064	4155	4246	4337	4427	4513	4599	4737	4788
9.5	5314	4287	4388	4488	4589	4689	4781	4874	4966	5058	5143	5229	5335	5357
10.0	5904	4863	4964	5066	5168	5270	5363	5456	5550	5643	5730	5817	5909	5914
10.5	6441	5389	5494	5598	5703	5808	5904	6000	6096	6192	6275	6358	6441	6440
11.0	6854	5886	5993	6099	6205	6312	6399	6486	6574	6661	6725	6789	6850	6847
11.5	7078	6361	6456	6551	6646	6741	6800	6860	6920	6980	7012	7045	7076	7074
12.0	7160	6756	6820	6885	6949	7013	7040	7067	7094	7121	7134	7147	7159	7158
12.5	7195	7008	7038	7068	7098	7129	7140	7152	7164	7176	7182	7188	7194	7194
13.0	7200	7119	7133	7148	7162	7177	7182	7187	7193	7198	7199	7199	7200	7200
13.5	7200	7166	7173	7179	7186	7192	7194	7196	7198	7199	7200	7200	7200	7200
14.0	7200	7188	7191	7194	7196	7199	7199	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
14.5	7200	7197	7198	7199	7199	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
15.0	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
15.5	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
16.0	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
16.5	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
17.0	7200	7199	7199	7199	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
17.5	7194	7179	7180	7182	7183	7185	7186	7187	7189	7190	7191	7192	7195	7196
18.0	7124	7064	7069	7074	7078	7083	7089	7094	7100	7106	7112	7118	7130	7136
18.5	6959	6887	6892	6897	6903	6908	6915	6922	6929	6935	6943	6951	6967	6976
19.0	6789	6719	6724	6730	6735	6740	6747	6754	6760	6767	6774	6782	6797	6806
19.5	6630	6561	6567	6572	6578	6584	6589	6595	6601	6607	6615	6622	6637	6645
20.0	6472	6384	6392	6399	6407	6414	6422	6431	6439	6448	6456	6464	6481	6490
20.5	6262	6129	6140	6151	6163	6174	6187	6200	6212	6225	6238	6250	6275	6287
21.0	5946	5762	5777	5793	5809	5825	5842	5859	5876	5893	5911	5928	5964	5983
21.5	5538	5328	5345	5362	5379	5396	5416	5435	5454	5474	5495	5516	5558	5579
22.0	5069	4864	4880	4897	4913	4930	4950	4971	4991	5011	5031	5050	5090	5110
22.5	4597	4402	4419	4436	4453	4471	4487	4504	4521	4538	4558	4577	4614	4631
23.0	4121	3930	3947	3963	3979	3996	4013	4030	4047	4064	4083	4102	4136	4150
23.5	3636	3468	3484	3500	3515	3531	3545	3559	3572	3586	3603	3619	3651	3666
24.0	3169	3020	3034	3048	3062	3076	3089	3102	3115	3127	3141	3155	3184	3199
24.5	2718	2589	2602	2615	2627	2640	2653	2665	2678	2690	2699	2709	2734	2750
25.0	2328	2223	2232	2242	2252	2262	2271	2280	2289	2298	2308	2318	2335	2343

