



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE FLOTANTE EN PORTUGAL.

Autor: Lucía Abad Antón

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Julio 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Diseño y estudio de la viabilidad de un parque eólico offshore flotante en Portugal” en la
ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/2025 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Lucía Abad Antón

Fecha: 10/07/2025

Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Fecha://

Agradecimientos

A mi familia, por darme la oportunidad de formarme, por todos los sacrificios que han hecho para apoyarme durante todos estos años y por creer en mí mucho más de lo que yo mismo creía. Gracias por estar siempre presentes, especialmente en los momentos difíciles.

A mis abuelos, por su apoyo incondicional y por creer en mí en todo momento.

A todas las personas que me he cruzado en este camino, y en especial a mis amigos y amigas, por su compañía, apoyo y por compartir conmigo este proceso, incluso a quienes conocí durante mi estancia en Dallas y que también formaron parte de este viaje.

A mi tutor, Ignacio, por darme la oportunidad de realizar este trabajo bajo su guía, por su tiempo y por su ayuda en cada paso del proceso.

DISEÑO Y ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE FLOTANTE EN PORTUGAL.

Autor: Abad Antón, Lucía.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad colaboradora : ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto analiza el diseño y la viabilidad de un parque eólico marino flotante frente a la costa de Lavos, Portugal. Se selecciona la ubicación considerando recursos eólicos, batimetría, evacuación de energía, logística e impacto ambiental. Se realiza un estudio detallado de las turbinas, plataformas y sistemas de transmisión de energía. Se lleva a cabo un análisis económico con cálculo de LCOE, TIR y VAN. Los resultados indican la viabilidad técnica y económica del proyecto como alternativa para avanzar en la transición energética.

Palabras clave: Energía eólica, aerogeneradores, LCOE , transición energética, energías renovables y recurso eólico.

1. Introducción

El cambio climático y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero impulsan el desarrollo de energías renovables en todo el mundo. La energía eólica marina ofrece una alternativa sostenible, permitiendo aprovechar los vientos constantes y de mayor velocidad en alta mar, contribuyendo significativamente a la descarbonización del sistema energético. Sin embargo, la instalación de parques eólicos marinos en la península ibérica se enfrenta a desafíos debido a la batimetría de sus costas, donde las aguas profundas comienzan a poca distancia de la costa. Las plataformas flotantes se presentan como una solución viable, permitiendo instalar turbinas en zonas con profundidades de hasta 300 metros, facilitando el acceso a recursos eólicos de alta calidad.

Portugal, con más de 1.200 km de costa atlántica, posee condiciones ideales para el desarrollo de la energía eólica marina, impulsada por políticas nacionales que buscan alcanzar una capacidad instalada de 10 GW para 2030. En este contexto, este proyecto se centra en estudiar la viabilidad de un parque eólico marino flotante en Lavos, Portugal, evaluando tanto los aspectos técnicos como económicos para determinar su rentabilidad y factibilidad dentro de las políticas de transición energética actuales.

2. Definición del Proyecto

El proyecto consiste en el diseño de un parque eólico marino flotante ubicado a 34 km de la costa de Lavos, con una profundidad aproximada de 110 metros, donde las condiciones de viento son óptimas para la generación eléctrica. La selección del emplazamiento se realiza mediante el análisis de datos del Global Wind Atlas, identificando velocidades medias del viento superiores a 9 m/s a 100 m de altura, lo que permite un alto factor de capacidad y una generación eléctrica estable.

Se propone utilizar turbinas Siemens Gamesa SG 14-222 DD de 14 MW de potencia unitaria, montadas sobre plataformas flotantes HiveWind ancladas mediante sistemas de catenaria con cadenas y anclas adaptadas a las condiciones marinas de la zona. El sistema de

transmisión de energía incluye cables interarray para conectar las turbinas entre sí y un cable de exportación de 220 kV que llevará la energía a la subestación de Lavos, permitiendo su integración en la red eléctrica portuguesa de alta tensión.

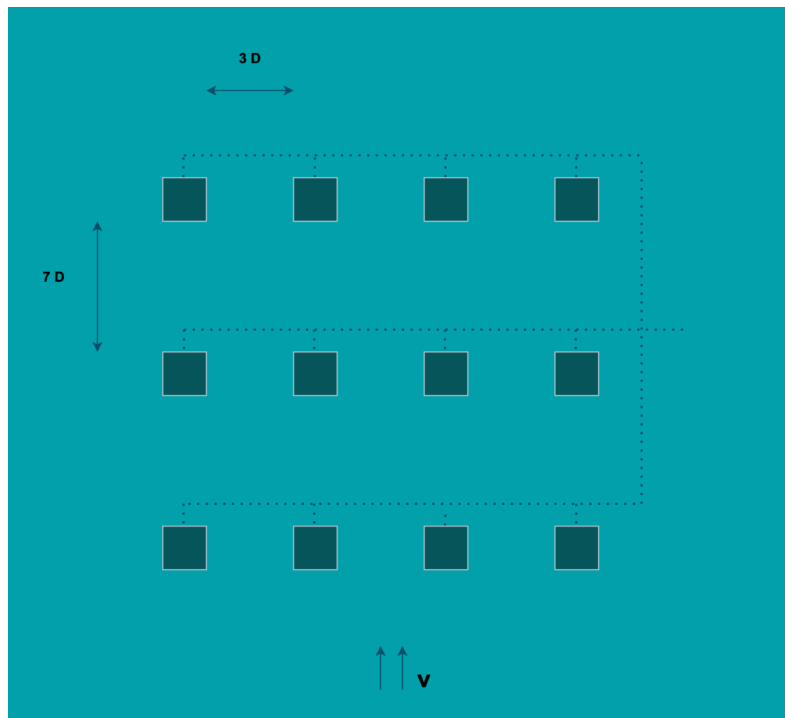


Ilustración 1: Distribución del parque eólico. Fuente: elaboración propia.

3. Descripción del modelo.

- **Selección del emplazamiento:** Análisis de vientos predominantes (nortada y vientos del oeste), batimetría favorable a 34 km de la costa, proximidad a la subestación de Lavos de 400 kV, minimización de impacto visual y alejamiento de rutas marítimas principales.
- **Análisis del recurso eólico:** Estudio de velocidad, dirección y distribución de los vientos utilizando Weibull y rosas de viento, estimando la producción energética anual y el factor de carga esperado.
- **Selección de turbinas y disposición:** Evaluación técnica y económica de distintas turbinas, determinando la idoneidad de la SG 14-222 DD por su alta potencia, eficiencia y curva de potencia, diseñando la distribución de las turbinas para minimizar las pérdidas por estela.
- **Plataformas flotantes y sistemas de amarre:** Elección de plataformas HiveWind por su estabilidad y adaptabilidad en aguas profundas, junto con sistemas de catenaria y anclaje adecuados para las condiciones de oleaje y corrientes de la zona.

- **Sistema de transmisión de energía:** Diseño de interconexiones eléctricas y del cable de exportación para asegurar pérdidas mínimas y estabilidad en la evacuación de la energía generada.
- **Análisis económico:** Cálculo del LCOE, CAPEX, OPEX, VAN y TIR del proyecto para evaluar su viabilidad económica en comparación con alternativas de generación renovable.

4. Resultados

El análisis realizado en este proyecto ha confirmado que, técnicamente, es viable implementar un parque eólico marino flotante en la costa de Lavos (Portugal), gracias a la disponibilidad de un recurso eólico estable y a una infraestructura logística adecuada que permite el uso de plataformas flotantes en zonas de gran profundidad. Se ha seleccionado la turbina SG 14-222 DD por su elevada capacidad de generación y eficiencia, integrándola en un diseño de parque que minimiza las pérdidas eléctricas y respeta los criterios ambientales.

Se ha alcanzado un factor de capacidad del 37,34 %, adecuado para proyectos offshore, con un LCOE de 100,22 €/MWh, competitivo dentro del rango actual de la eólica marina flotante. Sin embargo, los resultados económicos reflejan la inviabilidad financiera en el escenario actual, obteniendo un VAN de -174.735.679 euros y una TIR de 5,13 %, valores que se sitúan por debajo de los umbrales necesarios para atraer inversión privada en este tipo de proyectos, donde es necesario superar tasas de descuento del 6-8 % para garantizar la rentabilidad.

Este resultado está principalmente condicionado por un CAPEX elevado derivado de la tecnología emergente utilizada (turbinas de última generación, plataformas flotantes y logística especializada), así como por un factor de capacidad limitado por las condiciones del emplazamiento. Aunque las pérdidas eléctricas y la degradación de las turbinas han sido bajas, los ingresos generados durante los 25 años de vida útil del parque no resultan suficientes para cubrir la inversión inicial y generar un retorno positivo. El análisis también ha demostrado que la selección de emplazamientos con mayores velocidades de viento y la reducción de los costes iniciales serán factores determinantes para mejorar la rentabilidad de este tipo de proyectos en el futuro.

Características	
Potencia instalada	168 MW
Factor de capacidad	37,34 %
Precio de venta energía	178 € /MWh
Vida útil	25 años
CAPEX total	1.188.930.857 €
OPEX total anual	29,4 € /MWh

Amortización lineal	47.557.235 €
----------------------------	--------------

Tabla 1: Características del parque eólico. Fuente: elaboración propia.

5. Conclusiones

Este trabajo demuestra que la energía eólica marina flotante es una solución técnica viable y clave para avanzar hacia la transición energética y la descarbonización, especialmente en países como Portugal, con alta disponibilidad de recurso eólico marino y limitaciones de batimetría para cimentaciones fijas. Sin embargo, la inviabilidad económica actual, reflejada en un VAN negativo y una TIR por debajo de la tasa de descuento, muestra que aún es necesario avanzar en el desarrollo de estas tecnologías para que sean sostenibles financieramente.

Para alcanzar la rentabilidad en proyectos de este tipo, será imprescindible reducir los costes de inversión mediante el desarrollo de tecnologías más maduras, cadenas de suministro locales y políticas de apoyo que faciliten la implantación de la eólica marina flotante. Asimismo, la selección de emplazamientos con velocidades de viento más elevadas y estudios detallados que permitan optimizar el diseño del parque serán clave para mejorar la eficiencia y maximizar la generación de energía.

A pesar de que el proyecto no resulta rentable en las condiciones actuales, este estudio aporta un análisis realista que evidencia los retos y oportunidades de la eólica marina flotante como tecnología estratégica para cumplir los objetivos de descarbonización en Europa. Portugal, por su ubicación estratégica y potencial marino, puede posicionarse como un referente en esta tecnología si se avanza en la reducción de costes y en la optimización de recursos, facilitando el despliegue de la eólica offshore como pilar en la transición energética sostenible.

DESIGN AND FEASIBILITY STUDY OF A FLOATING OFFSHORE WIND FARM IN PORTUGAL

Author: Abad Antón, Lucía.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio..

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

This project analyzes the design and feasibility of a floating offshore wind farm off the coast of Lavos, Portugal. The location was selected based on wind resources, bathymetry, energy evacuation capacity, logistics, and environmental impact. A detailed study of the turbines, floating platforms, and energy transmission systems was carried out. An economic analysis was performed, including the calculation of LCOE, IRR, and NPV. The results indicate the technical feasibility of the project as an alternative to advance the energy transition, although its economic viability remains challenging under current market conditions.

Keywords: Wind energy, wind turbines, LCOE, energy transition, renewable energy, wind resource.

1. Introduction

Climate change and the need to reduce greenhouse gas emissions are driving the development of renewable energies worldwide. Offshore wind energy offers a sustainable alternative, leveraging the constant and higher-speed winds found at sea, contributing significantly to the decarbonization of the energy system. However, the installation of offshore wind farms on the Iberian Peninsula faces challenges due to the bathymetry of its coasts, where deep waters begin close to the shoreline. Floating platforms provide a viable solution, allowing the installation of turbines in areas with depths of up to 300 meters, facilitating access to high-quality wind resources.

Portugal, with over 1,200 km of Atlantic coastline, has ideal conditions for the development of offshore wind energy, driven by national policies aiming to achieve 10 GW of installed capacity by 2030. In this context, this project focuses on studying the feasibility of a floating offshore wind farm in Lavos, Portugal, evaluating both technical and economic aspects to determine its profitability and feasibility within the framework of current energy transition policies.

2. Project definition

The project involves the design of a floating offshore wind farm located 34 km off the coast of Lavos, at an approximate depth of 110 meters, where wind conditions are optimal for electricity generation. The site selection was carried out using data analysis from the Global Wind Atlas, identifying average wind speeds exceeding 9 m/s at a height of 100 meters, enabling a high capacity factor and stable electricity generation.

The project proposes the use of Siemens Gamesa SG 14-222 DD turbines with a unit capacity of 14 MW, mounted on HiveWind floating platforms anchored using catenary systems with chains and anchors adapted to the marine conditions of the area. The energy transmission

system includes inter-array cables to connect the turbines to each other and a 220 kV export cable that will deliver the energy to the Lavos substation, enabling its integration into the Portuguese high-voltage electrical grid.

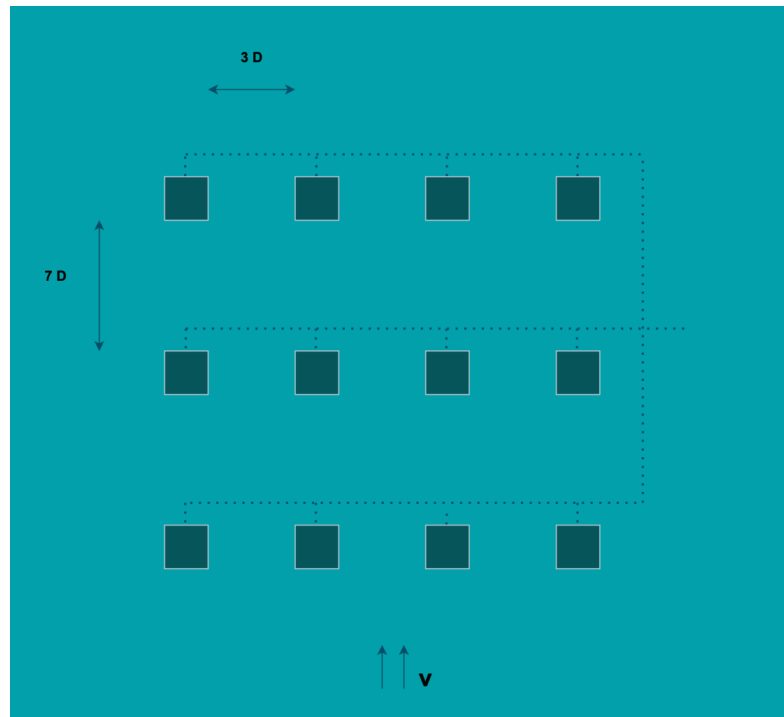


Figure 1: Wind Farm Layout. Source: Own elaboration.

3. Description of the model

- **Site selection:** Analysis of prevailing winds (nortada and westerly winds), favorable bathymetry 34 km off the coast, proximity to the 400 kV Lavos substation, minimization of visual impact, and avoidance of major maritime routes.
- **Wind resource analysis:** Study of wind speed, direction, and distribution using Weibull distribution and wind roses, estimating the annual energy production and the expected capacity factor.
- **Turbine selection and layout:** Technical and economic evaluation of different turbines, determining the suitability of the SG 14-222 DD due to its high power, efficiency, and power curve, and designing the turbine layout to minimize wake losses.
- **Floating platforms and mooring systems:** Selection of HiveWind platforms for their stability and adaptability in deep waters, along with catenary and anchoring systems appropriate for the wave and current conditions of the area.

- **Energy transmission system:** Design of electrical interconnections and the export cable to ensure minimal losses and stability in the evacuation of the generated energy.
- **Economic analysis:** Calculation of LCOE, CAPEX, OPEX, NPV, and IRR to evaluate the project's economic feasibility compared to other renewable generation alternatives.

4. Results

The analysis carried out in this project has confirmed that, from a technical standpoint, it is feasible to implement a floating offshore wind farm on the coast of Lavos (Portugal), thanks to the availability of a stable wind resource and suitable logistical infrastructure that allows for the use of floating platforms in deep-water areas. The SG 14-222 DD turbine was selected due to its high generation capacity and efficiency, integrating it into a wind farm design that minimizes electrical losses and adheres to environmental criteria.

A capacity factor of 37.34% was achieved, which is appropriate for offshore projects, with an LCOE of €100.22/MWh, making it competitive within the current range for floating offshore wind. However, the economic results reflect the financial infeasibility under current conditions, with an NPV of -€174,735,679 and an IRR of 5.13%, figures that fall below the thresholds required to attract private investment in this type of project, where discount rates exceeding 6–8% are necessary to ensure profitability.

This outcome is mainly conditioned by a high CAPEX resulting from the emerging technology used (next-generation turbines, floating platforms, and specialized logistics), as well as a capacity factor limited by site conditions. Although electrical losses and turbine degradation have been low, the revenues generated over the 25-year lifespan of the wind farm are insufficient to cover the initial investment and generate a positive return. The analysis has also demonstrated that selecting sites with higher wind speeds and reducing initial costs will be critical factors in improving the profitability of this type of project in the future.

Characteristic	
Installed capacity	168 MW
Capacity factor	37,34 %
Energy selling price	178 € /MWh
Lifespan	25 years
Total CAPEX	1.188.930.857 €
Total annual OPEX	29,4 € /MWh

Straight-line depreciation	47.557.235 €
-----------------------------------	--------------

Table 1: Wind Farm Characteristics. Source: Own elaboration.

5. Conclusions

This study demonstrates that floating offshore wind energy is a technically viable solution and a key driver for advancing the energy transition and decarbonization, particularly in countries like Portugal, which have a high availability of offshore wind resources and bathymetric limitations for fixed-foundation installations. However, the current economic unviability, reflected in a negative NPV and a low IRR below our discount rate, shows that further development of these technologies is still necessary to achieve financial sustainability.

To attain profitability in projects of this nature, it will be essential to reduce investment costs through the development of more mature technologies, local supply chains, and supportive policies that facilitate the deployment of floating offshore wind energy. Additionally, the selection of sites with higher wind speeds and the implementation of detailed studies to optimize park design will be key to improving efficiency and maximizing energy generation.

Although the project is not profitable under current conditions, this study provides a realistic analysis that highlights the challenges and opportunities of floating offshore wind as a strategic technology to meet decarbonization goals in Europe. Given its strategic location and marine potential, Portugal can position itself as a leader in this technology if efforts continue toward cost reduction and resource optimization, facilitating the deployment of offshore wind as a pillar in the sustainable energy transition.

ÍNDICE

<i>Capítulo 1. Introducción.....</i>	<i>18</i>
1.1 Desarrollo de la energía eólica	18
1.2 Estado de la cuestión	20
1.3 Motivación	20
1.4 Objetivos del proyecto	22
1.5 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible	22
<i>Capítulo 2. Energía eólica : situación tipos y perspectiva mundial.....</i>	<i>24</i>
2.1 Panorama mundial de la energía eólica	24
2.2 Energía eólica offshore: situación internacional	27
2.3 Ventajas y desventajas : en tierra y mar	28
2.4 Aerogeneradores fijos y flotantes	30
2.5 Situación de la energía eólica en portugal	31
<i>Capítulo 3. Diseño del parque</i>	<i>34</i>
3.1 Selección del emplazamiento	34
3.1.1 Recurso eólico.....	35
3.1.2 Batimetría	37
3.1.3 Evacuación de la energía	38
3.1.4 Logística	40
3.1.5 Impacto del ecosistema	41
3.1.6 Rutas marinas	43
3.2 Análisis del recurso eólico	44
3.2.1 Origen y comportamiento del viento	44
3.2.2 Velocidad media	47
3.2.3 Dirección media del viento	50
3.2.4 Distribución de weibull	51

3.3	Elección de los aerogeneradores.....	53
3.3.1	Aerogenerador.....	53
3.3.2	Comparación de turbinas	55
3.3.3	Lcoe de turbinas	59
3.3.4	Elección final.....	61
3.3.5	Disposición de las turbinas en el parque.....	63
3.4	Análisis de plataformas flotantes	65
3.4.1	Tipos de tecnología flotante	65
3.4.2	elección de nuestra plataforma flotante.....	68
3.5	Sistemas de amarre	70
3.6	Análisis de anclas.....	72
3.7	Sistemas de conexión y transmisión de energía	73
3.7.1	Cables de interconexión	74
3.7.2	Selección de los cables interarray	75
3.7.3	Cable de exportación	77
3.8	Pérdidas eléctricas.....	79
3.9	Subestación offshore	81
3.10	Factor de carga	83
<i>Capítulo 4. Análisis económico</i>		<i>85</i>
4.1	LCOE.....	85
4.1.1	CAPEX.....	87
4.1.2	OPEX	90
4.1.3	Análisis del resultado final.....	91
4.2	Cuenta de resultados.....	91
4.3	Cálculo del TIR y el VAN.....	96
<i>Capítulo 5. Análisis de Resultados</i>		<i>99</i>
<i>Capítulo 6. Bibliografía</i>		<i>101</i>

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Distribución del parque eólico. Fuente: elaboración propia.....	6
Ilustración 2:Crecimiento de la energía eólica en el mundo. Fuente: World Economic Forum.....	19
Ilustración 3 :Capacidad instalada de diversas fuentes de energía entre 2017 y 2023, destacando el crecimiento de la energía solar y eólica.	25
Ilustración 4:Países con mayor potencia instalada acumulada en MW. Fuente: Asociación empresarial eólica en el mundo	26
Ilustración 5: Relación entre la capacidad de las turbinas y la capacidad media de los parques eólicos por país. Fuente: IRENA	26
Ilustración 6: Capacidad eólica marina mundial acumulada en funcionamiento (en MW). Fuente: Iberdrola con datos del Global Wind Energy Council, 2023.	28
Ilustración 7: Zonas costeras de Europa con desarrollo de energía eólica marina flotante y fija. Fuente: Ørsted, adaptado	32
Ilustración 8:Emplazamiento de nuestro parque eólico. Fuente: Google earth	34
Ilustración 9:Velocidad media del viento en el emplazamiento a 100 m de altura. Fuente: Global wind atlas	36
Ilustración 10:Velocidad media del viento en el emplazamiento a 150 m de altura. Fuente: Global wind atlas.	36
Ilustración 11: Mapa de la batimetría de la península ibérica. Fuente: Global wind atlas. .	37
Ilustración 12:Mapa eléctrico de la zona de Lavos . Fuente :REE.....	39
Ilustración 13:Simbología del mapa eléctrico de la zona de Lavos. Fuente: REE	39
Ilustración 14:Buque especializado transportando aerogeneradores.	40
Ilustración 15:Zonas reservadas en Portugal. Fuente: ICNF	42
Ilustración 16:Distancia a la costa desde la zona protegida .Fuente: ICNF	43
Ilustración 17:Vientos y sus características. Fuente: Náutica información	45
Ilustración 18:Anticiclón de las Azores. Fuente: Náutica información.....	46
Ilustración 19:Velocidad media del viento a 100 m (m/s). Fuente: Global wind atlas	48
Ilustración 20:Índice de la velocidad media del viento. Fuente: Global wind atlas.	49

Ilustración 21:Velocidad media del metro a 150 m (m/s).Fuente: Global wind atlas.	49
Ilustración 22:Wind power rose de frecuencia.	50
Ilustración 23: Wind power rose de velocidad.	50
Ilustración 24:Wind power rose de potencia. Fuente: GWA.....	51
Ilustración 25:Distribución de Weibull del viento. Fuente: Elaboración propia.	53
Ilustración 26:Diseño de un aerogenerador	54
Ilustración 27:Gráfico de curva de potencia aproximado de la turbina SG14-222D. Fuente: Elaboración propia.....	57
Ilustración 28.Gráfico de la curva de potencia aproximado de la turbina GE Haliade 150- 6MW. Fuente: Elaboración propia	58
Ilustración 29:Gráfico de la curva de potencia aproximado de la turbina Vestas V174-9.5 MW. Fuente: Elaboración propia	58
Ilustración 30:Turbina SG 14-222 con sus respectivas medidas. Fuente: Elaboración propia	63
Ilustración 31:Distribución de las turbinas en el parque eólico. Fuente: elaboración propia	65
Ilustración 32:Tipos de plataformas flotantes. Fuente: Iberdrola.....	66
Ilustración 33:Aerogenerador con su plataforma flotante Hivewind	69
Ilustración 34:Medidas de la plataforma flotante Hivewind. Fuente: Elaboración propia. .	70
Ilustración 35:Sistemas de catenaria.....	71
Ilustración 36:Distintos tipos de anclas	72
Ilustración 37:Cable de interconexión RHZ1-OL AL (AS) 30/52 kV	77
Ilustración 38:Distancia del mar a la subestación eléctrica de Lavos. Fuente: Google earth.	81
Ilustración 39:Esquema de la plataforma tipo jacket.....	83
Ilustración 40:LCOE de la energía eólica marina con el paso de los años.....	86
Ilustración 41:Coste nivelado de la electricidad de la eólica marina. Fuente: Aleasoft datos IRENA	87
Ilustración 42: Flujo de caja acumulado sin tasa de descuento	95
Ilustración 43: Flujo de caja acumulado aplicando la tasa de descuento del 7%	95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características del parque eólico. Fuente: elaboración propia.	8
Tabla 2: Características de las tres turbinas a comparar. Fuente: Elaboración propia	55
Tabla 3: Turbinas con su respectiva energía anual producida.	60
Tabla 4: LCOE de las tres turbinas.	61
Tabla 5: Factores de corrección con su correspondiente temperatura.	76
Tabla 6: Materiales de los cables y sus respectivas resistividades	80
Tabla 7: CAPEX de nuestro parque eólico	89
Tabla 8: OPEX de nuestro parque eólico	90
Tabla 9: Características de el parque eólico	92
Tabla 10: Resultados del parque eólico	94
Tabla 11: VAN y TIR	97

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 DESARROLLO DE LA ENERGÍA EÓLICA

Desde finales del siglo XVII, el carbón se ha consolidado como principal fuente de energía debido a su eficiencia y bajo coste. Sin embargo, este tiene una gran desventaja que es su alto nivel de contaminación. Hoy en día nuestras fuentes no renovables como son el gas, petróleo y carbón se están agotando, además de estar contribuyendo a la contaminación global. El calentamiento global unido a el agotamiento de combustibles fósiles ha impulsado la búsqueda de otras fuentes de energías alternativas como son las renovables. Estas fuentes son inagotables, limpias, eficientes y flexibles. Entre ellas encontramos muchos tipos de energías renovables como son hidráulica, eólica, geotermia, mareomotriz, entre otras.

La energía eólica se caracteriza por transformar la fuerza del viento en electricidad mediante el uso de aerogeneradores. A diferencia de los parques eólicos terrestres, en los eólicos marinos el viento en alta mar sopla con más intensidad debido a la ausencia de obstáculos como son las montañas o edificios. Este recurso disponible en el mar es superior al de la tierra generando así más oportunidades de energía eléctrica. Además, los parques eólicos marinos tienen un menor impacto visual y acústico al estar alejados de las ciudades, lo que representa una ventaja adicional.

Diversos países de todo el mundo incluidos algunos miembros de la Unión Europea y China, están invirtiendo grandes cantidades en el desarrollo de la energía eólica marina debido a su gran potencial y relevancia en el futuro. La guerra de Rusia con Ucrania está afectando a Europa, generando tensión debido a la dependencia energética de Rusia, lo que ha derivado en la reducción y en algunos casos corte del suministro de combustibles fósiles, fundamentalmente petróleo y gas. Esta situación ha precipitado en Europa la estrategia de invertir grandes masas de dinero en el impulso de las energías renovables, acordando en el “pacto verde europeo” unos objetivos de descarbonización para el año 2050. Todo ello afecta, no sólo geopolíticamente sino también económicamente, a la relación con los países exportadores e importadores de energía.

A nivel global, la energía eólica se está consolidando rápidamente como una fuente clave de electricidad. Según el Foro Económico Mundial, en 2023 la industria eólica global logró un récord al agregar 117 gigavatios (GW) de nueva capacidad, lo que significó un incremento del 50% respecto al año anterior .[1]

Wind power generation

Annual electricity generation from wind is measured in terawatt-hours (TWh) per year. This includes both onshore and offshore wind sources.