Original Instruction: T05 0127-1

proved- Exported from DMS: 2023-05-31 by KRODI

6.2 Ct Values, Mode PO7200

Wind speed [m/s]	Air density kg/m ³													
	1.225	0.950	0.975	1.000	1.025	1.050	1.075	1.100	1.125	1.150	1.175	1.200	1.250	1.275
3.0	0.969	0.980	0.979	0.978	0.977	0.976	0.975	0.974	0.973	0.972	0.971	0.970	0.968	0.967
3.5	0.885	0.893	0.892	0.892	0.891	0.890	0.889	0.889	0.888	0.887	0.886	0.886	0.884	0.883
4.0	0.834	0.846	0.845	0.844	0.843	0.842	0.840	0.839	0.838	0.836	0.836	0.835	0.832	0.831
4.5	0.818	0.827	0.826	0.824	0.823	0.821	0.821	0.820	0.819	0.819	0.818	0.818	0.817	0.816
5.0	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812
5.5	0.815	0.814	0.814	0.814	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814
6.0	0.814	0.816	0.816	0.816	0.816	0.816	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813	0.813
6.5	0.810	0.816	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813	0.813	0.812	0.811	0.811	0.809	0.809
7.0	0.805	0.814	0.813	0.812	0.812	0.811	0.810	0.809	0.808	0.808	0.807	0.806	0.804	0.803
7.5	0.797	0.810	0.809	0.808	0.807	0.806	0.804	0.803	0.802	0.801	0.800	0.798	0.796	0.794
8.0	0.788	0.804	0.803	0.802	0.800	0.799	0.797	0.796	0.794	0.793	0.791	0.790	0.787	0.785
8.5	0.777	0.798	0.796	0.794	0.793	0.791	0.789	0.787	0.785	0.783	0.781	0.779	0.774	0.770
9.0	0.750	0.789	0.786	0.784	0.781	0.779	0.775	0.771	0.768	0.764	0.759	0.755	0.734	0.719
9.5	0.690	0.756	0.751	0.745	0.740	0.734	0.728	0.722	0.715	0.709	0.703	0.696	0.669	0.649
10.0	0.628	0.703	0.696	0.689	0.682	0.675	0.668	0.661	0.654	0.647	0.641	0.634	0.609	0.590
10.5	0.571	0.644	0.637	0.630	0.623	0.616	0.610	0.603	0.597	0.591	0.584	0.578	0.555	0.538
11.0	0.513	0.590	0.584	0.577	0.571	0.564	0.557	0.550	0.544	0.537	0.529	0.521	0.499	0.486
11.5	0.451	0.543	0.536	0.529	0.521	0.514	0.505	0.496	0.488	0.479	0.470	0.460	0.440	0.429
12.0	0.392	0.496	0.487	0.478	0.468	0.459	0.449	0.439	0.429	0.419	0.410	0.401	0.382	0.373
12.5	0.341	0.445	0.435	0.424	0.413	0.403	0.393	0.384	0.375	0.365	0.357	0.349	0.334	0.326
13.0	0.299	0.393	0.383	0.373	0.363	0.353	0.345	0.337	0.328	0.320	0.313	0.306	0.292	0.286
13.5	0.264	0.347	0.338	0.329	0.321	0.312	0.304	0.297	0.290	0.282	0.276	0.270	0.259	0.253
14.0	0.235	0.308	0.300	0.292	0.284	0.276	0.270	0.263	0.257	0.251	0.245	0.240	0.230	0.225
14.5	0.210	0.274	0.267	0.260	0.253	0.246	0.241	0.235	0.229	0.224	0.219	0.214	0.206	0.202
15.0	0.188	0.245	0.239	0.233	0.226	0.220	0.215	0.211	0.206	0.201	0.197	0.193	0.185	0.181
15.5	0.170	0.220	0.215	0.209	0.204	0.199	0.194	0.190	0.186	0.181	0.178	0.174	0.167	0.164
16.0	0.155	0.199	0.194	0.190	0.185	0.180	0.176	0.172	0.168	0.164	0.161	0.158	0.152	0.149
16.5	0.141	0.181	0.177	0.172	0.168	0.164	0.160	0.157	0.153	0.150	0.147	0.144	0.138	0.136
17.0	0.129	0.165	0.161	0.157	0.153	0.149	0.146	0.143	0.140	0.137	0.134	0.132	0.127	0.124
17.5	0.119	0.151	0.148	0.144	0.141	0.137	0.134	0.132	0.129	0.126	0.124	0.121	0.117	0.114
18.0	0.108	0.137	0.134	0.131	0.128	0.124	0.122	0.120	0.117	0.115	0.112	0.110	0.106	0.105
18.5	0.098	0.123	0.120	0.117	0.115	0.112	0.110	0.108	0.105	0.103	0.101	0.100	0.096	0.094
19.0	0.088	0.110	0.108	0.105	0.103	0.100	0.099	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.086	0.085
19.5	0.080	0.100	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.088	0.086	0.084	0.083	0.081	0.078	0.077
20.0	0.073	0.090	0.088	0.086	0.084	0.083	0.081	0.079	0.078	0.076	0.075	0.074	0.071	0.070
20.5	0.066	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.073	0.072	0.070	0.069	0.068	0.067	0.065	0.064
21.0	0.058	0.071	0.070	0.068	0.067	0.066	0.065	0.063	0.062	0.061	0.060	0.059	0.058	0.057
21.5	0.052	0.062	0.061	0.060	0.059	0.057	0.056	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050
22.0	0.045	0.053	0.052	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.047	0.046	0.045	0.044	0.044
22.5	0.039	0.046	0.045	0.044	0.044	0.043	0.042	0.042	0.041	0.040	0.040	0.039	0.038	0.038
23.0	0.033	0.039	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036	0.036	0.035	0.035	0.034	0.034	0.033	0.033
23.5	0.028	0.033	0.033	0.032	0.032	0.031	0.031	0.030	0.030	0.030	0.029	0.029	0.028	0.028
24.0	0.024	0.028	0.028	0.027	0.027	0.026	0.026	0.026	0.025	0.025	0.025	0.025	0.024	0.024
24.5	0.020	0.024	0.023	0.023	0.023	0.022	0.022	0.022	0.021	0.021	0.021	0.021	0.020	0.020
25.0	0.017	0.020	0.020	0.019	0.019	0.019	0.019	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.017	0.017

- SIEMENS GAMESA SG170, 6,6 MW:

SG 6.6 - 170 Mode AM 0 Power curves [kW]										
Ws hub [m/s]	Air density [kg/m3]									
	1.225	1.03	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
3.0	89	72	75	77	80	82	85	88	90	93
3.5	178	139	145	151	157	163	169	175	181	187
4.0	328	261	272	282	292	302	312	323	333	343
4.5	522	424	439	454	470	485	500	515	530	545
5.0	759	624	645	665	686	707	728	749	769	790
5.5	1046	866	894	921	949	977	1005	1033	1060	1088
6.0	1393	1157	1194	1230	1266	1303	1339	1375	1411	1448
6.5	1801	1500	1547	1593	1639	1685	1732	1778	1824	1870
7.0	2272	1897	1955	2012	2070	2128	2186	2243	2301	2358
7.5	2809	2350	2421	2491	2562	2633	2703	2774	2844	2915
8.0	3407	2855	2940	3025	3110	3195	3280	3365	3449	3533
8.5	4045	3397	3498	3598	3698	3798	3897	3996	4094	4191
9.0	4685	3950	4066	4181	4296	4410	4522	4632	4738	4842
9.5	5272	4484	4614	4743	4869	4991	5108	5219	5324	5421
10.0	5753	4973	5113	5249	5378	5498	5608	5707	5796	5876
10.5	6101	5399	5541	5674	5793	5898	5989	6067	6134	6191
11.0	6327	5753	5886	6003	6102	6184	6250	6304	6349	6385
11.5	6460	6031	6145	6237	6311	6368	6412	6445	6472	6493
12.0	6531	6238	6325	6391	6441	6478	6504	6523	6538	6549
12.5	6567	6380	6442	6486	6517	6538	6553	6563	6571	6577
13.0	6585	6473	6513	6540	6558	6570	6577	6583	6587	6590
13.5	6593	6529	6554	6569	6579	6586	6589	6592	6594	6595
14.0	6597	6562	6576	6585	6590	6593	6595	6596	6597	6598
14.5	6599	6580	6588	6592	6595	6597	6598	6598	6599	6599
15.0	6599	6590	6594	6596	6598	6599	6599	6599	6599	6600
15.5	6600	6595	6597	6598	6599	6599	6600	6600	6600	6600
16.0	6600	6597	6599	6599	6599	6600	6600	6600	6600	6600
16.5	6600	6599	6599	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600
17.0	6600	6599	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600
17.5	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600
18.0	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600
18.5	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600
19.0	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600
19.5	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600
20.0	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600
20.5	6468	6468	6468	6468	6468	6468	6468	6468	6468	6468
21.0	6336	6336	6336	6336	6336	6336	6336	6336	6336	6336
21.5	6204	6204	6204	6204	6204	6204	6204	6204	6204	6204
22.0	6072	6072	6072	6072	6072	6072	6072	6072	6072	6072
22.5	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940
23.0	5808	5808	5808	5808	5808	5808	5808	5808	5808	5808
23.5	5676	5676	5676	5676	5676	5676	5676	5676	5676	5676
24.0	5544	5544	5544	5544	5544	5544	5544	5544	5544	5544
24.5	5412	5412	5412	5412	5412	5412	5412	5412	5412	5412
25.0	5280	5280	5280	5280	5280	5280	5280	5280	5280	5280