Our World
in Data

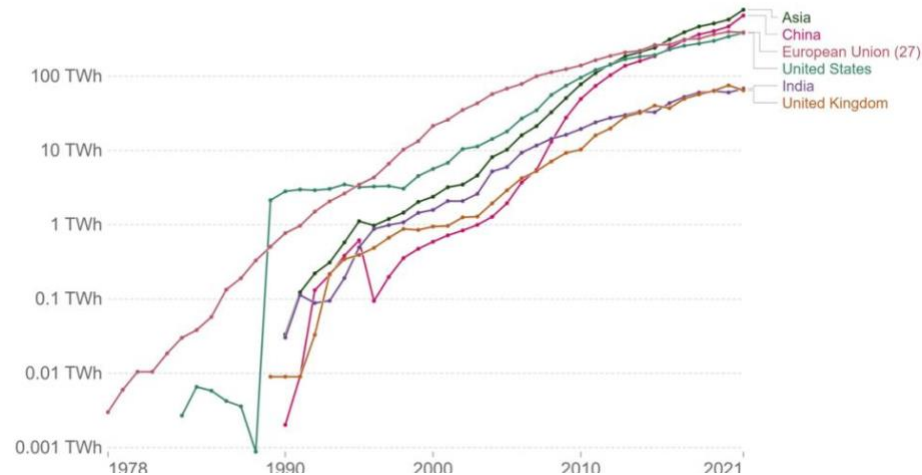


Ilustración 2: Crecimiento de la energía eólica en el mundo. Fuente: World Economic Forum

Por esta razón, se ha decidido estudiar el diseño y viabilidad de un parque eólico marino flotante ubicado cerca de la costa de Lavos en Portugal. Además, el estudio examinará la rentabilidad económica del proyecto considerando la legislación vigente, observando tanto los costes de producción y de obra civil como los posibles costes posteriores.

Las plataformas flotantes presentan varias ventajas significativas. La mayoría de zonas con vientos de mayor intensidad se encuentran en áreas marinas profundas donde las cimentaciones son inaccesibles, siendo esta una de las ventajas principales de las flotantes. Estas emplean sistemas de anclaje y cadenas facilitando así el acceso a aguas más profundas y eliminando el uso de las cimentaciones tradicionales. En la península ibérica el principal desafío para el desarrollo de la energía eólica marina radica en la rapidez con la que las aguas alcanzan grandes profundidades dificultando así la instalación de aerogeneradores fijos. Sin embargo, la aparición de las plataformas flotantes resuelve este problema, permitiendo su aplicación en las zonas geográficas con batimetría desfavorable.

En la actualidad, estos parques eólicos marinos flotantes son fruto de estudios destinados a analizar su posible viabilidad y rentabilidad, por lo que este proyecto, presenta un desafío real con gran potencial de cara a futuro.

Sin embargo, los parques eólicos marinos presentan algunos obstáculos. Existen desafíos técnicos, como son los costes de fabricación, el diseño de aerogeneradores flotantes y su mantenimiento. Este tipo de fuente de energía renovable requiere de una inversión inicial considerable, lo que genera incertidumbre en muchas empresas sobre su rentabilidad a largo plazo. Por otro lado, el acceso y transporte de los equipos tiene un traslado costoso, y

es muchas ocasiones es necesario tener en cuenta las condiciones climáticas para su logística e instalación. El marco regulatorio tampoco facilita el proceso, ya que requieren de muchos permisos y el cumplimiento de varios tipos de legislaciones, lo que ralentiza mucho el avance de los proyectos.

1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN

El viento incide sobre las palas del aerogenerador, que se encuentra en una plataforma flotante. El rotor gira y transmite el movimiento al generador, el cual se encarga de transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica. Los aerogeneradores están conectados entre sí mediante cables submarinos conocidos como array cables, que son los encargados de transportar la electricidad hasta la subestación offshore., donde se eleva la tensión. Este proceso se logra mediante el uso de transformadores, logrando así una transmisión más eficiente y con menos pérdidas.

Desde la subestación offshore, la electricidad se transmite a la terrestre a través de un cable de exportación conocido como export cable.. En algunos casos, dependiendo de la distancia hacemos la conversión de alterna a continua. Una vez llegada a la subestación terrestre, la electricidad se distribuye a través de la red de distribución hasta llegar a su destino final.

1.3 MOTIVACIÓN

Este proyecto de fin de grado se fundamenta principalmente en dos motivaciones.

Desde sus orígenes, el clima de la tierra ha experimentado cambios naturales, pero estos ocurrían a un ritmo lento. Sin embargo, con la Revolución Industrial y el uso masivo de combustibles fósiles, este cambio se ha acelerado significativamente. En los últimos 200 años, el ser humano ha sido el principal responsable de este aumento de temperatura. Sus acciones, especialmente la quema de combustibles fósiles como el carbón, petróleo o gas, han liberado grandes cantidades de gases de efecto invernadero produciendo una gran concentración de estos en la atmosfera, provocando el calentamiento global y alterando el clima de nuestro planeta.

Este fenómeno se ha convertido en un problema a nivel mundial que nos afecta a todos por igual. No solo impacta negativamente en la sociedad, sino también en la fauna, flora y biodiversidad en su conjunto. Si analizamos las consecuencias del calentamiento global en el mundo actual, podemos observar un aumento progresivo de catástrofes naturales como son los incendios y las sequías, que ponen en peligro los ecosistemas.

Las energías renovables nacen como solución para acabar con este problema. Su objetivo es avanzar hacia un mundo descarbonizado, promoviendo un mundo más sostenible. Dado que el cambio climático es una preocupación muy presente en la actualidad, diversas políticas, tanto a nivel global como local, se orientan y apuestan por la implementación de energías renovables.

Según las proyecciones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) , la participación de las renovables en la generación de electricidad aumentó el 28,7% en 2021 y aumentará el 43% en 2030. Estas fuentes renovables serán responsables de dos tercios del crecimiento de la demanda eléctrica durante este período principalmente a través de las tecnologías eólica y fotovoltaica Asimismo, la AIE estima que la demanda a nivel mundial de electricidad se elevará en un 82% entre 2020 y 2040 .[2]

En 2015, se logró el Acuerdo de París, en el que 195 países firmaron un plan para combatir el calentamiento global. Los países se comprometieron a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero de forma que el aumento de la temperatura media global a final del siglo XXI quede “muy por debajo” de los dos grados Celsius .[3] [4]

Por otro lado, los parques eólicos onshore son significativamente más números que los parques eólicos offshore. Sin embargo, estos últimos han adquirido gran relevancia en los últimos años y se consideran una de las principales alternativas para el futuro de la energía renovable. Los parques eólicos offshore están experimentando un rápido crecimiento debido a su gran potencial en cuanto a capacidad y generación de energía, particularmente en zonas marítimas donde los vientos son intensos y constantes.

Este proyecto destaca por ofrecer la oportunidad de analizar y estudiar de primera mano un proyecto real que está en desarrollo. Es relevante señalar que, recientemente, se ha implementado un parque eólico flotante en Portugal, y otro en el Reino Unido, lo que ha atraído la atención mundial y ha permitido visibilizar estos proyectos como una innovadora forma de generación de energía .[5]

1.4 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Los objetivos de este proyecto están relacionados directamente con la motivación que este supone. El calentamiento global está produciendo efectos graves en nuestro planeta, por lo que uno de los objetivos primordiales es reducir las emisiones de CO₂ y el consumo de combustibles fósiles.

Además, se busca maximizar el potencial de este proyecto, asegurando su viabilidad y rentabilidad. Para ello, uno de los objetivos clave es llevar a cabo una adecuada selección del emplazamiento, realizando un estudio detallado del viento en la zona mediante el uso de software especializado, considerando tanto la velocidad como la dirección del viento. Este análisis permitirá la posterior elección adecuada de las turbinas y su distribución.

Asimismo, será necesario diseñar el parque teniendo en cuenta todos los aspectos logísticos, desde el transporte inicial como montaje, incluyendo el análisis del sistema eléctrico y las interconexiones de la red. Adicionalmente, se evaluará el posible impacto ambiental y social que el parque pueda generar en la zona.

Finalmente, se realizará un análisis económico del parque eólico para evaluar su rentabilidad y asegurar que los beneficios a largo plazo justifiquen la inversión. Una vez realizados todos estos análisis, el objetivo final será determinar si este proyecto de parque eólico flotante marino en el sur de Portugal es viable desde una perspectiva técnica, económica, ambiental y social.

1.5 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO

SOSTENIBLE

En 2015, los líderes mundiales consideraron 17 objetivos globales conocidos como los objetivos de desarrollo sostenible (ODS). Estos objetivos tienen como principal propósito eliminar la pobreza, proteger el planeta mediante la lucha contra el cambio climático y reducir las desigualdades con el fin de mejorar las condiciones de vida de las personas. [6]

Los objetivos que mejor se alinean con el proyecto son los siguientes.

- - **ODS 03: Salud y bienestar.** Con este objetivo principalmente contribuimos a una atmosfera más saludable, reduciendo la emisión de gases de dióxido de carbono. Además, se prevé una disminución de las posibles enfermedades relacionadas con el calentamiento global y cambio climático.
- - **ODS 07: Energía asequible y no contaminante.** Esta fuente de energía es inagotable, limpia y sostenible. Dada la creciente demanda de electricidad, es fundamental garantizar que todos tengan acceso a ella. Para lograrlo, es necesario invertir en tecnologías como esta y trabajar en la reducción de los costos asociados, de manera que se asegure su viabilidad a largo plazo.
- - **ODS 08: Trabajo decente y crecimiento económico.** La instalación y el estudio de parques de energías renovables requieren de mano de obra, abarcando diversos puestos y especializaciones. Además, al depender de avances tecnológicos, este sector fomenta inversiones tanto financieras como humanas, promoviendo el desarrollo de innovaciones clave en la transición energética.
- - **ODS 09: Industria, innovación e infraestructura.** Estos parques requieren de innovación, tecnología e investigación para llevarse a cabo.
- - **ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles.** El uso de energías limpias es clave para el desarrollo de ciudades sostenibles, ya que mejoran la calidad de vida de habitantes, mejorando así la ciudad en su conjunto. Al integrar este tipo de energía en el entorno urbano, se promueve la creación de comunidades más sostenibles y resilientes, avanzando hacia un modelo urbano más equilibrado y ecológicamente responsable.
- - **ODS 13: Acción por el clima.** Este proyecto, como he mencionado anteriormente, se enfoca principalmente en mitigar el calentamiento global y contribuir a la descarbonización del planeta

Capítulo 2. ENERGÍA EÓLICA : SITUACIÓN TIPOS Y PERSPECTIVA MUNDIAL

2.1 PANORAMA MUNDIAL DE LA ENERGÍA EÓLICA

En el marco de la transición hacia un modelo energético sostenible y libre de emisiones de carbono, las energías renovables han experimentado un notable crecimiento en las últimas décadas. Entre ellas, la energía eólica se ha consolidado como una de las fuentes más eficientes y viables. A diferencia de la energía solar y la hidráulica, el viento está presente en prácticamente cualquier ubicación, en mayor o menor medida, lo que permite su aprovechamiento en diversas regiones del mundo.

Además de su disponibilidad, la energía eólica presenta ventajas medioambientales significativas, ya que no genera residuos ni contamina fuentes de agua. Su desarrollo ha ido acompañado de una reducción progresiva de costos, lo que la ha convertido en una alternativa energética cada vez más competitiva frente a las fuentes convencionales. Diversos estudios medioambientales han demostrado que el impacto de los aerogeneradores en la fauna es considerablemente menor en comparación con otros factores, como la infraestructura vial.

En términos de expansión, el sector eólico alcanzó un hito en 2023 con la instalación de 117 GW de nueva capacidad a nivel global, marcando un incremento del 50 % respecto al año anterior, según el Informe Eólico Mundial del Global Wind Energy Council (GWEC). En el ámbito europeo, WindEurope proyecta que entre 2023 y 2027 se instalarán aproximadamente 129 GW adicionales, a un ritmo anual de 25,8 GW. De esta capacidad, el 74 % corresponderá a parques eólicos terrestres (95 GW), mientras que el 26 % se destinará a instalaciones marinas (34 GW).[7]

Las perspectivas a largo plazo también son prometedoras. Se estima que, para 2040, la energía eólica podría cubrir aproximadamente el 34 % de la demanda eléctrica mundial, en comparación con el 4 % actual. En esta línea, la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) señala que tanto la energía eólica como la solar serán las principales fuentes energéticas para alcanzar el objetivo de cero emisiones netas en 2050.

Este crecimiento continuo posiciona a la energía eólica como un pilar fundamental en la transformación del sistema energético global, contribuyendo de manera significativa a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y al cumplimiento de los objetivos climáticos internacionales.

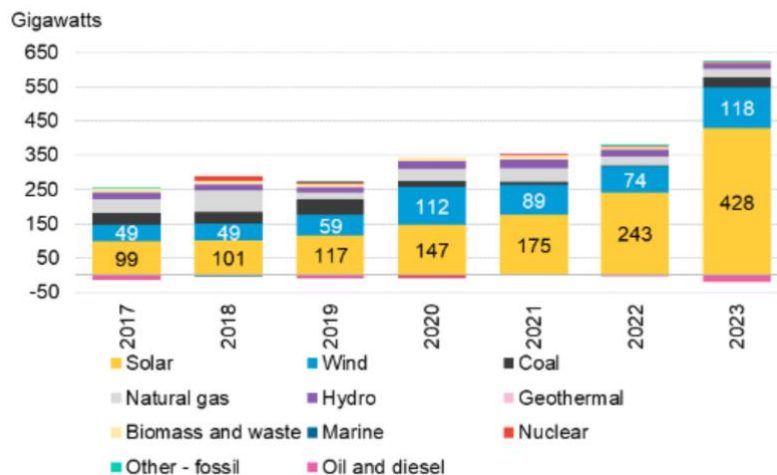


Ilustración 3 :Capacidad instalada de diversas fuentes de energía entre 2017 y 2023, destacando el crecimiento de la energía solar y eólica.

Según los datos del Global Wind Energy Council , los países líderes en la implementación de energía eólica son China , Estados Unidos, Alemania , India y España. La gráfica muestra claramente que China encabeza el ranking mundial con una potencia instalada acumulada de 474.600 MW, una cifra muy superior a la del segundo país en la lista, Estados Unidos, con 150.455 MW.

Este liderazgo no solo refleja una gran capacidad instalada, sino también una apuesta decidida por parte de China en el desarrollo de las energías renovables, especialmente en el sector eólico. Este crecimiento exponencial es el resultado de una estrategia sostenida de inversión masiva en investigación y desarrollo (I+D), orientada a mejorar la eficiencia tecnológica, reducir costes y aumentar la competitividad del sector.

Además de China, otros países europeos como Alemania (69.475 MW) y España (30.748 MW) también destacan por su trayectoria en la energía eólica, aunque con volúmenes significativamente menores. Esta diferencia pone en evidencia la escala y el compromiso de China con la transición energética, posicionándose como un actor clave en la innovación y despliegue de tecnologías limpias a nivel global. En las ilustraciones 7 y 8 se puede observar el considerable potencial de China en el ámbito de la energía eólica, así como la significativa cantidad de megavatios que ha instalado hasta la fecha.[8]

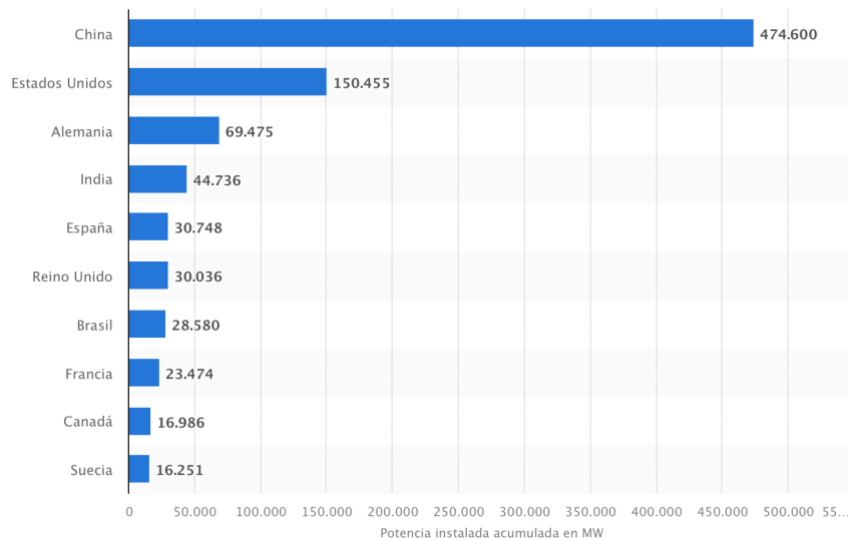


Ilustración 4: Países con mayor potencia instalada acumulada en MW. Fuente: Asociación empresarial eólica en el mundo

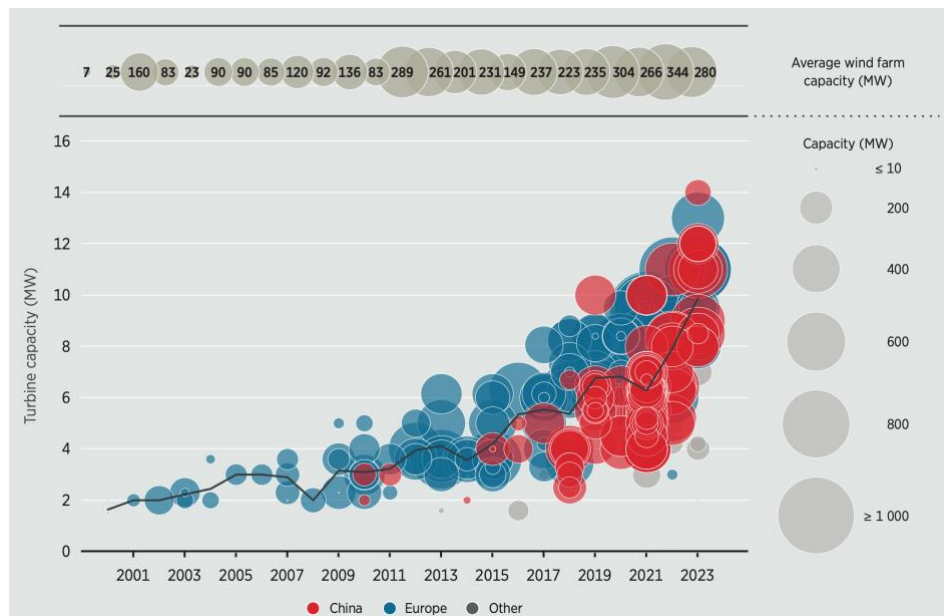


Ilustración 5: Relación entre la capacidad de las turbinas y la capacidad media de los parques eólicos por país. Fuente: IRENA

2.2 ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE: SITUACIÓN INTERNACIONAL

En los últimos años, la energía eólica marina ha ganado un protagonismo notable como una de las tecnologías clave para avanzar hacia un modelo energético sostenible. La energía eólica offshore consiste en aprovechar la energía cinética del viento en alta mar, convirtiéndola en electricidad mediante aerogeneradores instalados sobre estructuras fijas o flotantes, dependiendo de la profundidad del agua.

Sus orígenes se remontan a hace unos 30 años, cuando en 1991 se instaló el primer parque eólico marino del mundo en Dinamarca, llamado Vindeby. Este hito fue, en parte, consecuencia de la crisis del petróleo de 1973, que puso de manifiesto la necesidad de diversificar las fuentes de energía y reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Fue entonces cuando comenzaron a explorarse alternativas como la energía eólica, tanto terrestre como en alta mar.

Sin embargo, el verdadero desarrollo de esta tecnología se ha producido durante los últimos 15 años, en los que la energía eólica marina ha experimentado un crecimiento exponencial y una expansión a nivel global. Este avance ha sido posible gracias a una combinación de factores clave: los continuos avances tecnológicos, el apoyo político e institucional, y el creciente impulso de las energías renovables como herramienta urgente para lograr la descarbonización del sistema energético.

Uno de los elementos más importantes en este proceso ha sido el aumento progresivo de la potencia y eficiencia de los aerogeneradores, que ha permitido instalar turbinas más grandes y potentes en el mar. Esto no solo ha incrementado la producción energética, sino que también ha hecho que los parques eólicos marinos puedan competir con las centrales eléctricas convencionales en términos de generación de electricidad.

El desarrollo de los parques eólicos marinos ha sido posible gracias a la innovación y desarrollo de diversos elementos que han permitido utilizar el recurso del mar de forma óptima, aprovechando su máximo potencial para obtener energía. En primer lugar, los aerogeneradores han mejorado en términos técnicos: los modelos actuales tienen un tamaño de rotor mayor y una torre más alta, lo que ayuda a aprovechar los vientos más fuertes que se encuentran en el océano, generalmente a una altura superior.

Para instalar estas turbinas en alta mar, se necesitan medios de transporte e instalación especializados, como buques adaptados y el uso de equipos con capacidad para elevar e instalar las turbinas a las alturas necesarias. También se han desarrollado distintos softwares y formas de monitorear y controlar estas turbinas, ya que una parte muy importante de esta tecnología es su seguimiento diario, con el objetivo de evitar fallos y comprobar que funcionan de forma eficiente.[9]

Se estima que esta tecnología seguirá creciendo de forma exponencial frente a otras fuentes renovables, ya que en muchas regiones la escasez de suelo limita el desarrollo de la eólica terrestre o la solar. En cambio, el espacio marítimo ofrece un recurso amplio y constante. Este crecimiento sostenido se refleja claramente en la evolución de la capacidad eólica marina mundial acumulada en funcionamiento entre 2014 y 2023, como se muestra en la Figura , donde se observa un incremento notable desde los 7.893 MW en 2014 hasta los 67.412 MW en 2023.[10]

Capacidad eólica marina mundial acumulada en funcionamiento (en MW)

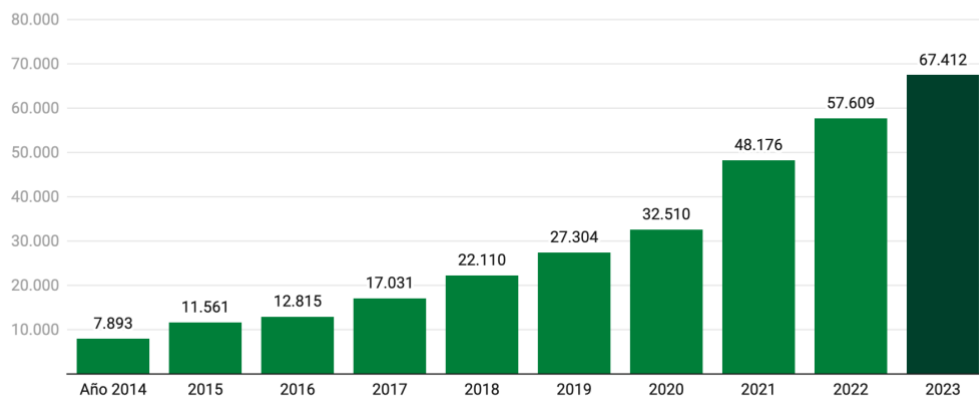


Ilustración 6: Capacidad eólica marina mundial acumulada en funcionamiento (en MW). Fuente: Iberdrola con datos del Global Wind Energy Council, 2023.

Este tipo de tecnología ya se ha expandido a nivel mundial . Entre los países que más la utilizan, destacan China (48%), Reino Unido (22%), Alemania (13%), Países Bajos (5%) y Dinamarca (4%) en 2023, según datos a nivel global. Sin embargo, es importante subrayar que la mayoría de estos parques son eólicos marinos fijos, ya que la tecnología flotante aún se encuentra en fase de desarrollo e implementación. Aun así, cada vez más estudios analizan su viabilidad y las oportunidades que ofrece, aunque uno de los principales problemas sigue siendo el coste.

2.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS : EN TIERRA Y MAR

Este apartado analiza las principales ventajas y desventajas de la energía eólica marina en comparación con la energía eólica terrestre.

Una de las principales ventajas de la energía eólica marina reside en las condiciones del viento en alta mar, donde las velocidades tienden a ser más elevadas y constantes, lo que incrementa significativamente la eficiencia en la generación eléctrica. La ausencia de obstáculos como montañas, edificaciones o vegetación permite que el flujo del viento no se vea interrumpido ni desviado, optimizando así el rendimiento de los aerogeneradores.

A diferencia del entorno terrestre donde elementos como edificaciones, árboles o accidentes geográficos alteran la distribución del viento, generando variaciones en su velocidad y dirección, el ambiente marino ofrece un flujo más uniforme y constante. Esta regularidad se traduce en un aprovechamiento energético más eficiente. Además, el viento en alta mar presenta, en general, un régimen más laminar y estable debido a la menor fricción que ofrece la superficie oceánica. Esta característica favorece condiciones operativas más propicias para los aerogeneradores, permitiendo una conversión de energía más eficiente.

Por otro lado, el recurso eólico marino suele ser menos intermitente que el terrestre. Es decir, el viento en zonas offshore sopla de manera más predecible y sostenida a lo largo del tiempo, con menos fluctuaciones abruptas en su intensidad o dirección. Gracias a esta mayor estabilidad, las turbinas eólicas marinas pueden operar durante un mayor número de horas al año en condiciones óptimas, lo que se traduce en más horas equivalentes de funcionamiento efectivo y, por ende, en una mayor producción energética.

Como resultado, la eólica marina alcanza factores de capacidad significativamente más altos que otras tecnologías renovables, incluida la energía eólica terrestre. Mientras que un parque eólico terrestre puede tener factores de capacidad en torno al 20–30 %, los parques eólicos marinos pueden superar fácilmente el 40 %, e incluso alcanzar valores superiores al 50 % en localizaciones óptimas. Este rendimiento superior convierte a la eólica offshore en una solución más eficiente para la generación eléctrica renovable, especialmente en contextos donde se busca estabilidad y aprovechamiento continuo del recurso.

Además, la tecnología asociada a la eólica marina también ha avanzado significativamente, con el diseño de aerogeneradores de mayor potencia y capacidad en comparación con los terrestres, lo que permite incrementar la producción de electricidad.

Otro aspecto positivo es que, al situarse a una distancia considerable de la costa, los parques eólicos marinos generan un impacto visual y acústico mínimo sobre la población. En cambio, los parques terrestres suelen afectar más al paisaje, ya que sus

turbinas son más visibles y pueden generar ruidos perceptibles, además de suponer un mayor riesgo de interacción con aves. En el entorno marino, las turbinas están más alejadas de núcleos urbanos, por lo que su impacto visual y sonoro es mucho menor.

Por otro lado, la eólica marina dispone de mayor disponibilidad de espacio frente a la terrestre. Los océanos ofrecen zonas extensas y abiertas que permiten construir parques de gran tamaño, lo que supone una ventaja clave para aumentar la capacidad instalada.

Asimismo, esta modalidad ofrece mayor flexibilidad en su ubicación, siempre que se cumplan ciertos criterios técnicos y ambientales.

No obstante, la energía eólica marina también presenta desafíos importantes. En primer lugar, requiere una inversión inicial considerablemente elevada, y sus costes de mantenimiento son superiores a los de los parques eólicos terrestres. La accesibilidad y la logística representan otro reto, ya que tanto la instalación como el mantenimiento dependen del uso de buques especializados, cuya disponibilidad y coste pueden dificultar las operaciones. En comparación, la eólica terrestre continúa siendo una opción más rentable, ya que se trata de una de las fuentes de energía menos costosas y de instalación más rápida y sencilla. Además, su mantenimiento es más accesible, tanto en términos técnicos como económicos.

Por último, los marcos regulatorios y las políticas ambientales relacionadas con la protección de los ecosistemas marinos pueden representar obstáculos adicionales para su expansión. A nivel técnico, la construcción de parques offshore también enfrenta dificultades asociadas a las condiciones extremas del entorno marítimo, como el oleaje, la corrosión y la variabilidad climática, que deben ser gestionadas adecuadamente para garantizar la fiabilidad de las instalaciones.[12]

En definitiva, tanto la energía eólica marina como la terrestre presentan ventajas y limitaciones específicas. La elección entre una u otra dependerá de factores técnicos, económicos y ambientales, así como de las condiciones particulares del emplazamiento. No obstante, la eólica marina se perfila como una alternativa estratégica con gran potencial de crecimiento en el contexto de la transición energética.

2.4 AEROGENERADORES FIJOS Y FLOTANTES

La energía eólica marina puede clasificarse en dos tipos: cimentación fija o flotante. La elección entre una u otra dependerá principalmente de la batimetría del emplazamiento, entre otros factores técnicos. En la actualidad, la mayoría de los parques eólicos marinos que existen en el mundo utilizan cimentaciones fijas, una tecnología que ya está desarrollada e implementada a gran escala. Estas cimentaciones se emplean en aguas poco profundas, generalmente no superiores a los 50 metros, y se anclan directamente al fondo

marino o a estructuras apoyadas en él. Se trata de una solución probada, consolidada y con costes operativos y de mantenimiento relativamente bajos.

Sin embargo, el futuro de la energía eólica marina apunta hacia el desarrollo de plataformas flotantes, capaces de operar en aguas más profundas, de hasta aproximadamente 300 metros, donde los vientos son más intensos y constantes. Este tipo de tecnología

permitiría aprovechar mejor el recurso eólico disponible, además de facilitar la instalación de turbinas en zonas más alejadas de la costa. Una de sus ventajas es que las turbinas pueden fabricarse y ensamblarse en tierra, para luego ser transportadas e instaladas en alta mar sobre plataformas flotantes ancladas mediante sistemas de fondeo.