SG 6.6 - 170 Mode AM 0 Ct curves [-]										
Ws hub [m/s]	Air density [kg/m3]									
	1.225	1.03	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
3.0	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953
3.5	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880
4.0	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847
4.5	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828
5.0	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824
5.5	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828
6.0	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833
6.5	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836
7.0	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837
7.5	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835
8.0	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825
8.5	0.803	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.803	0.803	0.803
9.0	0.765	0.767	0.767	0.767	0.767	0.767	0.766	0.765	0.764	0.762
9.5	0.709	0.717	0.717	0.717	0.716	0.715	0.713	0.711	0.707	0.703
10.0	0.640	0.658	0.658	0.657	0.655	0.652	0.648	0.643	0.637	0.630
10.5	0.566	0.596	0.595	0.593	0.589	0.584	0.578	0.570	0.561	0.552
11.0	0.493	0.535	0.533	0.528	0.523	0.516	0.507	0.498	0.488	0.478
11.5	0.428	0.478	0.474	0.467	0.460	0.451	0.442	0.433	0.423	0.413
12.0	0.371	0.425	0.419	0.412	0.403	0.394	0.385	0.376	0.366	0.357
12.5	0.323	0.378	0.371	0.362	0.354	0.345	0.336	0.328	0.319	0.311
13.0	0.284	0.335	0.328	0.320	0.311	0.303	0.295	0.288	0.280	0.273
13.5	0.251	0.298	0.291	0.283	0.275	0.268	0.261	0.254	0.248	0.242
14.0	0.223	0.266	0.259	0.252	0.245	0.238	0.232	0.226	0.220	0.215
14.5	0.200	0.238	0.231	0.225	0.219	0.213	0.207	0.202	0.197	0.192
15.0	0.180	0.214	0.208	0.202	0.197	0.191	0.187	0.182	0.177	0.173
15.5	0.162	0.193	0.188	0.183	0.178	0.173	0.169	0.164	0.160	0.157
16.0	0.148	0.175	0.170	0.166	0.161	0.157	0.153	0.149	0.146	0.143
16.5	0.135	0.160	0.155	0.151	0.147	0.143	0.140	0.136	0.133	0.130
17.0	0.124	0.147	0.142	0.139	0.135	0.132	0.128	0.125	0.122	0.120
17.5	0.114	0.135	0.131	0.128	0.125	0.121	0.118	0.116	0.113	0.110
18.0	0.106	0.125	0.122	0.118	0.115	0.113	0.110	0.107	0.105	0.102
18.5	0.099	0.117	0.113	0.110	0.108	0.105	0.102	0.100	0.098	0.096
19.0	0.093	0.109	0.106	0.103	0.101	0.098	0.096	0.094	0.091	0.089
19.5	0.087	0.102	0.100	0.097	0.095	0.092	0.090	0.088	0.086	0.084
20.0	0.082	0.096	0.094	0.091	0.089	0.087	0.085	0.083	0.081	0.079
20.5	0.069	0.081	0.079	0.077	0.075	0.073	0.072	0.070	0.069	0.067
21.0	0.064	0.074	0.072	0.071	0.069	0.067	0.066	0.064	0.063	0.062
21.5	0.058	0.068	0.066	0.065	0.063	0.062	0.060	0.059	0.058	0.057
22.0	0.054	0.063	0.061	0.059	0.058	0.057	0.055	0.054	0.053	0.052
22.5	0.049	0.057	0.056	0.055	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048
23.0	0.046	0.053	0.052	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044
23.5	0.042	0.049	0.048	0.047	0.045	0.044	0.044	0.043	0.042	0.041
24.0	0.039	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041	0.040	0.039	0.039	0.038
24.5	0.036	0.042	0.041	0.040	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036	0.035
25.0	0.034	0.039	0.038	0.037	0.036	0.035	0.035	0.034	0.033	0.033

ANEXO II – PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL PARQUE

Tabla 1. Producción de energía del Parque eólico marino – Vestas V172, 7,2MW, fuente: elaboración propia.

Producción de energía del Parque eólico marino - Vestas V172								
Aerogenerador	X (UTM)	Y (UTM)	Altitud (m)	Altura de Buje (m)	Velocidad (m/s)	Producción Bruta (GWh)	Producción Neta (GWh)	Pérdidas por Estela (%)
WT01	474932	3074890	10	120	10,13	42,29	42,27	0,29
WT02	474061	3075122	10	120	10,13	42,29	42,21	0,39
WT03	473106	3075370	10	120	10,13	42,29	42,19	0,41
WT04	472034	3075675	10	120	10,12	42,29	42,15	0,44
WT05	470996	3075944	10	120	10,12	42,30	42,14	0,43
WT06	469950	3076221	10	120	10,12	42,30	42,14	0,39
WT07	468952	3076500	10	120	10,12	42,30	42,13	0,39
WT08	467942	3076760	10	120	10,11	42,31	42,14	0,35
WT09	466915	3077042	10	120	10,10	42,31	42,19	0,24
WT10	474052	3073592	10	120	10,13	42,32	40,81	3,69
WT11	473234	3073812	10	120	10,13	42,32	40,73	3,86
WT12	472404	3074030	10	120	10,12	42,33	40,89	3,45
WT13	471511	3074278	10	120	10,12	42,34	41,03	3,08
WT14	470584	3074520	10	120	10,12	42,35	41,26	2,5
WT15	469652	3074785	10	120	10,12	42,36	41,25	2,48
WT16	468725	3075025	10	120	10,12	42,36	41,09	2,89
WT17	467795	3075280	10	120	10,11	42,38	41,00	3,05
WT18	466855	3075531	10	120	10,10	42,38	40,90	3,27
WT19	465861	3075787	10	120	10,10	42,39	41,45	2,03
Total					10,12	804,21	789,97	1,77

Tabla 2. Producción de energía del Parque eólico marino – Siemens Gamesa SG170, 6,6MW, fuente: elaboración propia.