No obstante, las plataformas flotantes aún se encuentran en fase de análisis y estudio, y su implementación a nivel global ha sido todavía limitada. Este tipo de estructura implica costes más elevados, tanto en diseño como en instalación, y plantea desafíos técnicos relevantes. Deben garantizar su estabilidad en aguas profundas y resistir condiciones meteorológicas adversas, como oleaje intenso, fuertes vientos y corrientes marinas. Además, suelen requerir el uso de puertos especializados para su construcción y traslado. Al estar situadas más lejos de la costa, también presentan mayores costes de mantenimiento y complicaciones en cuanto a monitoreo, control y reparación en caso de fallos.

En relación con el marco regulatorio, muchos países aún no disponen de una normativa específica para parques eólicos flotantes. Sin embargo, algunas naciones como el Reino Unido y Noruega han desarrollado programas nacionales de apoyo, con el objetivo de facilitar el desarrollo de esta tecnología. Aun así, los procesos de autorización ambiental y marítima continúan siendo lentos y complejos, lo que puede retrasar su implementación.

El primer aerogenerador eólico flotante del mundo fue instalado en 2009 bajo el nombre de Hywind Demo, frente a la costa oeste de Noruega, en el océano Atlántico. Contaba con una única turbina de 2,3 MW y marcó el inicio del desarrollo de la tecnología flotante. Desde entonces, la eólica flotante ha comenzado a evolucionar, aunque sigue siendo una tecnología relativamente nueva.

Este avance permitiría ampliar significativamente las zonas aptas para la instalación de parques eólicos marinos, representando una oportunidad clave para la expansión de esta tecnología en los próximos años.

2.5 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN PORTUGAL

Portugal es uno de los países que más está apostando por las energías renovables, en particular por la energía eólica. Según el periódico *Vector Renewables*, se estima que para finales de 2030 las energías renovables representarán el 47 % del consumo final nacional de energía.[13]

Con una costa de más de 1.200 kilómetros, Portugal dispone de condiciones óptimas para el desarrollo de la energía eólica marina, gracias a sus vientos especialmente favorables.

Además, su ubicación geográfica le permite aprovechar el potencial eólico del océano Atlántico. El gobierno portugués está impulsando activamente este tipo de proyectos, lo que no solo fomenta la creación de empleo y el crecimiento económico, sino que también posiciona al país como un referente en el sector de la energía eólica marina.

Sin embargo, al igual que España, Portugal enfrenta dificultades para la instalación de parques eólicos con cimentaciones fijas, ya que sus aguas alcanzan rápidamente grandes profundidades, lo que limita la viabilidad técnica y económica de este tipo de estructuras. Mientras que las cimentaciones fijas están diseñadas para profundidades de entre 50 y 60 metros, las aguas portuguesas superan rápidamente los 100 metros de profundidad. Por este motivo, el país ha apostado por el desarrollo de tecnología flotante, lo que permite la instalación de aerogeneradores en zonas con una batimetría desfavorable.

Portugal ha diseñado uno de los planes energéticos más ambiciosos de Europa para los próximos años. En el ámbito de la energía eólica marina *offshore*, su objetivo es alcanzar una capacidad instalada de 10 GW para finales de la década según el periódico de energías renovables.

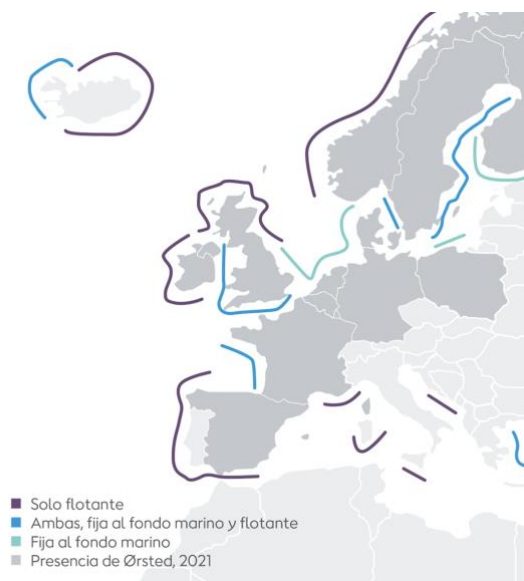


Ilustración 7: Zonas costeras de Europa con desarrollo de energía eólica marina flotante y fija. Fuente: Ørsted, adaptado

Este mapa refleja cómo, además de Portugal, otros países como Francia, Reino Unido, Noruega o España también han empezado a explorar el potencial de la energía eólica

flotante, especialmente en zonas donde las profundidades marinas hacen inviable el uso de cimentaciones fijas. La presencia creciente de estas tecnologías en distintas regiones europeas muestra un cambio de enfoque hacia soluciones adaptadas a entornos más complejos y alejados de la costa.

Portugal ha sido también uno de los países pioneros en la implementación de la energía eólica marina flotante a nivel mundial.

En los últimos años, Portugal ha estado evaluando distintos proyectos de energía eólica marina. En este contexto, se llevó a cabo el desarrollo del proyecto WindFloat Atlantic, el primer parque eólico marino flotante instalado en Portugal. Está ubicado frente a la costa de Viana do Castelo, a unos 20 km de la costa y a una profundidad aproximada de 100 metros, con una vida útil estimada de 25 años. WindFloat Atlantic está compuesto por tres turbinas semisumergibles Vestas V164, cada una con una capacidad de 8,4 MW, que en el momento de su diseño eran las más potentes disponibles en el mercado. En total, el parque alcanza una potencia instalada de 25 MW. Las tres turbinas se elevan 185 metros sobre la superficie del océano, y cada una se apoya en una plataforma flotante de estructura triangular, formada por tres columnas verticales interconectadas. El parque entró en funcionamiento en julio de 2020 y, para julio de 2024, había registrado una producción acumulada de 320 GWh, lo que equivale a cubrir el consumo eléctrico de aproximadamente 25.000 hogares durante un año.[15][16]

Tras la ejecución de este proyecto y el reconocimiento del gran potencial de Portugal para el desarrollo de este tipo de energía, se están realizando numerosos análisis para evaluar la viabilidad de nuevos proyectos en el país. Aunque la tecnología flotante aún se encuentra en fase de desarrollo, muchas empresas están compitiendo activamente para diseñar turbinas más potentes, dado que se considera que esta tecnología representa el futuro de la energía eólica marina.

Capítulo 3. DISEÑO DEL PARQUE

3.1 SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Como se mencionó en el apartado anterior, Portugal es un país que, debido a sus condiciones geográficas y climáticas, presenta un gran potencial para el desarrollo de proyectos en el ámbito de la energía eólica marina flotante. Por esta razón, y dado que cumple con los requisitos técnicos y ambientales necesarios, he seleccionado la siguiente ubicación para el proyecto.

El parque eólico se ubicará frente a la costa de Lavos, una freguesia portuguesa perteneciente al municipio de Figueira da Foz, en el distrito de Coimbra, en la zona central del país. Esta localidad se encuentra a 30,5 km de la ciudad de Figueira da Foz, a 72 km de Coimbra y a 179 km al sur de Lisboa. La región presenta un clima con veranos secos e inviernos frescos, con temperaturas anuales que oscilan entre los 4 °C y los 28 °C. Durante el verano, las temperaturas máximas diarias promedio superan los 25 °C, mientras que en invierno no suelen superar los 17 °C. La costa portuguesa, influenciada por el océano Atlántico, constituye una zona estratégica para este tipo de instalaciones debido a la presencia de vientos constantes y favorables para la generación eólica.

El parque se situará aproximadamente a 34 km mar adentro, en una zona con una profundidad cercana a los 110 metros. Las coordenadas aproximadas del emplazamiento son 40.170479° N, -9.239502° O. Tras analizar aspectos clave como la velocidad y constancia del viento, la viabilidad técnica para evacuar la energía generada, la logística, el impacto ambiental, la batimetría y las rutas marítimas, considero que esta ubicación es idónea para la instalación de un parque eólico marino flotante.

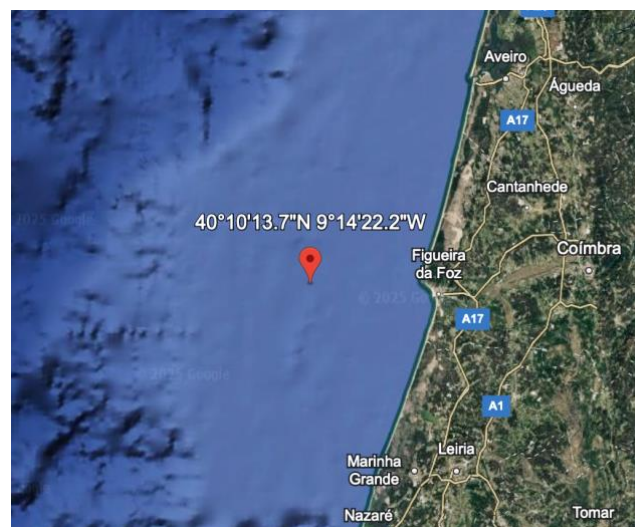


Ilustración 8: Emplazamiento de nuestro parque eólico. Fuente: Google earth

A continuación, expondré las razones por las cuales he considerado esta ubicación como un emplazamiento idóneo para el desarrollo de este parque eólico. Para ello, se analizarán los requisitos fundamentales que deben cumplir este tipo de instalaciones, entre los que se incluyen la disponibilidad de un recurso eólico óptimo, la viabilidad de la evacuación de la energía, las condiciones de batimetría, los aspectos logísticos, el impacto ambiental y la influencia en las rutas marítimas.

3.1.1 RECURSO EÓLICO

Lo primero que se debe tener en cuenta al considerar la energía eólica es el recurso eólico. En la zona de Figueira da Foz, se presentan dos vientos predominantes: el primero, conocido como Nortada, sopla principalmente durante los meses cálidos, y el segundo, los vientos del oeste, se presentan en los meses fríos.

La Nortada sopla del noroeste hacia el sur, con una dirección principal norte-noroeste. Este viento se origina principalmente debido a una depresión térmica sobre la Península Ibérica y un anticiclón de las Azores sobre el Atlántico. Los vientos de la Nortada son frescos y secos. Por otro lado, los vientos del oeste provienen del océano Atlántico, y soplan en dirección de este hacia la costa portuguesa. Estos vientos son causados por las zonas de baja presión situadas sobre el océano, las cuales atraen aire desde latitudes más altas. Los vientos del oeste suelen ser más húmedos, lo que contribuye a moderar las temperaturas en la región.[17]

A través del uso de la plataforma Global Wind Atlas, he podido observar que la velocidad media del viento en la costa de Portugal es alta y constante, a diversas altitudes. Las turbinas eólicas tienen una altura que varía entre 100 y 150 metros, por lo que analizaremos la velocidad del viento a estas dos alturas. Los datos correspondientes pueden ser consultados en las imágenes proporcionadas a continuación. Posteriormente, se realizará un análisis más detallado del recurso eólico en esta zona.

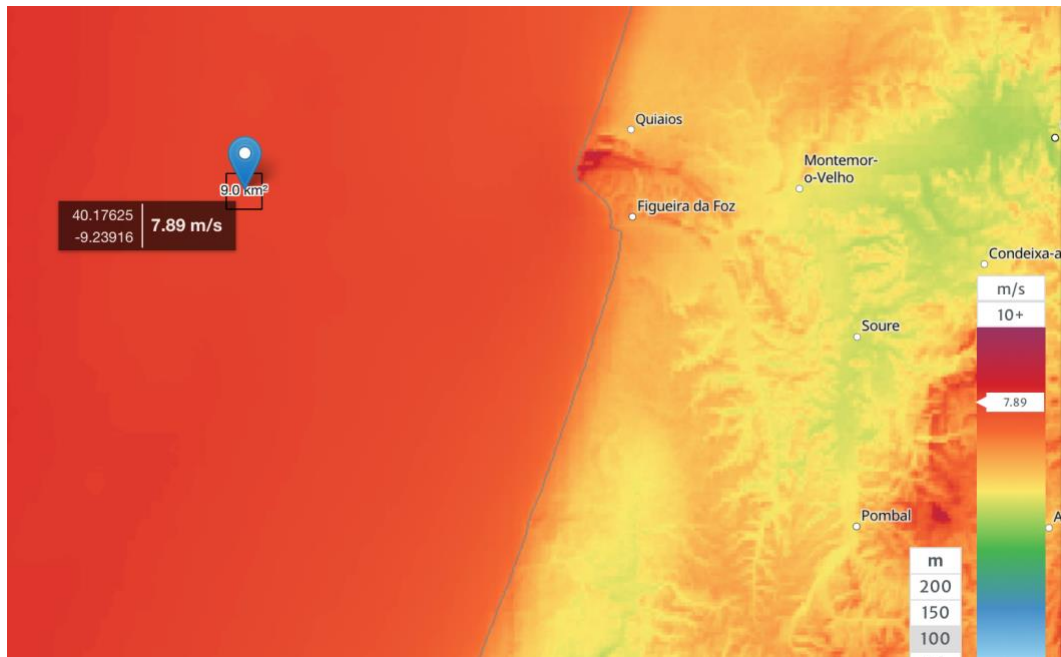


Ilustración 9: Velocidad media del viento en el emplazamiento a 100 m de altura. Fuente: Global wind atlas

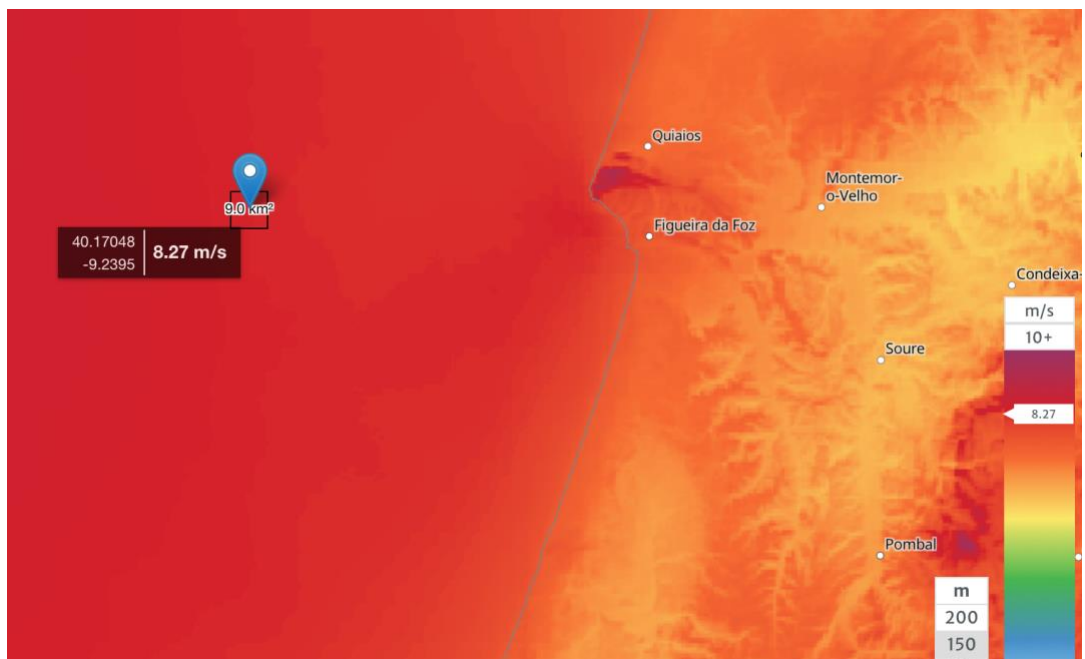


Ilustración 10: Velocidad media del viento en el emplazamiento a 150 m de altura. Fuente: Global wind atlas.

3.1.2 BATIMETRÍA

A la hora de estudiar posibles ubicaciones para instalar un parque eólico marino, es importante tener en cuenta la batimetría de la zona. Como ya se comentó anteriormente, en el caso de la costa portuguesa, el uso de plataformas fijas no es una opción viable, ya que las aguas se vuelven profundas muy cerca de la costa.

Por este motivo, se recurre a plataformas flotantes, que actualmente pueden instalarse en profundidades de hasta 300 metros, lo que permite que este tipo de proyectos sean viables también desde el punto de vista económico.

La zona que se ha elegido para este proyecto tiene una batimetría aproximada de 110 metros, lo que la convierte en una ubicación adecuada para este tipo de tecnología. A continuación, se muestra un mapa con la batimetría del área seleccionada y con la batimetría de la península ibérica.



Ilustración 11: Mapa de la batimetría de la península ibérica. Fuente: Global wind atlas.

A esta profundidad, la distancia respecto a la costa es de aproximadamente 34 km. Según un estudio realizado por Iberdrola, a partir de los 29 km de distancia, un aerogenerador deja de ser perceptible visualmente para cualquier observador desde tierra firme.

3.1.3 EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA

En lo que respecta a la evacuación de la energía generada, se cuenta con la subestación eléctrica de Lavos, la cual opera a una tensión de 400 kV en alta tensión y forma parte de la red de transmisión gestionada por la Red Eléctrica Nacional portuguesa (REN), entidad responsable de la distribución de electricidad en Portugal. La subestación de Lavos funciona como una instalación de transformación, donde la energía eléctrica ingresa a 400 kV y se reduce a 60 kV para su posterior distribución. Su capacidad nominal es de 170 MVA, lo que la convierte en una infraestructura estratégica dentro de la red.[19]

Nuestra red eléctrica debe ser capaz de absorber toda la energía producida por el parque eólico marino. El hecho de contar con una línea de alta tensión de 400 kV actualmente en servicio demuestra la existencia de una infraestructura robusta, adecuada para gestionar elevados volúmenes de evacuación energética, como los que puede requerir este tipo de instalaciones. Sobre esta base, se asume que será posible evacuar grandes cantidades de energía sin sobrecargar la red.

Dado que la capacidad total estimada del parque no supera los 200 MW, y que la línea de 400 kV en Lavos está diseñada para evacuar potencias superiores a 1.000 MW, resulta razonable suponer que no existirán restricciones técnicas relevantes para la integración de la energía generada, al menos desde un análisis preliminar.

Aunque en esta fase del proyecto no se dispone de información detallada sobre la capacidad de acceso real a la red en esta subestación, la presencia de una infraestructura de alta capacidad ya en funcionamiento, sumada a la moderada potencia instalada prevista, permite asumir de forma razonable que la red será capaz de absorber la producción del parque. Esta hipótesis, no obstante, deberá ser confirmada mediante los estudios de acceso correspondientes.

A continuación, se muestra un mapa con la red eléctrica terrestre en las proximidades del emplazamiento, así como los accesos a la subestación de Lavos.

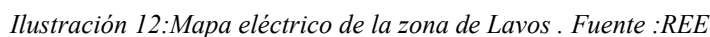


Ilustración 13: Simbología del mapa eléctrico de la zona de Lavos. Fuente: REE

3.1.4 LOGÍSTICA

Para la logística, el almacenamiento, el transporte y la instalación de los aerogeneradores, el Puerto de Sines se presenta como el mejor candidato, incluso por encima de otros puertos más cercanos al emplazamiento. Este puerto es el principal de Portugal en la costa atlántica y destaca no solo por su ubicación estratégica, sino también por ser líder en volumen de mercancías movidas. Por esta razón, cuenta con numerosas terminales especializadas y una infraestructura preparada para manejar operaciones complejas.

El Puerto de Sines actúa como una puerta de entrada energética al país y es uno de los puertos de carga más importantes de Portugal. Tiene gran capacidad logística, lo que lo convierte en un punto ideal para recibir componentes de gran tamaño, como los aerogeneradores marinos. Además, desde este puerto podrán zarpar los buques especializados necesarios para trasladar tanto las turbinas como las plataformas flotantes hasta su ubicación definitiva en el mar.[21]

La turbina seleccionada para el proyecto, la SG 14-222 DD de Siemens Gamesa, se fabrica por partes en distintas localizaciones: por ejemplo, las palas se producen en el Reino Unido y la góndola en Alemania. Todos estos componentes serán transportados al Puerto de Sines, donde se realizará el montaje final de las turbinas. Una vez completado el ensamblaje, las unidades serán trasladadas al emplazamiento mediante buques especializados. Finalmente, se procederá a la instalación de los sistemas de amarre y de los cables necesarios para la conexión a la red eléctrica, completando así el proceso de puesta en marcha del parque eólico marino



Ilustración 14: Buque especializado transportando aerogeneradores.

3.1.5 IMPACTO DEL ECOSISTEMA

Con el fin de evaluar el posible impacto ambiental del proyecto, hemos realizado un estudio teórico basado en supuestos razonables, dado que predecir con precisión todos los efectos sobre el medio natural resulta complejo en esta fase. Las conclusiones aquí presentadas se fundamentan en los siguientes criterios y suposiciones:

En primer lugar, se asume que el emplazamiento del parque eólico no interfiere con rutas migratorias relevantes de aves. Para ello, se ha considerado la altura de vuelo de las especies que atraviesan la zona, información que puede ser obtenida mediante sistemas de monitorización y cámaras de seguimiento. Asimismo, se contempla como medida preventiva que las tareas de instalación no coincidan con los periodos de migración, minimizando así posibles interferencias. Diversos estudios respaldan que, si se gestionan adecuadamente estos factores, el riesgo que suponen los aerogeneradores para las aves es bajo.

En cuanto al entorno marino, se prevé la realización de estudios acústicos específicos para evaluar el posible efecto del ruido generado por las turbinas sobre la fauna marina del océano Atlántico. Se analizará si el proceso de instalación o el funcionamiento posterior de las turbinas puede afectar negativamente a especies sensibles o provocar alteraciones significativas en las corrientes marinas locales, lo cual podría modificar el equilibrio del ecosistema.

Para ello, partimos del supuesto de que el proyecto cumplirá estrictamente con toda la normativa nacional e internacional en materia de protección ambiental. Las medidas clave que consideramos en esta evaluación incluyen:

- Directiva de Aves (2009/147/CE) :Esta directiva de la Unión Europea protege a las aves silvestres europeas y sus hábitats.[22]
- Directiva Hábitats (92/43/CEE) También de la Unión Europea, esta directiva tiene como objetivo la protección de los hábitats naturales, la flora y la fauna.[23]
- Convenio de Bonn: Este convenio internacional protege a los animales migratorios mediante medidas específicas.[24]
- Convenio sobre la diversidad biológica: Un tratado de las Naciones Unidas que también protege a la fauna migratoria. [25]

Al abordar el tema de las reservas marinas y de las zonas protegidas, es imprescindible considerar la red de áreas marinas protegidas en Portugal, que abarca tanto el territorio continental como los archipiélagos de las Azores y Madeira. Tras analizar los mapas

cartográficos proporcionados por el ICNF (*Instituto para la Conservación de la Naturaleza y los Bosques*), observamos que esta entidad es la responsable de la protección del entorno marino en Portugal. Su labor se centra en la conservación, uso sostenible y restauración de hábitats y especies, especialmente aquellas que forman parte de la Red Natura 2000, una red ecológica europea destinada a la protección de la biodiversidad.

El ICNF clasifica las áreas marinas que requieren protección en distintos tipos de zonas, en función de sus características ecológicas y del grado de protección necesario. Entre ellas se encuentran:

- ZEC (Zonas Especiales de Conservación): designadas para preservar tipos de hábitats y especies naturales de interés comunitario.
- ZPE (Zonas de Protección Especial): dirigidas principalmente a la protección de aves silvestres.
- RNAP (Red Nacional de Áreas Protegidas): red que integra espacios protegidos por su valor ecológico, geológico o paisajístico.

Utilizando el mapa proporcionado por el ICNF, hemos identificado las principales zonas marinas protegidas dentro del área de influencia del proyecto. Esta información es fundamental para garantizar que el diseño y desarrollo del parque eólico no interfiera con ecosistemas sensibles ni con áreas legalmente protegidas.



Ilustración 15: Zonas reservadas en Portugal. Fuente: ICNF

En el mapa puede observarse la zona de Figueira da Foz, donde aparece señalada una marca puntual que indica la ubicación aproximada del proyecto. Al analizar esta costa, se identifican diversas zonas marinas protegidas en sus proximidades.

Para valorar la viabilidad ambiental de la instalación del parque eólico, se ha realizado una medición de la distancia desde la línea de costa hasta el límite exterior del área protegida. El resultado obtenido ha sido de 26,2 km.

Dado que el parque está previsto a una distancia de 34 km de la costa, esto confirma que la ubicación propuesta se encuentra fuera del área protegida, por lo que no representa un impedimento desde el punto de vista de la normativa de conservación. De este modo, se reafirma la viabilidad del emplazamiento seleccionado en términos de compatibilidad con las zonas de protección ambiental.

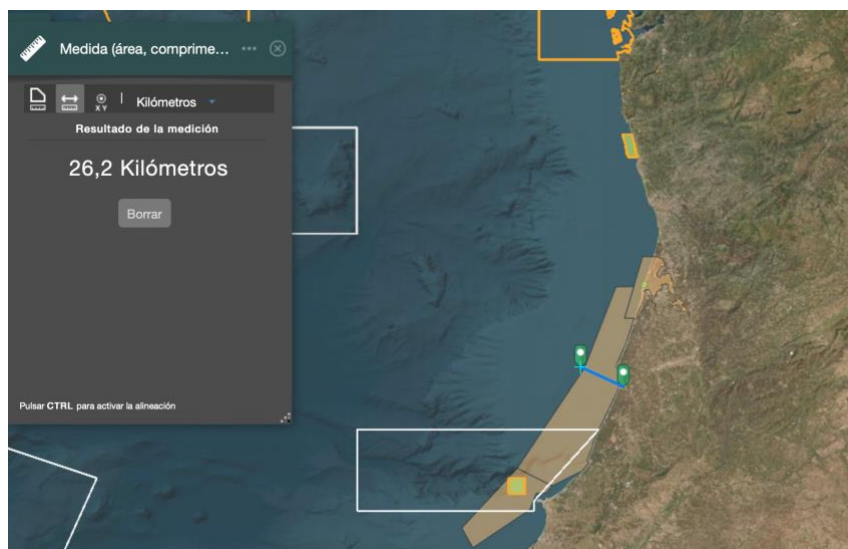


Ilustración 16: Distancia a la costa desde la zona protegida .Fuente: ICNF

3.1.6 RUTAS MARINAS

Otro aspecto importante a tener en cuenta en la planificación del parque eólico marino es el análisis de las rutas marítimas. Portugal cuenta con el Puerto de Sines, uno de los mas grandes y relevantes del país, que desempeña un papel fundamental en el comercio internacional. Este puerto está integrado en varias rutas marítimas estratégicas, como la Ruta de la Seda Marítima y el corredor transatlántico hacia América Latina, lo que lo convierte en un punto clave para el tránsito de mercancías.

Debido a su gran capacidad operativa y a su ubicación estratégica, el Puerto de Sines recibe y despacha una cantidad considerable de buques, lo que genera un alto volumen de tráfico marítimo en sus proximidades. Para evaluar la posible interferencia del parque eólico con estas rutas, hemos utilizado la aplicación MarineTraffic, que permite observar en tiempo real el movimiento de embarcaciones en la zona.

Con base en esta herramienta, hemos realizado una estimación que indica que, a una distancia de 34 km de la costa, no se identifican rutas marítimas principales que puedan verse afectadas por la instalación de aerogeneradores. Por tanto, se concluye que el parque, en su ubicación inicial, no supondría un obstáculo para la navegación ni representaría un riesgo para el tráfico marítimo.

3.2 ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO

Para analizar la viabilidad de un parque eólico, el factor más crucial es el recurso eólico, ya que este determinará la cantidad de energía que se podrá generar en la ubicación seleccionada. Por ello, el estudio del viento es un aspecto fundamental en proyectos de esta naturaleza. Las características más relevantes a analizar incluyen el origen de los vientos, la velocidad media en el emplazamiento, la dirección predominante y su distribución a lo largo del tiempo. A continuación, realizamos un análisis más detallado del comportamiento del viento en la zona de estudio.

3.2.1 ORIGEN Y COMPORTAMIENTO DEL VIENTO

El viento surge como resultado de las diferencias de presión atmosférica, las cuales son causadas principalmente por las variaciones de temperatura en la superficie terrestre, aunque también influyen otros factores como la humedad, la altitud o la topografía. El Sol calienta de manera desigual la Tierra, generando zonas con alta y baja presión. Como consecuencia, el aire tiende a moverse desde las áreas de alta presión hacia las de baja presión, lo que da lugar al fenómeno del viento. Además, factores como la fuerza de Coriolis y el rozamiento con la superficie influyen en su dirección y velocidad.

La fuerza de Coriolis es un efecto generado por la rotación de la Tierra. Cuando una masa de aire o cualquier fluido se desplaza sobre un cuerpo en rotación como nuestro planeta, no sigue una trayectoria recta, sino que se desvía. En el hemisferio norte, esta desviación es hacia la derecha, mientras que en el hemisferio sur ocurre hacia la izquierda. Esta desviación afecta directamente la dirección de los vientos, aunque en las zonas cercanas al ecuador, la influencia de la fuerza de Coriolis es más débil, lo que permite que los vientos sigan trayectorias más directas.

En cuanto al rozamiento, su principal efecto se observa en las capas de aire cercanas al suelo. Este fenómeno reduce la velocidad del viento debido a la fricción entre el aire y la superficie terrestre. La intensidad de este efecto varía con la altura: a nivel del suelo, el viento se mueve más lentamente debido a la mayor fricción, pero a medida que se asciende, la velocidad aumenta y el viento se vuelve más uniforme al disminuir la resistencia. Además de reducir la velocidad, el rozamiento también afecta la dirección del viento, desviándolo a medida que interactúa con obstáculos como edificios, montañas o vegetación.

La distribución desigual de la temperatura, el rozamiento con la superficie terrestre y la rotación del planeta a través de la fuerza de Coriolis desempeñan un papel fundamental en la configuración del comportamiento del viento, tanto a diferentes altitudes como en distintas regiones del planeta.

Los vientos globales se dividen principalmente en tres grandes tipos: los alisios, los vientos del oeste y los vientos polares. Estos vientos se caracterizan por recorrer largas distancias a través del planeta y desempeñan un papel esencial en el transporte de energía térmica en la atmósfera. El recorrido de estos vientos está condicionado por las diferencias de temperatura entre distintas regiones de la Tierra, lo que provoca la formación de zonas de alta y baja presión atmosférica. En las zonas cálidas, como los trópicos, el aire caliente tiende a ascender, generando baja presión. En cambio, en las zonas frías, como los polos, el aire frío desciende, creando alta presión. Fenómenos como las altas presiones subtropicales, representadas por sistemas como el conocido anticiclón de las Azores, junto con las bajas presiones polares, dan lugar a elementos clave en la dinámica atmosférica, como las corrientes en chorro, las calmas subtropicales y la circulación general de los vientos globales.[26][27]

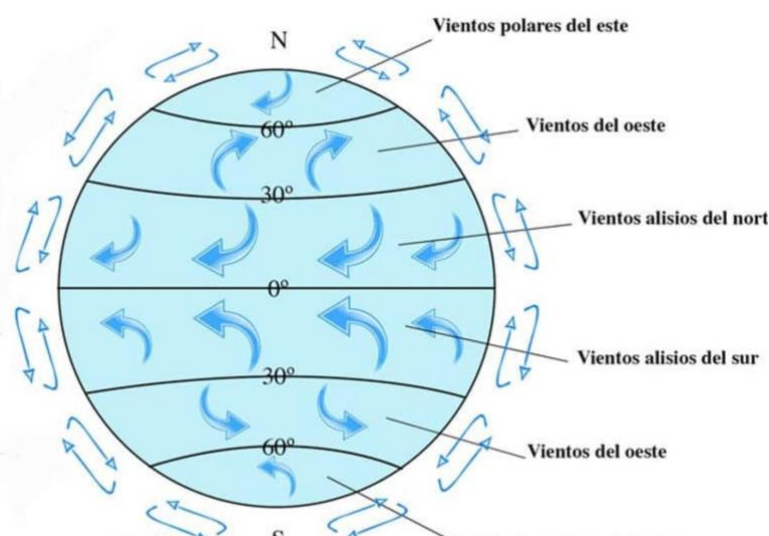


Ilustración 17: Vientos y sus características. Fuente: Náutica información

Portugal se encuentra dentro de la célula de Ferrel, una de las tres grandes células de circulación atmosférica que conforman el sistema global de vientos. Esta célula opera aproximadamente entre los 30° y 60° de latitud en ambos hemisferios. Los vientos predominantes a nivel superficial dentro de esta célula son los conocidos como vientos del oeste, que soplan desde el oeste hacia el este. Estos vientos pueden alcanzar intensidades considerables, especialmente entre las latitudes 40° y 50° sur, donde suelen ser más marcados.

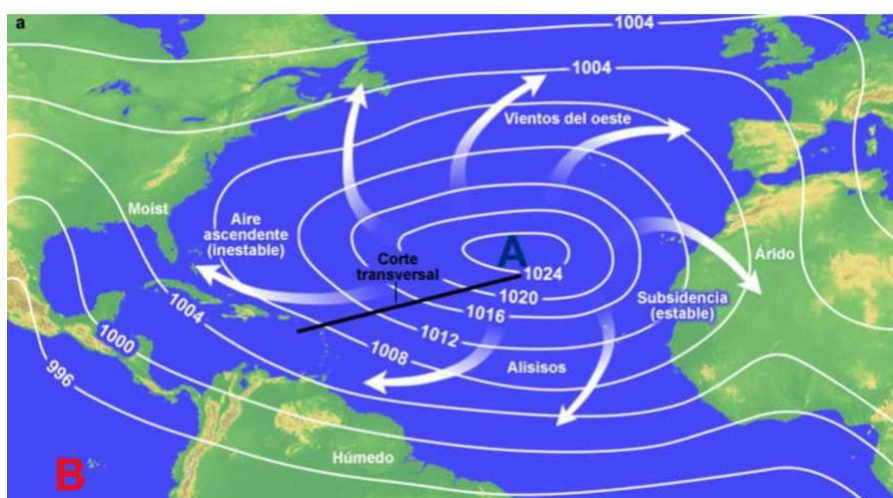


Ilustración 18: Anticiclón de las Azores. Fuente: Náutica información

En la región de Figueira da Foz, se distinguen dos patrones de viento predominantes en función de la época del año. Durante los meses más cálidos, predomina la llamada “nortada”, mientras que en los meses fríos es más común la presencia de los vientos del oeste.

La nortada es un viento característico del verano que sopla desde el noroeste en dirección al sur, con una componente dominante norte-noroeste. Este fenómeno se origina por la combinación de una depresión térmica sobre la Península Ibérica y la presencia del anticiclón de las Azores en el Atlántico. Los vientos asociados a la nortada son generalmente frescos y secos.

Por otro lado, los vientos del oeste, predominantes durante el invierno, tienen su origen en el océano Atlántico. Soplan desde el oeste hacia la costa portuguesa y se deben a la presencia de zonas de baja presión en el océano, que generan una entrada de aire desde latitudes más altas. Estos vientos suelen ser más húmedos y contribuyen a moderar las temperaturas en la región.

3.2.2 VELOCIDAD MEDIA

Como mencionamos anteriormente, la velocidad media del viento es un factor clave en la evaluación del recurso eólico. A través de la aplicación Global Wind Atlas, hemos determinado que las velocidades del viento a alturas de entre 100 y 150 metros oscilan entre 7.9 y 8.3 m/s, respectivamente.

Específicamente, los valores obtenidos indican que a una altura de 100 metros la velocidad media del viento es de 7,89 m/s, mientras que a 150 metros alcanza los 8,27 m/s. Dado que las turbinas que se analizarán más adelante presentan distintas alturas de buje, resulta necesario estimar la velocidad media del viento correspondiente a cada una de ellas para garantizar una evaluación adecuada de su rendimiento. Las alturas consideradas serán 100, 110 y 140 metros, que coinciden con las especificaciones técnicas de los aerogeneradores seleccionados. No obstante, no será necesario recalcular la velocidad a 100 metros, ya que este dato ya ha sido obtenido previamente. Para realizar estas estimaciones, se aplicará la ley de potencia del perfil vertical del viento, que permite ajustar la velocidad en función de la altura. Esta ley se basa en una aproximación al perfil logarítmico y es ampliamente utilizada en estudios de recurso eólico. La fórmula empleada es la siguiente:

$$v_2 = v_1 * \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\alpha$$

v_2 es la velocidad del punto 2

v_1 es la velocidad del punto 1

z_2 es la altura del punto 2

z_1 es la altura del punto 1

α exponente de rugosidad del terreno

El primer paso consiste en estimar el valor de α . Para ello, utilizamos los datos proporcionados de los puntos 1 y 2, los sustituimos en la ecuación de la ley de potencia del perfil de velocidad del viento y obtenemos un α de 0.116, una vez determinado este coeficiente, podemos calcular la velocidad media del viento a una altura de 110 y 140 metros, aplicando nuevamente la misma ecuación.

Los valores que utilizaremos en el cálculo son los siguientes:

v_1 : Velocidad del viento a la altura del punto 1 \rightarrow 7.89 m/s.

z_1 : Altura del punto 1 \rightarrow 100 m.

z_2 : Altura a la que se encuentra la turbina \rightarrow 110 m.

α : Exponente de rugosidad \rightarrow 0.116

Aplicando la ecuación, obtenemos que la velocidad media del viento a 110 metros de altura es de 7.97 m/s.

v_1 : Velocidad del viento a la altura del punto 1 $\rightarrow 7.89$ m/s.

z_1 : Altura del punto 1 $\rightarrow 100$ m.

z_2 : Altura a la que se encuentra la turbina $\rightarrow 140$ m.

α : Exponente de rugosidad $\rightarrow 0.116$

Aplicando la ecuación, obtenemos que la velocidad media del viento a 110 metros de altura es de 8.20 m/s.

Estas medidas resultan coherentes para analizar el recurso eólico en la zona, permitiéndonos evaluar si el emplazamiento presenta condiciones favorables para la generación de energía . Se observa que las velocidades medias registradas a las alturas consideradas son relativamente elevadas, lo que indica que el recurso eólico disponible es significativo y que la ubicación es apta para la instalación de aerogeneradores.

Durante el desarrollo de este trabajo, el objetivo principal era utilizar el software OpenWind para analizar diferentes tipos de turbinas eólicas, evaluar la ubicación óptima para su emplazamiento en la zona de estudio, así como determinar el número adecuado de turbinas y la densidad de potencia eólica correspondiente. Sin embargo, nos encontramos con diversas limitaciones técnicas derivadas del uso de la versión académica gratuita del programa. Esta versión no permite la simulación de parques eólicos marinos ni incluye algunos modelos de turbinas necesarios para el correcto desarrollo del estudio. Por su parte, la versión profesional del software, que sí ofrece estas funcionalidades, está orientada a empresas y tiene un coste elevado, lo cual imposibilita su uso en el presente contexto académico. Ante estas restricciones, fue necesario replantear la metodología de trabajo y buscar alternativas viables, justificando las decisiones adoptadas en función de las herramientas disponibles. Esta adaptación ha sido fundamental para poder continuar con el análisis dentro de los márgenes técnicos y económicos accesibles.

Es por ello por lo que planteamos las siguientes gráficas,

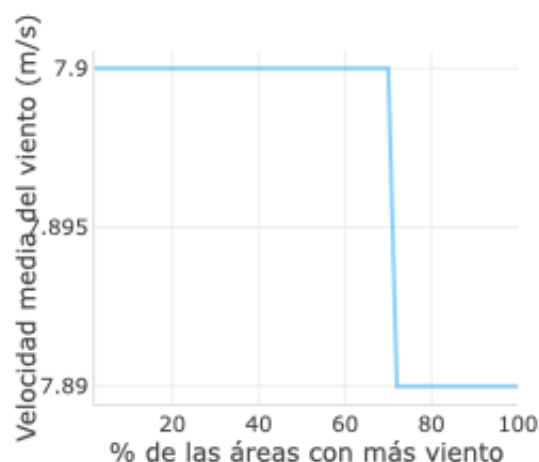


Ilustración 19: Velocidad media del viento a 100 m (m/s). Fuente: Global wind atlas



Ilustración 20: Índice de la velocidad media del viento. Fuente: Global wind atlas.

A una altura de 100 metros, los datos extraídos del Global Wind Atlas indican que la velocidad media del viento presenta una variación mínima de tan solo 0,01 m/s entre el 0 % y el 100 % de las áreas con mayor recurso eólico. Aunque visualmente puede percibirse una caída brusca en el gráfico, esta diferencia es insignificante desde el punto de vista técnico, lo que pone de manifiesto una gran uniformidad en la velocidad media del viento en el emplazamiento. Esta homogeneidad es un factor muy favorable para la instalación de turbinas, ya que contribuye a una producción energética más predecible y eficiente.

En cuanto a la variabilidad temporal, el índice de velocidad del viento muestra oscilaciones suaves entre 0,88 y 1,06 a lo largo del año. En la mayoría de los meses, el índice se sitúa por encima de 1, y rara vez desciende por debajo de 0,9, lo cual representa fluctuaciones típicas dentro de un ciclo anual. Esta estabilidad mensual es un aspecto positivo, ya que garantiza una generación energética relativamente constante y sin interrupciones estacionales marcadas.

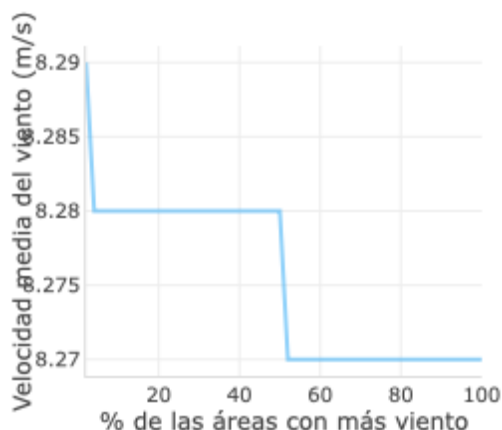


Ilustración 21: Velocidad media del metro a 150 m (m/s). Fuente: Global wind atlas.

A una altura de 150 metros, se observa que la velocidad media del viento presenta una variación ligeramente superior, en torno a 0,02 m/s. No obstante, esta diferencia sigue siendo muy reducida, lo que confirma que el emplazamiento mantiene una distribución uniforme del recurso eólico también a esta altura.

Además, las velocidades observadas se encuentran dentro del rango operativo típico de las turbinas analizadas posteriormente, es decir, entre la velocidad de arranque y la velocidad de corte. Por tanto, se considera que las condiciones del emplazamiento son adecuadas y válidas para el aprovechamiento eólico con las tecnologías seleccionadas.

3.2.3 DIRECCIÓN MEDIA DEL VIENTO

A la hora de determinar la distribución y orientación de los aerogeneradores, resulta de suma importancia conocer la dirección media y predominante del viento. Aunque cada turbina se orienta automáticamente hacia el viento mediante su sistema de guiado, la disposición del conjunto de aerogeneradores dentro del parque debe planificarse de forma que las filas se alineen perpendicularmente a la dirección dominante, con el fin de maximizar la producción y minimizar las pérdidas por interferencias entre turbinas.

Las frecuencias permiten analizar la variabilidad del viento en una ubicación determinada, permitiendo así identificar la diversidad de direcciones. Con este fin, hemos llevado a cabo un análisis detallado de la rosa de los vientos, tanto en términos de velocidad como de frecuencia y potencia, en el emplazamiento seleccionado.

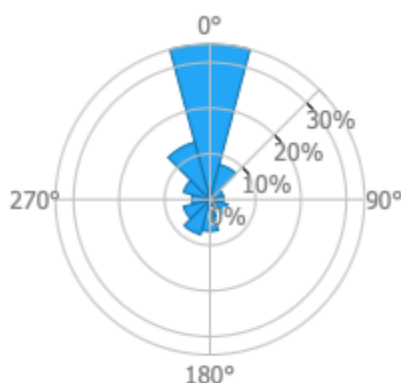


Ilustración 23: Wind power rose de velocidad.

Fuente: GWA

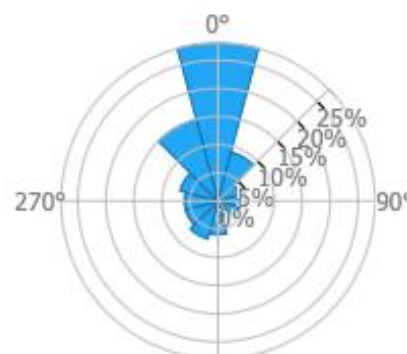


Ilustración 22: Wind power rose de frecuencia.

Fuente: GWA

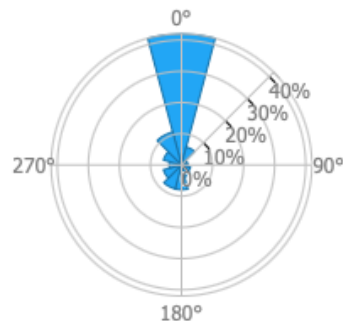


Ilustración 24: Wind power rose de potencia. Fuente: GWA

Al analizar los gráficos obtenidos, se observa que la dirección predominante del viento corresponde al norte (0°), con contribuciones significativas desde el noroeste, especialmente en el intervalo comprendido entre 330° y 0° . Esta orientación se mantiene constante en los tres parámetros evaluados, lo que indica no solo una alta frecuencia de viento desde esta dirección, sino también una mayor velocidad media y una contribución energética más elevada en comparación con el resto de sectores.

La rosa de frecuencias muestra que más del 30 % de los vientos provienen del norte, mientras que la rosa de velocidades confirma que los vientos más intensos también coinciden con esa dirección. Finalmente, la rosa de potencia refuerza esta tendencia al señalar que la mayor producción energética proviene igualmente del norte, lo cual es un indicativo clave para la orientación óptima de los aerogeneradores.

Este patrón de viento coincide con el fenómeno conocido como la "nortada", una corriente característica de la costa portuguesa que sopla de norte a sur, especialmente durante los meses de verano. Por tanto, para maximizar el rendimiento del parque eólico, se recomienda orientar las turbinas perpendicularmente a esta dirección, disponiéndolas preferiblemente en sentido este-oeste, minimizando así las interferencias aerodinámicas entre ellas.

3.2.4 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

La velocidad del viento es una variable que experimenta cambios constantes, lo que hace necesario modelarla mediante una función matemática continua que describa su comportamiento. Para estudiar el recurso eólico, se suele emplear el modelo de distribución de Weibull, que resulta ser una de las mejores aproximaciones para la estimación de la velocidad del viento en comparación con otras distribuciones. Este

modelo es particularmente útil, ya que permite representar de manera precisa las características de la velocidad del viento en distintas ubicaciones.

En el caso de los sitios offshore, la distribución de la velocidad del viento y la dirección suelen presentar una distribución prácticamente unimodal. Esto significa que se observa un único pico en la frecuencia de los vientos, lo que simplifica el análisis de los patrones de viento en estas áreas. La distribución de Weibull no solo es útil para modelar la velocidad del viento, sino que también facilita la estimación de la generación de energía eólica, ya que permite asociar las velocidades del viento con la capacidad de producción de los aerogeneradores.[28]

La función de la distribución de Weibull se expresa de la siguiente manera:

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

donde :

$f(v)$ es la función probabilidad

v es la velocidad media del viento

k es el índice de forma que determina la forma de la distribución

c es el parámetro de escala relacionado con la velocidad media del viento

Utilizando el programa de programación **R** y considerando una velocidad media del viento de 8,08 m/s (ya que es el promedio de las dos velocidades que tenemos a distintas alturas), se diseñó un código que genera la distribución de Weibull correspondiente. Dado que no se dispone de datos adicionales sobre la velocidad del viento en la zona a lo largo del tiempo, se optó por generar datos sintéticos mediante el programa. Para ello, se emplearon los parámetros $k=2$ y $c=9.83$.

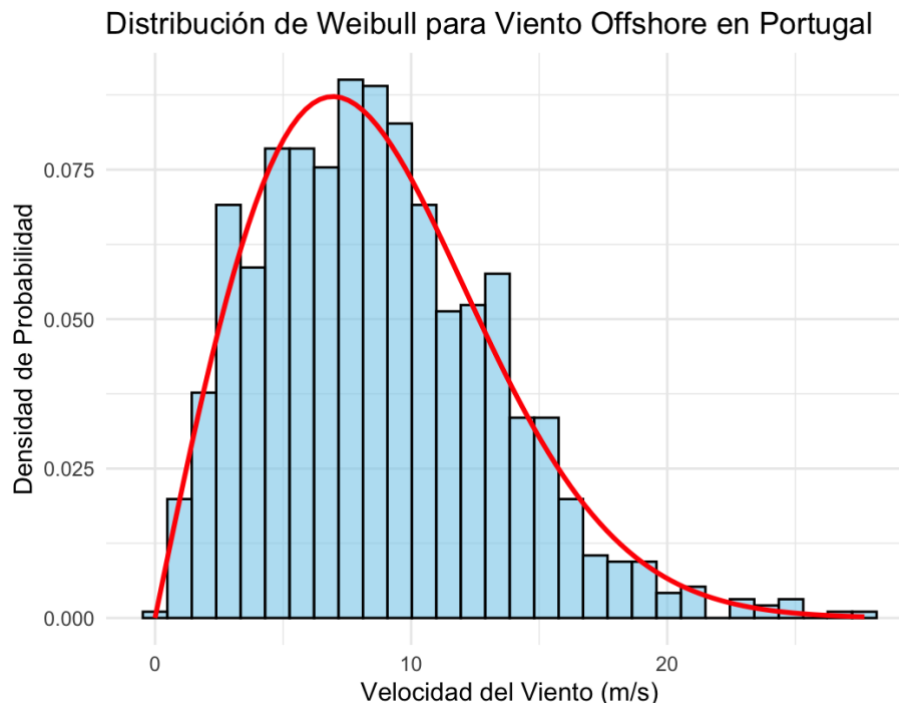


Ilustración 25: Distribución de Weibull del viento. Fuente: Elaboración propia.

3.3 ELECCIÓN DE LOS AEROGENERADORES

3.3.1 AEROGENERADOR

Una vez seleccionado el emplazamiento idóneo y analizado el recurso eólico, el siguiente paso es la elección de los aerogeneradores. Para ello, es necesario realizar un estudio que determine su distribución, el número de aerogeneradores y su disposición, con el fin de definir el tamaño del parque eólico y estimar la cantidad de energía que se producirá. La selección del aerogenerador más adecuado se realizará a partir de una comparativa entre distintas opciones, evaluando cuál de ellas ofrece el mejor rendimiento en función de las condiciones del emplazamiento. Asimismo, resulta esencial considerar los costes asociados a la instalación de los aerogeneradores, dado su impacto en la viabilidad económica del proyecto.

Antes de proceder, es fundamental comprender qué es un aerogenerador y cómo funciona. Un aerogenerador es una máquina equipada con un rotor que aprovecha la energía cinética del viento para generar electricidad. Su funcionamiento se basa en la conversión de la energía del viento en movimiento mecánico a través de las aspas, las cuales hacen girar el

rotor. Esta energía mecánica se transmite a un generador, que la convierte en energía eléctrica.

A continuación, analizaremos las principales partes de un aerogenerador.

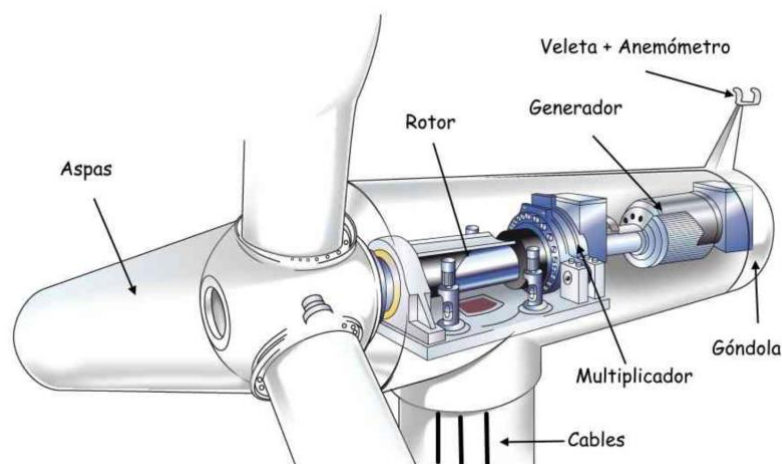


Ilustración 26: Diseño de un aerogenerador

El viento hace girar las palas del aerogenerador, las cuales pueden alcanzar velocidades de entre 13 y 20 revoluciones por minuto. El rotor, que es la parte giratoria de la turbina, está compuesto por tres palas o aspas y una parte central denominada buje. El rotor está conectado a un eje que, a su vez, se acopla a una multiplicadora. Esta última incrementa la velocidad de rotación hasta aproximadamente 1.500 revoluciones por minuto. La energía mecánica generada se transfiere al generador, cuya función es convertir la energía cinética del viento en electricidad. Además, los aerogeneradores cuentan con un sistema de orientación automática que les permite ajustarse para captar la máxima cantidad de energía según la dirección y velocidad del viento en cada momento. Este proceso es posible gracias a la veleta y al anemómetro, que registran los datos meteorológicos en tiempo real.

La energía generada se transporta a través del interior de la torre hasta su base, desde donde se canaliza mediante una línea subterránea hasta la subestación eléctrica. Allí, la tensión se incrementa para inyectarla en la red eléctrica y distribuirla a los hogares y otros puntos de consumo.[29]

3.3.2 COMPARACIÓN DE TURBINAS

Para llevar a cabo este estudio, se ha optado por comparar tres modelos de turbinas eólicas marinas. La elección de estos modelos se ha fundamentado en el hecho de que todos ellos han sido instalados previamente en parques eólicos marinos reales, lo que respalda su

fiabilidad y rendimiento bajo condiciones operativas contrastadas. Además, se ha seleccionado una combinación de turbinas de distinta potencia y tamaño con el objetivo de analizar su comportamiento y determinar cuál se adapta mejor a las características del emplazamiento elegido. Asimismo, se ha tenido en cuenta que las turbinas seleccionadas presentan especificaciones técnicas adecuadas para las velocidades de viento estimadas en la zona de estudio, lo que permite evitar sobredimensionamientos innecesarios y optimizar los costes asociados a la operación y mantenimiento.

A continuación, se presenta una tabla comparativa con las principales características técnicas de cada modelo.

Turbina	SG 14-222 DD	GE Haliade 150 -6	V 174-9.5
Fabricante	Siemens Gamesa	GE renewable energy	Vestas wind system
Potencia nominal	14 MW	6 MW	9.5 MW
Rango de potencias	11.5-14 MW	-	9-9.5 MW
Diametro rotor	222 m	151 m	174 m
Altura	140 m	100 m	110 m
Area barrida	39,000 m ²	17,860 m ²	23,779 m ²
Longitud palas	108 m	73.5 m	85 m
Palas	3	3	3

Tabla 2: Características de las tres turbinas a comparar. Fuente: Elaboración propia

-Turbina SG 14-22 DD : Esta turbina eólica es fabricada por Siemens Gamesa Renewable Energy A/S, una empresa especializada en el sector eólico y reconocida como uno de los principales líderes en la fabricación de aerogeneradores. Siemens Gamesa también fue responsable de la instalación del primer parque eólico marino del mundo, ubicado en Dinamarca. Esta turbina cuenta con una velocidad de arranque de 3 m/s y una velocidad de corte de 32 m/s. Además, es capaz de operar tanto a 50 Hz como a 60 Hz, lo que le permite adaptarse a diferentes redes eléctricas. Su generador trabaja con una tensión de salida

de 820 V. Entre las tres turbinas analizadas, es la que posee la mayor área de barrido, lo que le permite captar más energía del viento.[30][31]

-GE Haliade 150-6 MW: Esta turbina es fabricada por GE Renewable Energy, una división de General Electric especializada en energías renovables. La empresa es reconocida por su alta capacidad de producción de turbinas eólicas y su compromiso con la transición energética. La turbina cuenta con una velocidad de arranque de 3 m/s y una velocidad de corte de 25 m/s. Su generador trabaja con una tensión de salida de 900 V y puede operar tanto a 50 y 60 Hz.[32][33]

-V174-9.5 MW : es una turbina eólica fabricada por Vestas Wind Systems, una empresa danesa líder en la fabricación y mantenimiento de aerogeneradores. Vestas es reconocida a nivel mundial como una de las compañías más importantes en el desarrollo de tecnologías para la generación de energía eólica. Esta turbina cuenta con una velocidad de arranque del viento de 3 m/s y una velocidad de corte de 25 m/s. Además, también puede operar tanto a 50 Hz como a 60 Hz. [34]

Tras analizar la comparativa entre los modelos seleccionados, se observa que las tres turbinas presentan diferencias significativas. En primer lugar, cabe destacar que la primera turbina es más reciente, mientras que las otras dos llevan más tiempo en el mercado y han sido ampliamente probadas en condiciones reales, lo que respalda su fiabilidad. Uno de los aspectos más destacables de la primera turbina es su gran diámetro de rotor, que alcanza los 222 metros. Esta característica le permite barrer una mayor superficie, lo que se traduce en una captación más eficiente del recurso eólico disponible. Esta ventaja queda reflejada en el área barrida significativamente superior respecto a las otras dos turbinas. Es importante tener en cuenta que las alturas de buje de las turbinas también varían, lo que influye directamente en las velocidades de viento a las que están expuestas. Por ello, al analizar sus curvas de potencia, es necesario considerar estas diferencias para evaluar correctamente el rendimiento de cada una.

Con el objetivo de tomar una decisión más fundamentada, se procederá a estudiar la curva de potencia de cada turbina, la cual representa la relación entre la velocidad del viento y la potencia generada, y permite valorar su comportamiento en el emplazamiento analizado.