Producción de energía del Parque eólico marino - Siemens Gamesa SG170								
Aerogenerador	X (UTM)	Y (UTM)	Altitud (m)	Altura de Buje (m)	Velocidad (m/s)	Producción Bruta (GWh)	Producción Neta (GWh)	Pérdidas por Estela (%)
WT01	474932	3074890	10	120	10,13	39,97	39,86	0,29
WT02	474061	3075122	10	120	10,13	39,96	39,80	0,40
WT03	473106	3075370	10	120	10,13	39,95	39,78	0,42
WT04	472034	3075675	10	120	10,12	39,93	39,75	0,45
WT05	470996	3075944	10	120	10,12	39,91	39,74	0,44
WT06	469950	3076221	10	120	10,12	39,89	39,73	0,40
WT07	468952	3076500	10	120	10,12	39,89	39,73	0,40
WT08	467942	3076760	10	120	10,11	39,89	39,74	0,36
WT09	466915	3077042	10	120	10,10	39,90	39,79	0,25
WT10	474052	3073592	10	120	10,13	39,96	38,56	3,50
WT11	473234	3073812	10	120	10,13	39,95	38,47	3,69
WT12	472404	3074030	10	120	10,12	39,94	38,61	3,32
WT13	471511	3074278	10	120	10,12	39,92	38,74	2,97
WT14	470584	3074520	10	120	10,12	39,91	38,95	2,41
WT15	469652	3074785	10	120	10,12	39,90	38,95	2,37
WT16	468725	3075025	10	120	10,12	39,91	38,81	2,75
WT17	467795	3075280	10	120	10,11	39,88	38,73	2,90
WT18	466855	3075531	10	120	10,10	39,89	38,65	3,11
WT19	465861	3075787	10	120	10,10	39,91	39,12	1,98
Total					10,12	758,44	745,49	1,71

Tabla 3. Producción de energía del Parque eólico marino – Vestas V172, 7,2MW, fuente: elaboración propia.

Producción de energía del Parque eólico marino - Nordex N163									
Aerogenerador	X (UTM)	Y (UTM)	Altitud (m)	Altura de Buje (m)	Velocidad (m/s)	Producción Bruta (GWh)	Producción Neta (GWh)	Pérdidas por Estela (%)	
WT01	474932	3074890	10	120	10,13	39,68	39,57	0,26	
WT02	474061	3075122	10	120	10,13	39,66	39,52	0,35	
WT03	473106	3075370	10	120	10,13	39,64	39,50	0,37	
WT04	472034	3075675	10	120	10,12	39,62	39,47	0,4	
WT05	470996	3075944	10	120	10,12	39,60	39,45	0,39	
WT06	469950	3076221	10	120	10,12	39,58	39,45	0,35	
WT07	468952	3076500	10	120	10,12	39,57	39,44	0,35	
WT08	467942	3076760	10	120	10,11	39,57	39,44	0,31	
WT09	466915	3077042	10	120	10,10	39,56	39,48	0,22	
WT10	474052	3073592	10	120	10,13	39,66	38,23	3,66	
WT11	473234	3073812	10	120	10,13	39,65	38,15	3,82	
WT12	472404	3074030	10	120	10,12	39,63	38,31	3,36	
WT13	471511	3074278	10	120	10,12	39,62	38,45	2,97	
WT14	470584	3074520	10	120	10,12	39,60	38,65	2,42	
WT15	469652	3074785	10	120	10,12	39,59	38,64	2,42	
WT16	468725	3075025	10	120	10,12	39,59	38,48	2,86	
WT17	467795	3075280	10	120	10,11	39,56	38,38	3,01	
WT18	466855	3075531	10	120	10,10	39,56	38,28	3,26	
WT19	465861	3075787	10	120	10,10	39,57	38,79	1,98	
Total					10,12	752,51	739,66	1,72	

ANEXO III – FICHA TÉCNICA V172-7,2 MW

V172-7.2 MW™ IEC S

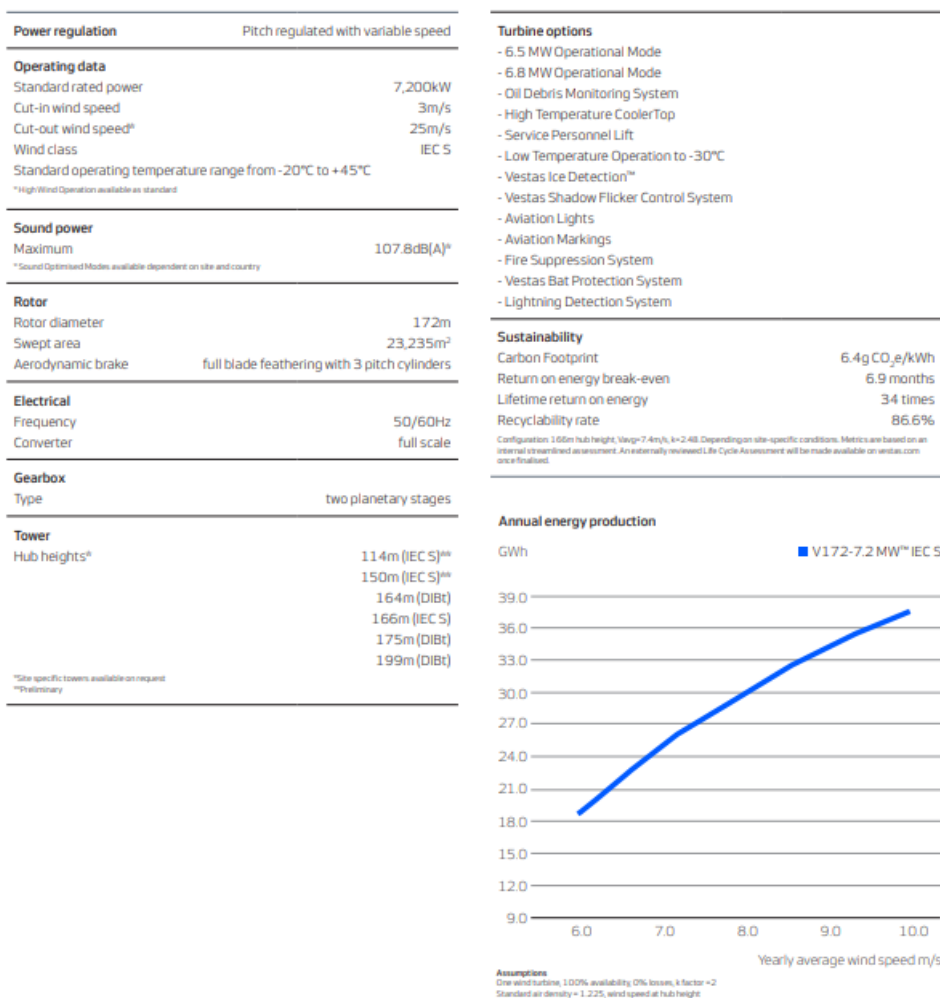


Figura 1. Ficha técnica Vestas V172, 7,2MW, fuente: Vestas.

ANEXO IV – CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Tabla 1. Determinación del número de aerogeneradores por circuito y secciones del conductor, fuente: elaboración propia.

1 - Cálculo de Intensidad por generador	
cos(phi)	0,857
P (kW)	7200
S (kVA)	8400
U (V)	36000
I (A)	134,72
2 - Cálculo del nº máximo de aerogeneradores por línea	
I_max (A)	630
nº de aeros máx	4,68
nº de aeros máx (truncado)	4,00
3 - Factor de corrección	
FC (Tº del agua)	0,96
4 - Cálculo de la Intensidad por circuito	
4 aeros (A)	561,31
3 aeros (A)	420,98
19 aeros (A)	2666,24
5 - Selección del conductor	
4 aeros (mm ²)	630
3 aeros (mm ²)	400

Tabla 2. Asignación de aerogeneradores y secciones de conductor por circuito MT, fuente: elaboración propia.

Línea MT	Aerogeneradores conectados	nº de aerogeneradores	Intensidad (A)	Potencia total (MW)	I _{nominal} (A)	I _{corregida} (A)	I _{max_circuito} (A)	Sección (mm ²)
L1	WT1 + WT2 + WT3 + WT4	4	561,31	28,8	134,72	140,33	561,31	630
L2	WT6 + WT7 + WT8 + WT9	4	561,31	28,8	134,72	140,33	561,31	630
L3	WT10 + WT11 + WT12 + WT13	4	561,31	28,8	134,72	140,33	561,31	630
L4	WT16 + WT17 + WT18 + WT19	4	561,31	28,8	134,72	140,33	561,31	630
L5	WT5 + WT14 + WT15	3	420,98	21,6	134,72	140,33	420,98	400

Tabla 3. Verificación de la caída de tensión en los circuitos de media tensión, fuente: elaboración propia.

Circuito	Designación	Sección (mm ²)	Intensidad (A)	Longitud circuito (m)	Caída de Tensión (V)		ΔV (%)	
Línea 1	WT1 - WT2	630,00	140,33	1741,37	21,09	265,48	0,059%	0,74%
	WT2 - WT3	630,00	280,66	1826,68	44,25		0,123%	
	WT3 - WT4	630,00	420,98	1954,54	71,03		0,197%	
	WT4 - SUB	630,00	561,31	2664,65	129,11		0,359%	
Línea 2	WT9 - WT8	630,00	140,33	1905,01	23,08	224,88	0,064%	0,62%
	WT8 - WT7	630,00	280,66	1882,93	45,62		0,127%	
	WT7 - WT6	630,00	420,98	1876,26	68,18		0,189%	
	WT6 - SUB	630,00	561,31	1816,24	88,00		0,244%	
Línea 3	WT10 - WT11	630,00	140,33	1687,07	20,44	244,88	0,057%	0,68%
	WT11 - WT12	630,00	280,66	1698,15	41,14		0,114%	
	WT12 - WT13	630,00	420,98	1766,80	64,20		0,178%	
	WT13 - SUB	630,00	561,31	2458,12	119,10		0,331%	
Línea 4	WT19 - WT18	630,00	140,33	1866,44	22,61	247,81	0,063%	0,69%
	WT18 - WT17	630,00	280,66	1812,93	43,92		0,122%	
	WT17 - WT16	630,00	420,98	1804,33	65,57		0,182%	
	WT16 - SUB	630,00	561,31	2388,20	115,71		0,321%	
Línea 5	WT5 - WT14	400,00	140,33	2322,40	44,31	206,28	0,123%	0,57%
	WT14 - WT15	400,00	280,66	1808,94	69,02		0,192%	
	WT15 - SUB	400,00	420,98	1624,00	92,95		0,258%	

Tabla 4. Cálculo de la sección del conductor de AT, fuente: elaboración propia.

1 - Cálculo de la distancia OSS - SE Barranco de Tirajana III	
Distancia OSS - SE Barranco de Tirajana III (m)	13.880
Factor de corrección	1,25
Distancia OSS - SE Barranco de Tirajana III (m) corregida	17.350
2 - Cálculo de Intensidad Máxima	
cos(phi)	0,857
P (kW)	136.800
S (kVA)	159.600
U (V)	220.000
I (A)	418,84
3 - Factor de corrección	
FC (Tº del agua)	0,96
4 - Cálculo de Intensidad Máxima corregida	
I_max (A)	436,29
5 - Selección del conductor	
Sección_conductor AT (mm ²)	400

Tabla 5. Verificación de la caída de tensión en el circuitos de alta tensión, fuente: elaboración propia.

Circuito	Designación	Sección (mm ²)	Intensidad (A)	Longitud circuito (m)	Caída de Tensión (V)	ΔV (%)
Línea AT	OSS - SE Red Eléctrica	400	436,29	17.350,00	1029,13	0,468%

ANEXO V – CÁLCULOS ESTUDIO ECONÓMICO

Precio medio de la generación en los SNP por subsistema Gran Canaria					
Precio (€/MWh)	Fecha (mes)	Índice mensual (%)	Índice mensual acumulado (%)	Precio deflactado (€/MWh)	
99,222	01/12/2015	-0,3	76,78%	129,23	
103,485	01/01/2016	-1,9	75,32%	137,40	
95,445	01/02/2016	-0,4	75,02%	127,23	
100,42	01/03/2016	0,6	75,47%	133,06	
102,625	01/04/2016	0,7	76,00%	135,04	
102,803	01/05/2016	0,5	76,38%	134,60	
101,909	01/06/2016	0,5	76,76%	132,77	
115,015	01/07/2016	-0,7	76,22%	150,90	
115,862	01/08/2016	0,1	76,30%	151,86	
116,499	01/09/2016	0	76,30%	152,69	
122,965	01/10/2016	1,1	77,14%	159,41	
125,234	01/11/2016	0,4	77,44%	161,71	
110,467	01/12/2016	0,6	77,91%	141,79	
133,667	01/01/2017	-0,5	77,52%	172,43	
124,219	01/02/2017	-0,4	77,21%	160,89	
124,802	01/03/2017	0	77,21%	161,64	
126,577	01/04/2017	1	77,98%	162,32	
127,813	01/05/2017	-0,1	77,90%	164,07	
123,896	01/06/2017	0	77,90%	159,04	
122,189	01/07/2017	-0,7	77,36%	157,95	
122,598	01/08/2017	0,2	77,51%	158,17	
122,53	01/09/2017	0,2	77,67%	157,76	
128,357	01/10/2017	0,9	78,37%	163,79	
127,553	01/11/2017	0,5	78,76%	161,95	
111,121	01/12/2017	0	78,76%	141,09	
137,094	01/01/2018	-1,1	77,89%	176,01	
134,938	01/02/2018	0,1	77,97%	173,06	
132,224	01/03/2018	0,1	78,05%	169,41	
143,87	01/04/2018	0,8	78,67%	182,87	
142,455	01/05/2018	0,9	79,38%	179,46	
141,226	01/06/2018	0,3	79,62%	177,38	
144,948	01/07/2018	-0,7	79,06%	183,34	
152,43	01/08/2018	0,1	79,14%	192,61	
152,776	01/09/2018	0,2	79,30%	192,66	
159,782	01/10/2018	0,9	80,01%	199,70	