Dado que no se ha podido acceder a las curvas de potencia oficiales proporcionadas por los fabricantes, se ha optado por elaborarlas de forma estimada utilizando el lenguaje de programación R. Para ello, se han tomado como referencia los valores técnicos conocidos de cada turbina, concretamente las velocidades de arranque, nominal y de corte, así como la ecuación de la potencia eólica:

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 * C_p$$

P - potencia extraída del viento (W)

ρ - densidad del aire (aproximadamente $1,225 \text{ kg/m}^3$ a nivel del mar)

A - área barrida por el rotor (en m^2)

v - velocidad del viento (en m/s)

C_p -coeficiente de potencia (rendimiento de la turbina, máximo teórico $\approx 0,59$, pero real entre 0,35 y 0,50)

Es importante destacar que las curvas de potencia resultantes son aproximaciones basadas en el modelo físico de conversión eólica y en el comportamiento típico de las turbinas. La curva de potencia no presenta un crecimiento lineal en ningún tramo, sino que sigue un desarrollo progresivo, característico de este tipo de sistemas. Aunque en algunos casos pueda dar la impresión de que el tramo de potencia máxima es una línea recta, en realidad la transición es suave y forma parte de una curva en forma de "S", típica de las curvas de potencia reales.

Curva de Potencia – SG 14-222 D

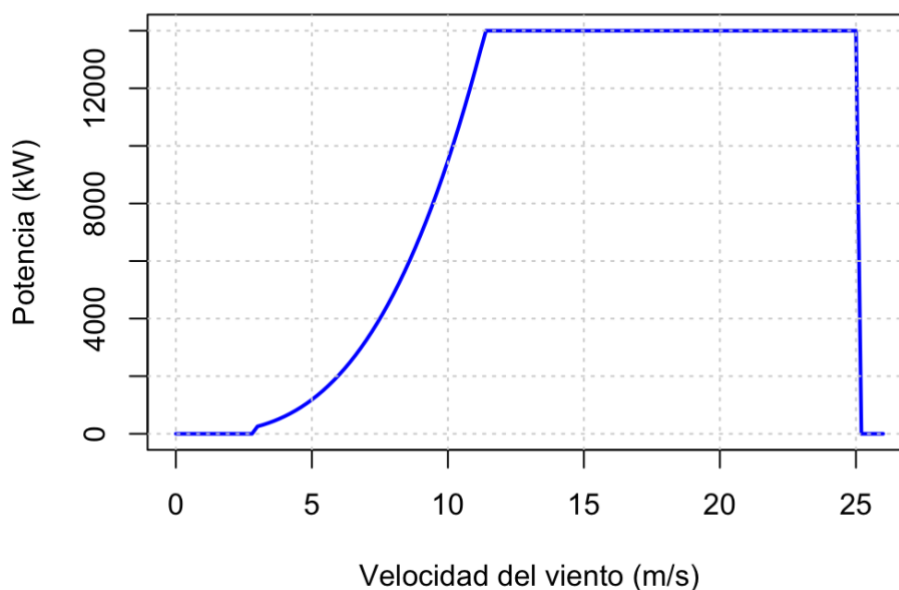


Ilustración 27: Gráfico de curva de potencia aproximado de la turbina SG14-222D. Fuente: Elaboración propia

Curva de Potencia – GE Haliade 150-6 MW

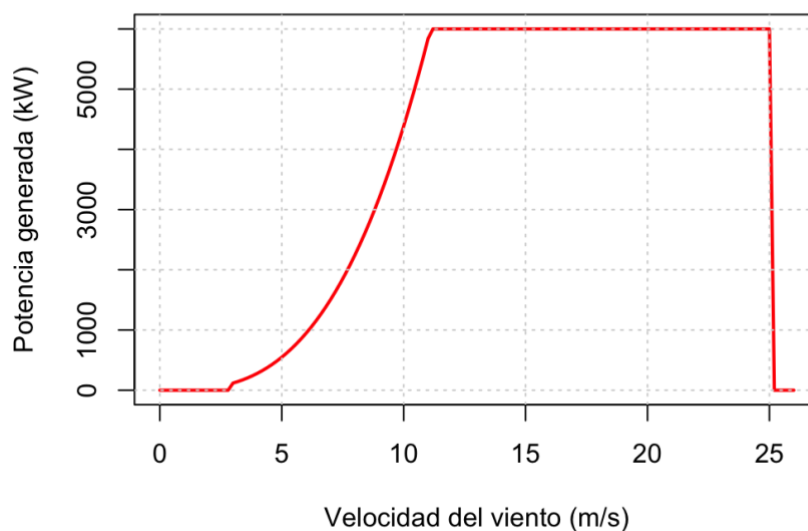


Ilustración 28: Gráfico de la curva de potencia aproximado de la turbina GE Haliade 150-6 MW. Fuente: Elaboración propia

Curva de Potencia – Vestas V174-9.5 MW

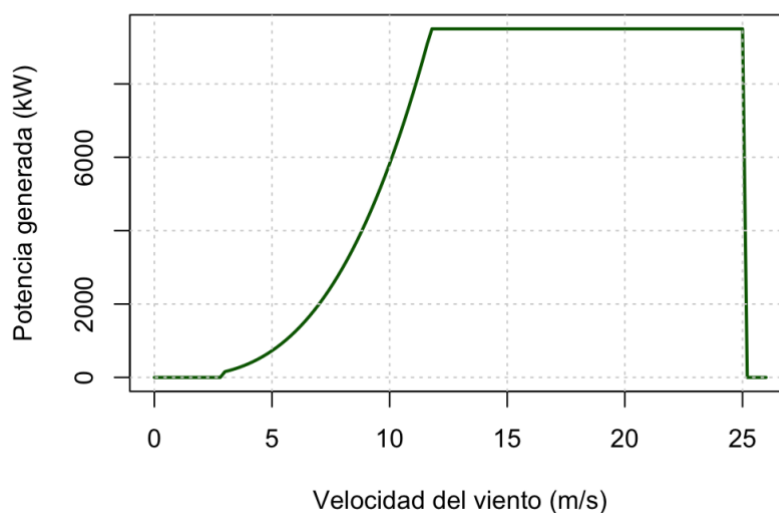


Ilustración 29: Gráfico de la curva de potencia aproximado de la turbina Vestas V174-9.5 MW. Fuente: Elaboración propia

Para analizar la cantidad de energía que puede generar cada una de las turbinas seleccionadas, es fundamental tener en cuenta la velocidad del viento a la altura del buje. Dado que cada modelo presenta una altura distinta, las velocidades de viento correspondientes también varían ligeramente. Para ello, se han utilizado las velocidades calculadas en apartados anteriores, ajustadas a la altura específica de cada turbina.

- **SG 14-222 D** : a una altura de 140 m, se ha estimado una velocidad media de 8,20 m/s, lo que corresponde a una potencia media generada de aproximadamente **5,228.82 kW**.
- **GE Haliade 150 -6MW** : a 100 m de altura, con una velocidad media de 7,89 m/s, genera una potencia media estimada de **2,154.97 kW**.
- **V174-9.5 MW**: a 110 m de altura, con una velocidad de 7,97 m/s, alcanza una potencia media estimada de **2,949.37 kW**.

3.3.3 LCOE DE TURBINAS

Para ver qué turbina me interesa calcular, vamos a determinar el LCOE unitario de cada una. Esto consiste en calcular el coste promedio de la energía que produce cada turbina a lo largo de su vida útil, con el objetivo de ver cuál resulta más rentable.

Con esto haremos una estimación muy general que nos sirva como referencia para hacernos una idea del LCOE de cada turbina y así poder elegir la más eficiente. Más adelante, realizaremos este cálculo de forma precisa y bien elaborada para la turbina seleccionada.[35]

Este análisis se basa en la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{\text{Valor actual de los costes totales durante su vida útil}}{\text{Valor actual de toda la electricidad generada durante su vida útil}}$$

$$LCOE = \frac{\sum \frac{(I_t + M_t + F_t)}{(1 + r)^t}}{\sum \frac{E_t}{(1 + r)^t}}$$

I_t - se refiere a la inversión en el año t , que es el CAPEX, es la inversión inicial que solo se tiene en cuenta al principio y muestra el costo de la turbina y de la instalación.

M_t - costes de operación y mantenimiento en el año t , OPEX estos si se tienen en cuenta cada año.

F_t - costes de combustible en el año t

E_t -energía generada en el año t

t -año de estudio , hasta la vida útil

n - la vida útil de la turbina

r -tasa de descuento

Lo primero será calcular la energía que se produce anualmente .Para ello , asumimos que la potencia se mantiene constante a lo largo del tiempo. . Multiplicaremos la potencia obtenida a partir de la curva de potencia por el número de horas que hay en un año, es decir:

$$24 \text{ horas/día} \times 365 \text{ días/año} = 8.760 \text{ horas.}$$

$$\text{Energía anual (MWh)} = \text{Potencia media (kW)} * 8760h/1000$$

Turbina	Energía anual (MWh)
SG 14-222 D	45,804.46 MWh
GE Haliade 150 -6MW	18,877.54 MWh
V174-9.5 MW	25,836.48 MWh

Tabla 3: Turbinas con su respectiva energía anual producida.

La vida útil considerada para todas las turbinas será de 25 años. Utilizaremos una tasa de descuento del 7 %, ya que, según datos de la página de IRENA, dicha tasa para parques eólicos offshore flotantes suele oscilar entre el 5 % y el 10 %. Por tanto, se ha optado por un valor intermedio del 7 %. Para realizar una estimación más precisa, nos hemos basado en bibliografía especializada y en datos de otros parques eólicos. En cuanto al CAPEX estimado, se ha tomado como referencia información proporcionada por fuentes reconocidas, como IRENA[36]. Cabe señalar que este análisis se ha desarrollado a nivel individual por turbina, sin incorporar las economías de escala propias de un parque eólico completo. Por tanto, el objetivo es realizar una comparación técnica entre distintos modelos de aerogeneradores dentro del contexto de la tecnología flotante offshore.

CAPEX estimado :

- **SG 14-222 D** : 3.700 €/kW turbina de gran tamaño y reciente. Alta inversión pero genera mucha energía .
- **GE Haliade 150 -6MW** : 4.150 €/kW turbina más pequeña y antigua , se necesitan más turbinas para un parque eólico.
- **V174-9.5 MW**: 3.150 €/kW opción intermedia buscando el equilibrio.

Para calcular el OPEX utilizaremos un valor típico que es el 2% del CAPEX al año.

Turbina	SG 14-222 D	GE Haliade 150 -6	V174-9.5
CAPEX total (€)	51.800.000 €	24.900.000 €	29.925.000 €
OPEX anual €	1.036.000€	498.000 €	598.500 €
Valor presente de los costes (€)	63.873.112 €	30.703.484,42 €	36.899.669,53 €
Valor presente de la energía (KWh)	533.786.085 KWh	219.991.000 KWh€	301.087.600 KWh
LCOE (€/ KWh)	0,119	0,139	0,122

Tabla 4:LCOE de las tres turbinas.

3.3.4 ELECCIÓN FINAL

Una vez analizada la tabla comparativa, procedemos a seleccionar la turbina más adecuada para nuestro proyecto, basándonos en criterios de coste, rendimiento energético y viabilidad a largo plazo, con el objetivo de garantizar la fiabilidad y eficiencia del parque eólico flotante.

Al observar los valores del LCOE (coste nivelado de energía), se descarta la turbina GE Haliade 150 - 6MW, ya que presenta un LCOE notablemente más alto que las otras dos opciones, lo que la hace menos competitiva desde el punto de vista económico. La decisión

final se centra, por tanto, entre las turbinas SG 14-222 D y V174-9.5 MW, que presentan valores de LCOE similares (0,119 €/kWh y 0,122 €/kWh, respectivamente).

Para diferenciarlas, se han considerado métricas adicionales. La turbina SG 14-222 D destaca por su alta capacidad de generación, produciendo casi el doble de energía anual que la V174-9.5 MW. Esta característica permite reducir significativamente el número de turbinas necesarias para alcanzar un determinado objetivo de producción eléctrica. En consecuencia, se espera una menor ocupación del espacio marino, una menor complejidad de instalación, y potenciales ahorros logísticos y de mantenimiento en el largo plazo.

Si bien su inversión inicial (CAPEX) es la más elevada, este coste se compensa parcialmente por su elevada producción individual y la posible reducción de OPEX derivada de operar con un menor número de unidades. Además, una configuración con menos turbinas podría facilitar y acelerar los procesos de instalación, así como la obtención de permisos ambientales y regulatorios.

Desde un punto de vista ambiental, esta opción también representa una ventaja, ya que se reduce el impacto sobre el fondo marino y se minimiza la alteración de los ecosistemas locales.

En base a estos argumentos, se concluye que la turbina SG 14-222 D es la opción más adecuada para el proyecto. Su implementación no solo maximiza la producción de energía durante toda la vida útil del parque, sino que también promueve el desarrollo tecnológico del sector eólico flotante, al incorporar turbinas de gran escala en un entorno aún emergente. Esta elección podría impulsar la adopción de soluciones similares en futuros proyectos de gran escala.

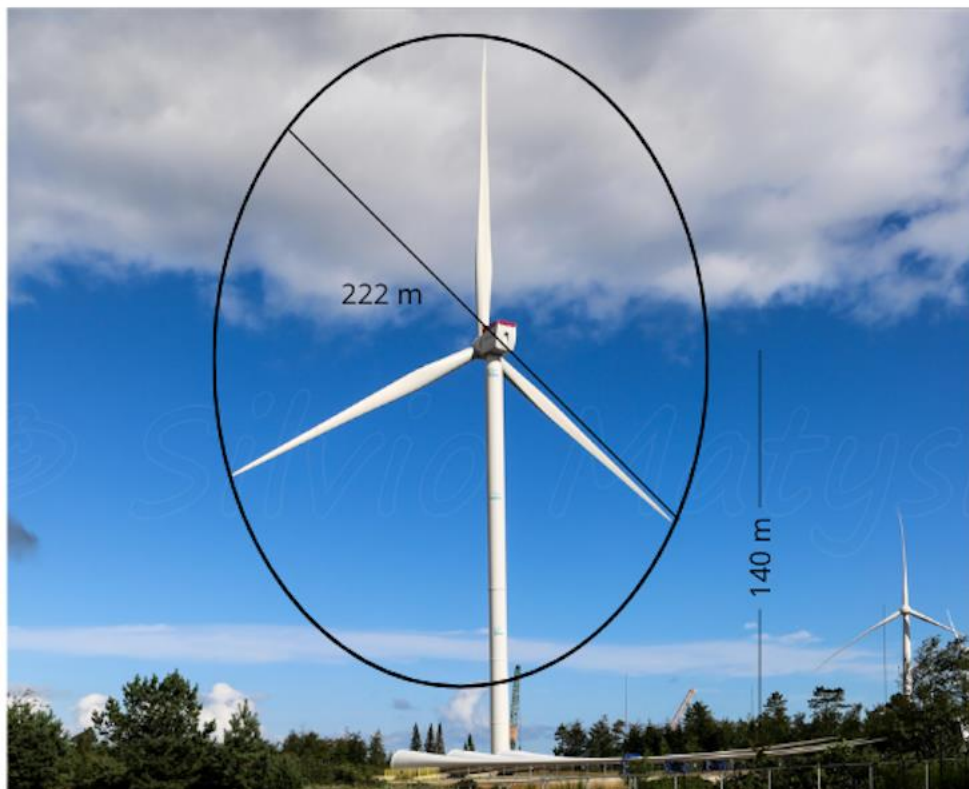


Ilustración 30: Turbina SG 14-222 con sus respectivas medidas. Fuente: Elaboración propia

3.3.5 DISPOSICIÓN DE LAS TURBINAS EN EL PARQUE

El parque eólico marino flotante estará compuesto por 12 aerogeneradores de 14 MW de potencia nominal cada uno, lo que permitirá alcanzar una capacidad total instalada de 168 MW. Esta configuración proporcionará una producción anual estimada de aproximadamente 550 GWh, basada en datos de rendimiento medio para este tipo de turbina. Según los datos de 2023, el consumo eléctrico per cápita en Portugal fue de 4.729,2 kWh/año. Con la energía generada por el parque, se podría cubrir el consumo eléctrico de más de 116.000 personas, lo que demuestra la relevancia energética del proyecto a escala nacional.[37]

La elección de 12 turbinas de gran potencia representa un equilibrio óptimo entre costes de inversión y producción energética. Al emplear aerogeneradores de gran capacidad como la SG 14-222 D, se reduce significativamente el número total de unidades necesarias, lo que implica menores requerimientos de instalación, mantenimiento y espacio marino.

Para definir la distribución de los aerogeneradores es necesario considerar el fenómeno conocido como efecto estela (*wake effect*). Este fenómeno ocurre cuando el viento pasa a través de un aerogenerador, perdiendo parte de su energía cinética, lo que genera una corriente de aire más lenta y turbulenta en su estela. Si otras turbinas se encuentran en esta zona perturbada, su rendimiento se ve afectado, disminuyendo la eficiencia global del parque.[38]

Para mitigar estos efectos y maximizar la producción energética, es fundamental mantener una separación adecuada entre los aerogeneradores. Al organizar las turbinas en filas y columnas, se deben considerar las recomendaciones técnicas establecidas:

- En dirección perpendicular al viento dominante, se recomienda una separación de entre 2 y 4 diámetros de rotor; en este caso se ha optado por un valor intermedio de 3 diámetros, lo que equivale a una distancia de 666 m entre aerogeneradores.
- En dirección paralela al viento, donde el efecto estela es más significativo, la separación debe situarse entre 6 y 8 diámetros; en este proyecto se ha seleccionado una distancia de 7 diámetros, que corresponde con 1,554 km.

Para la distribución del parque eólico se ha optado por una configuración en cuadrícula de 3 filas por 4 columnas. Esta disposición permite lograr una alta eficiencia aerodinámica, ya que, al tratarse de un emplazamiento con viento constante y estable en una única dirección, se minimizan las pérdidas por efecto estela entre aerogeneradores. Además, esta configuración presenta una distribución equilibrada que optimiza el uso del espacio marino disponible, y permite un diseño ordenado y funcional del parque. Otro aspecto destacable es que facilita el trazado del cableado inter-array, lo que contribuye a simplificar la instalación eléctrica interna y a reducir costes operativos.

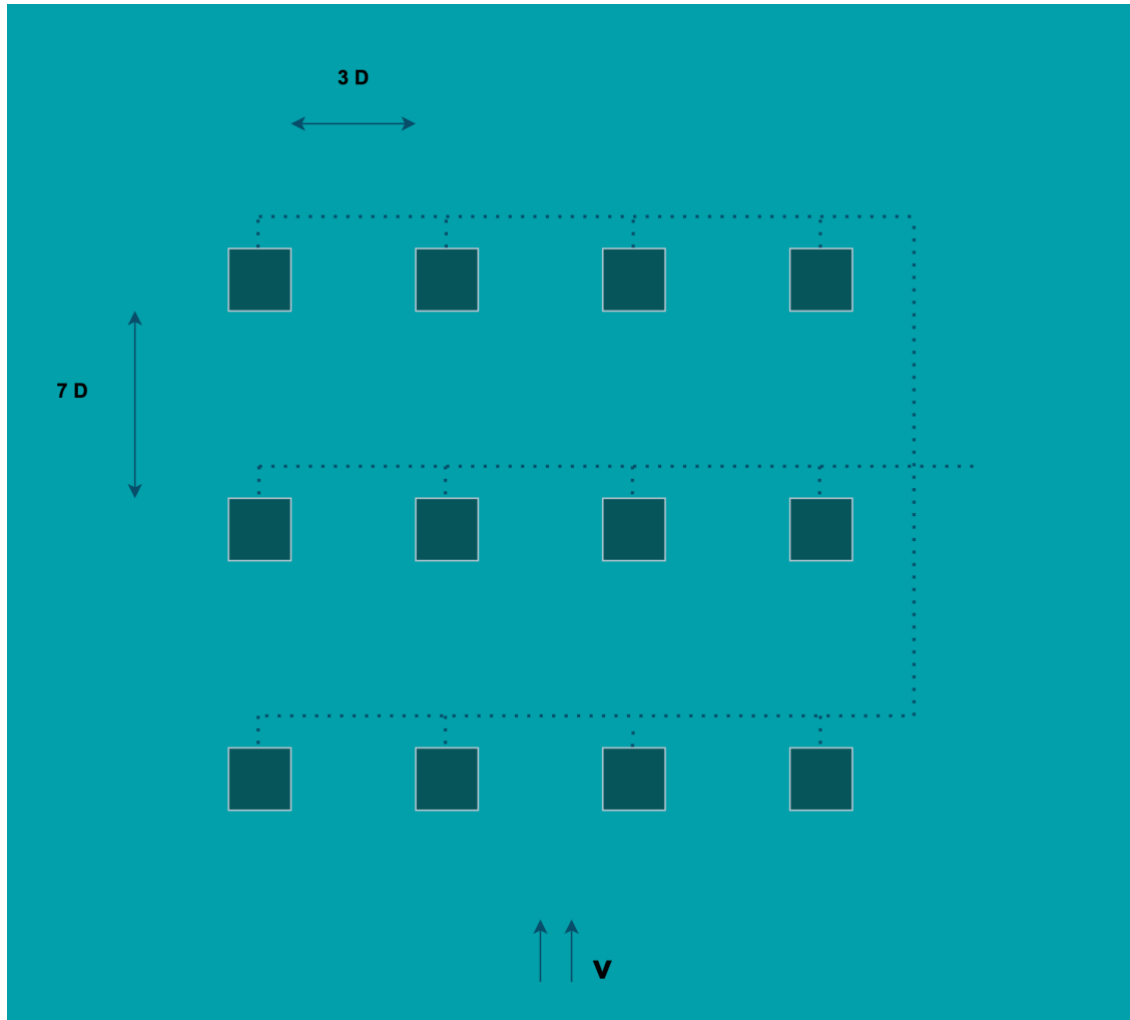


Ilustración 31: Distribución de las turbinas en el parque eólico. Fuente: elaboración propia

3.4 ANÁLISIS DE PLATAFORMAS FLOTANTES

3.4.1 TIPOS DE TECNOLOGÍA FLOTANTE

Para este proyecto, se analizarán las plataformas flotantes existentes y se elegirá la que mejor se adapte a nuestras necesidades. La selección dependerá de varios factores, como las condiciones del mar y del fondo marino, la distancia a los puertos y la logística, el viento, las características del aerogenerador y los costos asociados. La estructura flotante proporcionará la estabilidad necesaria al aerogenerador, soportando su propio peso. Estas

estructuras se basan en diseños flotantes y de amarre previamente utilizados en otras aplicaciones marinas, como las plataformas petroleras.

Para estudiar la estabilidad de cualquier objeto flotante, incluida la de las plataformas flotantes, es esencial comprender el concepto de centro de gravedad, centro de empuje y cómo se comporta el objeto flotante cuando se inclina o escora. La clave está en cómo el centro de empuje se mueve para que el objeto recupere su posición inicial, lo que garantiza la estabilidad.

En la actualidad, existen cuatro tipos principales de plataformas flotantes. A continuación, se detallarán estos tipos, siendo la principal diferencia la manera en que flotan sus estructuras.[39][40]

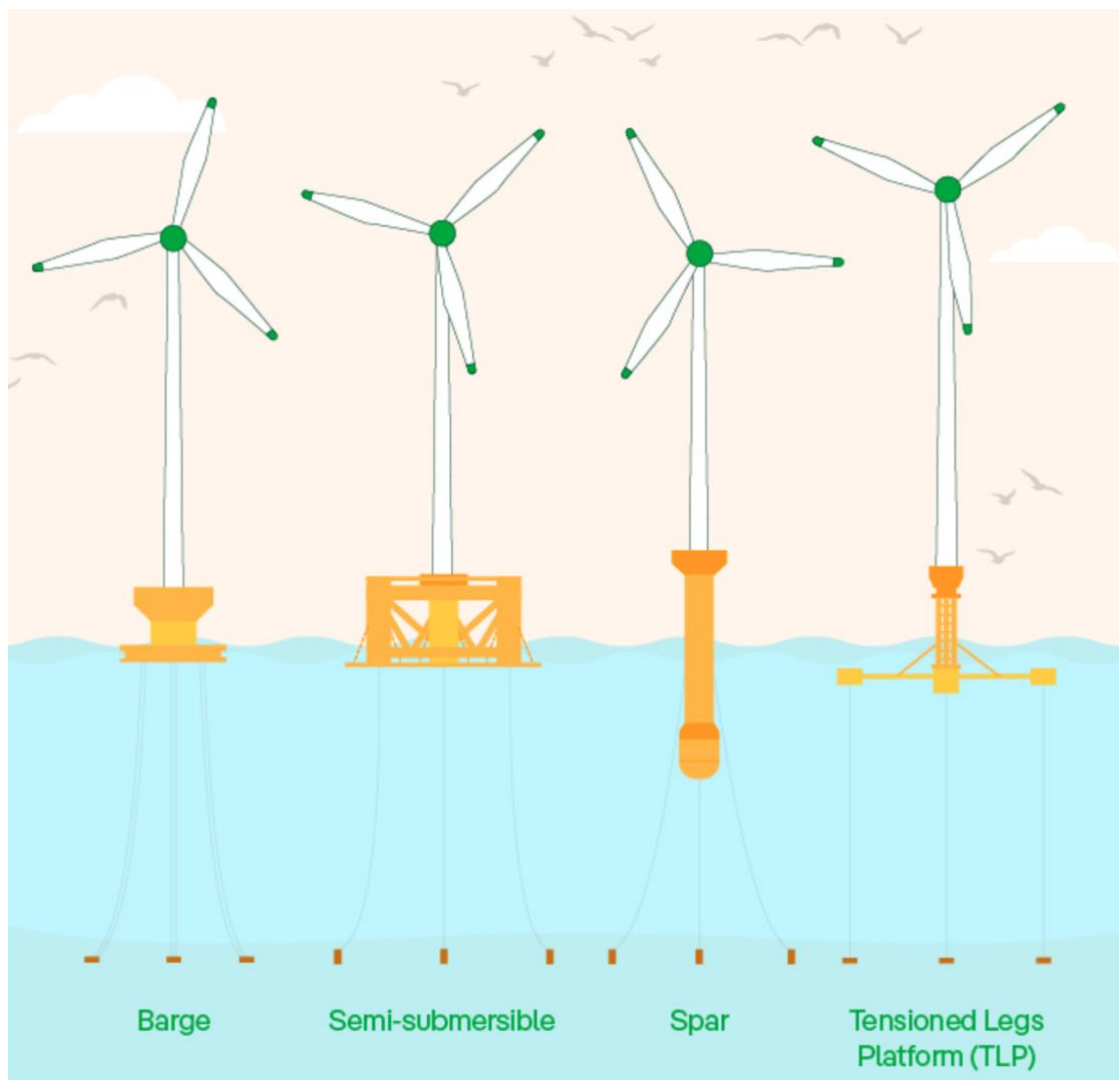


Ilustración 32: Tipos de plataformas flotantes. Fuente: Iberdrola

-Barge (Barcaza): Este concepto busca asemejar la plataforma a un barco en términos de dimensiones, con un largo y ancho mayores que su altura. Estas estructuras aprovechan la flotabilidad para lograr estabilidad, gracias a su gran superficie de contacto con el agua. Normalmente, se les añaden placas de arfado debajo de la línea de flotación para mejorar su estabilidad. Son estructuras relativamente simples y con bajo coste de instalación y fabricación. Estas plataformas son recomendables en áreas con profundidades de hasta 80 metros y en regiones donde el oleaje no sea especialmente intenso.

- Semi-sumergible: Esta plataforma puede presentar diferentes diseños, como estructuras formadas por tres cilindros unidos o por estructuras cuadradas. El objetivo es disponer varias columnas unidas y conectadas mediante una plataforma flotante. Este concepto busca garantizar una buena estabilidad, diseñando una geometría que mueva el centro de empuje hacia el lado opuesto al que el cuerpo flotante escora. Para ello, se tienen en cuenta las formas y las distancias entre las diferentes estructuras. El diseño busca exponer una pequeña superficie al agua mientras maximiza el volumen de la plataforma. Estas plataformas son adecuadas para profundidades comprendidas entre los 50 y los 200 metros, y ofrecen una buena estabilidad, lo que las hace ideales para zonas con oleaje y fuertes vientos. A diferencia de las anteriores, presentan elevados costes de fabricación y mantenimiento.

- Spar: Es una estructura simple formada por una columna cilíndrica. Funciona mediante la estabilidad proporcionada por el lastre, lo que permite obtener un centro de gravedad muy bajo, situado por debajo del centro de empuje. Para lograr esto, se coloca una gran masa en el extremo opuesto a donde se instala la turbina. Esta plataforma presenta una alta resistencia al cabeceo, lo que minimiza el movimiento vertical causado por el oleaje. Su fijación al fondo marino se realiza mediante líneas de catenaria o anclas de arrastre. Pueden emplearse en grandes profundidades y ofrecen una buena estabilidad incluso en condiciones de fuerte oleaje. Sin embargo, su instalación es compleja y su coste elevado.