157,226	01/11/2018	-0,1	79,93%	196,70
142,237	01/12/2018	-0,4	79,61%	178,66
153,086	01/01/2019	-1,3	78,58%	194,82
147,544	01/02/2019	0,2	78,73%	187,39
142,933	01/03/2019	0,4	79,05%	180,81
153,015	01/04/2019	1	79,84%	191,65
150,506	01/05/2019	0,2	80,00%	188,13
147,795	01/06/2019	-0,1	79,92%	184,93
143,202	01/07/2019	-0,6	79,44%	180,26
141,337	01/08/2019	-0,1	79,36%	178,09
148,653	01/09/2019	0	79,36%	187,31
153,285	01/10/2019	1	80,15%	191,24
147,809	01/11/2019	0,2	80,31%	184,04
146,247	01/12/2019	-0,1	80,23%	182,27
120,389	01/01/2020	-1	79,43%	151,56
114,026	01/02/2020	-0,1	79,35%	143,70
112,434	01/03/2020	-0,4	79,04%	142,26
116,928	01/04/2020	0,3	79,27%	147,50
114,537	01/05/2020	0	79,27%	144,49
109,834	01/06/2020	0,5	79,67%	137,86
106,619	01/07/2020	-0,9	78,95%	135,04
106,57	01/08/2020	0	78,95%	134,98
110,292	01/09/2020	0,2	79,11%	139,42
114,235	01/10/2020	0,5	79,51%	143,68
115,982	01/11/2020	0,2	79,66%	145,59
104,44	01/12/2020	0,2	79,82%	130,84
136,482	01/01/2021	0	79,82%	170,98
132,596	01/02/2021	-0,6	79,34%	167,11
132,484	01/03/2021	1	80,14%	165,32
152,803	01/04/2021	1,2	81,10%	188,41
145,845	01/05/2021	0,5	81,51%	178,94
148,421	01/06/2021	0,5	81,91%	181,19
154,463	01/07/2021	-0,8	81,26%	190,09
158,142	01/08/2021	0,5	81,66%	193,65
174,035	01/09/2021	0,8	82,32%	211,42
178,036	01/10/2021	1,8	83,80%	212,46
169,671	01/11/2021	0,3	84,05%	201,87
164,869	01/12/2021	1,2	85,06%	193,83
169,898	01/01/2022	-0,4	84,72%	200,54
172,49	01/02/2022	0,8	85,40%	201,99
198,109	01/03/2022	3	87,96%	225,23
210,4	01/04/2022	-0,2	87,78%	239,68
206,178	01/05/2022	0,8	88,48%	233,01

199,84	01/06/2022	1,9	90,17%	221,64
193,74	01/07/2022	-0,3	89,90%	215,52
251,829	01/08/2022	0,3	90,16%	279,30
258,487	01/09/2022	-0,7	89,53%	288,70
273,327	01/10/2022	0,3	89,80%	304,37
241,917	01/11/2022	-0,1	89,71%	269,66
230,144	01/12/2022	0,2	89,89%	256,02
216,717	01/01/2023	-0,2	89,71%	241,57
231,303	01/02/2023	0,9	90,52%	255,53
197,292	01/03/2023	0,4	90,88%	217,09
194,136	01/04/2023	0,6	91,43%	212,34
184,805	01/05/2023	0	91,43%	202,13
203,557	01/06/2023	0,6	91,98%	221,32
187,277	01/07/2023	0,2	92,16%	203,21
211,72	01/08/2023	0,5	92,62%	228,59
230,499	01/09/2023	0,2	92,81%	248,37
235,571	01/10/2023	0,3	93,08%	253,07
213,824	01/11/2023	-0,3	92,80%	230,40
207,316	01/12/2023	0	92,80%	223,39
218,769	01/01/2024	0,1	92,90%	235,50
203,818	01/02/2024	0,4	93,27%	218,53
207,001	01/03/2024	0,8	94,02%	220,18
196,225	01/04/2024	0,7	94,67%	207,27
180,841	01/05/2024	0,3	94,96%	190,44
195,426	01/06/2024	0,4	95,34%	204,98
185,836	01/07/2024	-0,5	94,86%	195,90
194,375	01/08/2024	0	94,86%	204,91
189,032	01/09/2024	-0,6	94,29%	200,48
186,644	01/10/2024	0,6	94,86%	196,76
198,087	01/11/2024	0,2	95,05%	208,41
178,584	01/12/2024	0,5	95,52%	186,96
188,975	01/01/2025	0,2	95,71%	197,44
193,387	01/02/2025	0,4	96,10%	201,24
193,209	01/03/2025	0,1	96,19%	200,86
170,535	01/04/2025	0,6	96,77%	176,23
157,297	01/05/2025	0,1	96,87%	162,39
169,074	01/06/2025	0,7	97,54%	173,33
173,373	01/07/2025	-0,1	97,45%	177,92
172,162	01/08/2025	0	97,45%	176,67
165,258	01/09/2025	-0,3	97,15%	170,10
179,834	01/10/2025	0,7	97,83%	183,82
172,218	01/11/2025	0,2	98,03%	175,68
171,676	01/12/2025	0,3	98,32%	174,60

188,904	01/01/2026	-0,4	97,93%	192,90
163,916	01/02/2026	0,4	98,32%	166,71
168,278	01/03/2026	1,2	99,50%	169,12
201,255	01/04/2026	0,4	99,90%	201,46
249,908	01/05/2026	0,1	100,00%	249,91

Desglose de inversión inicial (CAPEX)									
Categoría	Subcategoría	Descripción	Coste unitario	Unidad	Total	Porcentaje	Porcentaje Total	Coste total	Comentarios
Desarrollo y gestión de proyecto	Servicios de desarrollo y permisos	Evaluación de impacto ambiental, actividades de desarrollo y otros servicios	0,104	M€/MW	0,377	1,28%	4,62%	14,3 M€	Se usa un factor de 1,25 porque el parque no beneficia de tantas economías de escala que el parque de referencia del estudio.
	Campañas ambientales	Estudios de fauna marina y aérea, ambientales en tierra, y de impacto humano	0,013	M€/MW		0,16%		1,8 M€	
	Recurso eólico y meteoceánico	Estructura de medición, sensores, mantenimiento	0,010	M€/MW		0,12%		1,4 M€	
	Estudios del fondo marino	Estudios geofísicos, geotécnicos, hidrográficos	0,013	M€/MW		0,16%		1,8 M€	
	Ingeniería y consultoría		0,013	M€/MW		0,16%		1,8 M€	
	Gestión de proyecto		0,070	M€/MW		0,85%		9,5 M€	
	Tasas, cánones, tributos y gestión administrativa		0,154	M€/MW		1,88%		21,1 M€	
Turbinas eólicas	Aerogeneradores	Góndola, rotor, torre	1,566	M€/MW	1,566	19,17%	19,17%	214,2 M€	
Estructura del parque eólico	Estructura semi-sumergible lastrada	Estructura principal, acero secundario, sistemas auxiliares, protección anticorrosión	1,828	M€/MW	4,525	22,37%	55,38%	250,0 M€	Se usa un factor de 1,2 al tener más aerogeneradores por MW
	Amarre en catenaria + anclajes	Sistemas de anclajes, líneas de fondeo y cadenas, elementos de conexión, conexión superior a la plataforma, elementos auxiliares de instalación	0,477	M€/MW		5,83%		65,2 M€	Se usa un factor de 1,30 porque la profundidad de este parque (353m) es mayor que el de referencia (100m)

	Cables inter-array		0,167	M€/MW		2,04%		22,8 M€	Se usa un factor de 1,25 porque hay más generadores por MW que el parque de referencia
	Cable exportación		0,125	M€/MW		1,53%		17,1 M€	Se usa un factor de 0,40 porque el parque de referencia tiene 75km de cable, mientras que el de este trabajo tiene del orden de 10km
	Accesorios de cables	Interfaz, protección de cable, flotabilidad, conectores y empalmes	0,928	M€/MW		11,36%		127,0 M€	
	Subestación offshore flotante	Sistema eléctrico HVAC, sistemas auxiliares, estructura.	0,491	M€/MW		6,01%		67,1 M€	Se usa un factor de 1,5 al tener una estructura tipo semi sumergible en lugar de tipo jacket
	Subestación onshore REE	Sistema eléctrico, construcciones, acceso y seguridad	0,510	M€/MW		6,25%		69,8 M€	
Instalación y puesta en marcha	Transporte y logística inicial		0,179	M€/MW		2,19%		24,4 M€	
	Pre-instalación de amarres y anclaje		0,177	M€/MW		2,17%		24,3 M€	
	Ensamblaje de la estructura flotante - aerogenerador	Grúas y equipos de izado, servicios técnicos, puerto de ensamblaje, otros	0,084	M€/MW		1,02%		11,4 M€	
	Instalación de la estructura flotante - aerogenerador		0,132	M€/MW	1,702	1,62%	20,83%	18,1 M€	
	Instalación del cable marino		0,198	M€/MW		2,43%		27,1 M€	
	Instalación del cable terrestre		0,009	M€/MW		0,11%		1,3 M€	
	Ensamblaje de la estructura flotante - subestación marina	Grúas y equipos de izado, servicios técnicos, puerto de ensamblaje, otros	0,060	M€/MW		0,74%		8,3 M€	
	Instalación de la subestación marina		0,034	M€/MW		0,41%		4,6 M€	

	Logística marina	Apoyo marítimo, coordinación marina, predicción meteorológica, seguridad y rescate	0,015	M€/MW		0,18%		2,1 M€	
	Contingencias y seguros		0,814	M€/MW		9,96%		111,3 M€	Se usa un factor de 1,15 debido al mayor riesgo por ser flotante semi sumergible
CAPEX total por unidad de potencia (M€/MW)						8,2 M€			
CAPEX total (M€)						1.117,7 M€			

Costes de operación y mantenimiento (OPEX)								
Categoría	Subcategoría	Descripción	Coste unitario	Unidad	Total	Porcentaje	Porcentaje Total	Coste total
Operaciones	Operación del parque	Centro de control y operaciones, formación, logística en tierra, recursos técnicos (de tierra y de mar), personal administrativo y de apoyo, seguros.	0,04	M€/MW.año	0,04	17,70%	17,70%	5,4 M€
Mantenimiento y servicio	Mantenimiento de los aerogeneradores		0,05	M€/MW.año	0,06	21,34%	29,15%	6,5 M€
	Mantenimiento de las estructuras		0,02	M€/MW.año		7,81%		2,4 M€
Inspecciones	Inspecciones reglamentarias		0,01	M€/MW.año	0,01	5,21%	5,21%	1,6 M€
Logística	Logística marina		0,08	M€/MW.año	0,08	36,44%	36,44%	11,1 M€
Base portuaria	Base portuaria		0,02	M€/MW.año	0,02	7,02%	7,02%	2,1 M€
Tasas	Cánones, tasas y tributos recurrentes		0,01	M€/MW.año	0,01	4,49%	4,49%	1,4 M€
OPEX total				0,223 M€ M€/año				
OPEX total				30,5 M€ M€/año				