-TLP (Tension Leg Platform): Existen distintos diseños para estas estructuras, que están unidas al mar por tensores que tiran de la plataforma cuando esta se escora, generando un momento restaurador que ayuda a recuperar la posición inicial. Debido a esto, no flotan libremente. Se busca una geometría en estrella que permita que la plataforma flote sin carga. Antes de instalar el aerogenerador, se colocan flotadores que facilitan el transporte de la plataforma hasta el fondo marino. Una vez en su lugar, se instalan cables denominados tendones para asegurar la plataforma. Esta plataforma está diseñada para operar en profundidades muy grandes, a partir de los 200 metros. Es capaz de soportar fuertes corrientes y oleaje, aunque presenta costes elevados.

3.4.2 ELECCIÓN DE NUESTRA PLATAFORMA FLOTANTE

Para elegir la plataforma más adecuada para nuestro proyecto, hemos tenido en cuenta las rosas de los vientos presentadas anteriormente. Estas muestran una notable direccionalidad, con una predominancia clara de vientos provenientes del norte y noroeste. Esta concentración, al no ser dispersa en múltiples direcciones, indica un régimen de viento predecible y estable. Como consecuencia directa, podemos estimar que el oleaje tenderá a seguir esa misma dirección dominante, ya que su formación está fuertemente influida por el viento. Dado que este régimen eólico es estable, es razonable asumir que el oleaje será relativamente uniforme, sin cambios bruscos en su comportamiento, aunque sí con una altura significativa que no puede ignorarse.

Teniendo en cuenta las características del emplazamiento seleccionado, frente a la costa de Figueira da Foz, se ha considerado una profundidad aproximada de 110 metros. A esto se suma un régimen de viento estable pero intenso, con predominancia del norte, y un potencial considerable de oleaje. Estas condiciones condicionan directamente la elección de la plataforma flotante más adecuada para el parque eólico. Entre las distintas tecnologías existentes, hemos realizado una comparativa valorando criterios clave como la profundidad operativa, la estabilidad frente a viento y oleaje, la complejidad de instalación y los costes asociados.

La opción tipo Barge, si bien es una de las más económicas y sencillas de instalar, queda descartada debido a su baja tolerancia al oleaje, siendo más apropiada en profundidades inferiores a los 80 metros y en entornos marítimos más tranquilos.

En cuanto a la plataforma spar, el uso de aerogeneradores de gran tamaño implica la necesidad de cilindros de gran volumen para garantizar la flotabilidad, lo que eleva considerablemente los costes de fabricación y transporte. A esto se suma la complejidad logística debido a las dimensiones que requiere su diseño. Por otro lado, la plataforma TLP también presenta altos costes, tanto por su estructura técnica compleja como por el proceso de instalación que conlleva. En ambos casos, los sobrecostes los hacen menos competitivos para este proyecto.

En cambio, la plataforma semi-sumergible se presenta como la alternativa más adecuada para el proyecto. Su rango operativo de entre 50 y 200 metros la hace idónea para la profundidad prevista, y su comportamiento frente a condiciones de mar y viento exigentes ha sido ampliamente validado en proyectos reales. Además, este tipo de estructura ha demostrado un buen equilibrio entre estabilidad, adaptabilidad y coste en aplicaciones offshore similares, como en el caso del parque WindFloat Atlantic, desarrollado precisamente en aguas portuguesas. Además, en términos de costo, representa la opción más eficiente a largo plazo, pues su instalación es más sencilla, presenta menor desgaste y, en general, resulta más rentable a largo plazo.

Por tanto, se optará por una plataforma semi-sumergible como base de soporte estructural para los aerogeneradores del parque eólico propuesto.

Se utilizará la plataforma flotante semi-sumergible HiveWind, desarrollada por Sener Renewable Investments (SRI) en colaboración con Nervión Naval-Offshore. Esta estructura está fabricada en acero y diseñada específicamente para soportar aerogeneradores de gran potencia.[41]

La configuración estructural de HiveWind se basa en seis columnas de baja altura distribuidas en un patrón triangular: tres se sitúan en los vértices y las otras tres en el centro de cada lado del triángulo. Estas columnas están interconectadas mediante elementos de refuerzo rectangulares. Una de las columnas, ubicada en el centro de uno de los lados, sirve como punto de conexión con la torre del aerogenerador a través de una pieza de transición.

Entre sus principales características destacan la sencillez geométrica del diseño, el peso reducido de sus componentes, y la facilidad tanto en la fabricación como en el montaje del aerogenerador. Además, su diseño modular favorece una alta estandarización de elementos, lo que simplifica los procesos constructivos y mejora la eficiencia en serie. Esta plataforma ha sido concebida para ofrecer gran adaptabilidad a condiciones marinas diversas, manteniendo una configuración estructural robusta y funcional. Su bajo calado operativo también permite optimizar aspectos logísticos durante la instalación y operación.

Características de la plataforma semi-sumergible:

- Dimensión: 92 x 84
- Peso: 2800 toneladas
- Calado : 8 m
- Altura de la columna : 12 m

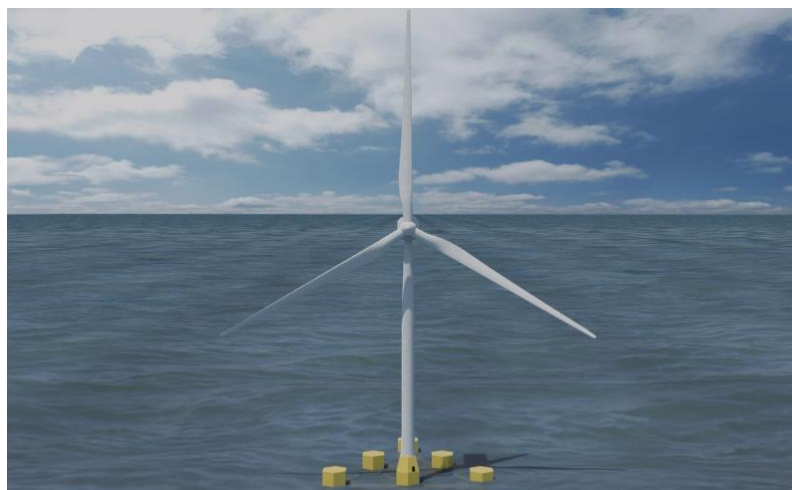


Ilustración 33: Aerogenerador con su plataforma flotante Hivewind

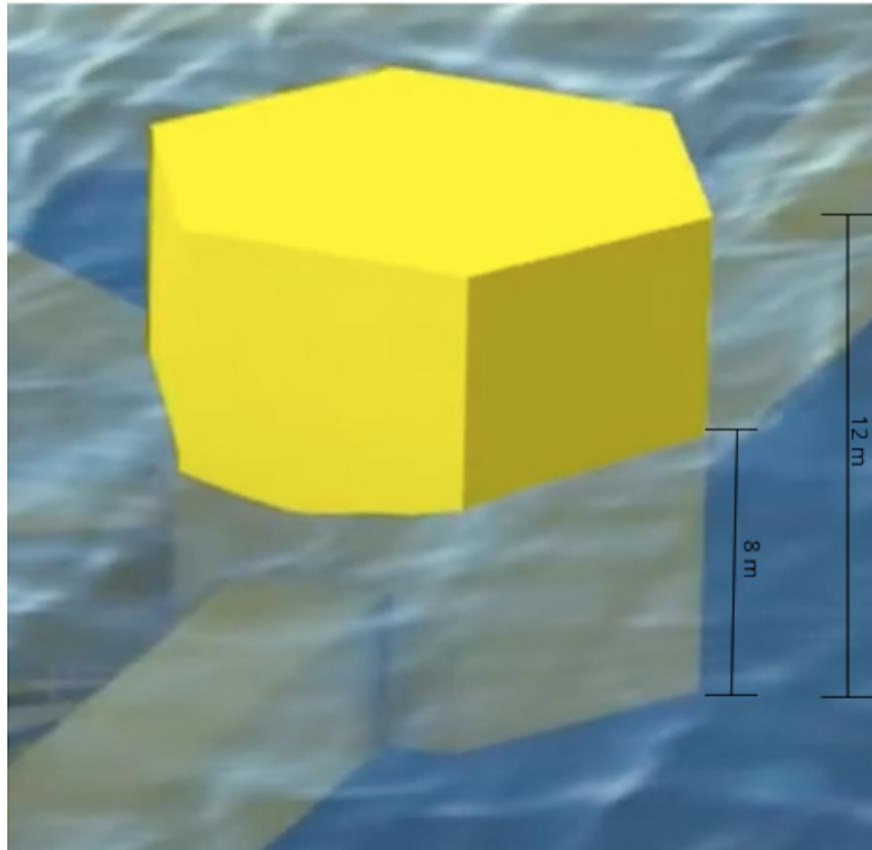


Ilustración 34: Medidas de la plataforma flotante Hivewind. Fuente: Elaboración propia.

3.5 SISTEMAS DE AMARRE

A parte de la plataforma flotante, lo que permite que esta plataforma no se mueva es el sistema de amarre implementado, este se encarga mediante tres elementos de unir la plataforma flotante al lecho marino y evitar que se desplace debido a el viento, corrientes marinas o oleaje fuera de sus limites. A día de hoy existen estos tipos de sistemas de amarre:

-Catenaria simple: Este es el sistema de amarre más básico disponible. Utiliza líneas de amarre compuestas por cadenas colgantes, cuya forma de catenaria se genera debido a su propio peso. Estas líneas están encargadas de conectar la subestructura con el ancla, siendo común el uso de anclas de arrastre en este tipo de sistema. Una sección de cadena en el

fondo garantiza que las anclas reciban una carga principalmente horizontal. Este sistema es típicamente utilizado en sitios con profundidades relativamente menores.

Multi-catenaria: A diferencia del sistema anterior, este emplea líneas de amarre que combinan cadenas y algunas secciones de cuerda. La flexibilidad se proporciona inicialmente a través de las secciones de cadena en catenaria, y adicionalmente por la elasticidad de la cuerda cuando se utiliza. La flexibilidad del sistema puede ajustarse mediante la incorporación de pesos y flotadores, dependiendo de las condiciones del sitio

- **Tenso:** Este sistema utiliza cuerdas bajo tensión que conectan la plataforma flotante con el ancla en el fondo marino, lo que impide cualquier movimiento vertical de la estructura. La principal ventaja de este tipo de amarre es que ocupa un área reducida y ofrece mayor estabilidad en comparación con otras configuraciones. Sin embargo, los sistemas de amarre tenso requieren un proceso de instalación más complejo y son más costosos.

- **Semitenso con flotabilidad:** Este sistema combina características del sistema de catenaria simple y del sistema tenso. Permite un cierto movimiento tanto vertical como horizontal. En este sistema, la estructura flotante se conecta a la torreta en un único punto, desde donde se extienden varias líneas de amarre semi-tensas que la anclan al fondo marino.[42]

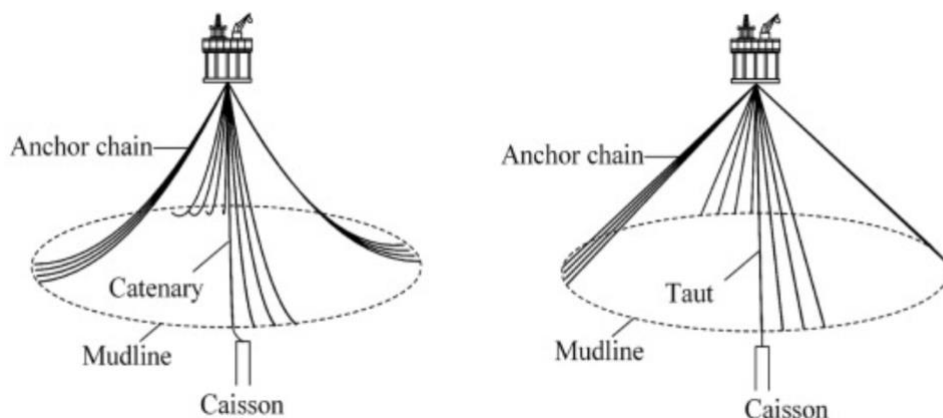


Ilustración 35: Sistemas de catenaria.

3.6 ANÁLISIS DE ANCLAS

Las anclas son dispositivos esenciales utilizados para fijar estructuras flotantes, como los aerogeneradores, al fondo marino, evitando su desplazamiento. Actualmente, existen diversos tipos de anclas, cada uno diseñado según el tipo de instalación y las condiciones del entorno.

1. **Ancla de peso muerto:** Este tipo de ancla consiste en un objeto pesado colocado en el fondo marino con el propósito de resistir tanto las cargas verticales como horizontales. Su capacidad de retención depende principalmente del peso del objeto
2. **Ancla de arrastre:** El ancla de arrastre también se coloca en el fondo marino, pero su capacidad de mantenerse en su lugar depende de la resistencia del suelo frente a las fuerzas ejercidas sobre el ancla.
3. **Anclaje pilotado:** Este sistema se compone de columnas de acero, conocidas como pilotes, que se perforan en el fondo marino. Estos anclajes son especialmente resistentes.
4. **Anclajes de carga vertical:** Estos anclajes son similares a los de arrastre, pero se caracterizan por una mayor penetración en el fondo marino. Están diseñados para resistir cargas horizontales, sin embargo, requieren una penetración más profunda para garantizar su efectividad.[44]

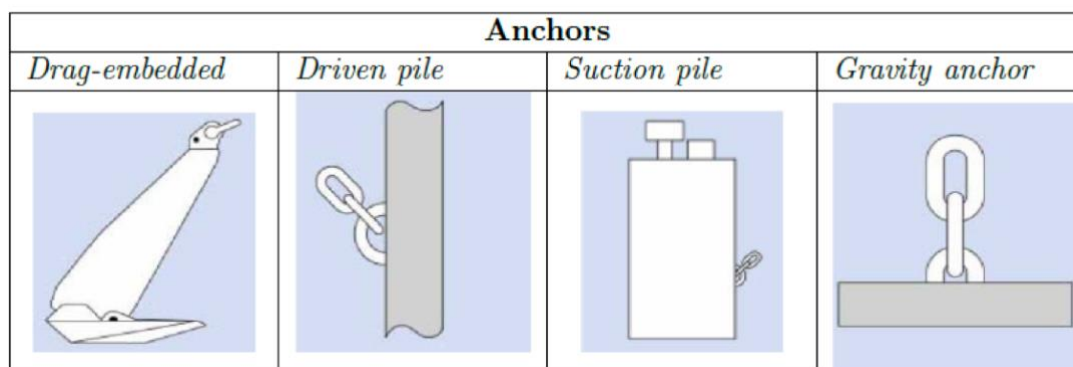


Ilustración 36: Distintos tipos de anclas

Para nuestra plataforma flotante semi-sumergible se ha optado por un sistema de amarre tipo multi-catenaria, ya que es el más adecuado para profundidades intermedias, como las que presenta nuestro emplazamiento. Este tipo de sistema cuenta con una madurez tecnológica contrastada, al haber sido utilizado previamente en múltiples proyectos offshore, lo que respalda su fiabilidad.

Se trata de una solución flexible, con un coste relativamente bajo en comparación con otras configuraciones más complejas. Además, ofrece una buena resistencia frente a las cargas horizontales y permite cierto grado de movimiento de la plataforma, lo cual es aceptable e incluso deseable en muchas aplicaciones en entornos marinos exigentes. En cuanto al anclaje, se utilizarán anclas de arrastre, ya que son las más comunes y compatibles con sistemas de tipo catenaria. Estas anclas se entierran en el lecho marino al ser arrastradas por la línea de amarre, lo que las hace especialmente eficaces en fondos arenosos. Entre sus ventajas destacan su bajo coste, su facilidad de instalación y su capacidad de proporcionar una carga mayoritariamente horizontal, lo que las hace idóneas para nuestro diseño.

3.7 SISTEMAS DE CONEXIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

Una vez definidos los aerogeneradores que formarán parte del parque, así como las plataformas flotantes y los sistemas de catenaria con sus respectivos anclajes, se da paso a la siguiente fase del diseño, la evacuación de energía. En primer lugar, se debe considerar la tensión de salida de cada aerogenerador, ya que esta determina el nivel de tensión con el que comienza la transmisión eléctrica. A continuación, adquiere relevancia el sistema de cableado submarino, compuesto por los cables inter-array y los cables de exportación,. También deben contemplarse los transformadores distribuidos a lo largo del sistema, cuya función es adaptar los niveles de tensión según las necesidades de cada tramo. Todo este sistema culmina en dos infraestructuras clave: la subestación offshore, ubicada en el mar, y la subestación terrestre, donde se realiza la conexión con la red eléctrica general.

Los cables submarinos tienen la función de transportar la energía generada por los aerogeneradores. Existen dos tipos principales de cables: el cable de interconexión (o array cable), que transfiere la energía desde los aerogeneradores hasta la subestación marina, y el cable de exportación (o export cable), que transporta la energía desde la subestación marina hasta la subestación terrestre.

Estos cables estarán compuestos por un conductor trenzado, acompañado de diversas capas de aislamiento, armaduras y protecciones. Además, existen diferencias entre los cables de corriente continua y los de corriente alterna. Los cables de corriente continua constan de dos núcleos: uno positivo y otro negativo, mientras que los cables de corriente alterna están formados por tres núcleos individuales, dispuestos en grupos de tres. En cuanto al diseño del núcleo, este puede ser clasificado como seco, semi-húmedo o húmedo, dependiendo de las necesidades específicas de protección y resistencia a las condiciones submarinas.[45]

3.7.1 CABLES DE INTERCONEXIÓN

Estos cables son responsables de transmitir la energía generada por los aerogeneradores hacia la infraestructura marina, además de proporcionar energía adicional a los aerogeneradores cuando no están generando. Se diseñan comúnmente en forma de cadenas que conectan varios aerogeneradores a la subestación marina, permitiendo que varias turbinas trabajen de manera conjunta. Los cables presentan una longitud dinámica que se extiende entre el fondo marino y la plataforma flotante. Este diseño permite que se adapten al movimiento de las plataformas flotantes. Deben ser capaces de soportar las cargas derivadas de la exposición a toda la columna de agua y resistir la abrasión generada por el contacto con el fondo marino. Estos cables pueden ser instalados directamente sobre el fondo marino o enterrados para prevenir daños y proporcionar mayor estabilidad.

Además, deben tener flexibilidad suficiente para seguir el movimiento del aerogenerador, pero también resistencia para aguantar las tensiones que se generan durante su funcionamiento.[46]

Nuestro aerogenerador genera corriente alterna de frecuencia variable, ya que esta depende directamente de la velocidad del rotor, la cual varía con la intensidad del viento. Al tratarse de una turbina de tipo direct drive, es decir, sin multiplicadora, incorpora un generador síncrono de imanes permanentes también llamado PMSG. Debido a que la frecuencia de salida es variable, la energía generada no puede inyectarse directamente a la red, que requiere una frecuencia fija, en nuestro caso 50 Hz. Por ello, el sistema incluye una etapa de conversión electrónica de potencia: primero, la corriente alterna generada se rectifica para convertirse en corriente continua (CC), y posteriormente pasa por un inversor, que la transforma nuevamente en corriente alterna de frecuencia constante y sincronizada con la red. Esta configuración permite que el generador funcione a velocidades óptimas de operación, maximizando la eficiencia energética. Además, ofrece un mayor control sobre la potencia activa y reactiva, lo que mejora la estabilidad y calidad de la energía entregada a la red.

A la hora de elegir los cables para una planta eólica offshore, es importante tener en cuenta una serie de factores técnicos que pueden influir directamente en el rendimiento del sistema. Uno de los más relevantes es la capacidad de transmisión, ya que los cables deben ser capaces de transportar la energía generada por las turbinas de forma eficiente.

También es fundamental minimizar las pérdidas eléctricas, que dependen en gran parte de la longitud del cable y de la resistencia del material conductor. Por eso, al dimensionar el sistema, hay que considerar estos aspectos con detalle. Además, los cables deben estar diseñados para resistir las condiciones propias del entorno marino, siendo resistentes a la corrosión y al contacto constante con el agua salada, ya que estarán expuestos a estas condiciones durante toda su vida útil.

Para los cables inter-array, lo más común actualmente es el uso de cables de media tensión, especialmente en el rango de 35 kV. Este tipo de cable se emplea principalmente en proyectos cercanos a la costa, como es el caso de instalaciones intermareales.

En parques ubicados a distancias de hasta 50 km, comienzan a utilizarse cables submarinos de alta tensión, aunque esta tecnología aún se encuentra en proceso de desarrollo y perfeccionamiento para su aplicación generalizada. Para distancias mayores, especialmente a partir de 80 km mar adentro, se suelen emplear cables de corriente continua (HVDC), ya que permiten reducir significativamente las pérdidas eléctricas en trayectos largos.

En este proyecto, al estar ubicado a una distancia intermareal de la costa, se utilizarán cables de media tensión de 35 kV. Dado que la tensión de salida de nuestros aerogeneradores es de 820 V, será necesario instalar transformadores elevadores individuales en cada unidad, con el objetivo de adaptar la tensión a los niveles de operación del sistema inter-array. Para ello, se emplearán transformadores con relación de 820 V a 35 kV.

3.7.2 SELECCIÓN DE LOS CABLES INTERARRAY

Los cables inter-array pueden fabricarse con conductor de cobre o de aluminio. En este proyecto se ha optado por utilizar aluminio, ya que supone una solución más económica para el parque. El aluminio tiene un menor coste por tonelada, lo que reduce significativamente el gasto total en cableado. Además, al tener una densidad más baja que el cobre, pesa menos, lo que facilita el transporte e instalación de los cables en el entorno marino. En cuanto a rendimiento eléctrico, ofrece una buena conductividad que resulta adecuada para las necesidades del sistema. Por otro lado, los cables estarán aislados con XLPE (polietileno reticulado), que es el material más utilizado actualmente para este tipo de aplicaciones. Este aislamiento ofrece buenas prestaciones térmicas y eléctricas, ya que soporta hasta 90 °C en operación continua y hasta 250 °C en caso de cortocircuito. Además, resiste tensiones muy altas (hasta 500 kV), presenta una buena disipación térmica, es resistente al agua, y ofrece una vida útil prolongada, que puede superar los 30 años. También destaca por su alta rigidez dieléctrica, lo que garantiza un buen comportamiento en condiciones exigentes.

Vamos a calcular la intensidad admisible que circulara por nuestros cables, para eso hacemos uso de la siguiente fórmula:

P – potencia del aerogenerador
V - tensión de salida del aerogenerador
Cos phi - factor de potencia
I - intensidad admisible

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\phi} = \frac{14\,000\,000W}{\sqrt{3} * 35\,000 * 0,96} = 240,56 A$$

Dado que el fabricante no especifica el $\cos\phi$ de la turbina SG 14-222 DD en las fuentes disponibles públicamente, se asume un valor típico de 0,96, correspondiente al comportamiento estándar de aerogeneradores offshore modernos con generadores PMSG y convertidor full-scale. Este valor cumple con los requisitos de conexión a red actuales y permite estimaciones técnicas fiables para el diseño del sistema eléctrico del parque.

Según una fuente consultada, la temperatura del mar en la zona de instalación del parque eólico fluctúa entre 17,55 °C y 17,85 °C, por lo que tomaremos como valor representativo la media de 17,7 °C. Dado que la capacidad de transmisión de los cables varía con la temperatura ambiente, es necesario aplicar un factor de corrección térmico. Para obtener dicho factor, utilizamos la tabla del catálogo de Prysmian, basada en la norma IEC 60287, que proporciona los valores de corrección según la temperatura ambiente. Como nuestra temperatura no coincide exactamente con los valores de la tabla, procederemos a realizar una interpolación lineal para obtener el factor correspondiente a 17,7 °C.

A partir de estos datos, elaboramos la siguiente tabla y cálculo para obtener el valor ajustado del factor de corrección térmica.[47]

Temperatura entorno	15	20	25	30	35
Factor de corrección	1,04	1	0,96	0,91	0,87

Tabla 5: Factores de corrección con su correspondiente temperatura.

$$\text{Factor de corrección de temp} = 1,04 + \frac{(17,7 - 15)(1 - 1,04)}{20 - 15} = 1,018 = 1,02$$

Además, identificando el tipo de suelo como arena húmeda y estimando que la profundidad de enterramiento es de aproximadamente 1 metro, debemos aplicar un factor de corrección adicional asociado a la instalación del cable en el terreno.

Según referencias técnicas y catálogos de fabricantes, en estas condiciones el factor de corrección por profundidad de enterramiento se sitúa en torno a 0,96.

$$I_{adm\ ajustada} = \frac{240,56}{1,02 * 0,96} = 245,58 A = 245,60 A$$

Finalmente, para el cableado inter-array del parque eólico offshore se ha seleccionado el modelo RHZ1-OL AL (AS) 30/52 kV, con conductor de aluminio de 185 mm², aislamiento XLPE, armadura metálica, y cubierta exterior resistente. El aislamiento en XLPE asegura un buen comportamiento térmico y eléctrico, con resistencia a 90 °C en operación continua y hasta 250 °C en cortocircuito. La armadura metálica y la cubierta HDPE proporcionan la protección necesaria frente a condiciones mecánicas, humedad y exposición prolongada al agua salada. Este cable ofrece una capacidad térmica estimada de aproximadamente 278 A en condiciones de instalación enterrada, lo que permite cumplir con la intensidad corregida calculada y prevenir por si fuese mayor. Se utilizará en configuración tripolar armado, lo que facilita su instalación y proporciona mayor robustez frente a condiciones marinas exigentes.

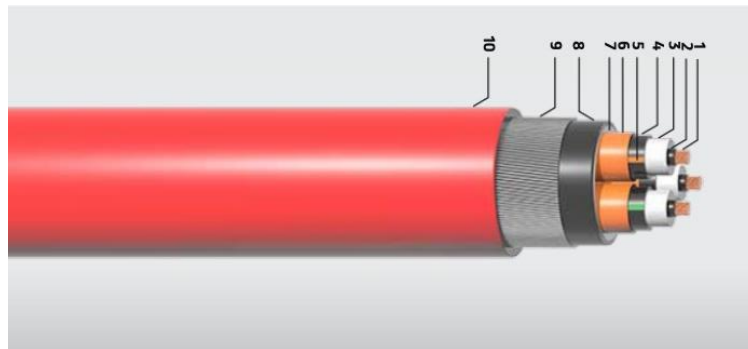


Ilustración 37: Cable de interconexión RHZ1-OL AL (AS) 30/52 kV

3.7.3 CABLE DE EXPORTACIÓN

Estos cables conectan la subestación marina con la subestación terrestre para transmitir la energía hacia la costa. Además, proporcionan energía auxiliar cuando no están generando electricidad y permiten la comunicación mediante fibra óptica. Generalmente, estos cables se entierran para evitar posibles daños. Los cables de exportación se componen de dos secciones: una marina y una terrestre. En la sección marina, deben soportar tanto el peso del agua como el roce con el fondo marino. Una vez que alcanzan la costa, la sección marina se convierte en una sección terrestre. Estos cables suelen ser de gran longitud, adaptándose a las distancias entre las subestaciones.

En relación con los cables para exportación, inicialmente evaluamos la posibilidad de utilizar cables de 132 kV o 220 kV. Finalmente, nos hemos decantado por emplear cables de 220 kV por diversas razones técnicas y operativas. Esta decisión implica que, en nuestra subestación offshore, la tensión deberá elevarse hasta los 220 kV. Esta configuración permite una transmisión más eficiente, ya que a mayor tensión se reducen significativamente las pérdidas eléctricas. Dado que el recorrido de transmisión es de

aproximadamente 34 km, buscamos maximizar la tensión para minimizar dichas pérdidas. Además, el uso de cables de 220 kV contribuye a mejorar la seguridad del sistema, ya que la intensidad que circulará por el cable estará dentro de un rango seguro, evitando sobrecargas. Aunque esta solución puede suponer un coste algo más elevado, los beneficios en términos de eficiencia y seguridad la justifican plenamente.