Flujo de Caja Libre (M€)	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Energía vendida (MWh)		706.120	706.120	706.120	706.120	706.120	706.120	706.120	706.120	706.120	706.120	706.120	706.120
Precio energía (€/MWh)		189,81	193,61	197,48	201,43	205,46	209,57	213,76	218,03	222,39	226,84	231,38	236,01
Ingresos Energía		134,03	136,71	139,44	142,23	145,08	147,98	150,94	153,96	157,04	160,18	163,38	166,65
Impuesto sobre la producción de energía		9,38	9,57	9,76	9,96	10,16	10,36	10,57	10,78	10,99	11,21	11,44	11,67
OPEX		31,09	31,72	32,35	33,00	33,66	34,33	35,02	35,72	36,43	37,16	37,90	38,66
EBITDA		93,55	95,42	97,33	99,28	101,26	103,29	105,36	107,46	109,61	111,80	114,04	116,32
CAPEX	1117,72												
Amortización		44,71	44,71	44,71	44,71	44,71	44,71	44,71	44,71	44,71	44,71	44,71	44,71
EBIT		48,84	50,71	52,62	54,57	56,56	58,58	60,65	62,75	64,90	67,10	69,33	71,61
Impuesto sociedades		12,21	12,68	13,16	13,64	14,14	14,65	15,16	15,69	16,23	16,77	17,33	17,90
Ganancias		61,05	63,39	65,78	68,21	70,69	73,23	75,81	78,44	81,13	83,87	86,66	89,52
Flujo caja libre	(1.117,7)	105,76	108,10	110,49	112,92	115,40	117,94	120,52	123,15	125,84	128,58	131,37	134,22
Flujo caja acumulado	(1.117,7)	(1.011,96)	(903,85)	(793,37)	(680,44)	(565,04)	(447,11)	(326,59)	(203,44)	(77,60)	50,98	182,35	316,58
Flujo descontado acumulado	(1.117,7)	(1.017,45)	(920,28)	(826,12)	(734,88)	(646,47)	(560,82)	(477,83)	(397,44)	(319,55)	(244,10)	(171,01)	(100,21)

Flujo de Caja Libre (M€)	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Energía vendida (MWh)	706.120	706.120	706.120	706.120	706.120	706.120	706.120	706.120	706.120	706.120	706.120	706.120	706.120
Precio energía (€/MWh)	240,73	245,54	250,45	255,46	260,57	265,78	271,10	276,52	282,05	287,69	293,44	299,31	305,30
Ingresos Energía	169,98	173,38	176,85	180,39	183,99	187,67	191,43	195,25	199,16	203,14	207,21	211,35	215,58
Impuesto sobre la producción de energía	11,90	12,14	12,38	12,63	12,88	13,14	13,40	13,67	13,94	14,22	14,50	14,79	15,09
OPEX	39,43	40,22	41,03	41,85	42,69	43,54	44,41	45,30	46,20	47,13	48,07	49,03	50,01
EBITDA	118,65	121,02	123,44	125,91	128,43	131,00	133,62	136,29	139,01	141,79	144,63	147,52	150,47
CAPEX													
Amortización	44,71	44,71	44,71	44,71	44,71	44,71	44,71	44,71	44,71	44,71	44,71	44,71	44,71
EBIT	73,94	76,31	78,73	81,20	83,72	86,29	88,91	91,58	94,31	97,09	99,92	102,81	105,76
Impuesto sociedades	18,48	19,08	19,68	20,30	20,93	21,57	22,23	22,89	23,58	24,27	24,98	25,70	26,44
Ganancias	92,42	95,39	98,42	101,50	104,65	107,86	111,13	114,47	117,88	121,36	124,90	128,52	132,21
Flujo caja libre	137,13	140,10	143,12	146,21	149,36	152,57	155,84	159,18	162,59	166,07	169,61	173,23	176,91
Flujo caja acumulado	453,71	593,81	736,93	883,14	1.032,50	1.185,07	1.340,91	1.500,09	1.662,68	1.828,75	1.998,36	2.171,59	2.348,50
Flujo descontado acumulado	(31,63)	34,80	99,14	161,45	221,80	280,25	336,86	391,67	444,75	496,16	545,93	594,13	640,80

ANEXO VI – ALINEACIÓN CON LOS ODS

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) han construido la Agenda 2030 sobre 17 pilares, correspondientes a las 17 metas definidas por la Asamblea General de las Naciones Unidas en 2015. Estos objetivos están orientados a erradicar la pobreza, proteger el planeta y garantizar la prosperidad de forma equilibrada entre sus dimensiones social, económica y ambiental (Organización de las Naciones Unidas, 2015). Constituyen de esta manera el marco de referencia internacional frente al cual se puede valorar el impacto de una infraestructura energética más allá de los aspectos técnicos y económicos. Se sitúa por lo tanto en el contexto de la transición energética y los compromisos de descarbonización asumidos por España y por la Unión Europea (*Ilustración 1*).



Producción en colaboración con TROLLBACK + COMPANY | Trollback@trollback.com | +34 912 829 1010
Para cualquier duda sobre la utilización, por favor comunicarse con: @trollbackgratun.org

Ilustración 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible, fuente: Organización de las Naciones Unidas (<https://www.un.org>).

El parque eólico marino flotante de este Trabajo de Fin de Máster se alinea principalmente con los siguientes ODS:

- ODS 7 – Energía asequible y no contaminante: Es el objetivo con el que más se alinea con este TFM. El parque eólico marino flotante propuesto tiene como objetivo producir energía eléctrica renovable a partir del potencial eólico en el sistema eléctrico canario. Se trata de un sistema no peninsular que ha dependido históricamente de generación térmica de alto coste y alta huella de carbono.
- ODS 9 – Industria, innovación e infraestructuras: La eólica marina flotante se trata todavía de una tecnología en fase de maduración comercial, y este TFM lo refleja. Las tecnologías del sistema de anclaje, estructura flotante, subestación offshore, entre otras, no son soluciones estandarizadas, sino que exigen adaptar la tecnología a cada proyecto, con sus respectivas condiciones específicas. Además, el sector sigue expandiéndose a alta velocidad. El sector eólico marino alcanzó a finales de 2024 una capacidad acumulada de 83 GW, con previsiones de crecimiento acelerado en la próxima década, que dependerá fuertemente de las futuras innovaciones tecnológicas y adaptación de la industria.
- ODS 13 – Acción por el clima: El proyecto permitirá reemplazar la generación de energía eléctrica a partir de fuentes fósiles, por generación de energía eléctrica renovable. De esta manera, se diversifica el mix energético de Gran Canaria, reduciendo sus emisiones de gases de efecto invernadero.
- ODS 14 – Vida submarina: Durante toda la fase del diseño de este proyecto, se ha considerado el impacto sobre el lecho marino y los ecosistemas costeros. Se han condicionado decisiones técnicas mayores en base a estos aspectos medioambientales.

ANEXO VII – PLANOS