Cabe destacar que nuestros cables serán de corriente alterna (AC), ya que, para esta distancia, dicha tecnología resulta eficiente, suficiente y económicamente viable. De hecho, ha sido ampliamente implementada en otros parques similares con éxito.[48][49]

Volvemos a realizar los cálculos de intensidad admisible aplicando los factores de corrección utilizados anteriormente. Para ello, calculamos primero la potencia nominal del parque.

$$P_{total} = N * P_{1\text{ aerogenerador}}$$

Ecuación 1

$$P = 12 * 14 = 168 \text{ MW}$$

Calculamos la intensidad

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi} = \frac{168\,000\,000\text{W}}{\sqrt{3} * 220\,000 * 0,96} = 459,25 \text{ A}$$

$$I_{adm\text{ ajustada}} = \frac{459,25}{1,02 * 0,96} = 469,005 \text{ A} = 469 \text{ A}$$

Para el cable de exportación se ha optado por un cable de cobre, a pesar de su coste más elevado en comparación con el aluminio, debido a sus superiores propiedades eléctricas y térmicas. El cobre presenta una mayor conductividad eléctrica, lo que se traduce en una mejor disipación del calor y una menor caída de tensión, especialmente importante en tramos de larga distancia como el de este proyecto, que cuenta con 34 km de línea de evacuación. Minimizar las pérdidas energéticas en este contexto es fundamental para optimizar el rendimiento del sistema. se ha optado por el cable XLPE Insulated Cable 220 kV, Cu conductor, 1x630 mm², ya que cumple con todos los requisitos técnicos del sistema y ofrece un alto nivel de fiabilidad. El cable seleccionado es un cable de potencia de alta tensión (HV) de 220 kV, con aislamiento XLPE, 1x630 mm², con conductor de cobre. Esta elección responde tanto a las exigencias de tensión nominal, como a la necesidad de fiabilidad operativa y durabilidad. El aislamiento XLPE (polietileno reticulado) proporciona una excelente resistencia térmica, buen comportamiento ante esfuerzos dieléctricos y una larga vida útil. La cubierta externa está fabricada en polietileno, lo que garantiza una protección

eficaz frente a agentes externos. Además, el cable puede soportar con holgura la intensidad ajustada del sistema, ya que su intensidad admisible es de aproximadamente 600 A. Esto proporciona un margen de seguridad térmica adecuado para la operación continua. Finalmente, la sección de 630 mm² es una elección comúnmente empleada en instalaciones similares, cumpliendo con los requisitos establecidos por la normativa internacional aplicable, como la IEC 60287 y la IEC 60840, lo que respalda su idoneidad técnica para este tipo de proyectos.[50][51]

Cable: XLPE Insulated Cable 220 kV, Cu conductor, 1x630 mm²

La instalación de los cables submarinos, al igual que ocurre con las turbinas eólicas, requiere el uso de buques especializados, tanto en manipulación como en posicionamiento y tendido de cables. Se trata de un proceso técnicamente complejo y delicado que debe realizarse con precisión para evitar daños en el cable o en el lecho marino.

Durante la operación, el buque transporta el cable previamente enrollado en grandes bobinas desde el punto de conexión del aerogenerador hasta la costa. Mientras se despliega el cable a lo largo del recorrido planificado, este permanece flotando gracias a elementos de flotación temporal acoplados a lo largo de su longitud. Una vez que el extremo del cable alcanza la costa y se confirma su correcta alineación y posición, se procede a retirar los flotadores, permitiendo así que el cable se hunda de forma controlada hasta el lecho marino.

3.8 PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

Para evaluar el rendimiento del sistema de evacuación de energía, es fundamental tener en cuenta las pérdidas eléctricas que se producen en los cables, ya que estas afectan directamente a la eficiencia global de la instalación. Una de las principales fuentes de pérdidas en los conductores eléctricos son las pérdidas por efecto Joule, que se generan debido al paso de corriente a través de la resistencia del material conductor.

Estas pérdidas se traducen en una disipación de energía en forma de calor, lo que no solo disminuye la cantidad de energía útil entregada, sino que también puede influir en la temperatura de operación y, por tanto, en la vida útil del cable. Por ello, es esencial calcularlas de forma precisa.

A continuación, se procede a determinar las pérdidas por efecto Joule empleando la fórmula correspondiente.

$$P \text{ pérdidas} = I^2 * R$$

Para calcular la R :

$$R = \frac{\rho * L}{A}$$

ρ – la resistividad del material

L – la longitud del cable

A-la sección del cable conductor

Material	Cobre	Aluminio
Resistividad en torno a nuestra temperatura 18 °	$1,71 \times 10^{-8} \Omega * m$	$2,82 \times 10^{-8} \Omega * m$

Tabla 6: Materiales de los cables y sus respectivas resistividades

Procedemos a hacer el estudio de las pérdidas de interconexión

La longitud en la que esta los cables, es todo el circuito,

$$L_{total} = 0,666 km * 9 + 1,555 km * 2 = 5,994 + 3,11 = 9,104 km$$

$$P_{pérdidas} = 245,6^2 A * \frac{1,71 \times 10^{-8} \Omega * m * 9104 m}{185 * 10^{-6} m^2} = 50,75 Kw$$

Vamos a ver que representa esto frente a un aerogenerador.

$$\frac{P_{pérdidas}}{P_{generador}} = \frac{50,75 Kw}{14 000 Kw} = 0,00362 = 0,362\%$$

Procedemos a hacer el de los cables de exportación, la longitud que contaremos será la estimación de la distancia del parque a la costa sumándole la distancia de la costa a la subestación de Lavos que es nuestra subestación terrestre.

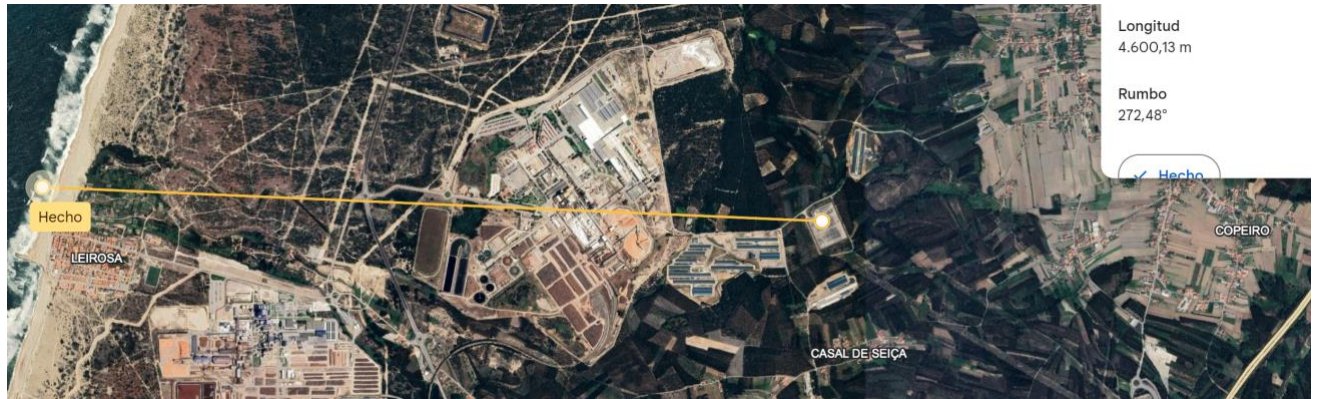


Ilustración 38: Distancia del mar a la subestación eléctrica de Lavos. Fuente: Google earth.

$$L_{total} = 34 \text{ km} + 4,600 \text{ km} = 38,600 \text{ km}$$

$$P_{p\acute{e}rdidas} = 469^2 A * \frac{2,82 \times 10^{-8} \Omega * m * 38600 \text{ m}}{630 * 10^{-6} m^2} = 380,05 \text{ Kw}$$

$$\frac{P_{p\acute{e}rdidas}}{P_{generador}} = \frac{380,05 \text{ Kw}}{168\,000 \text{ Kw}} = 0,0022 = 0,22\%$$

Tras haber analizado ambas perdidas podemos ver que ambas se encuentran en los limites aceptables establecidos y que transportan la energía de manera eficiente.

3.9 SUBESTACIÓN OFFSHORE

En este proyecto se hace uso de una subestación offshore debido al gran número de turbinas instaladas y la necesidad de evacuar una potencia total de 168 MW. La subestación se estima que se encuentra a 34 km de la costa como se muestra en el esquema de distribución del parque. Además, se encuentra a una distancia estimada de 38,4 km de la subestación terrestre.

Esta subestación debe ser capaz de recoger toda la energía generada por los aerogeneradores y elevarla a una tensión de 220 kV, ya que la tensión de generación se

sitúa en 35 kV. El objetivo principal de esta elevación de tensión es minimizar las pérdidas eléctricas durante el transporte de la energía a través del cable de exportación. Para lograr esta transformación de tensión, se utilizará **un** transformador elevador 35/220 kV, que permitirá enviar la energía mediante los cables de evacuación hacia la subestación terrestre, desde donde será finalmente transmitida a la red.

Cabe destacar que la implementación de una subestación offshore supone un aumento considerable del coste inicial del proyecto, tanto por la infraestructura eléctrica como por la instalación en un entorno marino, aunque resulta necesaria para garantizar la eficiencia y viabilidad técnica de la evacuación en este tipo de parques eólicos.

En este proyecto estamos suponiendo y estimando que la subestación offshore se ubicará cerca del conjunto de aerogeneradores, por lo que su distancia a la costa será prácticamente la misma: unos 34 km. La profundidad en esa zona se ha estimado en aproximadamente 130 metros. Elegir el tipo de plataforma en estas condiciones no es una decisión sencilla, ya que la subestación tendrá que mantenerse estable en el mar, de forma similar a como lo hacen las plataformas petrolíferas, aunque en este caso a una escala menor. Estas estructuras pueden ser tanto fijas como flotantes.

A la hora de tomar esta decisión, hemos descartado la opción flotante. Aunque cada vez hay más avances en este sentido, hoy en día no hay aún ninguna subestación flotante plenamente operativa a nivel comercial, por lo que hemos optado por una solución fija, que es la más utilizada tanto en plataformas petroleras como en parques eólicos offshore ya construidos. Aunque nuestros aerogeneradores son flotantes, la subestación estará instalada sobre una estructura fija. En concreto, he decidido utilizar una plataforma tipo jacket, fabricada en acero, ya que es una de las soluciones más comunes en entornos marinos. Estas plataformas se anclan al fondo marino mediante pilotes, formando una estructura reticulada que garantiza estabilidad y resistencia. Sin embargo, una de las principales desventajas que presenta esta opción es su elevado coste a profundidades como la de este proyecto ya que requiere buques especializados y medios técnicos complejos. Esto puede afectar significativamente a la rentabilidad global del proyecto.[54][55]

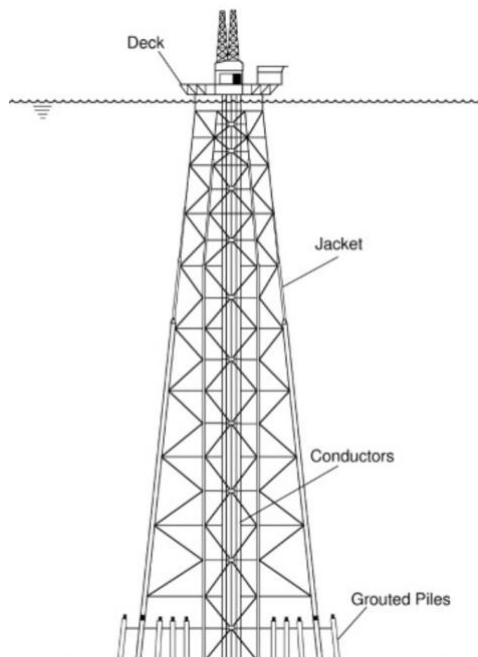


Ilustración 39: Esquema de la plataforma tipo jacket

3.10 FACTOR DE CARGA

El factor de carga de un parque eólico marino flotante representa la eficiencia con la que se genera energía respecto a su capacidad nominal a lo largo del tiempo. Este valor depende principalmente de las condiciones del viento, la ubicación del emplazamiento y las características específicas de las turbinas utilizadas. En general, los parques eólicos de este tipo suelen presentar factores de carga que oscilan entre el 40% y el 60%, en función del recurso eólico disponible y del rendimiento operativo del sistema.

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Producción real anual}}{\text{Potencia instalada total} * \text{horal del año}}$$

$$\text{Factor de carga} = \frac{12 * 5228,82 \text{ KW} * 8760h}{12 * 14\,000 \text{ KW} * 8760 h} = 37,34\%$$

El factor de carga estimado para nuestro parque eólico flotante es del 37,34%. Este valor se sitúa ligeramente por debajo del rango habitual para proyectos de este tipo, por lo que

podría considerarse relativamente conservador en comparación con otras instalaciones similares. Esta estimación tiene en cuenta distintos escenarios operativos y factores limitantes, como posibles paradas por operaciones de mantenimiento, así como la variabilidad del recurso eólico en el emplazamiento seleccionado. Es posible que, en una localización con mayores velocidades de viento, el factor de carga pudiera incrementarse, lo que permitiría aprovechar de forma más eficiente el potencial de generación de las turbinas de gran potencia instaladas.[57]

Capítulo 4. ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez diseñado el parque, es necesario realizar un análisis económico para evaluar su viabilidad y rentabilidad. Este estudio es fundamental, ya que en la actualidad existe cierto debate sobre la rentabilidad real de los parques eólicos offshore flotantes, a pesar de que su potencial a medio y largo plazo es indiscutible.

En este sentido, el presidente de Iberdrola ha manifestado públicamente que, hoy por hoy, la energía eólica flotante en España no se considera rentable, principalmente debido a al estado incipiente de la tecnología y a los altos costes asociados. Sin embargo, es importante destacar que, en el caso español, la batimetría obliga prácticamente a que los parques eólicos marinos sean de plataformas flotantes, ya que las condiciones del lecho marino dificultan o imposibilitan el uso de cimentaciones fijas.[58]

Por tanto, aunque la tecnología aún se encuentra en desarrollo y los costes son elevados, se sigue trabajando activamente en su maduración. La inversión en este tipo de infraestructuras se plantea como una apuesta estratégica a largo plazo, especialmente en países como España, donde las condiciones geográficas limitan otras opciones.

4.1 LCOE

Para la evaluación de estos proyectos de energías renovables, se recurre al indicador LCOE, tal como se explicó previamente en el apartado 3.3.3 al momento de seleccionar entre distintas turbinas. En español, el LCOE se traduce como “Coste Nivelado de la Energía” y representa el coste promedio por megavatio-hora (MWh) de producir electricidad a lo largo de la vida útil del parque eólico, en este caso específico. Este indicador contempla el coste de capital, los costes operativos, los costes de mantenimiento, el desmantelamiento de las instalaciones y la tasa de descuento correspondiente.

El LCOE presenta diferencias significativas según el tipo de parque eólico: terrestre, marino fijo o marino flotante. Generalmente, el coste nivelado de la energía es más bajo en los parques eólicos terrestres en comparación con los marinos, y dentro de estos últimos, el sistema fijo resulta más económico que el flotante. Actualmente, la energía eólica terrestre se posiciona como una opción más barata y competitiva, aunque la eólica marina está avanzando rápidamente, reduciendo costes y desarrollando nuevas tecnologías a través de la investigación.

Estas diferencias de coste se deben, en gran medida, a los retos técnicos que cada tecnología presenta. Sin embargo, hemos visto cómo el LCOE de la eólica marina ha

disminuido de forma notable en los últimos años. Tal como muestra el gráfico elaborado por AleaSoft, a partir de datos de IRENA, el coste de generación eléctrica mediante eólica marina se ha reducido en un 59 % entre 2010 y 2022, lo que evidencia una mejora tecnológica sustancial. Esta tendencia está facilitando la transición energética y promoviendo de manera creciente el desarrollo de esta tecnología.

A pesar de estos avances, la eólica marina, en especialmente la flotante sigue enfrentando importantes desafíos técnicos y económicos. Muchos de los proyectos actuales aún se encuentran en fases de estudio y desarrollo, ya que todavía no resultan tan rentables como otras formas de generación. No obstante, se espera que, a medida que la tecnología continúe evolucionando y se construyan nuevos parques, el coste de la energía eólica marina continúe disminuyendo.[59]

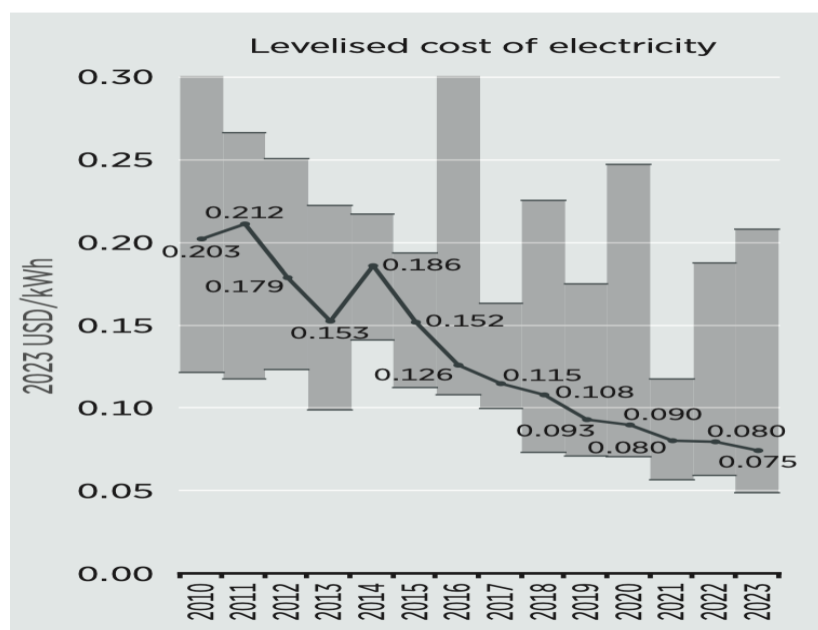


Ilustración 40: LCOE de la energía eólica marina con el paso de los años

Coste nivelado de la electricidad (LCOE) de la eólica marina

Promedio del LCOE de proyectos de eólica marina 2010-2023

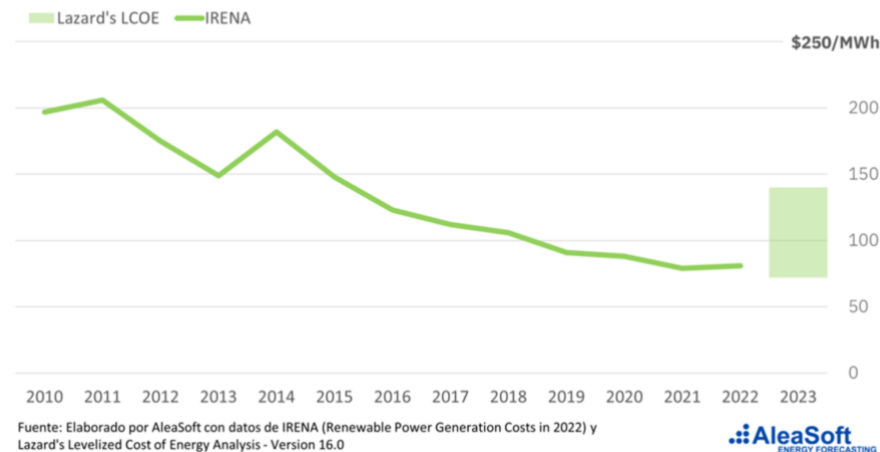


Ilustración 41: Coste nivelado de la electricidad de la eólica marina. Fuente: Aleasoft datos IRENA

Para calcular el LCOE, tenemos que calcular el CAPEX que es el coste de la inversión inicial, el OPEX que son los costes operativos anuales, el desmantelamiento de parque al final de su vida útil, que esta será de unos 25 años, la producción energética anual y tener en cuenta la tasa de descuento aplicada.

4.1.1 CAPEX

Lo primero que haremos será realizar una estimación de la inversión inicial necesaria para que nuestro parque pueda llevarse a cabo. Esta inversión contemplará los distintos costes asociados al desarrollo e instalación del proyecto.

1.Turbinas: Este coste incluye la adquisición de los 14 aerogeneradores modelo SG 14-222, considerando el conjunto completo: góndolas, palas y torres. Se trata de uno de los elementos más costosos del proyecto. Además, se contempla el transporte desde la fábrica hasta el emplazamiento, así como las tareas de montaje necesarias. En este apartado también se incluyen los 14 transformadores requeridos para elevar la tensión de 820 V a 35 kV.

2.Estructura marina: Se incluyen aquí los costes asociados a las 14 plataformas semi-sumergibles tipo HiveWind, sobre las cuales se instalarán los aerogeneradores.

3.Sistema de anclaje y fondeo: Este punto comprende los costes relacionados con los sistemas de catenaria y anclaje, que serán los encargados de garantizar la estabilidad estructural de cada aerogenerador en su posición en el mar.

4. Infraestructura eléctrica : Este apartado contempla los costes de los cables interarray, que conectan las turbinas entre sí, con una longitud estimada de 9,104 km utilizando cableado del tipo RHZ1-OL AL (AS) 30/52 kV. También se incluye el cable exportador hasta tierra firme, con una longitud aproximada de 38,600 km, compuesto por cable XLPE aislado de 220 kV, con conductor de cobre de 1x630 mm². A ello se suman los costes asociados a la subestación eléctrica offshore, que incluye su correspondiente plataforma tipo *jacket*, el sistema de catenaria para su fijación y estabilidad, y el transformador encargado de elevar la tensión de 35 kV a 132 kV para permitir la evacuación de la energía a través del cable exportador. Por último, se incluye también la subestación eléctrica en tierra, que en este caso corresponde a la subestación de Lavos, ya existente. Esta infraestructura cuenta con su propio transformador de 132 kV, el cual elevará la tensión hasta 400 kV, nivel necesario para su integración en la línea de alta tensión cercana utilizada para la evacuación de la energía generada.

5. Instalación y logística marina: Aquí se agrupan los costes relacionados con la instalación de todos los elementos del parque, así como los equipos necesarios para llevarla a cabo. Esto incluye buques especializados, grúas y maquinaria auxiliar. También se contempla el uso del puerto logístico de Sines como base de operaciones y apoyo durante el proceso de instalación.

6. Mano de obra: Coste asociado a la mano de obra implicada en el proyecto, incluyendo a todos los profesionales y operarios que han participado en las distintas fases de diseño, construcción e instalación del parque eólico marino flotante.

7. Estudios y permisos : Incluye todos los costes asociados a los estudios necesarios para la planificación y ejecución del proyecto. Esto abarca estudios ambientales, técnicos y de viabilidad, así como los costes relacionados con la obtención de los permisos requeridos. Dentro de este apartado se contemplan también los trámites administrativos y regulatorios necesarios para cumplir con la normativa vigente.

8. Seguros : Costes derivados de la contratación de seguros tanto para la cobertura de los trabajadores implicados en el proyecto como para la protección frente a posibles riesgos durante la fase de instalación, incluyendo accidentes laborales, daños materiales o cualquier otra eventualidad que pueda afectar al desarrollo de las obras.

9. Desmantelamiento. Engloba todos los costes previstos para el desmantelamiento del parque eólico al finalizar su vida útil, estimada en 25 años. Esto incluye la retirada de las turbinas, plataformas, sistemas de anclaje, cables y cualquier otra infraestructura instalada, garantizando un cierre del proyecto conforme a la normativa ambiental y técnica.

CAPEX	Precio asumido	Unidad
Turbinas	28,9	€/MWh
Estructura marina	18,33	€/MWh
Anclaje y fondeo	7,9	€/MWh
Infraestructura eléctrica	18,5	€/MWh
Instalación y logística	6,6	€/MWh
Mano de obra	2,18	€/MWh
Estudios y permisos	1,09	€/MWh
Seguros	0,92	€/MWh
Desmantelamiento	2,1	€/MWh
Total	86,51	€/MWh

Tabla 7:CAPEX de nuestro parque eólico

Para llevar a cabo estos cálculos, se ha utilizado la información proporcionada por la curva de potencia del aerogenerador SG 14-222 D. A una altura de buje de 140 metros y con una velocidad media de viento estimada de 8,20 m/s, la turbina genera una potencia media de aproximadamente 5.228,82 kW. A partir de este valor, se ha calculado la potencia media total del parque, así como su producción anual y la producción acumulada a lo largo de los 25 años de vida útil del proyecto.

$$Potencia\ media = 12\ turbinas * 5.228,82\ KW = 62.745,84\ KW = 62,745\ MW$$

$$Producción\ anual = 62,745\ MW * 8760\ \frac{h}{año} = 549.654\ MWh/año$$

$$Producción\ en\ 25\ años = 25 * 549.654 = 13.741.339\ MWh$$

Los valores utilizados para la estimación del CAPEX han sido obtenidos a partir de fuentes de referencia del sector eólico marino, como IRENA (2023), WindEurope (2022), y estudios técnicos recientes de DNV y Lazard. A partir de estos rangos de referencia, se han ajustado los valores según las características y datos técnicos propios del aerogenerador SG 14-222 D.[60]

4.1.2 OPEX

Para estimar los costes operativos anuales de mi parque eólico marino flotante, se han considerado los siguientes apartados, que reflejan los gastos necesarios para mantener el funcionamiento del parque una vez está en operación:

1.Mantenimiento y reparaciones : Este apartado incluye los costes relacionados con posibles fallos o roturas que puedan surgir en los distintos elementos del parque, ya sea en las turbinas, las subestaciones o las plataformas flotantes. También se considera el mantenimiento periódico necesario para asegurar su buen funcionamiento a lo largo del tiempo..

2.Operaciones diarias : Aquí se recogen los costes del día a día por tener el parque funcionando. Dentro de este apartado incluyo la monitorización y el control de todo el sistema, como el seguimiento de datos, ajustes operativos y gestión general del parque en producción.

3.Gastos administrativos y regulatorios : Estos gastos hacen referencia al salario del personal que trabaja en la operación del parque, así como a los costes de inspecciones, auditorías y posibles oficinas necesarias para la gestión. También se incluyen las tasas o trámites administrativos que puedan ser requeridos.

4.Uso de puertos base : En este caso concreto, el puerto de Sines actúa como base logística del parque. Por tanto, se incluyen aquí los costes de uso de estas instalaciones, que pueden servir para almacenar piezas o dar apoyo en tareas de mantenimiento .

OPEX	Precio asumido	Unidad
Mantenimiento y reparaciones	18,2	€/MWh
Operaciones diarias	7,5	€/MWh
Gastos administrativos y regulatorios	2,5	€/MWh
Puerto base	1,2	€/MWh
Total	29,4	€/MWh

Tabla 8: OPEX de nuestro parque eólico

4.1.3 ANÁLISIS DEL RESULTADO FINAL

Con la formula simplificada:

$$LCOE = \frac{CAPEX + (OPEX \times 25)}{Energía\ anual\ (MWh) \times 25} = 86,51 + 29,4 = 115,91\text{€ /MWh}$$

Ahora con la formula del LCOE haciendo uso de una tasa de interés del 7 %, En este caso, se tiene en cuenta que los costes futuros (OPEX anual) tienen menor valor actual debido a la tasa de descuento. La inversión inicial (CAPEX) no cambia, ya que se paga al inicio del proyecto.

$$LCOE = 100,22\text{ € /MWh}$$

Al considerar una tasa de descuento del 7 %, el LCOE disminuye ligeramente de 115,91 €/MWh a 100,22 €/MWh, lo que refleja que los costes operativos futuros tienen menor impacto económico hoy. Este enfoque es más realista desde el punto de vista financiero ya que se alinea mas con posibles inversores.

4.2 CUENTA DE RESULTADOS

La cuenta de resultados desempeña un papel fundamental en la gestión financiera del proyecto. Este documento recoge los ingresos, los costes y los beneficios o pérdidas obtenidos a lo largo de un ejercicio anual. En el caso de un parque eólico, los ingresos proceden principalmente de la venta de electricidad a una compañía eléctrica. Por otro lado, los costes incluyen aspectos como el mantenimiento y operación, los costes financieros, los gastos de amortización, así como los costes asociados a permisos y licencias. Además, esta herramienta permite evaluar la rentabilidad global del parque. La cuenta de resultados es también clave en la toma de decisiones estratégicas, en la

$$LCOE = CAPEX + OPEX \times \frac{\sum_{t=1}^{25} \frac{1}{(1+r)^t}}{25}$$

comunicación con posibles inversores y en la identificación de áreas de mejora dentro del proyecto.[61]

Para poder calcular correctamente la cuenta de resultados del proyecto, es necesario contar con ciertas características y supuestos clave. En primer lugar, para estimar el CAPEX total en euros, hemos multiplicado el valor obtenido en el apartado anterior en €/MWh por la energía total generada por el parque. En cuanto a la amortización, se ha optado por un modelo lineal, tanto por simplicidad como para distribuir el coste de forma uniforme a lo largo de la vida útil del proyecto. De este modo, el CAPEX total se divide entre los 25 años de operación previstos.

En relación con el precio de venta de la energía, es importante señalar que este puede variar con el tiempo. Para este modelo, se ha fijado un precio constante de 178 €/MWh, basado en una estimación publicada por *El Periódico de la Energía* en 2024. El OPEX, por su parte, se mantendrá constante durante toda la vida útil del parque.[63]

En el modelo también se han considerado las pérdidas eléctricas. Aunque se ha determinado previamente que estas pérdidas son reducidas, se ha decidido incorporarlas en el cálculo. Sumando las pérdidas de los cables de exportación y de los cables de interconexión, se obtiene una pérdida total de 0,582%, la cual ha sido aproximada a un 0,6% para facilitar el análisis.

Finalmente, se ha tenido en cuenta que el rendimiento de las turbinas no se mantendrá constante durante los 25 años. Se ha asumido una degradación del 0,5% cada 10 años, como consecuencia de la fatiga mecánica y posibles fallos acumulativos, lo que afecta ligeramente la producción energética conforme avanza el ciclo de vida del parque.

Características	
Potencia instalada	168 MW
Factor de capacidad	37,34 %
Precio de venta energía	Inicio 178 €/MWh
Vida útil	25 años
CAPEX total	1.188.930.857 €
OPEX total anual	29,4 €/MWh
Amortización lineal	47.557.235 €

Tabla 9: Características de el parque eólico

Año operativo	1	2	3	4	5
Precio de la energía (€/MWh)	178	178	178	178	178
Energía generada (MWh)	549.525	549.250	548.975	548.701	548.427
Pérdidas	3297,15	3295,5	3293,85	3292,206	3290,562
Energía inyectada en red (MWh)	546.228	545.955	545.681	545.409	545.136
Ingresos	97.815.450	97.766.500	97.717.550	97.668.778	97.620.006
CAPEX (€)	1.188.930.857	0	0	0	0
OPEX(€)	16.059.107	16.059.107	16.059.107	16.059.107	16.059.107
Flujo de caja (€)	-1.107.174.514	81.707.393	81.658.443	81.609.671	81.560.899
Flujo de caja acumulado (€)	-1.107.174.514	-1.025.467.121	-943.808.678	-862.199.007	-780.638.108
Con tasa de descuento 7% (€)	-1.107.174.514	76362049,53	71323646,61	66617801,17	62222419,34
Flujo de caja acumulado (€)	-1.107.174.514	-1.030.812.464	-959.488.818	-892.871.017	-830.648.597

6	7	8	9	10	11	12
178	178	178	178	178	178	178
548.152	547.878	547.604	547.331	547.057	546.783	546.510
3288,912	3287,268	3285,624	3283,986	3282,342	3280,698	3279,06
544.863	544.591	544.318	544.047	543.775	543.502	543.231
97.571.056	97.522.284	97.473.512	97.424.918	97.376.146	97.327.374	97.278.780
0	0	0	0	0	0	0
16.059.107	16.059.107	16.059.107	16.059.107	16.059.107	16.059.107	16.059.107
81.511.949	81.463.177	81.414.405	81.365.811	81.317.039	81.268.267	81.219.673
-699.126.159	-617.662.982	-536.248.577	-454.882.766	-373.565.727	-292.297.460	-211.077.787
58116893,1	54282354,52	50700799,7	47355642,8	44231081,36	41312666	38586881,57
-772.531.704	-718.249.350	-667.548.550	-620.192.907	-575.961.826	-534.649.160	-496.062.278

13	14	15	16	17	18	19
178	178	178	178	178	178	178
546.237	545.964	545.691	545.418	545.145	544.872	544.600
3277,422	3275,784	3274,146	3272,508	3270,87	3269,232	3267,6
542.960	542.688	542.417	542.145	541.874	541.603	541.332
97.230.186	97.181.592	97.132.998	97.084.404	97.035.810	96.987.216	96.938.800
0	0	0	0	0	0	0
16.059.107	16.059.107	16.059.107	16.059.107	16.059.107	16.059.107	16.059.107
81.171.079	81.122.485	81.073.891	81.025.297	80.976.703	80.928.109	80.879.693
-129.906.708	-48.784.223	32.289.668	113.314.965	194.291.668	275.219.777	356.099.470
36040929,82	33662947,2	31441852,73	29367296,39	27429610,92	25619766,78	23929382,72

-460.021.348 -426.358.401 -394.916.549 -365.549.252 -338.119.641 -312.499.874 -288.570.492

20	21	22	23	24	25
178	178	178	178	178	178
544.328	544.056	543.784	543.512	543.240	542.968
3265,968	3264,336	3262,704	3261,072	3259,44	3257,808
541.062	540.792	540.521	540.251	539.981	539.710
96.890.384	96.841.968	96.793.552	96.745.136	96.696.720	96.648.304
0	0	0	0	0	0
16.059.107	16.059.107	16.059.107	16.059.107	16.059.107	16.059.107
80.831.277	80.782.861	80.734.445	80.686.029	80.637.613	80.589.197
436.930.747	517.713.608	598.448.053	679.134.082	759.771.695	840.360.892
22350521,66	20875826,38	19498425,02	18211898,99	17010253,14	15887887,79
-266.219.970	-245.344.144	-225.845.719	-207.633.820	-190.623.567	-174.735.679

Tabla 10: Resultados del parque eólico

Aunque durante el primer año se presenta un flujo de caja negativo significativo debido a la inversión inicial, a partir de los años siguientes este se compensa progresivamente mediante flujos de caja positivos. De acuerdo con los resultados obtenidos, el punto de equilibrio o payback, entendido como el momento en que se recupera la inversión inicial sin considerar la tasa de descuento, se alcanza en el año 15 del proyecto.

Sin embargo, al considerar una tasa de descuento del 7%, se observa que la inversión no se recupera durante la vida útil del proyecto, ya que los flujos de caja descontados no logran compensar la inversión inicial. Este comportamiento se puede visualizar de forma clara en las siguientes tablas.

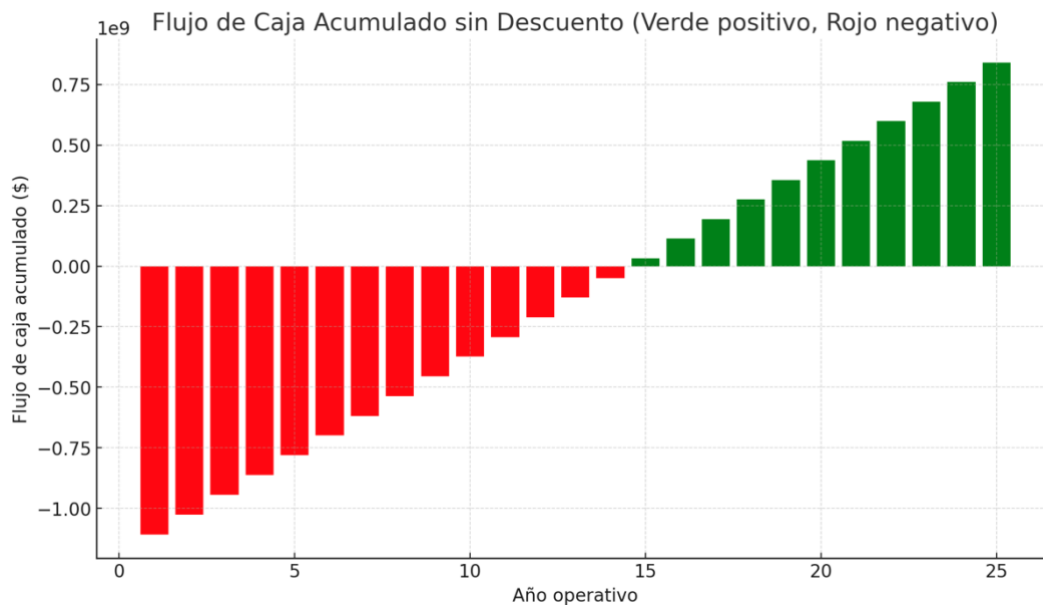


Ilustración 42: Flujo de caja acumulado sin tasa de descuento

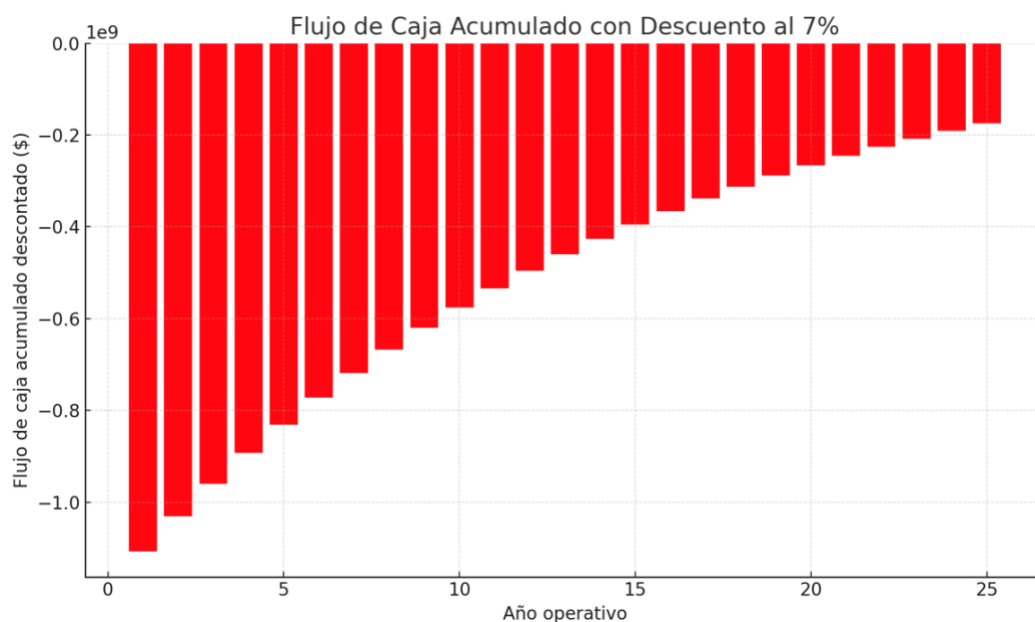


Ilustración 43: Flujo de caja acumulado aplicando la tasa de descuento del 7%

4.3 CÁLCULO DEL TIR Y EL VAN.

El VAN, o Valor Actual Neto, es un indicador financiero que permite evaluar la rentabilidad de un proyecto teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Este parámetro es fundamental para que los inversores puedan tomar decisiones informadas, ya que ayuda a determinar si un proyecto es financieramente viable.

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+r)^n} = 0$$

I_0 - es la inversión inicial

C_n - flujo de caja generado por el proyecto en cada periodo

N -número total de periodos

n - año en el que se obtienen los beneficios de cada periodo

r - es el TIR

-Si el VAN es positivo, significa que el proyecto es rentable, ya que genera más valor del que costó inicialmente.

-Si el VAN es igual a cero, indica que los ingresos generados a lo largo del tiempo cubren exactamente el coste de inversión, sin beneficios ni pérdidas.

-Si el VAN es negativo, el proyecto no resulta rentable, ya que no alcanza a recuperar la inversión inicial con los flujos de caja generados.

La Tasa Interna de Retorno, conocida como TIR, es una métrica financiera utilizada para analizar el rendimiento futuro de una inversión. Se define como la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (VAN) sea igual a cero, y representa, por tanto, la rentabilidad mínima que un inversor podría exigir para considerar viable un proyecto. En este sentido, la TIR permite evaluar de forma directa si un proyecto es suficientemente rentable desde el punto de vista financiero.

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+r)^n} = 0$$

La interpretación de la TIR en relación con la tasa de descuento es fundamental para determinar la viabilidad del proyecto:

- Si la TIR es mayor que la tasa de descuento, el proyecto se considera **viable**, ya que ofrece una rentabilidad superior a la mínima exigida.
- Si la TIR es igual a la tasa de descuento, el proyecto es **justamente rentable**, cubriendo los costes sin generar beneficios adicionales.
- Si la TIR es menor que la tasa de descuento, el proyecto **no es viable**, ya que no alcanza la rentabilidad mínima esperada.

Para el cálculo del Valor Actual Neto (VAN), se ha utilizado una tasa de descuento del 7%, coherente con la empleada previamente en el cálculo del LCOE. Este valor representa un punto medio entre el 6% y el 8%, que son los rangos comúnmente utilizados para proyectos de energías renovables, según las recomendaciones de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA).

VAN	-174.735.679 €
TIR	5,131 %

Tabla 11: VAN y TIR

A partir de una tasa de descuento del 7%, el proyecto presenta un VAN de -174.7 millones de euros y una TIR del 5.13%, lo que indica que no resulta viable económicamente bajo las condiciones actuales del mercado. En el sector de las energías renovables, las tasas de descuento habituales oscilan entre el 6% y el 8%, por lo que, a pesar de contar con un LCOE competitivo, el proyecto no alcanza la rentabilidad mínima exigida para ser atractivo a los inversores.

Esta situación refleja la necesidad de mejorar la viabilidad del proyecto optimizando el CAPEX, que actualmente tiene un impacto elevado en los resultados. El alto coste de inversión inicial se debe, en gran parte, al uso de tecnologías emergentes y de última generación, así como a estructuras y soluciones innovadoras que, aunque aportan ventajas operativas, incrementan de forma considerable los costes de implantación.

Para abordar este desafío, sería fundamental incrementar los ingresos por la venta de energía, así como valorar posibles subvenciones o ayudas públicas a largo plazo, como los fondos europeos destinados a energías renovables e innovación tecnológica. Asimismo, es relevante señalar que el factor de capacidad obtenido no es especialmente alto, lo que sugiere que el proyecto podría estar infraaprovechando el recurso disponible. En este sentido, realizar ajustes en el diseño, optimizar el emplazamiento o mejorar las estrategias de operación

podrían contribuir a incrementar la producción y, en consecuencia, la rentabilidad del proyecto.

Capítulo 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Este proyecto apostaba por el uso de nuevas tecnologías y su desarrollo como fuente de energía, con el objetivo de viabilizar proyectos de generación eólica marina. Se ha demostrado que el futuro energético se orienta de forma clara hacia la eólica marina, especialmente hacia la flotante, y esta fue precisamente mi principal motivación para llevar a cabo este trabajo. Sin embargo, este proyecto ha puesto de manifiesto que, hoy en día, generalmente este tipo de parques siguen siendo económicamente inviables, ya que la tecnología aún necesita un mayor desarrollo para que más países puedan adoptar este tipo de soluciones de forma sostenible.

Durante el desarrollo, se utilizó una turbina altamente innovadora, una de las más recientes del mercado, con el objetivo de maximizar el potencial eólico y obtener la máxima energía posible, integrándola en un parque con tecnología flotante emergente, como HiveWind, utilizando así las tecnologías más avanzadas disponibles. Es posible que la falta de rentabilidad esté relacionada con la ubicación seleccionada, que, aunque en un primer análisis presentaba características adecuadas para este tipo de parques, no ofrecía las velocidades de viento altísimas, lo que podría considerarse un factor determinante. A pesar de emplear tecnologías de última generación y obtener pérdidas relativamente pequeñas, el proyecto continuó siendo inviable debido a que el factor de capacidad alcanzado no fue alto, afectando de manera directa a la producción de energía y reduciendo así la eficiencia del proyecto.

El LCOE obtenido se situó dentro de los rangos habituales para un proyecto de eólica marina, siendo razonablemente competitivo. Sin embargo, la inviabilidad económica se evidenció al analizar un VAN de -174.735.679 \$ y una TIR de 5,13 %. Un VAN negativo indica que los ingresos generados no cubren la inversión inicial y, con una tasa de descuento en el sector energético que suele situarse entre el 6 % y el 8 %, el proyecto no alcanza la rentabilidad mínima exigida ni el rendimiento requerido para que los inversores consideren viable una inversión de alto riesgo como es un parque eólico offshore flotante.

Este resultado se debe principalmente a un CAPEX excesivamente elevado, que impacta de manera directa en la viabilidad del proyecto debido a la alta inversión inicial que requieren las tecnologías emergentes. Aunque prometedoras, estas incrementan significativamente los costes y, para que el proyecto sea rentable, se necesitarían flujos de caja futuros elevados que no se logran alcanzar debido al factor de capacidad limitado y al precio actual de la energía.

Para que estos proyectos, tan necesarios para un futuro energético sostenible, resulten económicamente viables, es imprescindible lograr una reducción del CAPEX o bien aumentar los ingresos por la venta de la energía generada. Si queremos que estas tecnologías puedan desplegar todo su potencial, será fundamental seleccionar emplazamientos que cumplan con los requisitos exigidos, garantizando velocidades de viento elevadas que permitan aprovechar de forma óptima las tecnologías emergentes,

además de realizar un análisis exhaustivo de la batimetría, las rutas marítimas y la dirección predominante del viento. Lo verdaderamente clave será alcanzar un factor de capacidad elevado, ya que este factor afecta directamente al VAN y a la TIR, manteniéndolos en valores que permitan rentabilizar el proyecto, a la vez que se trabaja en la reducción del CAPEX para que este tipo de desarrollos sean sostenibles y atractivos para inversores.

De cara al futuro, el impulso de políticas de apoyo, la mejora de las cadenas de suministro locales y la implementación de ayudas públicas o incentivos fiscales pueden ser elementos clave para reducir los costes iniciales y facilitar el despliegue de esta tecnología de forma competitiva.

A pesar de la inviabilidad económica actual del proyecto, considero que este tipo de iniciativas y estudios son necesarios para avanzar en la transición energética y para sentar las bases que permitan que, en un futuro cercano, las tecnologías eólicas marinas flotantes se conviertan en una fuente principal de generación limpia en Europa. Portugal, por su posición estratégica en el Atlántico y su gran potencial marino, puede llegar a convertirse en un referente europeo en la implantación de parques eólicos offshore si se aprovechan las oportunidades y se superan los retos que hoy en día se presentan.

Capítulo 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Foro Económico Mundial. (2024, 13 de junio). *Así es como la energía eólica reconfigura el futuro de la política global*. <https://es.weforum.org/stories/2024/06/como-la-energia-eolica-reconfigura-el-futuro-del-poder-y-la-politica-mundiales/>
- [2] ACCIONA. (s. f.). *La importancia de las energías renovables | ACCIONA | Business as unusual*. <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/>
- [3] FIIAPP. (2022, 17 de noviembre). *Las energías renovables y su relación con el cambio climático*. https://www.fiiapp.org/blog_fiiapp/las-energias-renovables-y-su-relacion-con-el-cambio-climatico/
- [4] Communications, BBVA. (2024, 11 de julio). *Energías limpias y energías renovables: ¿son lo mismo? BBVA Noticias*. <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/energias-limpias-y-energias-renovables-son-lo-mismo/>
- [5] Mapa Eólico Ibérico. (s. f.). *Mapa eólico ibérico*. <https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitude=42.81953;longitude=-1.63290;altura=50;dato=micro>
- [6] Naciones Unidas. (s. f.). *Objetivos de desarrollo sostenible | Naciones Unidas*. <https://www.un.org/es/impacto-acad%C3%A9mico/page/objetivos-de-desarrollo-sostenible>
- [7] Las Empresas Verdes. (s. f.). *Energía eólica mundial*. <https://lasempresasverdes.com/energia-eolica-mundial/>
- [8] Asociación Empresarial Eólica (AEE). (s. f.). *La eólica en el mundo*. <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-el-mundo/>
- [9] Iberdrola. (s. f.). *Historia de la energía eólica offshore*. <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-eolica-offshore/historia>
- [10] ACCIONA. (s. f.). *Energía eólica*. <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica>
- [11] Iberdrola. (s. f.). *Evolución de la energía eólica en Europa*. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/evolucion-energia-eolica-europa#:~:text=Desde%20finales%20del%20siglo%20XX,1%20GW%20de%20nuevas%20instalaciones>

- [12] EcoInventos. (s. f.). *Energía eólica terrestre vs eólica marina: ¿sabes cuál es la diferencia?* <https://ecoinventos.com/energia-eolica-terrestre-vs-eolica-marina-sabes-cual-es-la-diferencia/>
- [13] Vector Renewables. (s. f.). *¿Por qué Portugal es un mercado clave para la eólica marina?* <https://www.vectorenrenewables.com/es/blog/por-que-portugal-es-un-mercado-clave-para-la-eolica-marina>
- [14] Energías Renovables. (2023, 18 de diciembre). *Impulso a la eólica marina en Portugal*. <https://www.energias-renovables.com/eolica/impulso-a-la-eolica-marina-en-portugal-20231218>
- [15] WindFloat Atlantic. (s. f.). *WindFloat Atlantic*. <https://www.windfloat-atlantic.com>
- [16] Ørsted. (s. f.). *Energía eólica marina*. <https://orsted.es/nuestras-soluciones-de-energia-renovable/energia-eolica-marina>
- [17] Miranda, P. M. A., Valente, M. A., Tomé, A. R., Trigo, R. M., Coelho, F. E. S., Aguiar, A., & Azevedo, E. B. (2002). *Climate change in Portugal: Scenarios, impacts and adaptation measures – SLAM Project*. Lisbon: Gradiva.
- [18] Iberdrola. (s. f.). *Impacto visual de la eólica marina*. <https://www.iberdrola.com/documents/20125/4295762/impacto-visual-eolica-marina-746-ES.pdf>
- [19] Power Technology. (s. f.). *Lavos substation, Portugal*. <https://www.power-technology.com/marketdata/lavos-substation-portugal/?cf-view>
- [20] Red Eléctrica de España (REE). (2005). *Mapa del transporte de energía eléctrica (MAPTRA 2005)*. <https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/maptra2005.pdf>
- [21] APS – Administração dos Portos de Sines e do Algarve. (s. f.). *Puerto de Sines*. <https://www.apsinesalgarve.pt/es/puertos/puerto-de-sines/>
- [22] Diario Oficial de la Unión Europea. (2010). *Directiva 2009/147/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de noviembre de 2009, relativa a la conservación de las aves silvestres*. <https://www.boe.es/boe/2010/020/L00007-00025.pdf>
- [23] Diario Oficial de la Unión Europea. (1992). *Directiva 92/43/CEE del Consejo, de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres*. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-1992-81200>

- [24] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (s. f.-a). *Convenio de Bonn*. <https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/conservacion-de-especies/convenios-internacionales/ce-conv-int-bonn.html>
- [25] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (s. f.-b). *Convenio sobre la Diversidad Biológica*. https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/conservacion-de-la-biodiversidad/conservacion-de-la-biodiversidad-en-el-mundo/cb_mundo_convenio_diversidad_biologica.html
- [26] Náutica Formación. (s. f.). *Vientos planetarios, circulación atmosférica, vientos alisios, del oeste y polares*. <https://nauticaformacion.es/vientos-planetarios-circulacion-atmosferica-vientos-alisios-del-oeste-polares/>
- [27] WeatherSpark. (s. f.). *Clima característico em Coimbra, Portugal, durante o ano*. <https://pt.weatherspark.com/y/32332/Clima-caracteristico-em-Coimbra-Portugal-durante-o-ano>
- [28] Wind-Data.ch. (s. f.). *Distribución de Weibull*. https://wind--data-ch.translate.goog/tools/weibull.php?lng=en& x_tr sl=en& x_tr tl=es& x_tr hl=es& x_tr_pto=rq#:~:text=The%20Weibull%20distribution%20is%20often,is%20the%20Weibull%20form%20parameter
- [29] ACCIONA. (s. f.). *Aerogeneradores*. <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/aerogeneradores>
- [30] Siemens Gamesa. (s. f.). *SG 14-222 DD Offshore Wind Turbine*. <https://www.siemensgamesa.com/global/en/home/products-and-services/offshore/wind-turbine-sg-14-222-dd.html>
- [31] Wind-Turbine-Models.com. (s. f.). *Siemens Gamesa SG 14-222 DD*. <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/2266-siemens-gamesa-sg-14-222-dd>
- [32] Wind-Turbine-Models.com. (s. f.). *GE Vernova Haliade 150-6MW*. <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/1446-ge-vernova-ge-haliade-150-6mw>
- [33] The Wind Power. (s. f.). *GE Energy Haliade 150*. https://www.thewindpower.net/turbine_es_1401_ge-energy_haliade-150.php
- [34] Vestas. (2020). *MHI Vestas installs flagship V174-9.5 MW prototype*. <https://www.vestas.com/en/media/mwow-press-releases/2020/mhi-vestas-installs-flagship-v174-9-5-mw-prototype>

- [35] ANFAGUA. (s. f.). *Costos de producción de energía (LCOE)*. https://www.anfagua.es/costos-de-produccion-de-energia-lcoe/#google_vignette
- [36] International Renewable Energy Agency (IRENA). (s. f.). *Publications*. <https://www.irena.org/publications>
- [37] Datosmacro. (s. f.). *Consumo de electricidad*. <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/electricidad-consumo>
- [38] WindPower Plus. (s. f.). *The wake effect in wind energy*. <https://windpowerplus.com/es/the-wake-effect-in-wind-energy/>
- [39] Ferreno, J., Castro, M., & Díaz Fraguela, A. (s. f.). *Tipologías de soportes para aerogeneradores*. Grupo Integrado de Ingeniería, Universidade da Coruña. https://www.gii.udc.es/img/gii/files/Tipologias_Soportes_Aerogeneradores-Ferreno_Castro_Diaz_Fraguela.pdf
- [40] Iberdrola. (s. f.). *Eólica marina flotante: innovación en energías renovables*. <https://www.iberdrola.com/innovacion/eolica-marina-flotante>
- [41] Sener. (s. f.). *HiveWind: Plataforma flotante eólica marina*. <https://www.group.sener/proyecto/hivewind-plataforma-flotante-eolica-marina/>
- [42] Mugnaini, M. (2019). *Mooring system design and analysis for a floating offshore wind* [Tesis de maestría, Politecnico di Torino]. IRIS Politecnico di Torino. <https://iris.polito.it/retrieve/81c4def6-1624-4c6f-a225-214e7e49b6ec/MOORING%20SYSTEM%20DESIGN%20AND%20ANALYSIS%20FOR%20A%20FLOATING%20OFFSHORE%20WIND.pdf>
- [43] Kong, G., Wang, Y., Zhang, J., Wang, Q., & Zhai, W. (2024). *Dynamic analysis of mooring systems for floating offshore wind turbines based on modified Morison equation*. **Ocean Engineering**, 301, 114175. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801824031779>
- [44] Energías Renovables Marinas. (2019, febrero). *Sistemas de amarre para la eólica marina flotante*. <https://energiasrenovablesmarinas.blogspot.com/2019/02/sistemas-de-amarre-para-la-eolica.html>
- [45] Guide to Floating Offshore Wind. (s. f.). *Floating technology*. <https://guidetofloatingoffshorewind.com/floating-technology/>
- [46] Global Market Insights. (s. f.). *Inter-array offshore wind cable market*. <https://www.gminsights.com/es/industry-analysis/inter-array-offshore-wind-cable-market>

- [47] Nexans Chile. (s. f.). *Factores de corrección de capacidad de corriente* (Versión 2). https://www.nexans.cl/.rest/eservice/dam/v1/file/224522/NEXANS%20CHILE_FACTORES%20DE%20CORRECCIÓN%20DE%20CAPACIDAD%20DE%20CORRIENTE_V2.pdf
- [48] ZMS Cable. (s. f.). *Cables submarinos eléctricos para eólica marina*. <https://zmscable.es/cables-submarinos-electricos-eolica-marina/>
- [49] Prysmian Group. (s. f.). *Cables de baja y media tensión*. <https://www.prysmiangrouppcatalogue.com/general-cable/cables-baja-media-tension/76/>
- [50] International Electrotechnical Commission (IEC). (2011). *IEC 60840: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV ($U_m = 36$ kV) up to 150 kV ($U_m = 170$ kV)*. IEC.
- [51] International Electrotechnical Commission (IEC). (2006). *IEC 60287: Electric cables – Calculation of the current rating*. IEC.
- [52] Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2010). *Wind energy explained: Theory, design and application* (2nd ed.). Wiley.
- [53] El Tiempo. (s. f.). *Temperatura del mar*. <https://www.tutiempo.net/temperatura-mar/>
- [54] Más que Ingeniería. (s. f.). *Tipos de estructuras offshore*. <https://masqueingenieria.com/blog/tipos-estructuras-offshore/>
- [55] Iberdrola. (s. f.). *10 términos relevantes para entender la energía eólica offshore*. <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-eolica-offshore/10-terminos-relevantes>
- [56] ScienceDirect. (s. f.). *Jacket platform*. <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/jacket-platform>
- [57] WeMake Consultores. (s. f.). *Factor de capacidad en las renovables*. <https://wemakeconsultores.com/factor-de-capacidad-en-las-renovables/>
- [58] Crónica Vasca. (2024, 19 de septiembre). *Galán dice que pronto la eólica flotante será rentable*. https://cronicavasca.elespanol.com/empresas/20240919/galan-dice-que-pronto-eolica-flotante-rentable/887161335_0.html
- [59] Asociación Empresarial Eólica (AEE). (s. f.). *La caída del LCOE de las energías renovables en la última década impulsa la transición energética*. <https://aeeolica.org/la-caida-del-lcoe-de-las-energias-renovables-en-la-ultima-decada-impulsa-la-transicion-energetica/>

[60] Delaney, G., & Diffney, S. (2020). *Levelised cost of energy – A challenge for policy makers* [Working paper]. Queen's University Belfast. <https://pureadmin.qub.ac.uk/ws/portalfiles/portal/217330974/Level.pdf>

[61] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2024). *Renewable power generation costs in 2023*. <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>

[62] Quipu. (s. f.). *Cuenta de resultados de una empresa: Qué es y cómo hacerla*. <https://getquipu.com/blog/cuenta-de-resultados-empresa/>

[63] El Periódico de la Energía. (s. f.). *El coste real de la eólica marina flotante se encuentra en los 175 €/MWh*. <https://elperiodicodelaenergia.com/el-coste-real-de-la-eolica-marina-flotante-se-encuentra-en-los-175-e-mwh/>

[64] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2024). *Renewable power generation costs in 2023*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf