



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO ESTUDIO SOBRE LA VIABILIDAD DE CONSTRUCCIÓN DE UNA PLANTA EÓLICA OFFSHORE FLOTANTE EN EL LITORAL ESPAÑOL

Autor: Paula Flores Baena

Director: Carlos Fuertes Kronberg

Madrid

Julio 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Estudio sobre la viabilidad de construcción de una planta eólica offshore flotante en el
litoral español”

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

curso académico 2021/2022 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Paula Flores Baena

Fecha: 15/ 07/ 2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Carlos Fuertes Kronberg

Fecha: 15/ 07/ 2022



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO ESTUDIO SOBRE LA VIABILIDAD DE CONSTRUCCIÓN DE UNA PLANTA EÓLICA OFFSHORE FLOTANTE EN EL LITORAL ESPAÑOL

Autor: Paula Flores Baena

Director: Carlos Fuertes Kronberg

Madrid

Julio 2022

ESTUDIO SOBRE LA VIABILIDAD DE CONSTRUCCIÓN DE UNA PLANTA OFFSHORE FLOTANTE EN EL LITORAL ESPAÑOL

Autor: Flores Baena, Paula.

Director: Fuertes Kronberg, Carlos.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

En este proyecto se ha desarrollado un estudio sobre la viabilidad de la construcción de un parque eólico offshore flotante en la costa Almeriense, frente al Puerto de Almería. El reto de este proyecto está dirigido a contribuir con el objetivo de descarbonización mediante la tecnología novedosa y de proyección prometedor que a lo largo del mismo se expone.

Palabras clave: Energía Renovable, Eólica offshore, Plataformas Flotantes, Sostenibilidad.

1. Introducción

La neutralidad climática y la transición energética son los principales objetivos a cumplir de la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo propuesta por la Unión Europea de cara a 2050. Para ello, es crucial sustituir las principales fuentes de energía, el petróleo y el gas, por otras de origen más limpio.

Con este proyecto se pretende dar visibilidad a una de las energías renovables más innovadores y con mayor proyección que hay actualmente en el mercado: la energía eólica marina flotante. Actualmente, existen solo dos parques flotantes que estén ya en funcionamiento a nivel mundial, Windfloat en Portugal y Hywind en Escocia, pero, sus exitosos resultados y su futuro prometedor, han hecho que gigantes de la energía como Iberdrola, Siemens Gamesa o Vestas, inviertan en la investigación y el desarrollo de esta tecnología y financien proyectos pilotos que ya están dando sus primeros resultados.

2. Selección de emplazamiento

La costa española cuenta con un gran potencial para la implantación de offshore flotante. En primer lugar, prácticamente en cualquier punto del litoral español se alcanzan profundidades superiores a los 200 metros sin tener que alejarse mucho de la costa, requisito indispensable a la hora de elegir el lugar de emplazamiento de este tipo de tecnología. Además, España cuenta con las capacidades industriales de energía eólica y competitividad necesarias para impulsar el desarrollo e implantación de esta tecnología en su dominio.

Teniendo esto en cuenta, se procede a analizar el recuso eólico, la batimetría de la costa española, las legislaciones y condiciones ambientales que recogen el dominio de los espacios marítimos protegidos, las posibles interferencias con el tráfico marítimo y aéreo de la zona y la localización de los puntos de conexión a la red eléctrica más próximos a la costa. Se concluye que la zona del Golfo de Almería puede ser un área viable donde situar el parque flotante atendiendo a todos los requisitos que hacen de un emplazamiento el idóneo para la instauración de un parque marino.

3. Descripción del proyecto

Para el diseño del parque se ha decidido utilizar, tras un estudio de las diferentes opciones ofrecidas por el mercado, aerogeneradores de 13 MW de potencia, concretamente del modelo Haliade-X de General Electric Renewable Energy. Los 20 aerogeneradores que compondrán el parque sumarán una capacidad total de 260 MW de potencia generando energía a un factor de capacidad del 57,1% lo que supondrá una producción anual de 1.300.509,60 MWh.

La tecnología seleccionada para garantizar la flotabilidad de las turbinas en alta mar consiste en plataformas flotantes semi-sumergibles de cuatro columnas de 11 m de diámetro cada una. La sujeción al lecho marino se llevará a cabo mediante un sistema de amarre de catenaria, el idóneo para este tipo de plataformas. El final de cada cable de acero que compone el sistema de catenarias estará ligado a un ancla de arrastre, que penetra en el fondo marino y cumple con su función de resistencia.

En cuanto a la disposición del parque, las turbinas se distribuirán en 5 filas de 4 aerogeneradores cada una en un área de 60 km², existiendo una separación de 2400 metros entre filas y unos 1200 metros entre aerogeneradores pertenecientes a la misma.

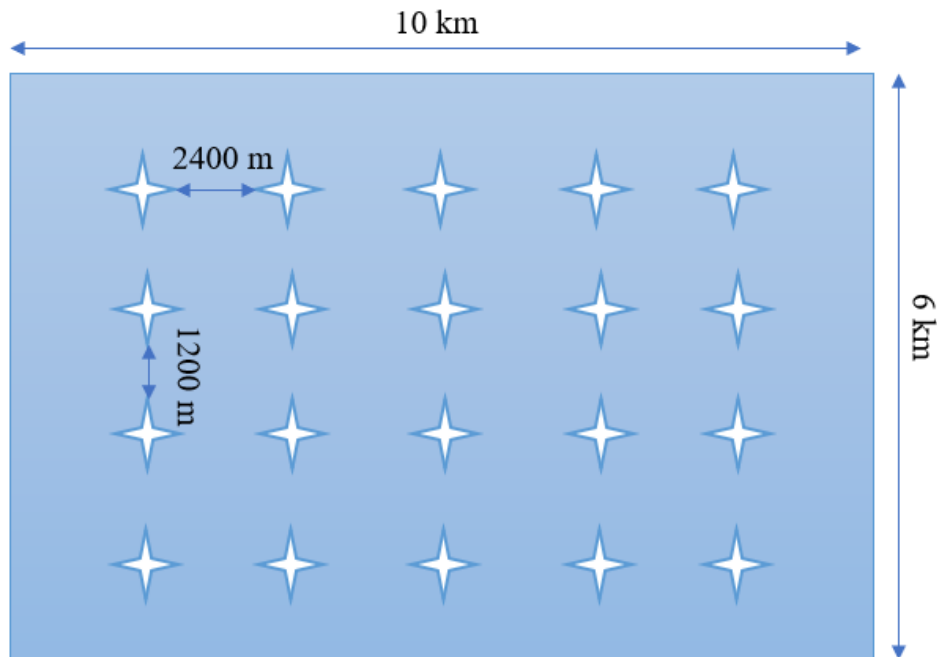


Ilustración 1 – Disposición de los aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia

4. Resultados

Teniendo en cuenta la bajada de rendimiento de los aerogeneradores, estimada en un 1% por ciento anual, y el factor de capacidad de la planta, 57,1%, la generación anual neta de la planta offshore se ha calculado en 1.300.509,60 MWh.

La inversión inicial se ha estimado en 1.386.166.312,94 €. Fijando el precio de venta de la energía en 187,14 €/MWh y teniendo en cuenta un 2% de inflación anual, se obtiene el siguiente flujo de cajas:

Tabla 1.- Retorno de inversión

AÑO	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
2023	- 1.211.334.833,22 €	- 1.211.334.833,22 €
2024	186.758.187,57 €	- 1.024.576.645,65 €
2025	191.624.284,37 €	- 832.952.361,27 €
2026	196.587.703,11 €	- 636.364.658,16 €
2027	201.650.390,22 €	- 434.714.267,94 €
2028	206.814.331,08 €	- 227.899.936,86 €
2029	212.081.550,75 €	- 15.818.386,11 €
2030	217.454.114,82 €	201.635.728,71 €
2031	222.934.130,16 €	424.569.858,87 €
2032	228.523.745,82 €	653.093.604,68 €
2033	231.288.064,83 €	884.381.669,51 €
2034	237.044.759,18 €	1.121.426.428,69 €
2035	242.916.587,41 €	1.364.343.016,10 €
2036	248.905.852,21 €	1.613.248.868,31 €
2037	255.014.902,30 €	1.868.263.770,61 €
2038	261.246.133,40 €	2.129.509.904,01 €
2039	267.601.989,12 €	2.397.111.893,13 €
2040	274.084.961,95 €	2.671.196.855,08 €
2041	280.697.594,24 €	2.951.894.449,32 €
2042	287.442.479,18 €	3.239.336.928,50 €
2043	290.741.966,77 €	3.530.078.895,27 €
2044	297.687.739,15 €	3.827.766.634,42 €
2045	304.772.426,98 €	4.132.539.061,40 €
2046	311.998.808,57 €	4.444.537.869,98 €
2047	319.369.717,80 €	4.763.907.587,77 €

Con estos resultados obtenidos se calcula un VAN de la inversión igual a 2.045.195.716,86 €, cifra que confirma la rentabilidad de inversión y la viabilidad económica del proyecto. El periodo de retorno de la inversión se fija en 8 años que, teniendo en cuenta que el proyecto cuenta con una vida útil de 25 años, se trata de un indicador positivo.

5. Conclusiones

En primer lugar, se trata de un proyecto que favorece a la eficiencia energética y el despliegue de las energías renovables en nuestro país. Además, la construcción del parque en la costa almeriense, frente al puerto de la capital, supondría la creación de unos 7.000 puestos de trabajo durante la instalación del parque y la generación de empleo durante los 25 años de vida del proyecto para su operación y mantenimiento.

En cuanto a la viabilidad del proyecto, medioambientalmente hablando, el emplazamiento seleccionado no interfiere con ninguno de los espacios protegidos por Red Natura 2000 y minimiza el impacto visual y acústico. En el ámbito económico es donde se encuentran los mayores desafíos. La ausencia de datos publicados de coste de material, piezas e infraestructura, dificulta la tarea de realizar un análisis económico fiable y exacto. A pesar de todo, teniendo en cuenta la inflación acumulada y datos recopilados de proyectos

anteriores, se logra llegar a unas cifras de VAN y TIR de la inversión que alientan a llevar a cabo el proyecto.

El objetivo del proyecto logra unificar los pasos a seguir acordados en el Acuerdo de París de 2015, conseguir que las emisiones netas de carbono sean iguales a las absorbidas naturalmente por el planeta a través de la transición energética y contribuir con el proceso de descarbonización logrando reducir en 52.000 toneladas por cada aerogenerador instalado las emisiones de CO₂. Esto supondría una **reducción total de emisiones de 1.040.000 toneladas** en los 25 años de viabilidad del proyecto. En definitiva, promover la innovación y el progreso tecnológico de la industria tecnológica es la clave para el desarrollo sostenible.

6. Referencias

- [1] “New Energy Outlook 2021 | BloombergNEF | Bloomberg Finance LP.” <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/> (accessed Jul. 17, 2022).
- [2] “Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar.” <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/default.aspx> (accessed Jul. 17, 2022).
- [3] J. Virgilio Márquez, “72 Cuadernos de Energía Evolución y perspectivas de la eólica offshore en España”.

STUDY ON THE FEASIBILITY OF BUILDING A FLOATING OFFSHORE POWER PLANT OFF THE SPANISH COAST

Author: Flores Baena, Paula.

Supervisor: Fuertes Kronberg, Carlos.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project has developed a study on the feasibility of the construction of a floating offshore wind farm off the coast of Almeria, in front of the Port of Almeria. The challenge of this project is aimed at contributing to the objective of decarbonization by means of the innovative and promising technology described throughout the project.

Keywords: Renewable Energy, Offshore wind farms, Floating Platforms, Sustainability

1. Introduction

Climate neutrality and energy transition are the main objectives of the EU's Long-Term Decarbonization Strategy for 2050. To achieve this, it is crucial to replace the main energy sources, oil and gas, with others of cleaner origin.

This project aims to give visibility to one of the most innovative and promising renewable energies currently on the market: floating offshore wind energy. Currently, there are only two floating wind farms in operation worldwide, Windfloat in Portugal and Hywind in Scotland, but their successful results and promising future have led energy giants such as Iberdrola, Siemens Gamesa and Vestas to invest in the research and development of this technology and to finance pilot projects that are already producing their first results.

2. Site selection

The Spanish coast has great potential for the implementation of floating offshore. Firstly, depths of more than 200 meters can be reached practically anywhere along the Spanish coastline without having to go far from the coast, an essential requirement when choosing a location for this type of technology. Furthermore, Spain has the wind energy industrial capacity and competitiveness necessary to promote the development and implementation of this technology in its territory.

With this in mind, we proceeded to analyze the wind resource, the bathymetry of the Spanish coast, the legislation and environmental conditions that cover the domain of protected maritime areas, the possible interference with maritime and air traffic in the area and the location of the points of connection to the electricity grid closest to the coast. It is concluded that the area of the Gulf of Almeria can be a viable area in which to locate the floating park, taking into account all the requirements that make it an ideal location for the establishment of a marine park.

3. Project description

For the wind farm design, after a study of the different options offered by the market, 13 MW wind turbines have been chosen, specifically the Haliade-X model from General Electric Renewable Energy. The 20 wind turbines that will make up the wind farm will have a total capacity of 260 MW of power, generating energy at a capacity factor of 57.1%, which will mean an annual production of 1,300,509.60 MWh.

The technology selected to guarantee the buoyancy of the turbines at sea consists of semi-submersible floating platforms with four columns of 11 m diameter each. They will be attached to the seabed by means of a catenary mooring system, which is ideal for this type of platform. The end of each steel cable that makes up the catenary system will be linked to a drag anchor, which penetrates the seabed and fulfils its function of resistance.

As for the layout of the wind farm, the turbines will be distributed in 5 rows of 4 wind turbines each in an area of 60 km², with a separation of 2,400 meters between rows and about 1,200 meters between wind turbines belonging to the same row.

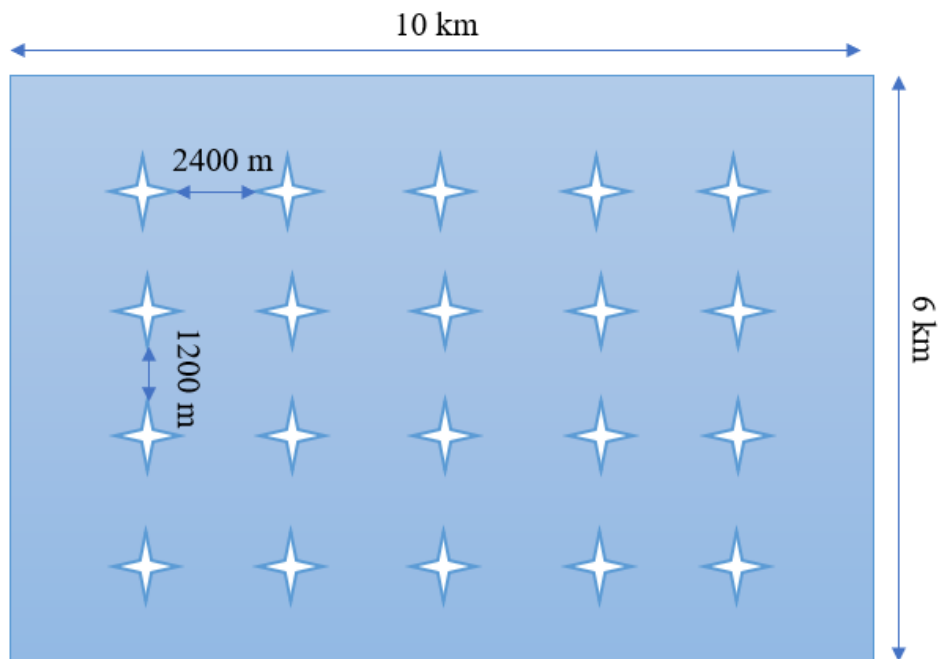


Figure 1.- Wind turbines layout

4. Results

Taking into account the lower performance period of the wind turbines, 1% of the working time, and the capacity factor of the plant, 57,1% the net annual generation of the offshore plant has been calculated at 1,300,509.60 MWh.

The initial investment has been estimated at €1,386,166,312.94. Setting the selling price of the energy at 187.14 €/MWh and taking into account a 2% annual inflation rate, the following cash flow is obtained:

Table 1.- Investment Return

YEAR	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
2023	- 1.211.334.833,22 €	- 1.211.334.833,22 €
2024	186.758.187,57 €	- 1.024.576.645,65 €
2025	191.624.284,37 €	- 832.952.361,27 €
2026	196.587.703,11 €	- 636.364.658,16 €
2027	201.650.390,22 €	- 434.714.267,94 €
2028	206.814.331,08 €	- 227.899.936,86 €
2029	212.081.550,75 €	- 15.818.386,11 €
2030	217.454.114,82 €	201.635.728,71 €
2031	222.934.130,16 €	424.569.858,87 €
2032	228.523.745,82 €	653.093.604,68 €
2033	231.288.064,83 €	884.381.669,51 €
2034	237.044.759,18 €	1.121.426.428,69 €
2035	242.916.587,41 €	1.364.343.016,10 €
2036	248.905.852,21 €	1.613.248.868,31 €
2037	255.014.902,30 €	1.868.263.770,61 €
2038	261.246.133,40 €	2.129.509.904,01 €
2039	267.601.989,12 €	2.397.111.893,13 €
2040	274.084.961,95 €	2.671.196.855,08 €
2041	280.697.594,24 €	2.951.894.449,32 €
2042	287.442.479,18 €	3.239.336.928,50 €
2043	290.741.966,77 €	3.530.078.895,27 €
2044	297.687.739,15 €	3.827.766.634,42 €
2045	304.772.426,98 €	4.132.539.061,40 €
2046	311.998.808,57 €	4.444.537.869,98 €
2047	319.369.717,80 €	4.763.907.587,77 €

Con estos resultados obtenidos se calcula un VAN de la inversión igual a 2.045.195.716,86 €, cifra que confirma la rentabilidad de inversión y la viabilidad económica del proyecto. El periodo de retorno de la inversión se fija en 8 años que, teniendo en cuenta que el proyecto cuenta con una vida útil de 25 años, se trata de un indicador positivo.

5. Conclusions

Firstly, it is a project that encourages energy efficiency and the deployment of renewable energies in our country. Furthermore, the construction of the wind farm on the coast of Almeria, opposite the port of the capital, would mean the creation of some 7,000 jobs during

the installation of the wind farm and the generation of employment during the 25-year life of the project for its operation and maintenance.

With regard to the viability of the project, environmentally speaking, the selected site does not interfere with any of the areas protected by the Natura 2000 network and minimizes the visual and acoustic impact. The greatest challenges lie in the economic field. The lack of published data on the cost of materials, parts and infrastructure makes it difficult to carry out a reliable and accurate economic analysis. Nevertheless, taking into account accumulated inflation and data collected from previous projects, it is possible to arrive at NPV and IRR figures for the investment that encourage the project to be carried out.

The aim of the project is to unify the steps to be taken as agreed in the 2015 Paris Agreement, to achieve net carbon emissions equal to those absorbed naturally by the planet through the energy transition and to contribute to the decarbonization process by reducing CO₂ emissions by 52,000 tons for each wind turbine installed. This equals to a **total reduction of emissions of 1.040.000 tones** throughout the project's lifetime. All in all, promoting innovation and technological progress in the technology industry is the key to sustainable development.

6. References

- [1] "New Energy Outlook 2021 | BloombergNEF | Bloomberg Finance LP." <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/> (accessed Jul. 17, 2022).
- [2] "Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar." <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/default.aspx> (accessed Jul. 17, 2022).
- [3] J. Virgilio Márquez, "72 Cuadernos de Energía Evolución y perspectivas de la eólica offshore en España".

Índice de la memoria

Capítulo 1. introducción.....	8
1.1. Actualidad de las energías renovables.....	8
1.2. La energía Eólica offshore, el futuro energético	10
1.3. Contexto de la Eólica Offshore	11
1.4. Contexto Energético Europeo	13
1.5. Situación de la Energía Eólica Offshore en España	14
1.6. Funcionamiento de en parque eólico offshore flotante	16
1.6.1. Tipologías de plataformas para aerogeneradores	17
1.6.2. Definición y tipos de sistemas de anclaje.....	19
1.6.2.1. Líneas de amarre.....	19
1.6.2.2. El ancla, el elemento principal del sistema de anclaje	20
1.6.3. Movimientos de una plataforma flotante.....	21
1.7. Objetivos del proyecto.....	22
Capítulo 2. Criterios a seguir para la selección del emplazamiento.....	25
2.1. Marco legal.....	27
2.2. Estudio del recurso eólico	28
2.2.1. Velocidad del viento	29
2.2.2. Densidad de potencia	31
2.2.3. Distribución de Weibull.....	32
2.3. Batimetría Y Distancia a la costa	34
2.4. Condiciones ambientales	35
2.5. Interferencia con el tráfico Aéreo y Marítimo.....	36
2.6. Conexión a la red eléctrica	37
Capítulo 3. Diseño del parque.....	39
3.1. Análisis y selección de aerogeneradores	39
3.1.1. Componentes y funcionamiento de un aerogenerador	39
3.1.2. Prototipos de aerogeneradores en el mercado actual.....	41
3.1.3. Selección del aerogenerador para el proyecto.....	44
3.1.4. Distribución parque.....	45
3.2. Análisis y selección de plataformas soporte.....	46

3.2.1.	<i>Plataforma TLP</i>	47
3.2.2.	<i>Plataforma Spar</i>	48
3.2.3.	<i>Plataforma Semi-sumergible</i>	48
3.2.4.	<i>Comparativa y selección</i>	49
3.3.	Sistema de conexión y transporte eléctrico.....	50
3.3.1.	<i>Cableado submarino</i>	51
3.3.2.	<i>Subestación offshore</i>	52
3.3.3.	<i>Subestación terrestre</i>	53
3.3.4.	<i>Transporte terrestre de la energía</i>	54
Capítulo 4. Estudio económico		56
4.1	Inversión Inicial (Total economical expenditure, CAPEX)	58
4.2	Cuenta de resultados.....	61
4.3	Cálculo de la rentabilidad del proyecto. Cálculo del VAN y el TIR.....	65
Capítulo 5. Innovación y Desarrollo de la tecnología		67
5.1	Hidrógeno verde.....	67
5.2	El electrolizador	68
5.3	Hidrógeno verde a partir de energía eólica marina.....	71
5.4	Otras innovaciones en el mercado de la eólica offshore flotante	73
Capítulo 6. Conclusiones		74
Capítulo 7. Bibliografía		76

Índice de figuras

Ilustración 1 – Disposición de los aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.....	7
Ilustración 2.- Actualidad y predicción a largo plazo de diferentes escenarios de las principales fuentes de energía a nivel mundial. Fuente: BloombergNEF	8
Ilustración 3.- Tendencia de energías renovables a nivel mundial. Fuente: Escuela de Frankfurt-Centro PNUMA / BloombergNEF.....	9
Ilustración 4.- Evolución de los parques eólicos offshore. Fuente: Dong Energy	11
Ilustración 5.- Posicionamiento y diseño de las turbinas que forman el primer parque flotante del mundo. Fuente: Equinor	12
Ilustración 6.- Potencia eólica marina acumulada por región en 2020. Fuente:Global Wind Energy Council (GWEC).....	13
Ilustración 7.- Objetivos de generación de energía a partir de eólica marina de cara a 2030. Fuente: Windeurope	14
Ilustración 8.- Proyecto Pivot Buoy. Fuente: Pivot Buoy	15
Ilustración 9.- Conexión de un parque eólico a la red eléctrica. Fuente: https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-01/offshore-wind-energy-strategies-report-january-2022.pdf	17
Ilustración 10.- Distintos conceptos de plataformas flotantes. Fuente: Iberdrola	18
Ilustración 11.- Comparación entre el sistema de catenaria y el de el de cuerdas tensadas. Fuente: Semantic Scholar	20
Ilustración 12.- Anclas de amarre.....	21
Ilustración 13.- Movimientos soportados por un aerogenerador flotante. Fuente: ruc.udc.es	22
Ilustración 14.- Mapa Batimétrico de Europa. Fuente: Google Earth.....	25
Ilustración 15.- Zonificación definitiva de áreas eólicas marinas. Fuente: IDAE.....	27
Ilustración 16.- Zonificación para la instalación de parques eólicos offshore de la zona de estudio. Fuente: IDAE	28
Ilustración 17.- Mapa del recuso eólico disponible en el litoral español. Fuente: CENER	29
Ilustración 18.- Mapa eólico de la zona de estudio. Fuente: CENER	30

Ilustración 19.- Perfil medio diario de la velocidad del viento. Fuente: CENER	31
Ilustración 20.- Perfil vertical medio de la velocidad del viento. Fuente: CENER.....	31
Ilustración 21.-Densidad de potencia media anual a 100m de altura. Fuente: IDAE.....	32
Ilustración 22.- Distribución de frecuencias de la velocidad del viento en la zona de estudio. Fuente: CENER	33
Ilustración 23.- Impacto visual en función de la distancia a la costa.	34
Ilustración 24.- Mapa batimétrico de la zona de estudio. Fuente: EMODnet	35
Ilustración 25.- Variación de la profundidad en función de la distancia a la costa.	35
Ilustración 26.- Espacios naturales protegidos. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.....	36
Ilustración 27.- Tráfico marítimo de mercancías en las proximidades del emplazamiento. Fuente: EMODnet	37
Ilustración 28.- Mapa de la red eléctrica de la zona de estudio. Fuente: REE	38
Ilustración 29.- Componentes de un parque marino flotante. Fuente: AEE.....	39
Ilustración 30.- Configuración de un aerogenerador	40
Ilustración 31.- Evolución de la potencia unitaria y del rotor de los aerogeneradores marinos de los proyectos de Iberdrola (I). Fuente: Iberdrola	41
Ilustración 32.- Evolución de la potencia unitaria y del rotor de los aerogeneradores marinos de los proyectos de Iberdrola (II). Fuente: Iberdrola.....	42
Ilustración 33.- Los 10 principales productores de aerogeneradores en 2021. Fuente: BloombergNEF.....	43
Ilustración 34.- Dimensiones de los aerogeneradores del parque marino. Fuente: SENER / Elaboración propia.....	45
Ilustración 35.- Esquema de la distribución del parque. Fuente: Elaboración propia.....	46
Ilustración 36.- Tensioned Leg Platform. Fuente: Iraeta energy equipment.....	47
Ilustración 37.- Plataforma Spar. Fuente: Iraeta energy equipment	48
Ilustración 38.- Plataforma Semi-sumergible. Fuente: Iraeta energy equipment	48
Ilustración 39.- Plataforma seleccionada para el proyecto. Fuente: Nautilus Floating Solutions	50

Ilustración 40.- Buque de apoyo para la instalación del cableado submarino. Fuente: Nexans	51
Ilustración 41.- Esquema de configuración de cables submarinos de un aerogenerador flotante. Fuente: Helenic Cables modificado por SENER.	52
Ilustración 42.- Mapa de la red eléctrica de la zona de estudio. Fuente: REE	53
Ilustración 43.- Desglose del CAPEX para un parque eólico offshore flotante. Fuente: Carbon Trust 2015	56
Ilustración 44.- Tasa de inflación a nivel mundial de 2015 a 2027. Fuente: Statista	60
Ilustración 45.- Aplicaciones del hidrógeno verde. Fuente: Siemens modificado por Iberdrola.....	67
Ilustración 46.- Electrólisis alcalina convencional. Fuente: Departamento de Energía de EE.UU. y Wood Mackenzie	69
Ilustración 47.- Electrólisis tipo PEM. Fuente: Cummins.....	70
Ilustración 48.- Electrólisis tipo SOEC.	70
Ilustración 49.- Generación de hidrógeno verde a partir de agua de mar en una plataforma flotante. Fuente: ERM Dolphyn	72

Índice de Tablas

Tabla 1.- Retorno de inversión	8
Tabla 2.- Turbinas más innovadoras de los principales competidores del sector. Fuente: Elaboración propia.....	43
Tabla 3. Especificaciones técnicas de los últimos generadores diseñados por General Electric. Fuente: General Electric Renewable Energy.	44
Tabla 4. Comparativa de las principales características y atribuciones de una plataforma flotante. Fuente: Elaboración propia	49
Tabla 5. Costes asumidos para los principales elementos del CAPEX. Fuente: Elaboración propia.	59
Tabla 6. Cálculo de costes aplicando la inflación acumulada desde 2015. Fuente: Elaboración propia.....	59
Tabla 7. Cálculo del CAPEX del proyecto. Fuente: Elaboración propia	60
Tabla 8. Características generales del proyecto. Fuente: Elaboración propia	61
Tabla 9. Valores asumidos para los principales indicadores económicos. Fuente: Elaboración propia.....	62
Tabla 10. Cuenta de resultados del ejercicio (I). Fuente: Elaboración propia.....	63
Tabla 11. Cuenta de resultados del ejercicio (II). Fuente: Elaboración propia.	64
Tabla 12. Flujos de caja del ejercicio. Fuente: Elaboración propia.....	65
Tabla 13. Valores obtenidos para el VAN y el TIR del proyecto. Fuente: Elaboración propia.	66
Tabla 14. Proyectos de obtención de hidrógeno verde a partir de eólica marina. Fuente: GWEC	73

Índice de Ecuaciones

Ecuación 1. Potencia del viento.....	32
Ecuación 2. Distribución de Weibull.....	33
Ecuación 3. Fórmula para obtener el Valor Actual Neto	57
Ecuación 4. Fórmula para obtener la tasa interna de retorno.	57

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Es indudable que el mundo está en un constante cambio. A pesar de que se ha hecho un gran progreso en el ámbito energético, sigue siendo necesario y urgente un cambio y mayor actualización de las principales fuentes de energía. En pleno siglo XXI y en medio de una crisis energética, los recursos que provienen del sol, el aire y el mar nunca han sido más necesarios para fomentar la sustentabilidad. Afortunadamente, el recurso más abundante del planeta sigue prácticamente sin explorar y nunca ha sido un mejor momento para actuar.

1.1. ACTUALIDAD DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

El informe publicado por BloombergNEF, *New Energy Outlook 2021*, establece que, para llegar a cumplir con el objetivo de cero emisiones en el año 2050, habría que haber reducido las emisiones en un 30% para el año 2030 y en un 75% para el 2040 [1]. Para ello, habría que gradualmente hacer de las energías renovables la principal fuente de energía. En ese mismo estudio, se hace una comparación entre los principales recursos de energía en el año 2019 y tres hipotéticas situaciones que podrían darse en el año 2050:

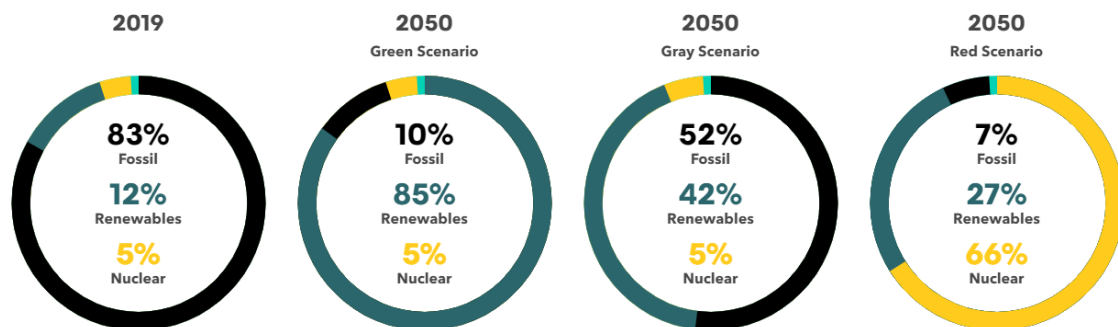


Ilustración 2.- Actualidad y predicción a largo plazo de diferentes escenarios de las principales fuentes de energía a nivel mundial.

Fuente: BloombergNEF

Para llegar al ansiado “*Green Scenario*” más del 75% del esfuerzo necesario recae sobre la industria energética y un mayor despliegue de la energía eólica y solar. Concretamente, BloombergNEF propone que, para cumplir con los objetivos propuestos, habría que incrementar en 505 GW y 455 GW el portfolio anual de energía eólica y solar a nivel mundial hasta el año 2030.

La Ilustración 3 muestra la evolución desde 2004 hasta 2018 de la tendencia global de energías renovables a nivel mundial. La inversión en este tipo de tecnología en el año 2018 ascendió a 288 mil millones de dólares destacando China como principal inversor con un 33% de la participación global.



Ilustración 3.- Tendencia de energías renovables a nivel mundial. Fuente: Escuela de Frankfurt-Centro PNUMA / BloombergNEF

Dentro del desarrollo de las tecnologías renovables, destacan la eólica y la solar ya que, según los datos ofrecidos por IRENA referentes a 2020, representaron más del 91% de la potencia añadida a nivel mundial. A finales de ese mismo año, la generación renovable había crecido un 10,3% con respecto a 2019 ascendiendo a una generación mundial de 2.799 GW de los cuales 127 GW y 111 GW correspondían a energía solar y eólica respectivamente.

1.2. LA ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE, EL FUTURO ENERGÉTICO

Este proyecto pretende dar visibilidad a una de las energías renovables más innovadoras y con mayor proyección: la energía eólica marina flotante. Basada como su propio nombre indica en estructuras flotantes en vez de fijas, esta tecnología permite alcanzar una serie de avances que hacen ser optimistas ante el objetivo de cumplir con la **Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo propuesta** por la Unión Europea de cara a 2050. Con este proyecto se pretende contribuir a un marco sostenible y eficiente para combatir el cambio climático.

La incorporación de plataformas flotantes como subestructuras sobre la que se instalan los aerogeneradores en alta mar proporciona una serie de oportunidades y alternativas que no eran posibles con los cimientos fijos.

En primer lugar, los aerogeneradores flotantes están técnicamente probados para instalarse en áreas de entre 60 y 300 metros profundidad. Este rango permite que los parques marinos puedan ser emplazados lejos de la costa permitiendo minimizar e incluso eliminar el impacto visual. Además, al tratarse de plataformas flotantes que no invaden el fondo marino, la instalación no interfiere con el ecosistema existente y se reduce el impacto medioambiental.

Otra de las grandes ventajas es la facilidad de fabricación e instalación. En vez de tener que construir y ensamblar los aerogeneradores en alta mar, las turbinas y plataformas se remolcan desde tierra, donde se ensamblan y construyen en un entorno más seguro y controlado, ya listas para su instalación en el emplazamiento elegido. Al ser llevado a cabo en tierra, el desarrollo y construcción de las plataformas y aerogeneradores es más rápido y se obtienen resultados con estructuras más eficientes y ligeras. Asimismo, los barcos remolcadores y cableros necesarios para el transporte de las plataformas flotantes son más baratos que los necesarios para la construcción de cimentaciones fijas.

En cuanto al marco económico, llevar a cabo un proyecto de este tipo en cualquier punto de la costa española supondría una generación inmediata de puestos de trabajo locales.

1.3. CONTEXTO DE LA EÓLICA OFFSHORE

El primer parque eólico offshore del mundo empezó a ser construido en 1991 en Dinamarca, la cuna de la energía eólica. El parque eólico “*Vindeby Offshore Wind Farm*” estaba compuesto por 11 aerogeneradores con una potencia de 450 kW cada uno. Actualmente, existen aerogeneradores de hasta 12MW de potencia en el mercado offshore. El parque fue desmantelado tras 25 años de explotación y 243GWh de generación. Esa energía es la equivalente a la que el parque eólico offshore *Hornsea One*, el parque offshore más grande del mundo, era capaz de generar en tan solo 17 días en el año 2018.



Ilustración 4.- Evolución de los parques eólicos offshore. Fuente: Dong Energy

La energía eólica marina está prácticamente concentrada en el mercado energético europeo, como se comprueba en la Ilustración 6, quien incorporó una capacidad de 3.148 MW de eólica offshore tan solo en 2017. Ese mismo año, Equinor, empresa pionera en el desarrollo mundial de tecnología offshore, inauguró a 29 kilómetros de la costa escocesa el

primer parque eólico offshore flotante del mundo, *Hywind Scotland*. La planta cuenta con cinco turbinas flotantes de 6MW de capacidad logrando que la planta llegue a tener una capacidad de producción total de 30MW. Este dato le convierte en la mayor generadora británica por tercer año consecutivo.

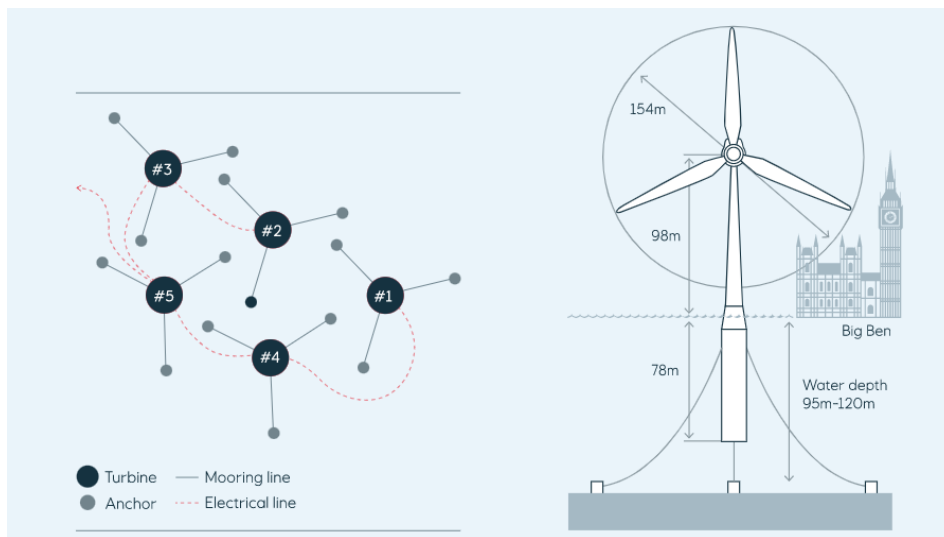


Ilustración 5.- Posicionamiento y diseño de las turbinas que forman el primer parque flotante del mundo. Fuente: Equinor

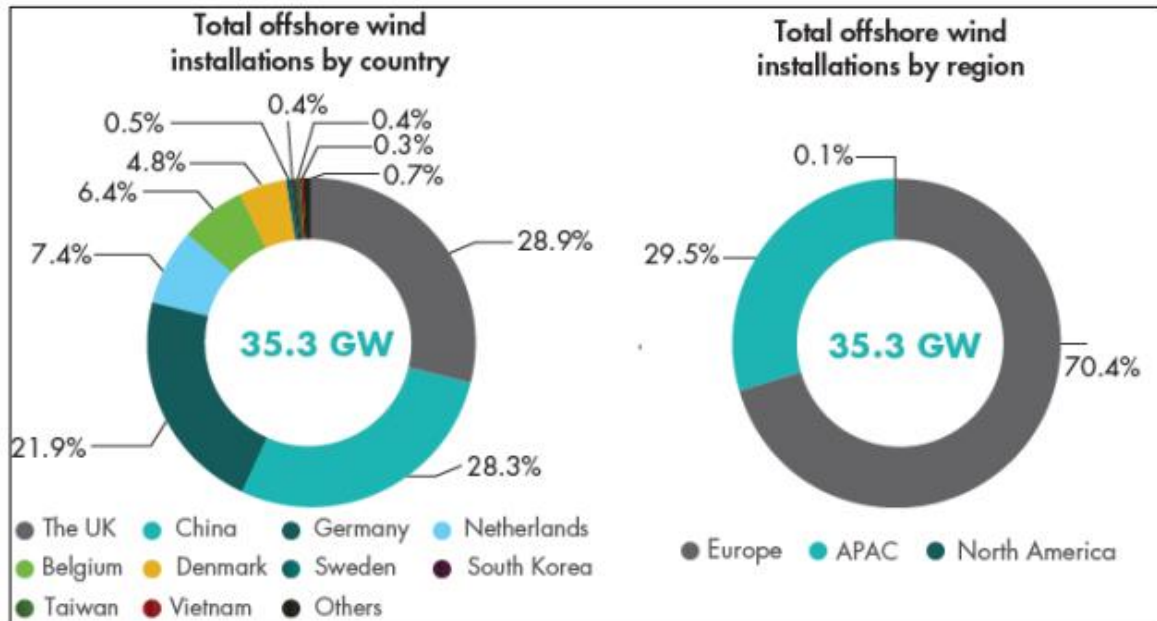


Ilustración 6.- Potencia eólica marina acumulada por región en 2020. Fuente: Global Wind Energy Council (GWEC)

En 2020, el gobierno noruego anunciaba el inicio de la construcción del que prometen será el parque marino flotante más grande del mundo, *Hywind Tampen*. El proyecto entrará en funcionamiento en el tercer trimestre de este mismo año y operará un tercio de la capacidad de eólica offshore flotante a nivel mundial.

1.4. CONTEXTO ENERGÉTICO EUROPEO

Hoy en día, la eólica offshore es competitiva en comparación con todas las demás fuentes de energía. Esta tecnología ofrece oportunidades casi infinitas y cada vez son más los países que muestran su interés en redefinir sus ambiciones y políticas en materia de energía eólica marina. En el año 2012, la Comisión Europea impulsaba la **Estrategia de Crecimiento Azul**, con el objetivo de lograr que en 2030 la energía eólica marina llegue a suministrar el 14% de la demanda eléctrica Europa. Por otro lado, el **Pacto Verde Europeo** visiona alcanzar una “*economía competitiva, inclusiva y climáticamente neutra en 2050*” y reconoce que “*será fundamental aumentar la producción de eólica marina*” puesto que tendrá un papel crucial para alcanzar esta meta. En tales circunstancias, la Comisión Europea adoptó en noviembre de 2020 la **Estrategia UE sobre las Energías Renovables Marinas**,

cuya finalidad es garantizar un aumento de por lo menos 48 GW la capacidad total de producción de energía Eólica Marina para 2030 y alcanzar una capacidad total de 300 GW para 2050, 25 veces mayor que la actual. A continuación, se presenta una gráfica que recoge los objetivos a cumplir de cara a 2030 definidos en los PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) de algunos países europeo[2] [3].

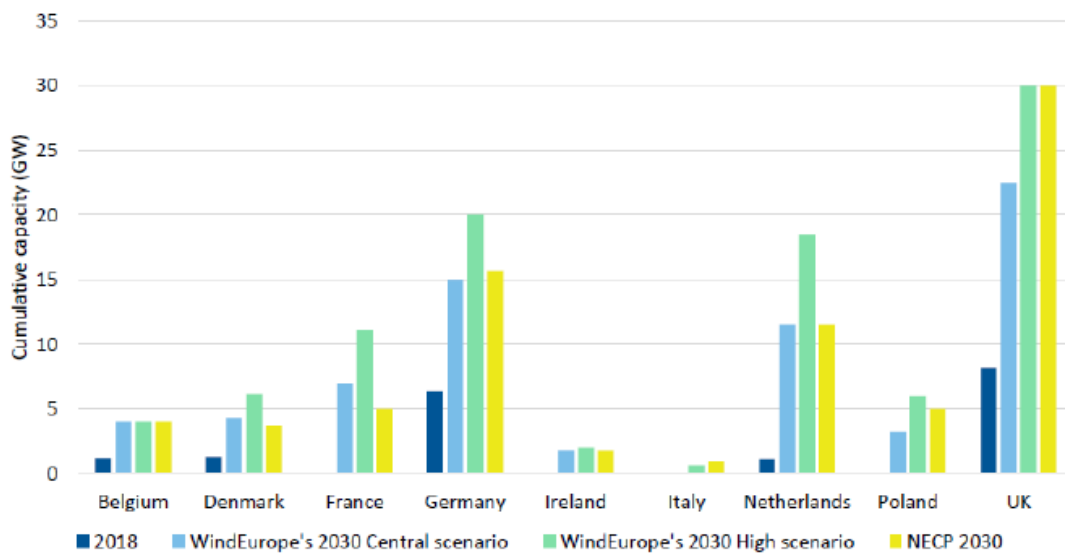


Ilustración 7.- Objetivos de generación de energía a partir de eólica marina de cara a 2030. Fuente: Windeurope

1.5. SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE EN ESPAÑA

En cuanto al contexto nacional, España cuenta con más de 7000 km de costa que, a pesar de tener un fondo irregular, dispone de potencial y recursos eólicos suficientes para implementar la tecnología offshore. Este proyecto pretende encontrar una localización óptima para la construcción de una planta offshore flotante tras un exhaustivo estudio del fondo marítimo del litoral español.

Greenalia será la primera empresa española en poner en marcha un parque marino flotante conectado a la red: *Gofio*. A pesar de no contar con fecha de inauguración, la compañía gallega ya ha iniciado los procedimientos necesarios para la instalación del parque

al sureste de Gran Canaria y cuenta con la autorización de la Agencia Estatal de Seguridad Aérea (AESA) en materia de servidumbres aeronáuticas. Para proceder con el desarrollo del proyecto, la empresa está en proceso de adquirir las restantes autorizaciones medioambientales y administrativas necesarias para “*el inicio del despliegue definitivo de esta tecnología en España*”. Se espera que el parque tenga una capacidad de unos 50MW y abastezca unos 70.000 hogares[4].

Por otro lado, cabe destacar la existencia del innovador proyecto dirigido por X1 Wind también localizado en aguas canarias. El conocido como proyecto PivotBuoy tiene como principal objetivo reducir el coste de energía hasta un 50% apostando por una tecnología más liviana, simplificando la logística asociada con la cadena de transporte y la instalación de dispositivos en el mar. Actualmente, el proyecto está desarrollado a escala 1:3 con el propósito de estudiar la replicabilidad y aplicación a otras subestructuras [5].



Ilustración 8.- Proyecto Pivot Buoy. Fuente: Pivot Buoy

En la costa almeriense, la gigante eólica BlueFloat Energy se ha unido a Sener para llevar a un nuevo límite el desarrollo energético en España. El proyecto ‘Mar de Ágata’ pretende aprovechar la tecnología ofrecida por la offshore flotante para la generación directa de hidrógeno verde. Aunque esta propuesta sigue aún pendiente de regulación, augura resultados prometedores. Como este, existen más proyectos de eólica offshore a la espera de

aprobación a lo largo del litoral español como el ‘Proyecto Tramuntana’ en la costa catalana o el ‘Proyecto Nordés’, un parque eólico de 1.2GW de potencia cuya ubicación estaría en algún punto aún sin especificar de Galicia.

1.6. FUNCIONAMIENTO DE EN PARQUE EÓLICO OFFSHORE

FLOTANTE

Como fue especificado previamente, para profundidades superiores a 60 metros se necesitan estructuras flotantes sobre las que se montan las turbinas eólicas que posteriormente se amarran al fondo marino a través de diferentes sistemas de anclaje. Diferentes estudios indican que el 80% del recurso eólico marino se encuentra a este tipo de profundidades en las que la cimentación fija no es posible. Para conseguir un mayor aprovechamiento de este recurso y mayor eficiencia energética, el desarrollo e implementación de la tecnología flotante en aguas profundas, donde los vientos son más constantes y fuertes, es vital.

Para empezar a entender el funcionamiento de un parque flotante hay que primero entender el concepto de plataforma flotante. Esta se define como “*subestructura de hormigón, de acero o híbrida sobre la que se instala el aerogenerador y le proporciona flotabilidad y estabilidad*” [6] Además, esta estructura flotante cuenta con la zona de trabajo para acceder al interior del aerogenerador. Estas plataformas se estabilizan gracias al anclaje al fondo marino a través de fondeos, cadenas o cables de acero. El diseño de las estructuras flotantes juega también un papel crucial a la hora del reparto de peso para contribuir al equilibrio del aerogenerador en alta mar.

En cuanto al funcionamiento del parque marino, el hecho de contar con plataformas flotantes no hace variar la mecánica del proceso de obtención de energía a partir del recurso eólico. El viento hace girar las palas del aerogenerador y este convierte la energía cinética del movimiento en electricidad. La energía eléctrica es a continuación transportada a través de cables submarinos a una subestación marina donde se eleva el voltaje de la electricidad. Este paso intermedio tiene como principal objetivo la disminución de pérdidas en el transporte

durante largas distancias hasta la costa. Una vez llega a tierra, la electricidad se hace pasar por otra subestación antes de ser llevada a los hogares a través del tendido eléctrico.

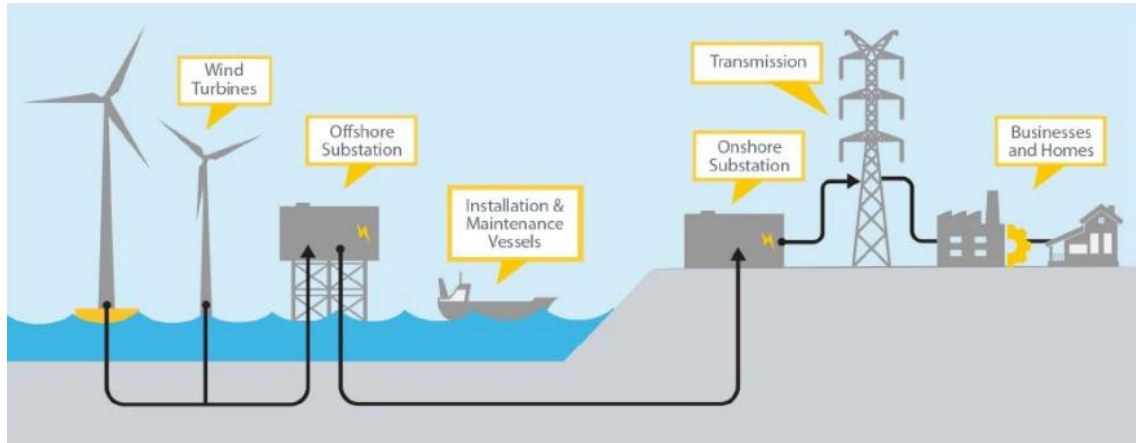


Ilustración 9.- Conexión de un parque eólico a la red eléctrica. Fuente: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-01/offshore-wind-energy-strategies-report-january-2022.pdf>

1.6.1 Tipologías de plataformas flotantes para aerogeneradores

Cómo ya se ha visto, la principal misión de las estructuras flotantes que soportan el aerogenerador es contribuir a su estabilidad. Para ello, la plataforma debe cumplir con dos objetivos:

- Asegurar la estabilidad y flotabilidad a la vez que soportan el peso del aerogenerador.
- Minimizar el efecto de los movimientos de *pitch*, *roll* y *heave*, de los cuales se hablará en la sección 1.5.3. de este apartado.

1. **Barge.** También denominada ‘barcaza’, este tipo de plataforma es mucho más larga y ancha que alta. Su diseño conlleva que una mayor parte de la plataforma esté en contacto con el agua proporcionando más estabilidad. Están diseñadas para minimizar el efecto de los movimientos gracias a unas placas de arfado (heave plates) situadas bajo la línea de flotación.

2. **Semi-sumergible.** Minimiza la superficie sumergida mientras que maximiza el volumen en cuestión. El objetivo es aportar la mayor flotabilidad posible a través del desplazamiento de la mayor masa de agua.
3. **Spar.** Es la plataforma más simple de todas, pero la más grande. Estas plataformas cilíndricas deben ser suficientemente altas para que puedan soportar y estabilizar la turbina, cuyo centro de gravedad es bastante alto.
4. **TLP (Tensioned Legs Platform).** Como se observa en la Ilustración 10, la estabilidad de esta plataforma se consigue a través de la tensión que proporcionan los amarres. El principal objetivo de esta estructura es minimizar las dimensiones de construcción para, consecuentemente, minimizar el coste de producción. Actualmente, esta tecnología es la más estable, puesto que su diseño restringe los movimientos de *arfada*, *el cabeceo* y *el balance*.



Ilustración 10.- Distintos conceptos de plataformas flotantes. Fuente: Iberdrola

La elección de la tipología de plataforma para sustentar el aerogenerador en el mar depende en gran parte del lugar de emplazamiento del parque eólico. La profundidad o la orientación de las corrientes marinas y eólicas son factores muy influyentes. Más adelante en el proyecto,

a la hora de elegir la plataforma idónea para el parque a construir, se hará mayor hincapié en los criterios de selección y del procedimiento a seguir.

1.6.2. Definición y tipos de sistemas de anclaje

Los sistemas de posicionamiento o anclaje son los encargados de asegurar la posición y proporcionar mayor estabilidad al aerogenerador a través de la conexión con el fondo marino.

1.6.2.1. Líneas de amarre

- **Catenarias.** Sistema de amarre más común. Cable de acero que cumple la función de nexo de unión entre el ancla y el aerogenerador. Como se observa en la ilustración comparativa, el primer tramo del cable queda en suspensión mientras que el segundo roza el fondo marino. No son útiles en profundidades muy grandes puesto que requerirían de una longitud de cable muy extensa para asegurar que un tramo quede en reposo sobre el fondo marino.

El tipo de ancla que se suele usar para este sistema de amarre son las anclas de arrastre, definidas en el siguiente apartado, diseñadas para soportar cargas horizontales.

- **Líneas tensadas.** Sistema idóneo para grandes profundidades puesto que, a diferencia del sistema de catenaria, como se puede apreciar en la imagen, llegan al anclaje en ángulo de 45 grados reduciendo la longitud de la línea. Además, se diferencian del sistema anterior porque transmiten esfuerzos tanto horizontales como verticales.

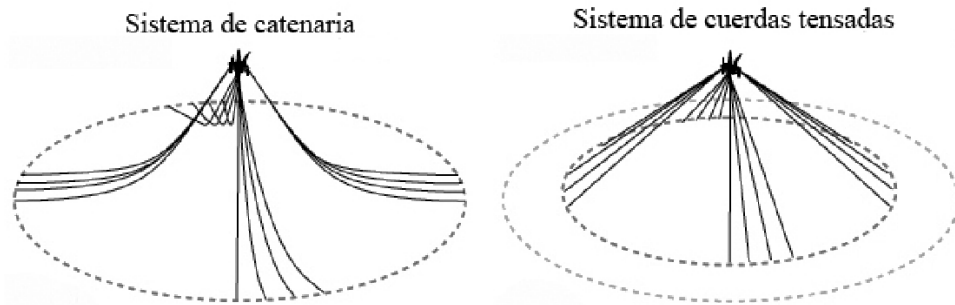


Ilustración 11.-. Comparación entre el sistema de catenaria y el de el de cuerdas tensadas. Fuente: Semantic Scholar

1.6.2.2. El ancla, el elemento principal del sistema de anclaje

La selección del ancla está determinada por el fondo marino en cuestión y la carga soportada. A continuación, se muestra un listado de las 4 posibilidades de anclaje para una plataforma flotante:

- **Peso muerto.** Es el ancla más sencilla. Hecho de hormigón, ayuda a resistir fuerzas verticales y horizontales gracias al peso del anclaje.
- **Pilotes hincados.** Estructura cilíndrica de acero únicamente compatible con sistemas de amarre en tensión y plataformas TLP. Además, su uso se hace exclusivo a aquellos emplazamientos donde sea imposible usar otro tipo de anclaje debido a la gran contaminación acústica y ambiental que tiene lugar durante su instalación.
- **Anclas de arrastre.** Es el tipo más común. El ancla penetra en el fondo marino y este cumple con su función de resistencia. Solo son compatibles en líneas de amarre catenarias y no soportan cargas verticales, solo horizontales.

- **Anclas de succión.** A profundidades elevadas, es la tipología más común. Se trata de estructuras cilíndricas huecas en su interior y abiertas en el extremo inferior con la finalidad de crear succión en la superficie marina creando una diferencia de presión y anclándose a una profundidad determinada. Recomendada para fondos marinos lisos y regulares.

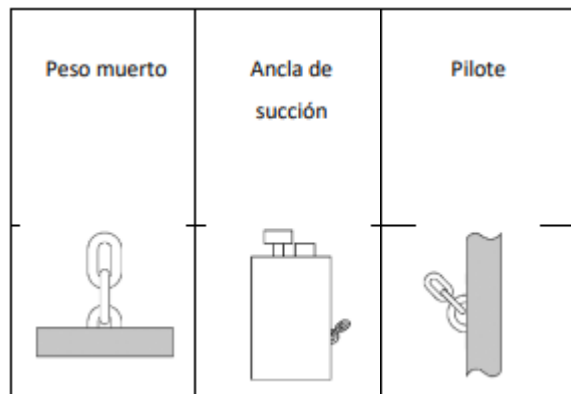


Ilustración 12.-. Anclas de amarre

1.6.3. *Movimientos de una plataforma flotante*

Una plataforma flotante puede sufrir los siguientes movimientos:

- **Pitch o cabeceo.** Movimiento angular. Imprescindible minimizar su efecto puesto que un pequeño movimiento angular en la plataforma se transforma en una gran fuerza lineal en lo alto del aerogenerador.
- **Roll o balaceo.** Movimiento angular. Tiene el mismo efecto que *el cabeceo*.
- **Heave o movimiento de arfada.** Movimiento en la dirección vertical.
- **Surge o avance.** Movimiento lineal. Variación de la posición de la turbina flotante.

La terminología para nombrar a los movimientos que se pueden dar en una plataforma flotante proviene de la ingeniería naval. La siguiente Ilustración,

originalmente elaborada para explicar los movimientos soportados por una embarcación, pretende clarificar el efecto que tienen estos esfuerzos en una turbina.

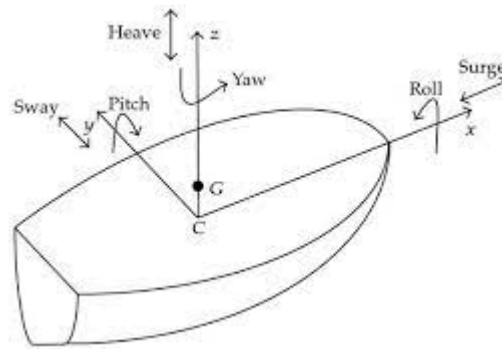


Ilustración 13.- Movimientos soportados por un aerogenerador flotante. Fuente: ruc.udc.es

1.7. OBJETIVOS DEL PROYECTO

Este Trabajo de Fin de Grado tiene como objetivos principales:

- Proponer una alternativa para aprovechar los recursos eólicos nacionales.
- Encontrar una localización en la costa española en el que verdaderamente sea viable el desarrollo de una planta eólica offshore flotante.
- El proyecto ha de ser sostenible, intentando que el centro se abastezca durante un largo periodo de tiempo de entre 25 y 30 años.
- Impulsar la generación de potencia eólica offshore para ayudar a cumplir con el **Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030** el cual prevé un incremento de 25,7 GW de potencia eólica.
- Encontrar una manera de ayudar a las transformaciones profundas del sistema energético para cumplir con la **Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050**, presentando la tecnología offshore flotante como una alternativa a las renovables terrestres.

En el año 2015, los líderes mundiales dictaron una serie de objetivos cuya finalidad era continuar con el desarrollo global de manera sostenible mientras que se intenta poner fin a la pobreza, proteger el planeta y garantizar la prosperidad de todos. Los conocidos como *Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)* [7] son una serie de 17 propuestas, listadas a continuación, con objetivos a cumplir en un plazo de 15 años:

- Objetivo 1. Fin de la pobreza
- Objetivo 2. Hambre cero
- Objetivo 3. Garantía de salud y bienestar
- Objetivo 4. Educación de calidad
- Objetivo 5. Igualdad de género
- Objetivo 6. Agua limpia y saneamiento
- **Objetivo 7. Garantizar el acceso a una energía asequible y no contaminante**
- Objetivo 8. Garantía de un trabajo decente y crecimiento económico
- **Objetivo 9. Agua, industria, innovación e infraestructura**
- Objetivo 10. Reducción de las desigualdades
- **Objetivo 11. Ciudades y comunidades sostenibles**
- **Objetivo 12. Producción y consumos responsables**
- **Objetivo 13. Acción por el clima**
- Objetivo 14. Vida submarina
- Objetivo 15. Vida de ecosistemas terrestres
- Objetivo 16. Paz, justicia e instituciones sólidas
- Objetivo 17. Alianzas para lograr los objetivos

Este proyecto pretende fomentar la industrialización sostenible y fomentar la innovación para garantizar modalidades de consumos y producción sostenible que ayuden a aumentar el consumo de energía asequible y no contaminante con el objetivo de combatir el cambio climático y sus efectos. Esta breve descripción se ajusta a la perfección a los principios que recogen los objetivos número siete, nueve, once, doce y trece.

A pesar de que el mundo está cada vez más cerca de lograr el Objetivo 7, todavía queda un largo camino para garantizar el acceso a la electricidad de los países en vías de desarrollo y la explotación de los recursos renovables. Para ello, hay que trabajar hacia una mayor eficiencia energética a través de la innovación y el desarrollo tecnológico que se propone en el Objetivo 9. Solo así se lograrán ciudades más inclusivas y sostenibles (Objetivo 11) que

consigan separar los conceptos de crecimiento económico y degradación medioambiental y fomenten el consumo y la producción responsable como propone el Objetivo 12. Este es el camino a seguir para afrontar la amenaza del cambio climático y cumplir con el objetivo de descarbonización aprobado en el Acuerdo de París de 2015 por los grandes líderes mundiales.

CAPÍTULO 2. CRITERIOS A SEGUIR PARA LA SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

A lo largo de sus más de 8000km de longitud, la diversidad es la principal característica de la costa española. A diferencia del resto de Europa, como se observa en la Ilustración 14, dónde al azul oscuro hace referencia a gran profundidad y el azul claro a profundidades en torno a los 50 m, no hace falta alejarse mucho de la costa para alcanzar profundidades superiores a los 200m. Como se ha especificado previamente, esto hace de la costa española un lugar ideal para el emplazamiento de un parque eólico con cimientos flotantes. Además, España cuenta con las capacidades industriales de energía eólica y competitividad necesarias para impulsar el desarrollo e implantación de esta tecnología en su dominio.



Ilustración 14.-: Mapa Batimétrico de Europa. Fuente: Google Earth

Para el proceso de selección del emplazamiento idóneo se ha de seguir una serie de criterios:

- **Marco legal.** Los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) determinan el uso permitido del mismo. Actualmente sigue vigente el mapa eólico que define zonas aptas y no aptas para la instalación de parques eólicos marinos en España publicado en 2009 por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo y se está a la espera de una actualización del mismo a finales de este año.
- **Estudio del recurso eólico.** En el área elegida para la implantación del proyecto han de superarse los 6m/s, velocidad mínima para el funcionamiento de una turbina. Además, para que un proyecto marino se pueda considerar rentable se ha de sobrepasar una densidad de potencia mínima de 400 W/m².
- **Batimetría.** Puesto que los aerogeneradores flotantes están probados para instalarse en áreas de entre 60 y 300 metros de profundidad, ese será el rango de profundidad límite a la hora de aplicar el filtro batimétrico.
- **Condiciones ambientales.** El emplazamiento debe situarse fuera de los espacios protegidos determinados por la Red Natura 2000 (ZEC y ZEPA).
- **Compatibilidad con la actividad pesquera.** Minimizar la afección a caladeros de pesca o zonas reservadas a la acuicultura.
- **Distancia a la costa.** Para minimizar el impacto visual provocado por los aerogeneradores de más de 100m de altitud, el emplazamiento debe estar a una distancia mínima de 8 km hasta la costa. Asimismo, con el objetivo de limitar la ocupación del fondo marino tampoco se han de superar los 30 km de distancia.
- **Interferencias con tráfico marítimo y aeropuertos.** Evitar la interferencia con rutas aéreas y marítimas.
- **Puntos de conexión a la red eléctrica.** La localización del parque eólico ha de ser próxima a una de las subestaciones eléctricas para minimizar el coste de transporte de la energía obtenida.

Teniendo esto en cuenta, se ha realizado un estudio exhaustivo de la costa española y se ha concluido que la zona del Golfo de Almería puede ser un área viable donde situar el

parque flotante atendiendo a los requisitos arriba mencionados. Las coordenadas correspondientes al emplazamiento del proyecto son:

Latitud: 36. 73° O

Longitud: -2. 48° S

A continuación, se justificará debidamente la selección del emplazamiento elegido haciendo mención a todos los criterios y se especificará la zona exacta donde se implantará el parque.

2.1. MARCO LEGAL

El Ministerio de Industria, Comercio y Turismo publicó en 2009 un plan de ordenación del espacio marino con el fin de delimitar las zonas que podrían ser aptas para explotar el recurso eólico[8]. Como resultado, se obtuvo el mapa mostrado en la Ilustración 2. En él se distinguen tres áreas:

- Zonas verdes: aptas para la implementación de un parque eólico.
- Zonas amarillas: abierta a estudiar la posibilidad de emplazamiento de un parque eólico.
- Zonas rojas: se excluye cualquier posibilidad de construcción.

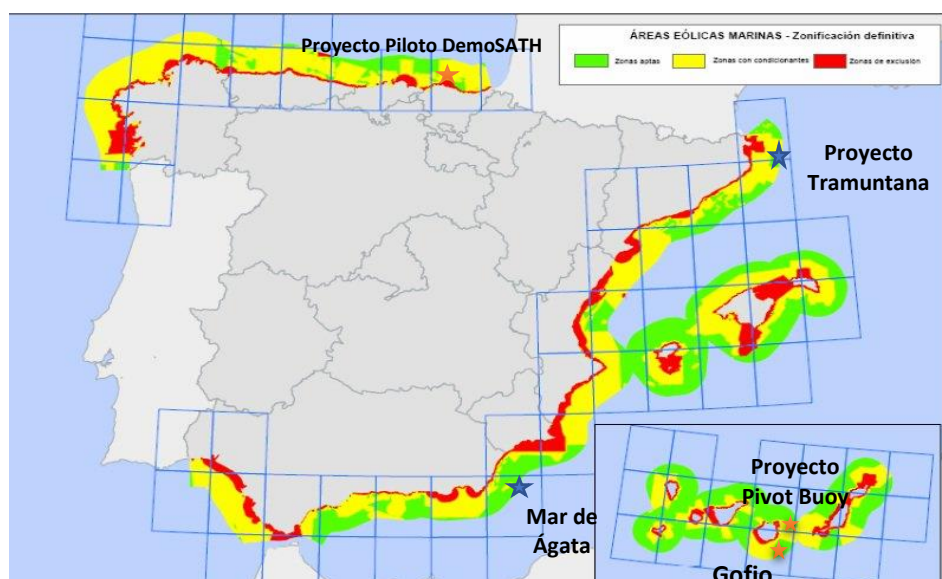


Ilustración 15.- Zonificación definitiva de áreas eólicas marinas. Fuente: IDAE con modificaciones propias

Para más detalle, se ha incluido en el mapa la localización de todos los proyectos de eólica flotante en curso actualmente en la costa española. Marcados con una estrella azul, como es el caso de ‘Mar de Ágata’ y ‘Proyecto Tramuntana’, se encuentran los proyectos que aún siguen pendientes de regulación. Por otro lado, el ‘Proyecto Piloto DemoSATH’, ‘PivotBuoy’ y ‘Gofio’ están ya en fase de desarrollo.

Como se ha mencionado previamente, esta zonificación data del año 2009 y actualmente está pendiente una revisión y actualización de la misma. Para este proyecto, sin embargo, se va a trabajar sobre la documentación disponible que clasifica la zona de actuación seleccionada como ‘zona amarilla’ o, lo que es lo mismo, área abierta al estudio de la posibilidad de implementación de un proyecto eólico.

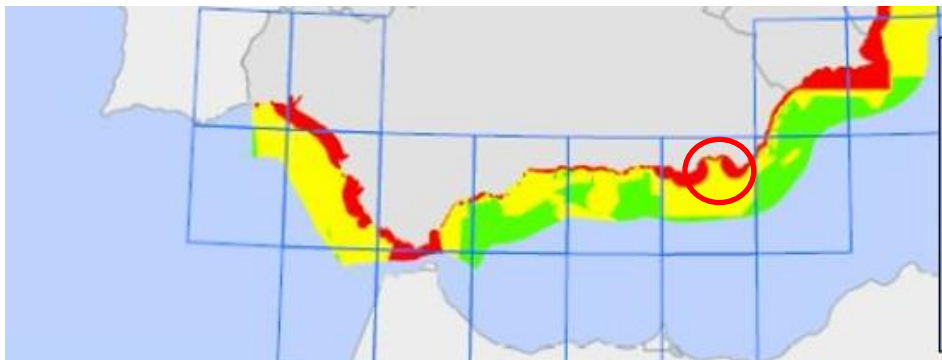


Ilustración 3.- Zonificación para la instalación de parques eólicos offshore de la zona de estudio. Fuente: IDAE con modificaciones propias

2.2. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO

El recurso eólico es el factor principal a estudiar para la selección del emplazamiento de un parque eólico. En esta sección se va a proceder a hacer un análisis de la velocidad, la densidad y la frecuencia del recurso eólico en las coordenadas especificadas.

Los datos proporcionados por el Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), señalan como las áreas de mayor recurso eólico Andalucía, la costa gallega, el norte de Cataluña y el archipiélago canario. Se verifica pues que la zona de implementación supera la velocidad mínima de 6m/s que aseguran el funcionamiento de una turbina.

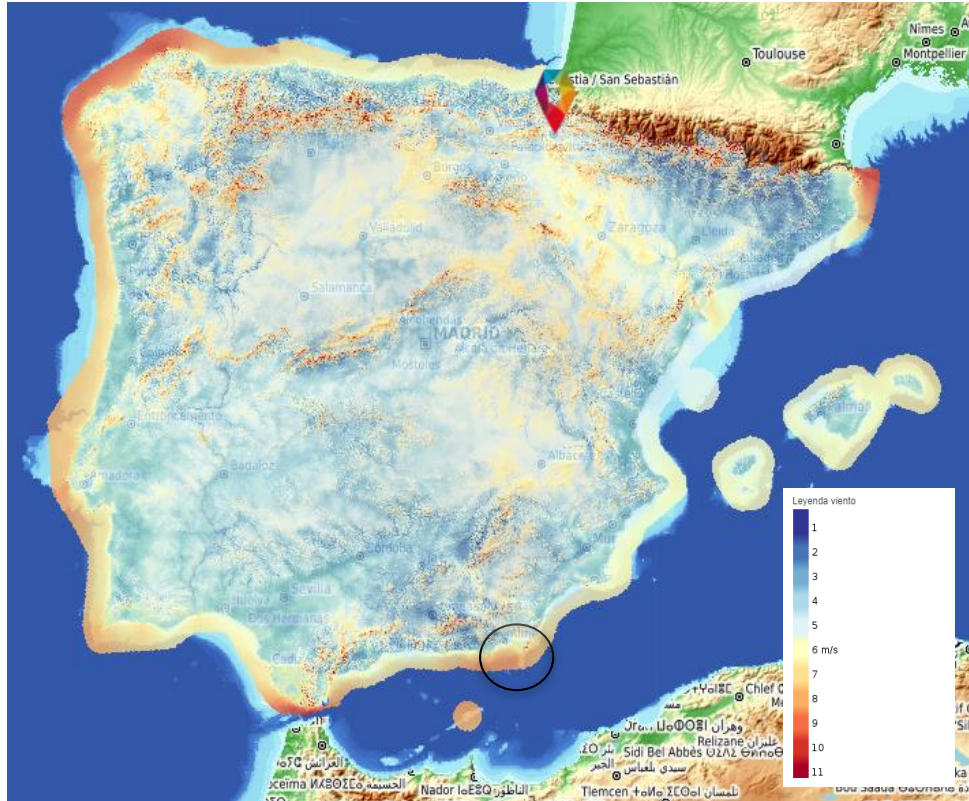


Ilustración 4.- Mapa del recuso eólico disponible en el litoral español. Fuente: CENER

2.2.1. VELOCIDAD DEL VIENTO

Teniendo en cuenta que las turbinas del proyecto van a sobrepasar con total seguridad los 100m de altura, es preciso hacer un estudio del viento a esa altura. El atlas eólico proporcionado por el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) [9] indica que, a 100 m de altitud a una latitud de 36.73° oeste y una longitud de 2.48° sur, la velocidad media del viento es 7.7108 m/s.

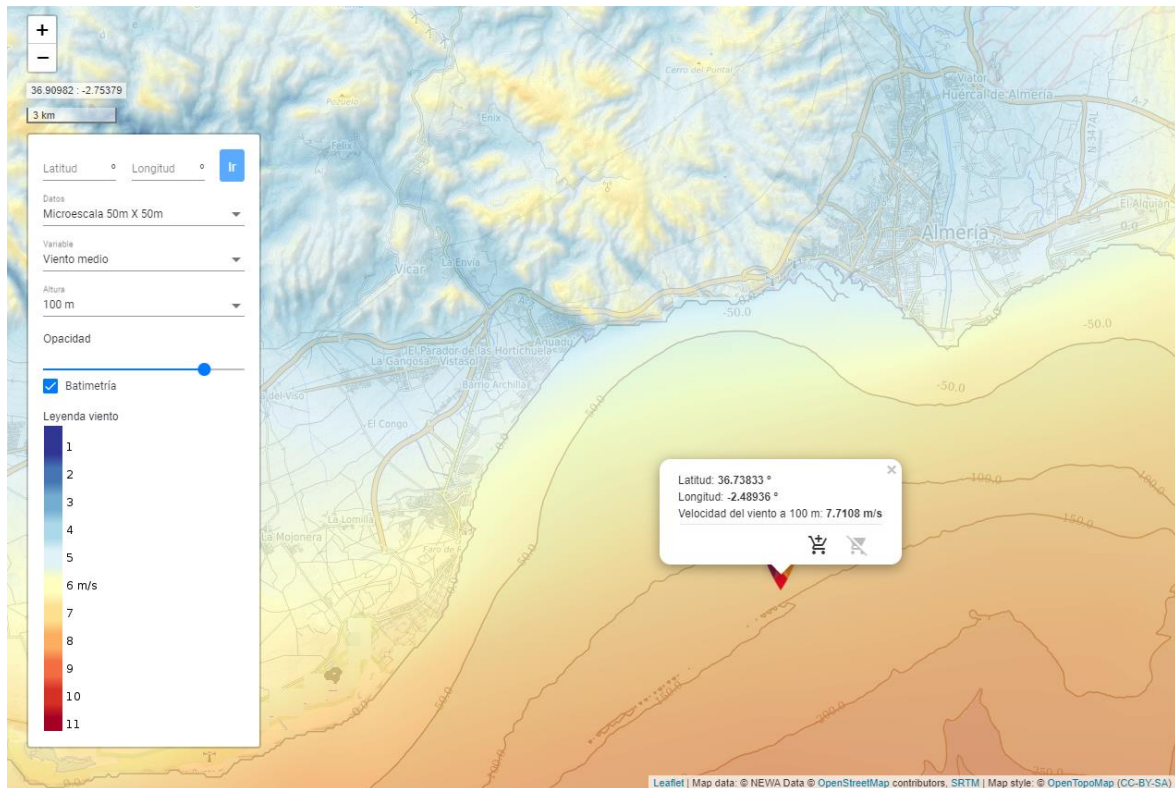


Ilustración 5.- Mapa eólico de la zona de estudio. Fuente: CENER

Para mayor detalle, se han obtenido también las gráficas correspondientes al perfil medio diario de la velocidad del viento, para el ver las horas en las que habría un mayor rendimiento de la planta, y el perfil medio de la velocidad del viento en función de la altitud en metros, que puede ser de utilidad si al final la altura del aerogenerador seleccionado es superior a 100 m.

Perfil medio diario de la velocidad del viento

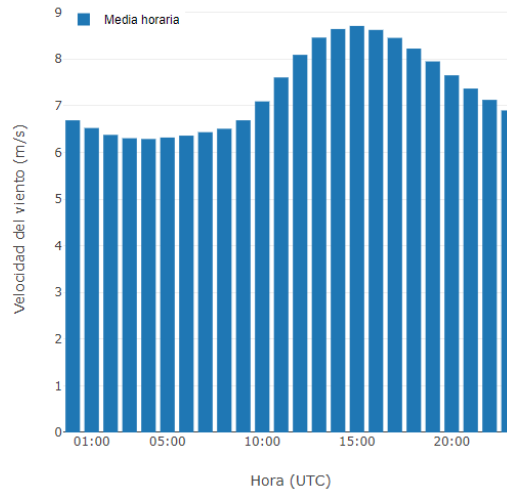


Ilustración 6.- Perfil medio diario de la velocidad del viento. Fuente: CENER

Perfil vertical medio de la velocidad del viento

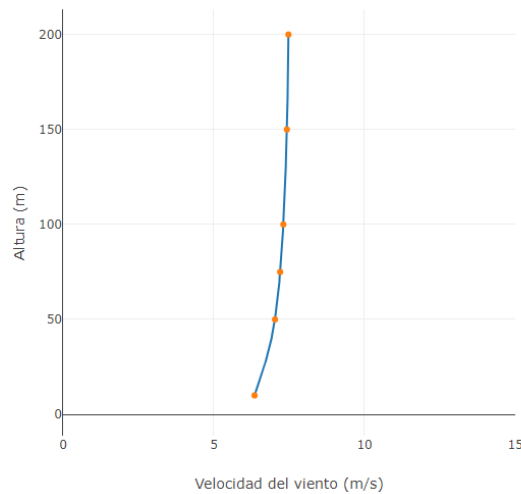


Ilustración 7.- Perfil vertical medio de la velocidad del viento. Fuente: CENER

2.2.2. DENSIDAD DE POTENCIA

Como se observa en la Ilustración 18, las zonas de mayor densidad de potencia eólica coinciden con las áreas donde la velocidad del viento es más alta. Esto se debe a que la potencia del viento está definida por la siguiente ecuación:

Ecuación 1. Potencia del viento

$$P = \frac{1}{2} \rho AV^3$$

Es decir, la potencia del recurso eólico depende directamente de la velocidad del viento elevada al cubo.

Otro de los límites determinantes que hacían viable la implementación de un parque eólico en el área seleccionada era superar una densidad de potencia mínima de 400 W/m². El atlas eólico de España proporcionado por el IDAE califica de muy buena la zona del Golfo de Almería para explotar el recurso eólico puesto que la densidad de potencia transportada por el viento a 100 m de altura ronda los 700 W/m². [10]

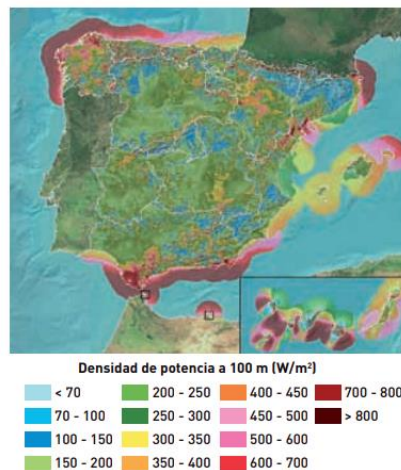


Ilustración 8.- Densidad de potencia media anual a 100m de altura. Fuente: IDAE

2.2.3. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

La Distribución de Weibull describe estadísticamente los cambios continuos experimentados por la velocidad del viento en una zona específica. Esta función viene definida por la siguiente ecuación:

Ecuación 2. Distribución de Weibull

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k \right]$$

Donde:

V: velocidad del viento a una altura específica (m/s)

k: Factor de forma

A: Factor de escala (m/s)

Una vez obtenidos estos datos, se obtiene una gráfica como la siguiente

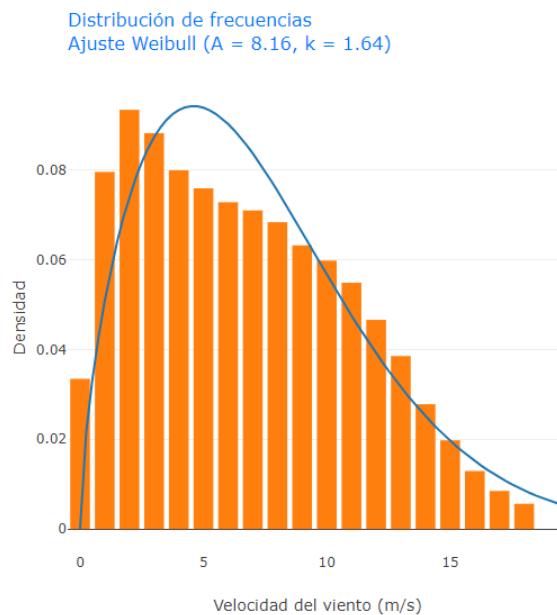


Ilustración 9.- Distribución de frecuencias de la velocidad del viento en la zona de estudio. Fuente: CENER

Gracias a este modelo, se puede calcular la probabilidad de que la velocidad del viento esté en el intervalo comprendido entre un valor mínimo ($x_0 = 6\text{m/s}$) y un valor máximo ($x_1 = 18\text{m/s}$). De esta manera, se comprueba las horas al día que el aerogenerador estaría en funcionamiento.

2.3. *BATIMETRÍA Y DISTANCIA A LA COSTA*

Puesto que la batimetría de la zona seleccionada para el emplazamiento va a depender de la distancia que hay entre este y la costa, estos dos factores se evalúan de forma simultánea. La localización exacta del proyecto es la siguiente:

Latitud: 36,73°

Longitud: -2,48°

Distancia a la costa: 10,89km

Con una distancia de 10,89 km hasta la costa, se supera el límite de 8 km para minimizar el impacto visual provocado por las turbinas y no se sobrepasan los 30 km establecidos para evitar la contaminación del fondo marino.



Ilustración 10.- Impacto visual en función de la distancia a la costa.

En cuanto a la batimetría, las plataformas flotantes están probadas para establecerse en profundidades de entre 60 y 300 m. A la vista del mapa batimétrico proporcionado por EMODnet (European Marine Observation and Data Network) la variación de la profundidad entre el emplazamiento seleccionado y el punto de la costa más próximo es de 150 m. En la Ilustración 24, se muestra una gráfica donde se aprecia la variación de la profundidad en función de la distancia a la costa.

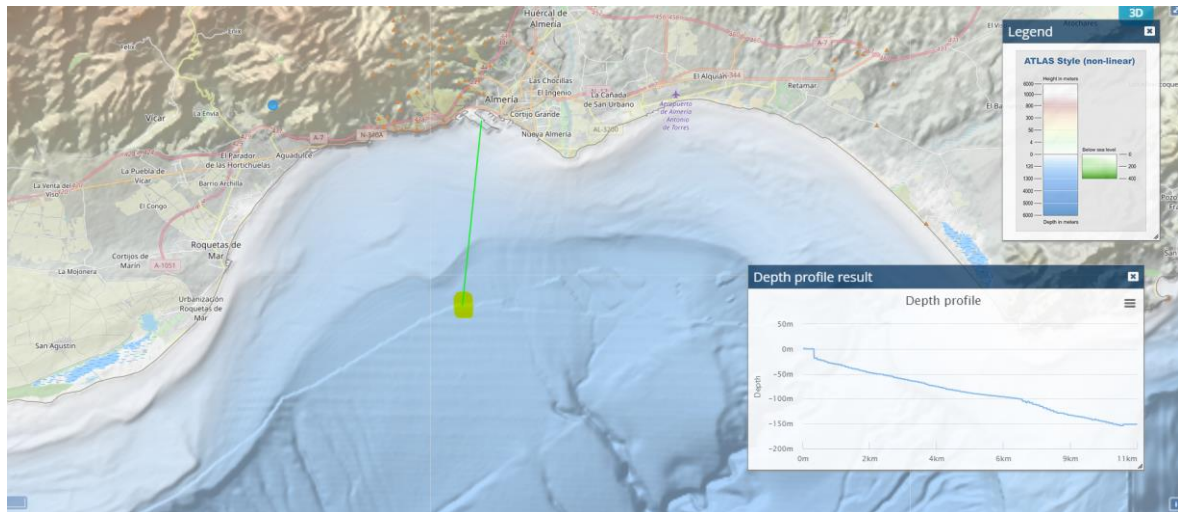


Ilustración 11.- Mapa batimétrico de la zona de estudio. Fuente: EMODnet



Ilustración 12.- Variación de la profundidad en función de la distancia a la costa.

2.4. CONDICIONES AMBIENTALES

Aunque el POEM (Plan de Ordenación del Espacio Marítimo) recoge las áreas y espacios protegidos, así como las actividades marítimas que imposibilitan la implantación del proyecto, el Ministerio para la Transición Energética y el Reto Demográfico publicó en diciembre de 2021 el siguiente mapa en el cual se recogen los espacios protegidos por la Red Natura 2000 así como otros espacios naturales protegidos. [11]

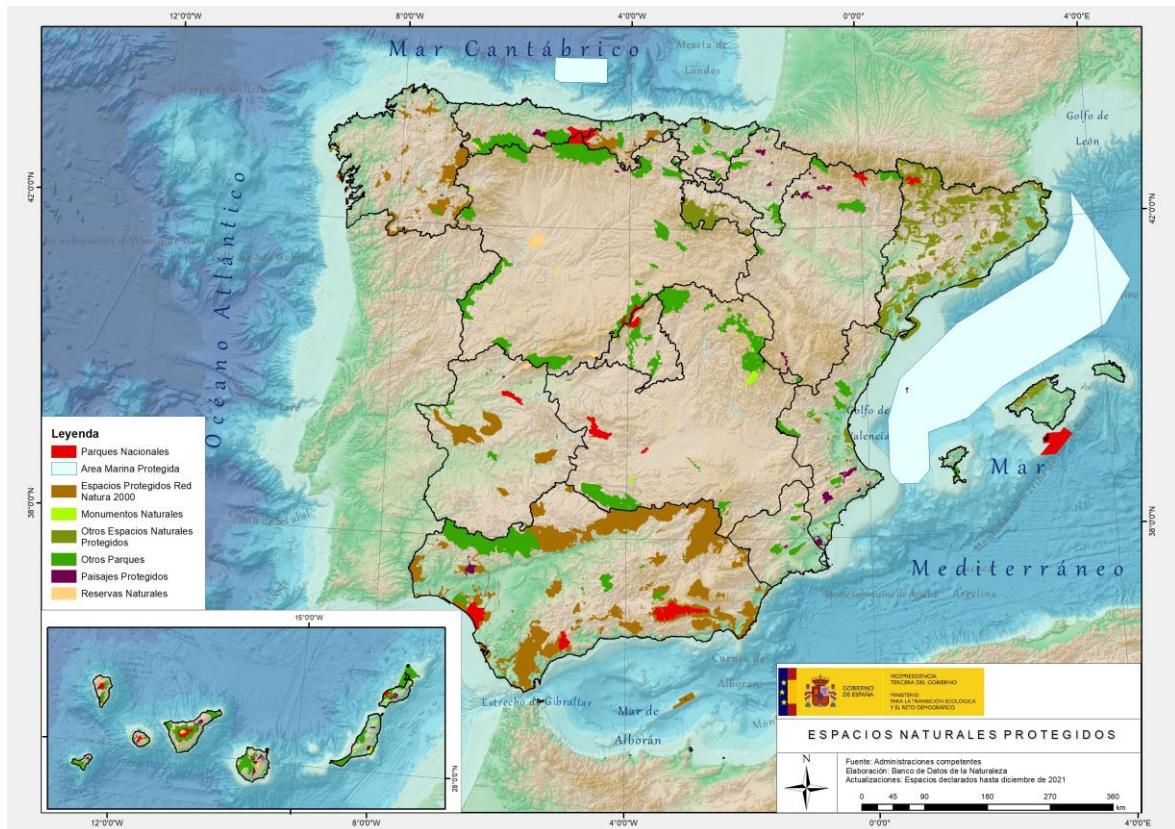


Ilustración 13.- Espacios naturales protegidos. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

Se comprueba nuevamente que la zona seleccionada está libre de protección y se puede proceder a la explotación del recurso eólico en la zona.

2.5. INTERFERENCIA CON EL TRÁFICO AÉREO Y MARÍTIMO

En cuanto al tráfico aéreo, el aeropuerto de Almería, situado a unos 15 km del emplazamiento, recibe una media de 4 vuelos al día de los cuales solo uno procedente de Melilla seguiría una ruta que podría pasar relativamente cerca del parque y podría tomar un mínimo desvío si fuese requerido.

Por otro lado, el tráfico marítimo en esta zona es reducido. El puerto de Málaga y el estrecho son de mucha mayor importancia comercial y la mayoría de la actividad que concierne al sector en la zona se lleva a cabo en esas áreas.

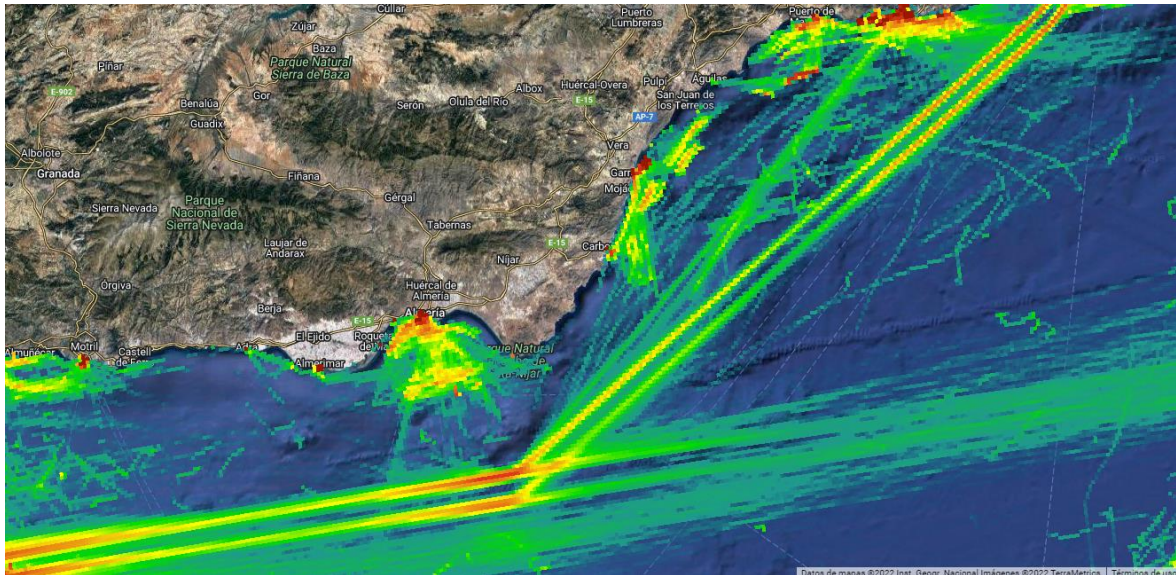


Ilustración 14.- Tráfico marítimo de mercancías en las proximidades del emplazamiento. Fuente: EMODnet

2.6. CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

La Ilustración 26 muestra un mapa del trazado de la red eléctrica del Sureste de Andalucía que data del año 2017. La red de transporte de alta tensión más cercana a la costa en la zona de interés está a una distancia de 10,33 km. La línea en cuestión transporta la electricidad a 220 kV y une los nodos de Tabernas, Benahadux y Berja. Idealmente la línea estaría a una tensión de 400 kV para minimizar pérdidas.

La última actualización publicada por Red Eléctrica de España (febrero de 2021) otorga tanto al nudo de Banahadux como el de Tabernas, una capacidad admisible para generación de energía renovable eólica de 11 MW nominales y su correspondiente distribución en tensión de 220 KV [12]. Asimismo, la subestación de Benahadux no tiene disponibilidad actualmente para almacenar la energía generada por la planta eólica que se desea construir. Ante esta situación, para facilitar la resolución del proyecto, se ha decidido seguir adelante y hacer los cálculos económicos y logísticos en la subestación de Benahadux ya que se espera y debido a los problemas en otras conexiones, aumentar la capacidad admisible.

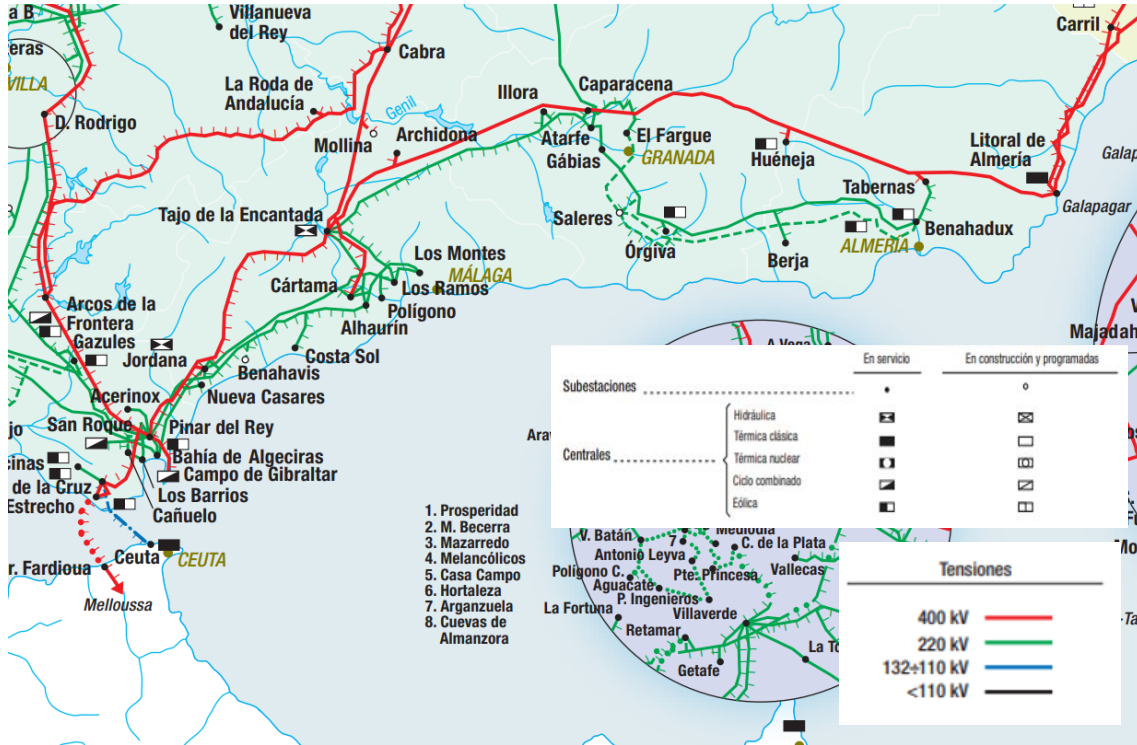


Ilustración 15.- Mapa de la red eléctrica de la zona de estudio. Fuente: REE

CAPÍTULO 3. DISEÑO DEL PARQUE

En este capítulo se procederá al estudio y selección de los elementos que componen un parque eólico offshore flotante.

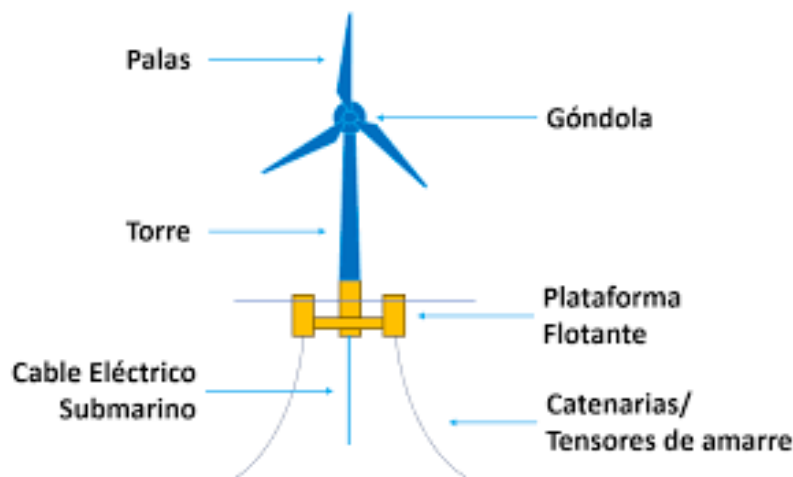


Ilustración 16.- Componentes de un parque marino flotante. Fuente: AEE

3.1. ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE AEROGENERADORES

3.1.1. COMPONENTES Y FUNCIONAMIENTO DE UN AEROGENERADOR

El aerogenerador es el elemento principal de un parque eólico pues es el encargado de transformar el movimiento de las palas en energía. Los aerogeneradores marinos suelen ser estructuras de tres palas que giran perpendicularmente a la dirección del viento y que están compuestos por tres elementos principales: la torre, la góndola y el rotor.

La siguiente Ilustración 17.- Configuración de un aerogenerador muestra la configuración de un aerogenerador[13]:

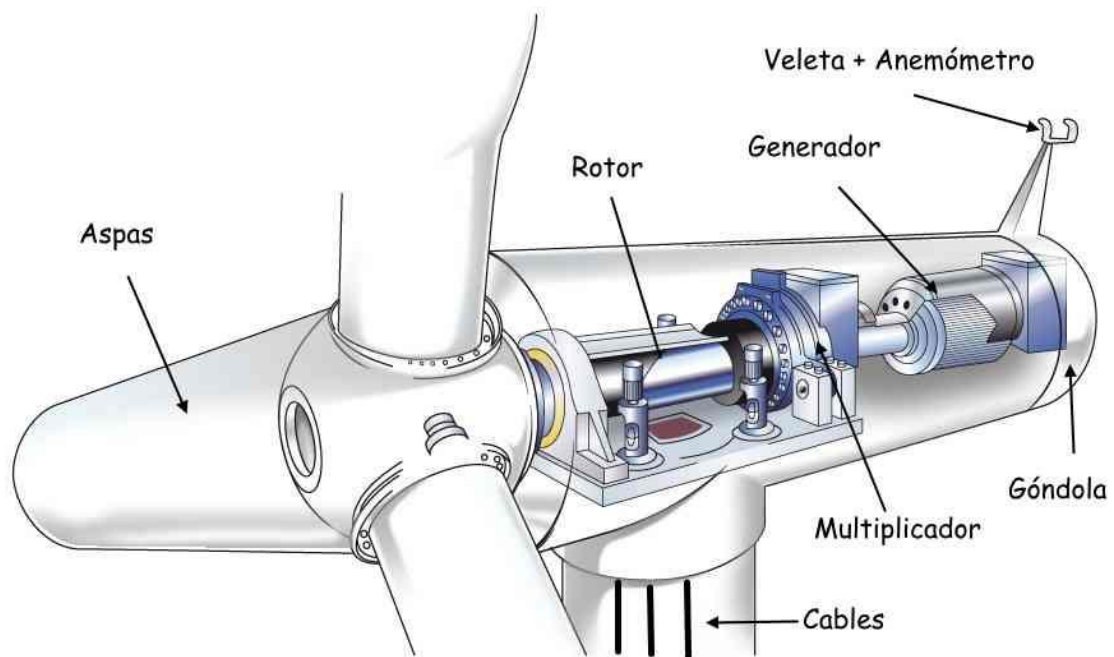


Ilustración 17.- Configuración de un aerogenerador

- **Rotor.** Está compuesto por el buje y las palas.
- **Palas.** Encargadas de transmitir la potencia del viento hacia el buje.
- **Buje.** Unión entre las palas y la turbina.
- **Góndola.** Carcasa que contiene los elementos de mayor importancia como el generador y el multiplicador.
- **Multiplicador.** Eleva la velocidad del viento más de 100 veces y la transfiere al eje rápido.
- **Generador.** Genera electricidad a partir del movimiento provocado en las palas a causa del viento. Esta electricidad es posteriormente transportada a las subestaciones eléctricas a través del cableado.
- **Sistema de orientación o giro.** Compuesto por la veleta y el anemómetro, es el encargado de orientar la góndola en la dirección del viento.
- **Torre.** Estructura que soporta la góndola y el rotor encargada de proporcionar una altura suficiente para aprovechar el recurso eólico.

3.1.2. *PROTOTIPOS DE AEROGENERADORES EN EL MERCADO ACTUAL*

La innovación y el desarrollo de los aerogeneradores marinos reside en dos características de diseño: potencia unitaria de la turbina y diámetro del rotor. Son en estos dos factores en los que se puede ver la gran evolución de los aerogeneradores marinos a lo largo de las últimas décadas. Según el informe publicado por WindEurope *Eólica marina en Europa: tendencias y estadísticas claves*, solo entre 2007 y 2017 la potencia de las turbinas aumentó un 102% [14].

De manera más ilustrativa, Iberdrola ha realizado el siguiente esquema en el que se recoge la evolución de la tecnología eólica marina en los proyectos de los que la empresa española ha sido partícipe:

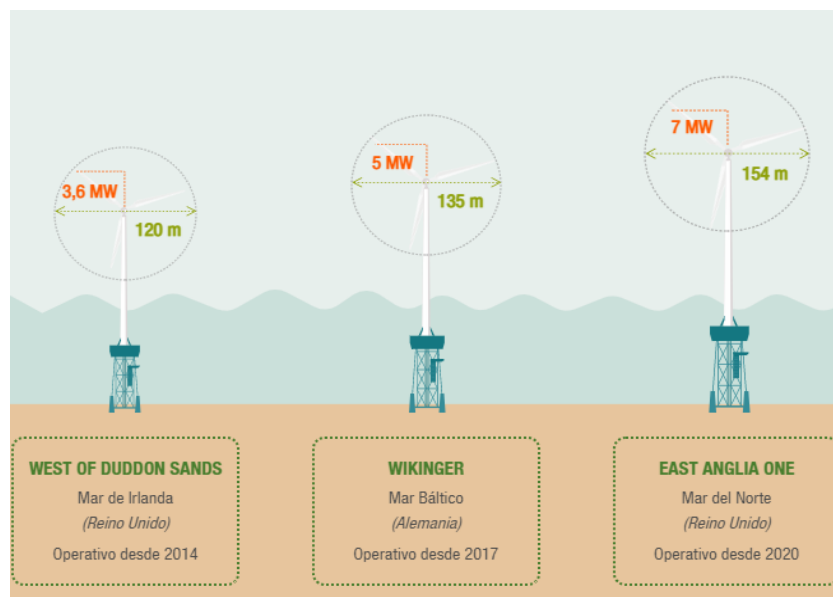


Ilustración 18.- Evolución de la potencia unitaria y del rotor de los aerogeneradores marinos de los proyectos de Iberdrola (I). Fuente: Iberdrola

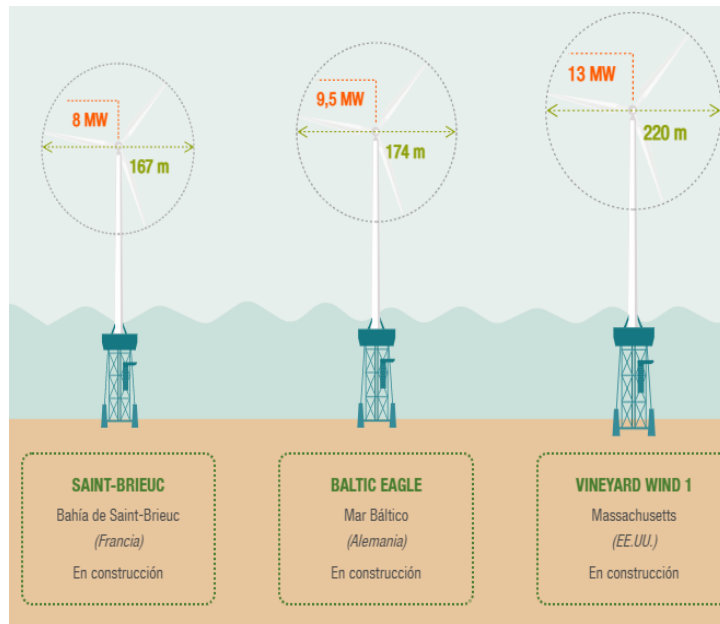


Ilustración 19.- Evolución de la potencia unitaria y del rotor de los aerogeneradores marinos de los proyectos de Iberdrola (II). Fuente: Iberdrola

Se ha pasado de trabajar con turbinas de 3,6 MW de potencia nominal a existir proyectos en los que cada aerogenerador tiene una potencia unitaria de hasta 13 MW.

El mercado eólico se encuentra por tanto en auge y las grandes empresas incrementan sus apuestas hacia mayores proyectos de offshore casi a diario. Como consecuencia, el mercado queda limitado a gigantes de la energía haciendo casi imposible la incorporación de la pequeña competencia. El siguiente gráfico recopila los 10 principales productores de aerogeneradores tanto offshore como onshore a nivel mundial en 2021:

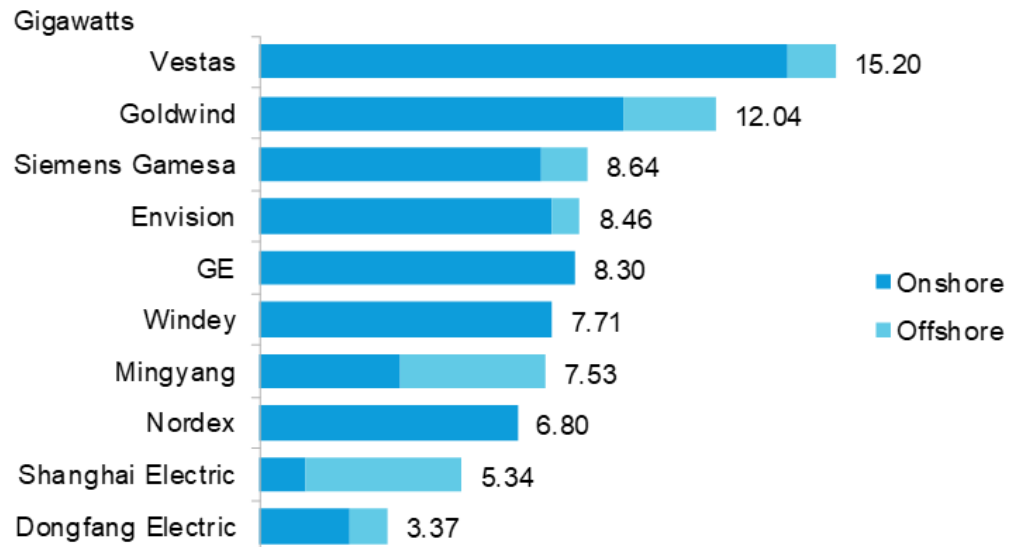


Ilustración 20.- Los 10 principales productores de aerogeneradores en 2021. Fuente: BloombergNEF

Dentro de los principales fabricantes, en la Tabla 2. se ha hecho una recopilación con los proyectos más innovadores de alguno de los líderes de producción de energía eólica marina:

Tabla 2.- Turbinas más innovadoras de los principales competidores del sector. Fuente: Elaboración propia.

Fabricante	Modelo de turbina	Potencia	Diámetro del rotor	Altura total	Producción comercial
Siemens GAMESA [15]	SG 14-222 DD	14 MW	222 m	244 m	2024
General Electric [16]	Haliade – X	13 MW	220 m	260 m	2023
Vestas [17]	V236 – 15.0	15 MW	236 m	280 m	2022
Goldwind [18]	GWH 242-12MW	12 MW	242 m	260 m	2023
MingYang [19]	MySE 16.0-242	16 MW	242 m	264 m	2024

Se comprueba que el aumento de la capacidad de generación del aerogenerador en términos de potencia, va acompañado de un incremento en la altura total de la turbina. Todos los aerogeneradores arriba mencionados superan los 240 m de altura. Esto se debe a que la

velocidad del viento es mayor a una mayor altitud. Además, un estudio realizado por Wood Mackenzie, indica que el tiempo empleado en la instalación de un parque eólico es menor cuanto mayor sea el tamaño de la turbina. Por todo esto, se prevé que se alcancen turbinas de hasta 300 m de diámetro de rotor y 20 MW de potencia.

3.1.3. SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR PARA EL PROYECTO

El aerogenerador seleccionado para el proyecto es el modelo Haliade-X de 13 MW de General Electric. Se trata de la versión perfeccionada de la turbina Haliade-X 12 MW, la cual ha estado operando con éxito en Rotterdam desde 2019 donde llegó a generar 262 MWh en un solo día, un nuevo récord en el sector [20]. Además, las turbinas GE Haliade-X son las que se emplearán en proyectos tan reconocidos como Vineyard Wind 1, actualmente en construcción y del cual es participe el grupo Iberdrola, y el parque marino Dogger Bank en Reino Unido. La siguiente Tabla 3 reúne las principales especificaciones técnicas de los tres modelos Haliade-X con potencias unitarias de 12 MW, 13 MW Y 14 MW respectivamente:

Tabla 3. Especificaciones técnicas de los últimos generadores diseñados por General Electric. Fuente: General Electric Renewable Energy.

Haliade-X	12 MW	13 MW	14 MW
Output (MW)	12	13	14
Rotor diameter (m)	220	220	220
Total height (m)	up to 260	up to 260	up to 260
Frequency (Hz)	50 & 60	50 & 60	50 & 60
Gross AEP (GWh)	~68	~71	~74
Capacity Factor (%)	63	60-64%	60-64%
IEC Wind Class	IB	IC	IC

Además, la turbina Haliade-X 13MW cuenta con un área de barrido de 38,000 m², palas de 107 metros de largo y solo una rotación genera suficiente electricidad para abastecer una casa en el Reino Unido durante dos días. Por otro lado, la implementación de un

aerogenerador Haliade-X 13 MW puede ahorrar la emisión de **52,00 toneladas de CO₂** lo cual contribuiría al Plan Descarbonización a Largo Plazo impuesto por la UE.[16]

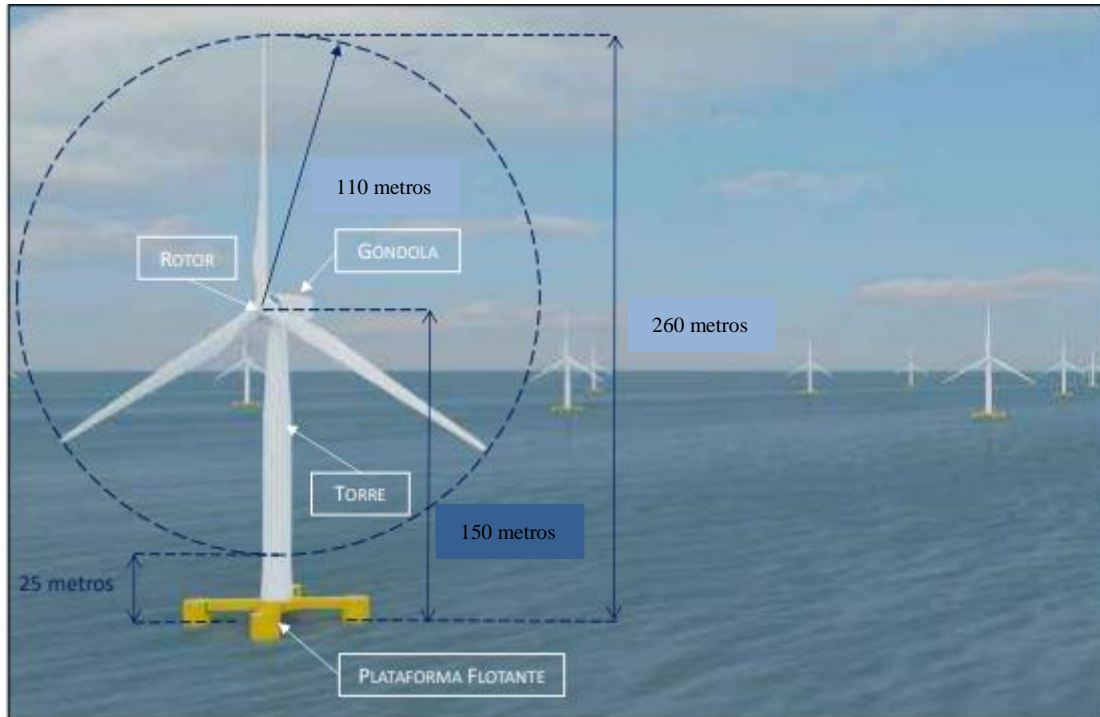


Ilustración 21.- Dimensiones de los aerogeneradores del parque marino. Fuente: SENER / Elaboración propia

3.1.4. DISTRIBUCIÓN PARQUE

El parque eólico offshore flotante objeto de este proyecto contará con 20 aerogeneradores de 13 MW de potencia unitaria proporcionando una capacidad de generación total de 260MW (24,27% del consumo eléctrico anual de la provincia de Almería). [21]

Se propone distribuir las turbinas alineadas en 5 filas de 4 aerogeneradores cada una en un área aproximada de 60 km². La distancia entre filas será de 2400 metros y entre aerogeneradores pertenecientes a una misma fila habrá 1200 metros de separación.

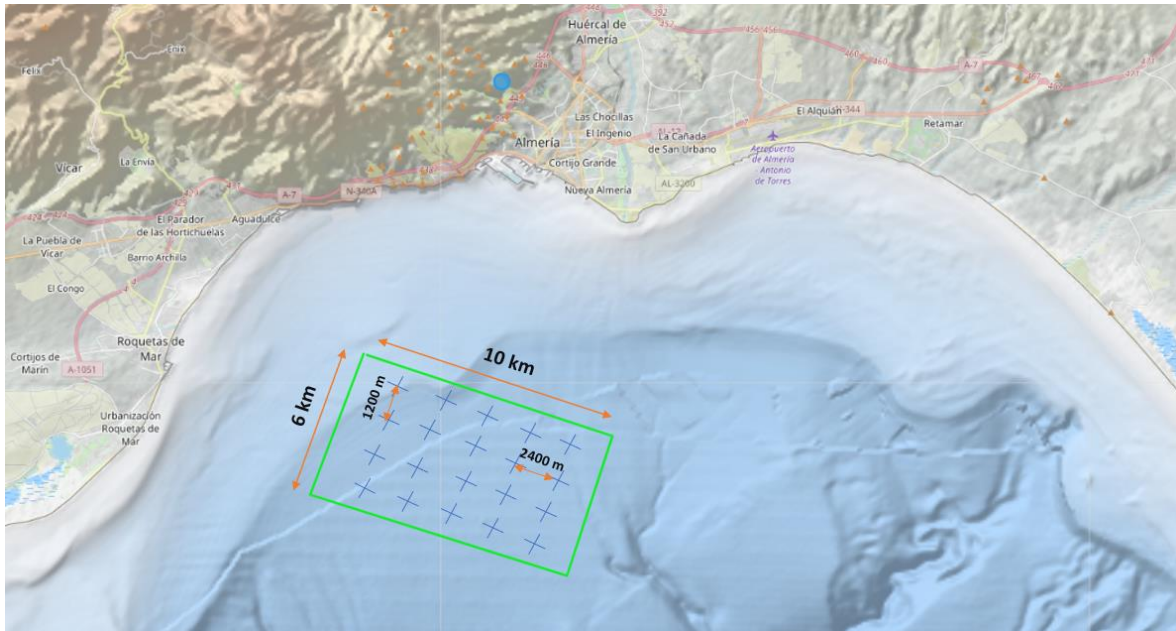


Ilustración 22.- Esquema de la distribución del parque. Fuente: Elaboración propia

3.2. ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE PLATAFORMAS SOPORTE

En esta sección no se pretende diseñar una nueva plataforma para el proyecto sino elegir una tipología entre las ya existentes. Para facilitar el análisis y a pesar de haber descrito en el Capítulo 1 cuatro tipologías de plataformas flotantes, se ha reducido el estudio comparativo a las tres que han demostrado tener mayor potencial en la práctica y con las que más se ha trabajado hasta ahora: TLP, Spar y Semi-Sub.

La manera de proceder con el estudio será primero con una descriptiva individual de cada plataforma y, a continuación, se hará una comparativa entre los tres modelos con el objetivo de elegir la que mejor se adapte al proyecto.

3.2.1. PLATAFORMA TLP

La plataforma TLP o “Tensioned Leg platform” es de alta flotabilidad y está formada por una columna central y brazos que, como su propio nombre indica, están unidos al lecho marino mediante cables tensionados unidos a anclas de succión.

En cuanto a sus ventajas, la plataforma TLP puede operar en un rango amplio de profundidades y se trata, además, de la tipología más estable, ya que por su concepción restringe los movimientos de arfada, el cabeceo y el balance. Esta restricción del movimiento influye positivamente en los cables de evacuación eléctrica los cuales estarán sometidos a un menor número de esfuerzos.

Su construcción es relativamente sencilla y, aunque cuente con un proceso de instalación algo complejo y costoso comparado con otras tipologías, las TLP permiten el montaje en tierra, en el astillero, lo que reduce el coste de instalación.[6]



Ilustración 23.- Tensioned Leg Platform.

Fuente: Iraeta energy equipment

3.2.2. PLATAFORMA SPAR

Es la plataforma más simple de todas, pero la más grande. Estas plataformas cilíndricas deben ser suficientemente altas para que puedan soportar y estabilizar la turbina, cuyo centro de gravedad es bastante alto. La plataforma Spar fue la elegida para el primer parque offshore flotante del mundo, Hywind Scotland Pilot Park.

La Spar tiene mejor comportamiento en arfada que otras plataformas al tener un gran calado. Sin embargo, se comporta peor en balance y cabeceo ya que por su diseño cilíndrico, se reduce el área de flotación.

La instalación y el mantenimiento de la plataforma Spar son los más críticos y complejos al tener que realizarse siempre en alta mar y ser una estructura de gran calado. [22]



*Ilustración 24.- Plataforma Spar.
Fuente: Iraeta energy equipment*

3.2.3. PLATAFORMA SEMI-SUMERGIBLE

Las plataformas Semi-sumergibles están compuestas por varias columnas que aportan estabilidad unidas mediante flotadores para proporcionar una mayor flotabilidad. Se emplearon por primera vez en el proyecto offshore Windfloat Atlantic en Portugal.

Pueden operar en un gran rango de profundidades y, gracias a su gran área de flotación, tiene una buena reacción ante el balance y el cabeceo. Presumen de la construcción más sencilla y el proceso de instalación más simple de las tres plataformas. Además, es posible el montaje en el astillero y para su mantenimiento cabe la posibilidad de poder ser reflotadas a dique con el aerogenerador instalado. [6]



Ilustración 25.- Plataforma Semi-sumergible. Fuente: Iraeta energy equipment

3.2.4. COMPARATIVA Y SELECCIÓN

A continuación, se muestra una tabla comparativa que recoge las principales características y atribuciones que debe tener una plataforma flotante diseñada para sostener un aerogenerador en alta mar. En primer lugar, se ha puntuado de 0 a 3 según cumplan con estos requisitos cada tipología siendo 0 lo peor y 3 lo mejor. Posteriormente, se ha atribuido a cada característica o requisito un número que corresponde con su factor de importancia entre 1 y 5. Finalmente, se ha multiplicado ese factor de importancia atribuido a cada sección por la puntuación dada a cada tipología en esta respectivamente. La suma total obtenida es el resultado de la comparativa y la selección de la plataforma para el proyecto dependerá de esta.

Tabla 4. Comparativa de las principales características y atribuciones de una plataforma flotante. Fuente: Elaboración propia

CRITERIOS	SEMI	TLP	SPAR	Factor de importancia	SEMI	TLP	SPAR
Profundidad	2	2	1	1	2	2	1
Anclaje	2	0	2	3	6	0	6
Estabilidad	2	3	2	3	6	9	6
Comportamiento en el mar	1	2	1	4	4	8	4
Construcción plataforma	2	2	1	4	8	8	4
Montaje del aerogenerador	3	3	1	5	15	15	5
Instalación	3	2	1	5	15	10	5
Evacuación eléctrica	1	3	1	1	1	3	1
COMPARATIVA TOTAL					57	55	32

La comparativa final sirve para determinar que la plataforma que se utilizará como referencia en la fase de diseño y estudio económico será una plataforma Semi-sumergible de cuatro columnas de unos 11 m de diámetro cada una.



Ilustración 26.- Plataforma seleccionada para el proyecto. Fuente: Nautilus Floating Solutions

La plataforma cuenta además con una placa de amortiguación y flotadores de unos 25 m, la mitad de ellos sumergidos, que proporciona mayor flotabilidad. La sujeción al lecho marino se lleva a cabo mediante un sistema de amarre de catenaria, el idóneo para este tipo de plataformas. La plataforma está fabricada de acero y tendrá un peso de entre 2.800 y 3.200 toneladas. [23]

3.3. SISTEMA DE CONEXIÓN Y TRANSPORTE ELÉCTRICO.

Finalmente, una vez seleccionados el aerogenerador, la plataforma y el sistema de fondeo empleados en el proyecto, se procede a pensar cómo se va a transportar la electricidad generada por el parque hasta la costa. La infraestructura eléctrica está compuesta tanto por infraestructura marítima como terrestre. Sus principales elementos son:

- **Generador.**

- **Cableado submarino.**
 - De interconexión entre aerogeneradores.
 - De evacuación de la energía a la costa.
- **Subestación transformadora offshore.** Encargada de elevar la tensión a la que genera el aerogenerador para minimizar pérdidas en el transporte.
- **Subestación transformadora terrestre.**
- **Cableado subterráneo o tendido eléctrico** desde la costa hasta el nudo o subestación más próxima.

3.3.1. CABLEADO SUBMARINO

La instalación del cableado submarino es un proceso tedioso y delicado. Los buques encargados de esta tarea cargan con el cableado enrollado desde el punto de conexión del aerogenerador hasta la costa. Hasta que el buque no llega a la costa, el cable permanece en la superficie gracias a unos flotadores que, una vez que la nave alcanza tierra, son retirados para que el cable vaya sumergiéndose poco a poco hasta asentarse en el lecho marino. [24]



Ilustración 27.- Buque de apoyo para la instalación del cableado submarino. Fuente: Nexans

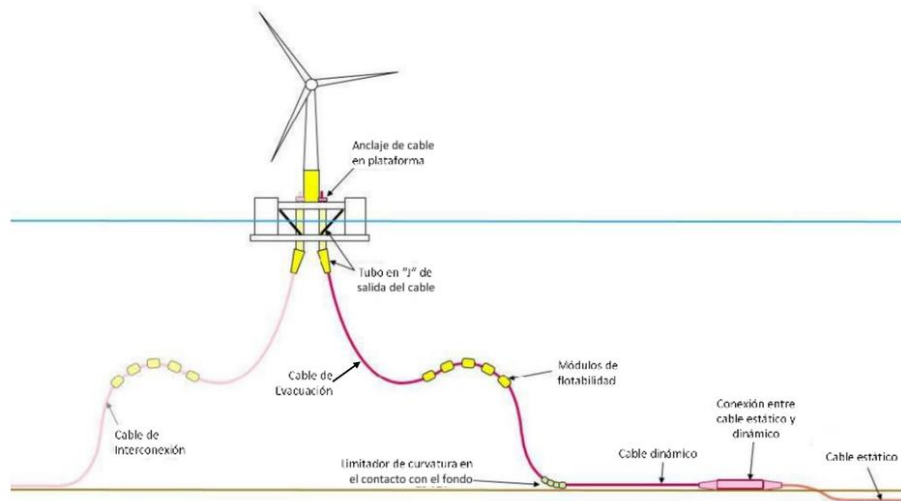


Ilustración 28.- Esquema de configuración de cables submarinos de un aerogenerador flotante. Fuente: Helenic Cables modificado por SENER.

El cableado submarino transporta la electricidad en alterna a 33kV-50Hz y se divide en:

3.3.1.1. *Cable de interconexión entre aerogeneradores*

Conectan los aerogeneradores de una misma fila para agrupar toda la energía generada y exportarla a través de una única salida.

3.3.1.2. *Cable de evacuación de energía.* Transportan la energía desde el parque offshore hasta la costa. El cable de evacuación suele estar situado en el aerogenerador más próximo a la costa de cada fila. De esa manera, recoge toda la energía generada por la fila transportada por el cable de interconexión y se reduce la longitud del cable. Teniendo en cuenta la distancia del parque hasta la costa (unos 10 km) y que esta difiere según la proximidad de cada fila a la costa, la longitud de los cables de conexión variará entre 12 y 20 km.

3.3.2. *SUBESTACIÓN OFFSHORE*

Es la encargada de reunir toda la energía producida por los aerogeneradores y elevarla a un nivel medio o alto de tensión con el objetivo de minimizar las pérdidas durante su transporte cuando existen grandes distancias hasta la costa. Dado que se sitúan en una

plataforma elevada sobre el nivel del mar, suelen ser muy costosas y de construcción compleja. [25]

Aunque podría prescindirse de ella, puesto que el emplazamiento no está demasiado alejado de la costa, se ha decidido contar con una subestación en alta mar que almacene y transforme la gran cantidad de energía generada por el parque. Asimismo, en el posterior estudio económico se incluirá la subestación offshore como parte de la inversión inicial para que, en el caso de que este proyecto llegase a desarrollarse, tener una idea del coste inicial en el escenario más desfavorable posible, uno que requiriese dos subestaciones elevadoras de tensión, una marina y otra terrestre.

El proceso de evacuación es sencillo. En primer lugar, la energía será evacuada del parque por el cableado submarino a 33kV. Una vez en la subestación offshore, estará lista para ser almacenada y transformada por un transformador 33/132kV. Posteriormente, la energía transformada viajará hasta la costa por medio de cableado submarino de 132kV.

3.3.3. SUBESTACIÓN TERRESTRE

Se precisará de una subestación terrestre que cuente con un transformador 132/220kV y que cuente con tantas entradas a 132 kV como líneas evacuadoras provengan de la planta offshore. La razón de que la salida sea a 220 kV y no a 400 kV es debido a que la línea de

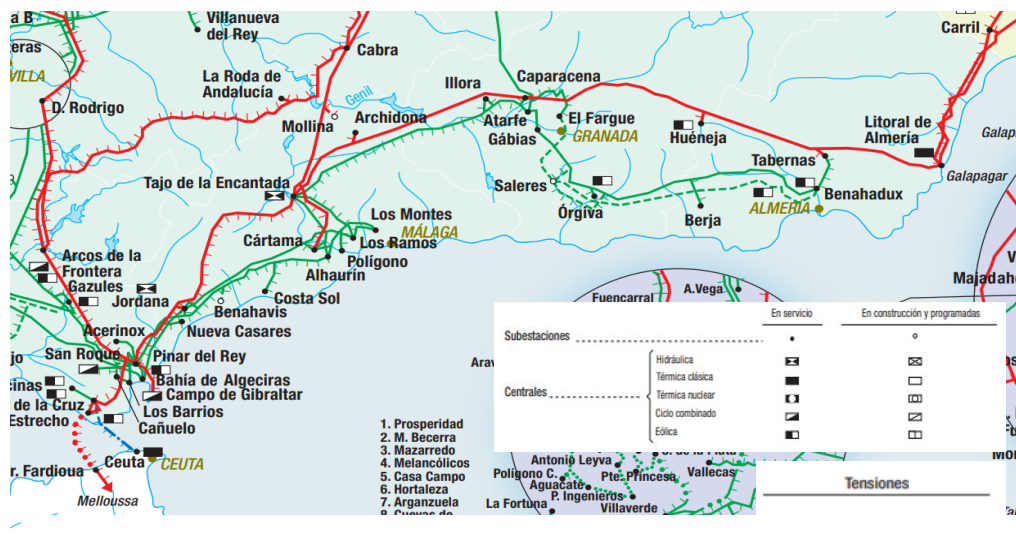


Ilustración 29.- Mapa de la red eléctrica de la zona de estudio. Fuente: REE

alta tensión de conexión a la red eléctrica más cercana es, como se observa en el mapa proporcionado por REE, de 220 kV.

Esta subestación se localizará en la costa próxima al lugar de llegada de las líneas de evacuación y su función es conectar las líneas de transporte marítimas y terrestres.

3.3.4. TRANSPORTE TERRESTRE DE LA ENERGÍA

Para el transporte de la energía desde la subestación terrestre del parque hasta la subestación de la red eléctrica más cercana es preciso contar con una vía que comunique ambas. Teniendo en cuenta que la subestación más cercana es la subestación de Benahadux que está a aproximadamente 15 km del puerto de Almería, se estudian dos opciones para el transporte terrestre de la energía:

- **Tendido aéreo.** Opción más económica y de mayor rendimiento. Requiere de un mantenimiento más sencillo que el cableado subterráneo y una obra civil menos compleja. Sin embargo, están expuestos a las condiciones meteorológicas como tormentas y temperaturas extremas que interfieren tanto en la época de obras como en su posterior funcionamiento. Algunos estudios también demuestran que el terreno en las inmediaciones del tendido aéreo se ve afectado por los campos magnéticos producidos por el mismo y, consecuentemente, puede que haya que restringir su uso.[26]
- **Conducción subterránea.** Mientras que el tendido aéreo cuenta con el propio aire como refrigerador del conductor, para el cableado subterráneo, el enfriamiento del material es un proceso más complejo. Al estar bajo tierra, el cableado requiere de una mayor protección y aislamiento que dificultan la evacuación del calor. Asimismo, el mantenimiento de la red de cableado es complejo y costoso. Como principal ventaja, este sistema de transporte de minimiza la contaminación visual y medioambiental puesto que no interfiere con las rutas de migración de las aves. [26]

Por los argumentos comentados previamente y por ser la ejecución de la obra civil de conducción subterránea bastante más compleja y tres veces más costosa, se ha decidido optar por un tendido aéreo como medio de transporte terrestre de la energía hasta la subestación de Benahadux.

CAPÍTULO 4. ESTUDIO ECONÓMICO

Para finalizar el análisis del proyecto, en este capítulo se procede a hacer un estudio económico para examinar la rentabilidad de la propuesta.

Se ha demostrado que la elección de la plataforma y de la turbina eólica en un parque offshore es uno de los factores más influyentes para minimizar los costes de inversión. Además, a diferencia de los parques onshore donde la mayoría de la inversión inicial recogida en el CAPEX va destinada a la turbina, en los parques offshore flotantes se da una mayor distribución de costes como se ve en el siguiente diagrama:

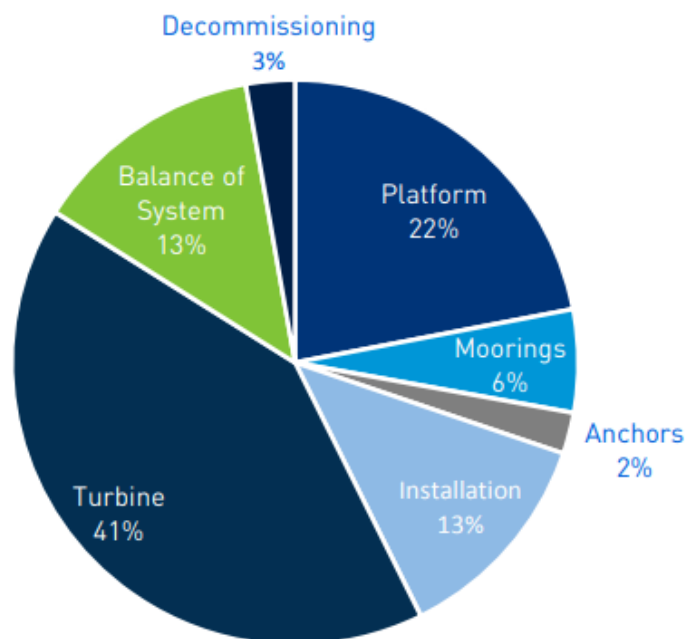


Ilustración 30.- Desglose del CAPEX para un parque eólico offshore flotante. Fuente: Carbon Trust 2015

Para determinar la viabilidad del proyecto es necesario calcular dos indicadores financieros: **el VAN (Valor Actual Neto) y el TIR (Tasa Interna de Retorno)** [27].

El VAN es determinado mediante los flujos de caja actualizados menos la inversión inicial. El proyecto será calificado como rentable si el VAN es positivo puesto que es sinónimo de ganancias y beneficios a la tasa de descuento 'k' elegida.

Ecuación 3. Fórmula para obtener el Valor Actual Neto

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

Donde:

- F_t : es el flujo de caja en el periodo t
- I_0 : es la inversión inicial
- k : es la tasa de descuento
- n : es el número periodos operativos

Por otro lado, el TIR es el indicador financiero que determina el porcentaje de beneficio o pérdida de la inversión. Se calcula de la siguiente manera:

Ecuación 4. Fórmula para obtener la tasa interna de retorno.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0$$

El criterio para determinar si un proyecto es económicamente viable según el TIR es el siguiente:

- **TIR > k**, proyecto viable.
- **TIR=k**, el proyecto podría llevarse a cabo si no hubiese alternativas con mayor prospección a futuro.
- **TIR < k**, el proyecto no puede llevarse a cabo.

Para calcular ambos indicadores financieros, es necesario contar con el valor de la inversión inicial a realizar y los flujos de caja de los 25 años de vida útil del proyecto. En los siguientes apartados, se procederá al cálculo de estos elementos.

4.1 INVERSIÓN INICIAL (TOTAL ECONOMICAL EXPENDITURE, CAPEX)

La inversión inicial es la cantidad inicial necesaria para llevar a cabo un proyecto. Esta cantidad cubre todos los costes iniciales incluyendo el estudio y desarrollo del proyecto, la mano de obra, la compra de propiedades, terrenos y maquinaria, y su correspondiente instalación y transporte.

En el caso del presente proyecto, los elementos comprendidos en la inversión inicial son los siguientes:

- Coste de los 20 aerogeneradores de 13MW (asumiendo un coste de 1,3 m€/MW).
- Coste de las 20 plataformas de tipo semi-sumergible.
- Coste de las 80 anclas de arrastre dispuestas al final del sistema de catenaria que hay en cada una de las cuatro columnas de cada plataforma.
- Coste del sistema de catenaria.
- Coste del cableado de interconexión submarina (15 km de longitud presupuestados, suficientes para abarcar la interconexión entre las 20 turbinas).
- Cableado de evacuación de energía desde la planta offshore hasta la costa (unos 15 km de longitud aproximadamente).
- Coste de la subestación offshore.
- Coste de la subestación onshore.
- Costes de instalación y transporte.
- Coste de personal y mano de obra.
- Coste de los estudios previos y concesiones administrativas requeridas.

Para la obtención del coste de los principales elementos que se componen el CAPEX se ha recurrido a proyectos que ya han sido construidos como Windfloat o Marsala Project (con una capacidad total de 250 MW, muy similar a la de este proyecto [28]), y otros estudios que se han llevado a cabo que conciernen el análisis económico de una planta offshore flotante como Carbon Trust en 2015. La Tabla 5 recoge los costes asumidos para este proyecto:

Tabla 5. Costes asumidos para los principales elementos del CAPEX. Fuente: Elaboración propia.

Elemento del CAPEX	Precio asumido	Unidad	Fuente
Aerogenerador	1,3	m€/MW	[29]
Plataforma	5,31	m€	[30]
Sistema de catenaria	590,5	m€	[30]
Anclaje	80000	€/unidad	[30]
Cableado submarino de interconexión	400	€/m	[28]
Cableado submarino de evacuación	600	€/MW	[28]
Subestación offshore	0,311	m€	[31]
Subestación onshore	0,12	m€	[31]

Estos precios son datos del año 2015 y, por tanto, no están actualizados. Para poder emplearlos en el estudio económico de este proyecto ha de considerarse la inflación acumulada desde el año 2015 hasta el presente 2022, mostrada en la Ilustración 31. En la Tabla 6 se hace una estimación de los nuevos costes a partir de datos reales de inflación a nivel mundial:

Tabla 6. Cálculo de costes aplicando la inflación acumulada desde 2015. Fuente: Elaboración propia

AÑO	INFLACIÓN [%]	AEROGENERADOR [m€/MW]	PLATAFORMA [m€]	ANCLAJE [€/unid.]	SISTEMA DE CATENARIA [m€]	CABLEADO DE INTERCONEXIÓN SUBMARINA [€/m]	CABLEADO DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA [€/MW]	SUBESTACIÓN OFFSHORE [m€]	SUBESTACIÓN ONSHORE [m€]
2015	2,71%	1,30 €	5,31 €	80.000,00 €	590,50 €	400,00 €	600,00 €	0,31 €	0,12 €
2016	2,69%	1,33 €	5,45 €	82.152,00 €	606,38 €	410,76 €	616,14 €	0,32 €	0,12 €
2017	3,23%	1,38 €	5,63 €	84.805,51 €	625,97 €	424,03 €	636,04 €	0,33 €	0,13 €
2018	3,59%	1,43 €	5,83 €	87.850,03 €	648,44 €	439,25 €	658,88 €	0,34 €	0,13 €
2019	3,47%	1,48 €	6,03 €	90.898,42 €	670,94 €	454,49 €	681,74 €	0,35 €	0,14 €
2020	3,18%	1,52 €	6,23 €	93.788,99 €	692,28 €	468,94 €	703,42 €	0,36 €	0,14 €
2021	4,70%	1,60 €	6,52 €	98.197,08 €	724,82 €	490,99 €	736,48 €	0,38 €	0,15 €
2022	7,40%	1,71 €	7,00 €	105.463,66 €	778,45 €	527,32 €	790,98 €	0,41 €	0,16 €
TOTAL CAPEX	-	445,58 €	140,00 €	8.437.092,76 €	778,45 €	7.909.774,46 €	205.654,14 €	0,41 €	0,16 €

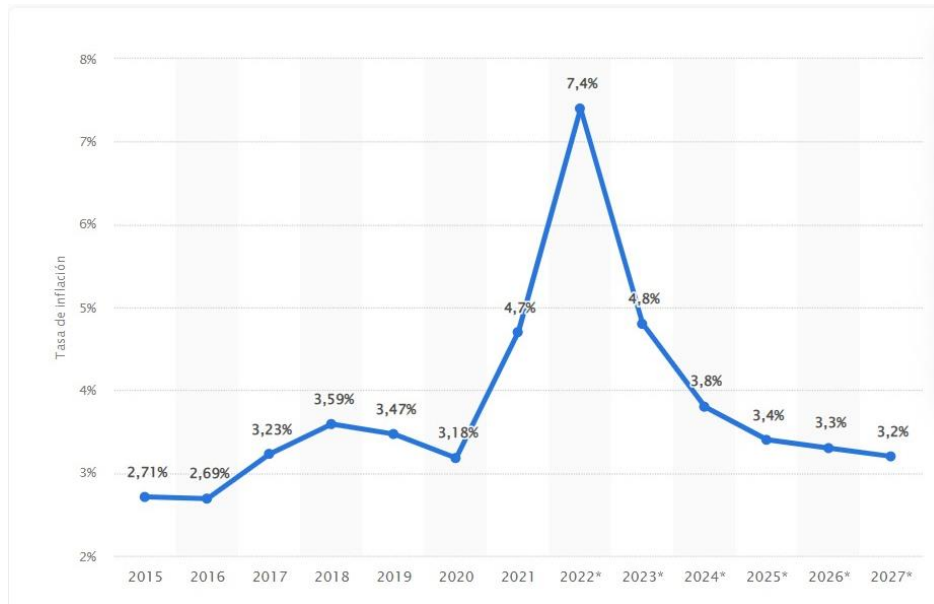


Ilustración 31.- Tasa de inflación a nivel mundial de 2015 a 2027. Fuente: Statista

Una vez calculados los costes del inmobiliario material, se procede a hacer un desglose completo del CAPEX incluyendo los costes a tener en cuenta previamente expuestos.

Tabla 7. Cálculo del CAPEX del proyecto. Fuente: Elaboración propia

	COSTE TOTAL (€)
AEROGENERADORES	445.583.961,40 €
PLATAFORMAS SEMI-SUMERGIBLES	140.003.007,99 €
ANCLAJE	8.437.092,76 €
SISTEMA DE CATENARIA	778.453.636,71 €
CABLEADO DE INTERCONEXIÓN SUBMARINA	7.909.774,46 €
CABLEADO DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA	205.654,14 €
SUBESTACIÓN OFFSHORE	409.989,98 €
SUBESTACIÓN ONSHORE	158.195,49 €
INSTALACIÓN Y TRANSPORTE	805.000,00 €
Buque grúa	531.000,00 €
Barcaza grúa costera	55.000,00 €
Buque autoelevable	196.000,00 €
Remolcador	17.000,00 €
Grúa móvil terrestre	6.000,00 €
DESARROLLO Y ESTUDIO DEL PROYECTO Y OBTENCIÓN DE PERMISOS NECESARIOS	2.500.000,00 €
MANO DE OBRA	1.700.000,00 €
INVERSIÓN INICIAL TOTAL	1.386.166.312,94 €

La inversión inicial es de **1.386.166.312,94 €**, una cifra muy elevada que se debe principalmente al coste de las piezas que componen el parque. Sin embargo, como se verá a continuación, el periodo de retorno de esta inversión es corto teniendo en cuenta los 25 años de vida útil y se obtiene un valor para el VAN muy alto, lo que hace la inversión económicamente atractiva.

4.2 CUENTA DE RESULTADOS

En esta sección se expone la cuenta de resultados del ejercicio (Tabla 10 y Tabla 11 Tabla 11 Tabla 11). Para realizar ese análisis es necesario tener en cuenta algunos aspectos como los que se recogen en la siguiente Tabla 8.

Tabla 8. Características generales del proyecto. Fuente: Elaboración propia

CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO	
Años en operación	25
Número de turbinas	20
Capacidad instalada	260 MW
Energía anual producida	1.300.509,60 MWh
Factor de capacidad	57,1%
Distancia al puerto	~10 km

La energía anual producida es el resultado del producto de la capacidad total instalada, el número de horas en un año y el factor de capacidad del parque. El factor de capacidad es el ratio entre el promedio de la energía generada anualmente y la energía si hubiese generado a plena carga durante todo el año. El valor asumido para el proyecto es el factor de capacidad real obtenido por el parque eólico offshore Hywind en 2020 [32].

A ese dato obtenido para la producción anual de energía, hay que aplicarle la disponibilidad real del parque. Se tienen en cuenta tanto los fallos en los aerogeneradores como los periodos de tiempo en los que la planta se encuentra en mantenimiento o las veces que la red se encuentra saturada. Se desglosa la disponibilidad pues en disponibilidad de turbinas y disponibilidad de red. Mientras que la segunda mantiene su valor constante

durante toda la vida útil del parque, se ha asumido que la disponibilidad de las turbinas decrece en 1% cada 10 años debido a su deterioro.

El resultado obtenido tras aplicar los criterios de disponibilidad a la producción anual es la energía neta en MWh. El producto entre esta y un porcentaje asumido del 3% de pérdidas por transporte es la energía que finalmente se inyectada en la red. El precio medio del mercado energético diario en España fue de 187,14 €/MWh en mayo de 2022 según datos oficiales del OMIE[33]. Para calcular el precio de venta de la energía en el periodo de vida útil de la planta se aplicará una inflación del 2% anual.

En cuanto a la Operación y Mantenimiento de la planta, se asume que el coste medio anual estará en torno a un 4% de la inversión inicial. Este presupuesto abarca acciones preventivas planificadas y acciones correctivas planificadas y no planificadas, y el salario de los operadores. Se cuenta, además, con que cada turbina ha de ser revisada anualmente y que prácticamente todas las operaciones de mantenimiento y reparación tendrán lugar en la planta en alta mar.

La hipótesis realizada respecto a los indicadores económicos de este trabajo se recoge en la siguiente Tabla 9:

Tabla 9. Valores asumidos para los principales indicadores económicos. Fuente: Elaboración propia

Valores asumidos: Indicadores económicos	
Disponibilidad de turbinas	99% (decrece un 1% cada 10 años)
Disponibilidad de red	99%
Porcentaje de pérdidas	3 %
Precio de venta de la energía	187,14 €/MWh
Inflación anual aplicada	2%
Operación y Mantenimiento	4% de la inversión inicial

Tabla 10. Cuenta de resultados del ejercicio (I). Fuente: Elaboración propia

AÑO	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Año operativo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Producción [Mwh]	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €
Disponibilidad [%]	98,01%	98,01%	98,01%	98,01%	98,01%	98,01%	98,01%	98,01%	98,01%	98,01%	97,02%	97,02%
Disponibilidad de Turbinas	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	98%	98%
Disponibilidad de Red	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
Energía Neta [Mwh]	1.274.629,46 €	1.274.629,46 €	1.274.629,46 €	1.274.629,46 €	1.274.629,46 €	1.274.629,46 €	1.274.629,46 €	1.274.629,46 €	1.274.629,46 €	1.274.629,46 €	1.261.754,41 €	1.261.754,41 €
Energía Inyectada a la Red [Mwh]	1.236.390,58 €	1.236.390,58 €	1.236.390,58 €	1.236.390,58 €	1.236.390,58 €	1.236.390,58 €	1.236.390,58 €	1.236.390,58 €	1.236.390,58 €	1.236.390,58 €	1.223.901,78 €	1.223.901,78 €
Precio Venta Energía [€/MWh]	187,14 €	190,88 €	194,70 €	198,59 €	202,57 €	206,62 €	210,75 €	214,97 €	219,26 €	223,65 €	228,12 €	232,69 €
Ingresos [€]	231.378.132,24 €	243.304.840,09 €	248.170.936,89 €	253.134.355,63 €	258.197.042,74 €	263.360.983,60 €	268.628.203,27 €	274.000.767,33 €	279.480.782,68 €	285.070.398,33 €	287.834.717,35 €	293.591.411,69 €
Capex [€]	- 1.386.166.312,94 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Operación y Mantenimiento [€]	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €
Personal e instalaciones portuarias [€]	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €
Flujo de Caja [€]	- 1.211.334.833,22 €	186.758.187,57 €	191.624.284,37 €	196.587.703,11 €	201.650.390,22 €	206.814.331,08 €	212.081.550,75 €	217.454.114,82 €	222.934.130,16 €	228.523.745,82 €	231.288.064,83 €	237.044.759,18 €
Flujo de Caja Acumulado [€]	- 1.211.334.833,22 €	- 1.024.576.645,65 €	- 832.952.361,27 €	- 636.364.658,16 €	- 434.714.267,94 €	- 227.899.936,86 €	- 15.818.386,11 €	201.635.728,71 €	424.569.858,87 €	653.093.604,68 €	884.381.669,51 €	1.121.426.428,69 €

Tabla 11. Cuenta de resultados del ejercicio (II). Fuente: Elaboración propia.

2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €	1.300.509,60 €
97,02%	97,02%	97,02%	97,02%	97,02%	97,02%	97,02%	97,02%	96,03%	96,03%	96,03%	96,03%	96,03%
98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	97%	97%	97%	97%	97%
99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
1.261.754,41 €	1.261.754,41 €	1.261.754,41 €	1.261.754,41 €	1.261.754,41 €	1.261.754,41 €	1.261.754,41 €	1.261.754,41 €	1.248.879,37 €	1.248.879,37 €	1.248.879,37 €	1.248.879,37 €	1.248.879,37 €
1.223.901,78 €	1.223.901,78 €	1.223.901,78 €	1.223.901,78 €	1.223.901,78 €	1.223.901,78 €	1.223.901,78 €	1.223.901,78 €	1.211.412,99 €	1.211.412,99 €	1.211.412,99 €	1.211.412,99 €	1.211.412,99 €
237,34 €	242,09 €	246,93 €	251,87 €	256,90 €	262,04 €	267,28 €	272,63 €	278,08 €	283,64 €	289,31 €	295,10 €	301,00 €
299.463.239,93 €	305.452.504,73 €	311.561.554,82 €	317.792.785,92 €	324.148.641,64 €	330.631.614,47 €	337.244.246,76 €	343.989.131,69 €	347.288.619,28 €	354.234.391,67 €	361.319.079,50 €	368.545.461,09 €	375.916.370,31 €
- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €	- 55.446.652,52 €
- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €	- 1.100.000,00 €
242.916.587,41 €	248.905.852,21 €	255.014.902,30 €	261.246.133,40 €	267.601.989,12 €	274.084.961,95 €	280.697.594,24 €	287.442.479,18 €	290.741.966,77 €	297.687.739,15 €	304.772.426,98 €	311.998.808,57 €	319.369.717,80 €
1.364.343.016,10 €	1.613.248.868,31 €	1.868.263.770,61 €	2.129.509.904,01 €	2.397.111.893,13 €	2.671.196.855,08 €	2.951.894.449,32 €	3.239.336.928,50 €	3.530.078.895,27 €	3.827.766.634,42 €	4.132.539.061,40 €	4.444.537.869,98 €	4.763.907.587,77 €

4.3 CÁLCULO DE LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO. CÁLCULO DEL VAN Y EL TIR

El siguiente desglose del flujo de caja es el resultado final de la cuenta de resultados del ejercicio. A partir de él, se calcularán el VAN y el TIR, los indicadores financieros que miden la viabilidad económica del proyecto.

Tabla 12. Flujos de caja del ejercicio. Fuente: Elaboración propia.

AÑO	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
2023	- 1.211.334.833,22 €	- 1.211.334.833,22 €
2024	186.758.187,57 €	1.024.576.645,65 €
2025	191.624.284,37 €	832.952.361,27 €
2026	196.587.703,11 €	636.364.658,16 €
2027	201.650.390,22 €	434.714.267,94 €
2028	206.814.331,08 €	227.899.936,86 €
2029	212.081.550,75 €	15.818.386,11 €
2030	217.454.114,82 €	201.635.728,71 €
2031	222.934.130,16 €	424.569.858,87 €
2032	228.523.745,82 €	653.093.604,68 €
2033	231.288.064,83 €	884.381.669,51 €
2034	237.044.759,18 €	1.121.426.428,69 €
2035	242.916.587,41 €	1.364.343.016,10 €
2036	248.905.852,21 €	1.613.248.868,31 €
2037	255.014.902,30 €	1.868.263.770,61 €
2038	261.246.133,40 €	2.129.509.904,01 €
2039	267.601.989,12 €	2.397.111.893,13 €
2040	274.084.961,95 €	2.671.196.855,08 €
2041	280.697.594,24 €	2.951.894.449,32 €
2042	287.442.479,18 €	3.239.336.928,50 €
2043	290.741.966,77 €	3.530.078.895,27 €
2044	297.687.739,15 €	3.827.766.634,42 €
2045	304.772.426,98 €	4.132.539.061,40 €
2046	311.998.808,57 €	4.444.537.869,98 €
2047	319.369.717,80 €	4.763.907.587,77 €

El valor de la tasa de descuento, necesario para calcular el VAN y evaluar el TIR, se ha establecido en un 5%. Este valor es el promedio entre el 3 y el 7.5%, datos proporcionados por GE Renewables como valores frecuentes para esta tasa. En la Tabla 13 se recogen los resultados finales de los indicadores a calcular.

Tabla 13. Valores obtenidos para el VAN y el TIR del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

VAN	2.045.195.716,86 €
TIR	17,29%

Interpretación de los resultados:

- El **VAN es positivo**, indicando que la inversión es rentable y se esperan ganancias.
- El **TIR supera el valor establecido para la tasa de descuento (5%)** lo que indica viabilidad económica del proyecto y se recomienda la inversión.
- El **Payback**, indicador del tiempo necesario para recuperar la inversión inicial, tiene lugar en el año 8 como se observa en la Tabla 12. Contando con que el proyecto tiene una vida útil de 25 años, también se trata de un indicador positivo para seguir adelante con el proyecto.

CAPÍTULO 5. INNOVACIÓN Y DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA

5.1 *HIDRÓGENO VERDE*

El hidrógeno es un combustible versátil que podría ser la solución para alcanzar los objetivos de descarbonización. La reacción de combustión de la molécula de hidrógeno es un proceso químico en el cual solo se produce vapor de agua y queda exento de emisiones de CO₂. Se trata, además, de una fuente inagotable puesto que se puede encontrar hidrógeno en la naturaleza e incluso en el espacio. Sin embargo, no se encuentra de forma aislada y, para que el hidrógeno pueda tratarse como una fuente de energía, el átomo debe de haber sido previamente separada del otro elemento al que esté asociado. El proceso de separación más eficiente es el conocido como **electrólisis del agua (H₂O)**. Para que se produzca la división de los átomos de hidrógeno y oxígeno, es necesaria una corriente eléctrica.

Ahora bien, para que el hidrógeno sea considerado un combustible limpio, ha de obtenerse a través de energía de origen renovable. Este es el conocido como “hidrógeno verde” y requiere que la corriente de energía utilizada para el proceso de electrólisis sea clasificada como energía limpia.

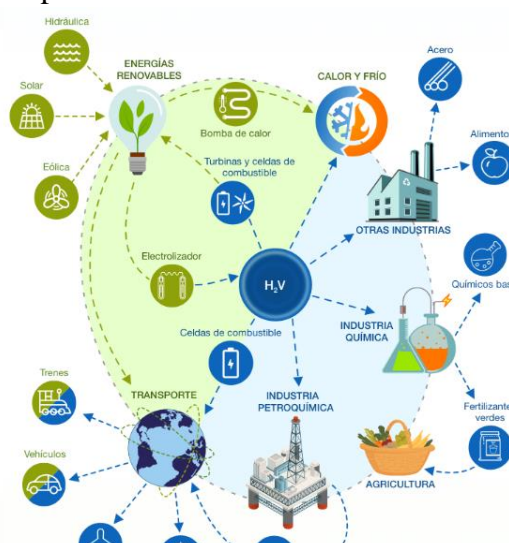


Ilustración 45.- Aplicaciones del hidrógeno verde. Fuente: Siemens modificado por Iberdrola

En este capítulo se pretende proponer una solución para aprovechar el exceso de energía eólica producida por la planta diseñada en este proyecto. De esta manera, el proyecto aumentaría su eficiencia y rentabilidad a la vez que incrementaría la producción de energía y combustible limpio. Como se indica en el título de esta sección, esta es una idea innovadora que aún es muy costosa y está en fase de desarrollo. No ha sido incluida en el diseño final del parque ni en el estudio económico, pero, a continuación, se procederá a describir un escenario hipotético en el que el proyecto en cuestión incluiría un electrolizador en cada plataforma flotante.

5.2 EL ELECTROLIZADOR

El electrolizador es el dispositivo compuesto por una serie de electrodos conductores dispuestos unos encima de otros donde tiene lugar la electrólisis. La molécula de agua está formada por dos átomos de hidrógeno y uno de oxígeno unidos por enlaces muy fuertes y estables. Para romper esos enlaces, es necesario aplicar a los electrodos un voltaje y una intensidad suficientemente alta como para generar una corriente eléctrica capaz de separar la molécula de agua. Por un lado, los átomos de oxígeno son devueltos a la atmósfera o reservados para otros usos. Mientras tanto, los átomos de hidrógeno son conservados en forma de gas comprimido o se transforman a su estado líquido para su uso en pilas de combustible. [34]

Actualmente existen los siguientes tipos de electrolizadores:

- **Electrolizador alcalino.** Este electrolizador es el más simple y económico. Compuesto por un cátodo, un ánodo y una membrana, utiliza electrolitos líquidos alcalinos como el KOH, el NaOH o el agua donde se sumergen dos electrodos.

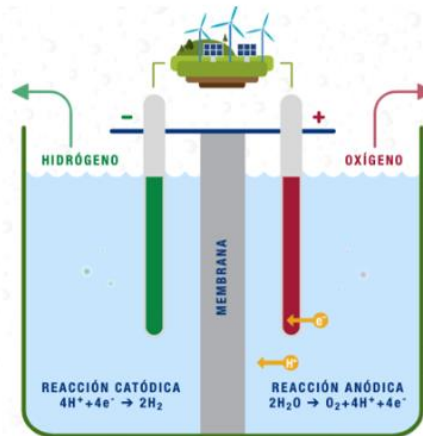


Ilustración 46.- Electrólisis alcalina convencional. Fuente: Departamento de Energía de EE.UU. y Wood Mackenzie

- **Electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM).** Es el electrolizador más usado puesto que generan hidrógeno de muy buena calidad. Utilizan un electrolito polimérico sólido y, cuando se produce la división entre los átomos de hidrógeno y oxígeno, los H^+ son los que cruzan a través de la membrana separadora y dando lugar a la molécula de H_2 en el lado de los cátodos.

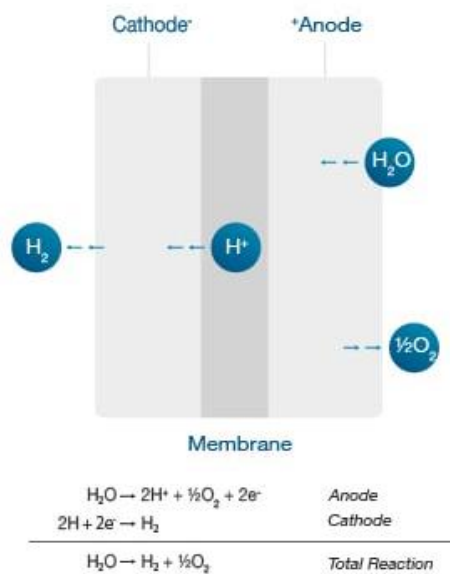


Ilustración 47.- Electrólisis tipo PEM. Fuente: Cummins

- **Electrolizador de óxido de sólido (SOEC).** Se trata de un sistema sólido, que aún no se comercializa, que trabaja a temperaturas muy elevadas y cuya eficiencia energética ronda el 100%. Sin embargo, las condiciones de funcionamiento extremas juegan en contra de la durabilidad de los componentes y de la utilización de energías de origen renovable.

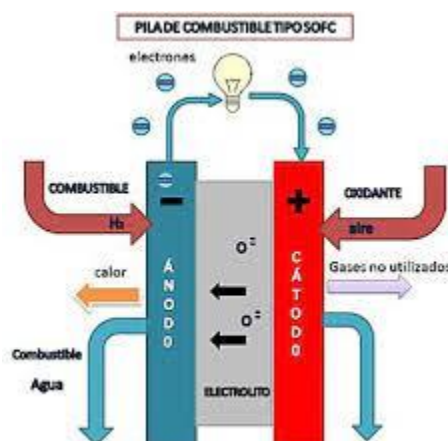


Ilustración 48.- Electrólisis tipo SOEC.

5.3 *HIDRÓGENO VERDE A PARTIR DE ENERGÍA EÓLICA MARINA*

La producción de hidrógeno verde tiene aún un coste muy elevado puesto que sigue en fase de desarrollo. Sin embargo, a medida que el sector vaya desarrollándose y la producción de hidrógeno a partir de energía limpia se vaya imponiendo, se convertirá en un sector competitivo que se impondrá en el mercado. Un informe de la consultora BloombergNEF, identifica que el precio del hidrógeno verde fluctúa entre \$2,5 y \$4,5 mientras que el hidrógeno obtenido a partir de combustibles contaminantes se sitúa en \$0,6. Para que este combustible puede llegar a ser competitivo, es necesario que se abaraten los costes de las renovables y se invierta en esta tecnología.

Según los datos anuales proporcionados por Global Wind Energy Council (GWEC), “2019 fue el segundo mejor año de la historia de la eólica marina” solo por detrás del año 2015. Se instalaron más de 60 000 MW de potencia eólica y en lugares como el Norte de Europa, la energía eólica presumía de un potencial suficiente que lograron reducir los costes de generación[35]. Con la energía eólica marina en auge y el hidrógeno como solución prometedora para la descarbonización, la combinación de ambas surge casi de forma natural.

A pesar de que existen otras opciones exploradas, el concepto de generación de hidrógeno verde a gran escala desarrollado por ERM Dolphyn (Ilustración , es el que se implementaría en el proyecto. Las plataformas semisurgibles que estabilizan las turbinas de 13 MW contarían, además, con los dispositivos necesarios para la obtención de hidrógeno a partir del agua de mar. En concreto, se precisaría de: un tanque de agua donde se almacenaría el agua que proviene del mar; una desaladora para eliminar la sal de la molécula de agua; el electrolizador encargado de llevar a cabo el proceso de electrólisis a través del cual se separan los átomos de hidrógeno y oxígeno; un tanque de almacenamiento de H₂; y, finalmente, un tanque dónde se almacenarían otros químicos necesarios para el proceso. La corriente eléctrica necesaria en la electrólisis será el exceso de energía eólica generada por los aerogeneradores del parque offshore.

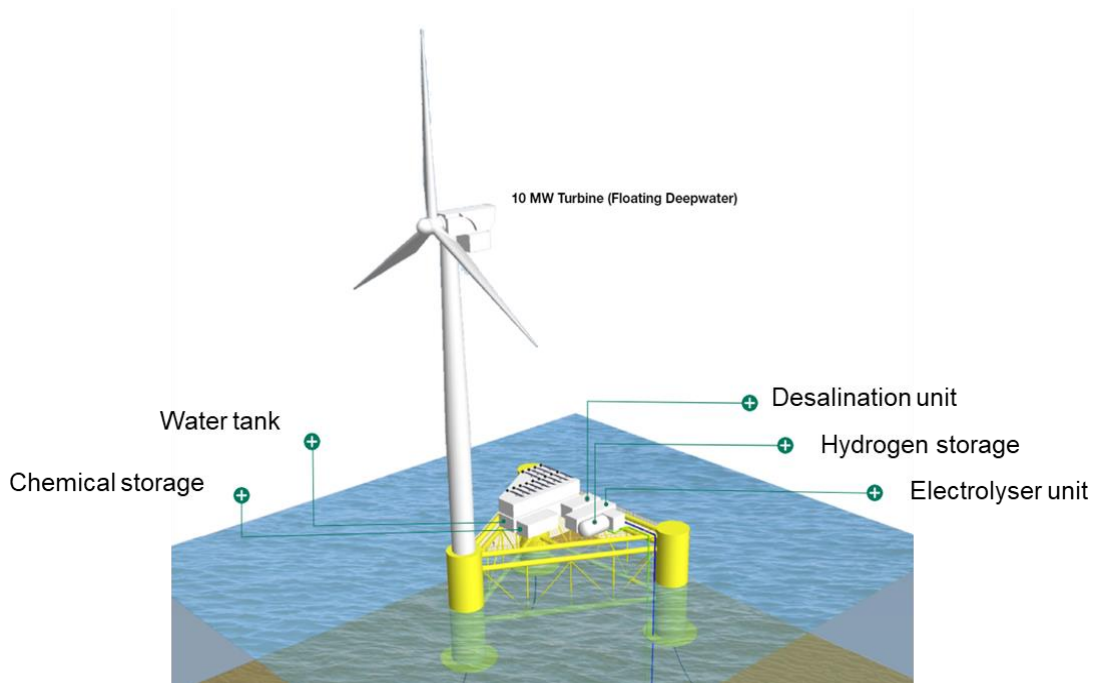


Ilustración 49. Generación de hidrógeno verde a partir de agua de mar en una plataforma flotante. Fuente: ERM Dolphyn

ERM Dolphyn estima que la generación de hidrógeno a través de esta tecnología podría **reemplazar el 50% del gas para el año 2065**. [36]

Existen otros métodos de obtención de hidrógeno a partir de eólica marina que no contemplan tener el electrolizador en la plataforma y numerosos proyectos alrededor del mundo que continúan investigando esta tecnología. GWEC recoge en la siguiente tabla alguno de los proyectos más innovadores junto una breve descripción de estos:

Tabla 14. Proyectos de obtención de hidrógeno verde a partir de eólica marina. Fuente: GWEC

Project and Size	Location	Year	Status
Crystal Brook Energy Park, Australia (50-MWe)	South Australia	2021	El proyecto 50 MW Hydrogen Superhub sería la mayor instalación de producción de hidrógeno eólico-solar-baterías del mundo
Dolphyn (10MW)	The UK	2023	Aerogenerador sobre plataforma flotante con electrolizador integrado
HYPOR® Oostende	Ostend, Belgium	2025	Planta de electrólisis de 50 MW en el Puerto de Ostende, vinculada a un complejo eólico que a finales de 2020 ya tendrá 2.260 MW de potencia operativa
Hyoffwind (25MW)	Zeebrugge, Belgium	2023	El consorcio que impulsa este proyecto prevé alcanzar una decisión final de inversión tras el verano de 2020 que permita emprender las obras a mediados de 2021
North2	Eemshaven, The Netherlands	2027	Proyecto de megaparque eólico marino, de hasta 10.000 MW, para producir hidrógeno verde a escala industrial
Gigastack(5MW)	The UK	2022	Proyecto conectado al parque eólico marino Hornsea2, apoyado por BEIS
Hydrogen Utility (15MW)	Port Lincoln, South Australia	Early 2020	H2U está desarrollando todo un complejo de hidrógeno: electrolizadores (más de 30 MW) que van a funcionar solo con energía eólica y solar; y una central de 16 MW que va a operar solo con hidrógeno, entre otras iniciativas
PosHYdon	Netherlands	2021	Primer proyecto piloto de parque eólico marino productor de hidrógeno verde combinado con un gasoducto preexistente en el Mar del Norte
REFHYNE (10MW)	Wesseling, Germany	2020	Proyecto piloto de 30 MW (parte de un proyecto mayor, de 700 MW) que está previsto comience a funcionar en 2025
H2Future (6MW)	Linz, Austria	November 2019	Electrolizador PEM de 6 MW en la fábrica de acero Voestalpine Linz, en Austria

5.4 OTRAS INNOVACIONES EN EL MERCADO DE LA EÓLICA OFFSHORE FLOTANTE

Como se ha mencionado en capítulos anteriores, actualmente las potencias energéticas están apostando por invertir en investigación y desarrollo de nuevas turbinas de mayor potencia y diámetro de rotor. Cuanto mayor sea la implementación de esta tecnología, menores serán los costes de producción de energía e instalación de infraestructuras. Se están haciendo grandes avances en el sector prácticamente a diario, pero, el principal objetivo de estos es la mejora de los aerogeneradores y plataformas ya existentes para obtener un mejor rendimiento de los parques offshore.

Se podría decir, pues, que este sector es innovación en sí y que aún sigue en fase de desarrollo, pero, cuenta con un futuro realmente prometedor y se proyecta como una de las principales potencias energéticas de la próxima década.

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES

Tras un estudio de la situación energética a nivel global, un análisis de la situación actual del mercado de la eólica offshore y el diseño de un proyecto que recoge las principales innovaciones del campo, se confirma que la construcción de un parque eólico offshore flotante en la costa española vendría acompañada de numerosas ventajas.

En primer lugar, se trata de un proyecto que favorece a la eficiencia energética y el despliegue de las energías renovables en nuestro país. Asimismo, cuanto mayor sea la capacidad de generación de energía renovable de España, menor será su subordinación hacia otros países que dispongan del monopolio de los que aún son los principales recursos energéticos. Es decir, este proyecto contribuye al proceso de reducción de la dependencia energética del petróleo y el gas, una ventaja que ha dejado de ser un beneficio para convertirse en una necesidad urgente e inmediata debido a los conflictos globales que están teniendo lugar actualmente.

A menor escala, la construcción del parque en la costa almeriense, frente al puerto de la capital, supondría la creación de unos 3.500 puestos locales directos y 3.500 indirectos durante la instalación del parque y la generación de empleo durante los 25 años de vida del proyecto para su operación y mantenimiento. Se trata, además, de contribuir con el objetivo de transición energética en Andalucía.

Por otro lado, la viabilidad del proyecto se ha estudiado con respecto a dos ámbitos: medioambiental y económico. Medioambientalmente hablando, el emplazamiento seleccionado no interfiere con ninguno de los espacios protegidos por Red Natura 2000 como fue comprobado en el Capítulo 2 y minimiza el impacto visual y acústico.

A la hora de realizar el estudio económico, es donde se han encontrado el mayor número de dificultades. Los presupuestos de muchos de los componentes del parque no se encuentran con facilidad y, para poder hacer un análisis lo más preciso posible, se han tenido que estimar los datos encontrados siguiendo una serie de parámetros económicos, cabiendo la posibilidad de haber influido en la fiabilidad del resultado final. Del mismo modo, nos

encontramos ante una inversión inicial de gran magnitud que, una vez más, puede estar influida por la credibilidad de las estimaciones hechas para los presupuestos de las piezas a partir de los de datos encontrados, que solía variar según la fuente consultada. Una vez adaptado los costes de la manera más lógica y exacta posible dentro del alcance del autor, se comprueba también que se trata de un proyecto rentable. Según el estudio económico realizado, la amortización de la inversión inicial tendría lugar en el octavo año operativo del proyecto y, teniendo en cuenta que se trata de una planta offshore con una vida útil de 25 años, se califica como económicamente viable y se minimiza el riesgo de inversión. El alto valor del VAN obtenido corrobora esta hipótesis y asegura la obtención de beneficios.

El objetivo del proyecto logra unificar los pasos a seguir acordados en el Acuerdo de París de 2015, conseguir que las emisiones netas de carbono sean iguales a las absorbidas naturalmente por el planeta a través de la transición energética y contribuir con el proceso de descarbonización logrando reducir en 52,000 toneladas las emisiones de CO₂ por cada aerogenerador del modelo seleccionado para el proyecto instalado. En definitiva, promover la innovación y el progreso tecnológico de la industria tecnológica es la clave para el desarrollo sostenible.

CAPÍTULO 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] “New Energy Outlook 2021 | BloombergNEF | Bloomberg Finance LP.”
<https://about.bnef.com/new-energy-outlook/> (accessed Jul. 17, 2022).
- [2] “Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar.”
<https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/default.aspx> (accessed Jul. 17, 2022).
- [3] J. Virgilio Márquez, “72 Cuadernos de Energía Evolución y perspectivas de la eólica offshore en España”.
- [4] “GREENALIA AVANZA EN EL DESARROLLO DE GOFIO, EL PRIMER PARQUE EÓLICO MARINO FLOTANTE DE ESPAÑA, TRAS OBTENER EL PERMISO AERONÁUTICO POR PARTE DE AESA – Greenalia.”
<https://www.greenalia.es/greenalia-avanza-en-la-tramitacion-de-gofio-primer-parque-eolico-marino-flotante-de-espana/> (accessed Jul. 17, 2022).
- [5] “Home - PivotBuoy.” <https://pivotbuoy.eu/> (accessed Jul. 17, 2022).
- [6] “Eólica marina flotante ¿qué es y cómo funciona? - Iberdrola.”
<https://www.iberdrola.com/innovacion/eolica-marina-flotante> (accessed Jul. 17, 2022).
- [7] “Portada - Desarrollo Sostenible.” <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/> (accessed Jul. 17, 2022).
- [8] “Atlas Eólico | Idae.” <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/eolica/atlas-eolico> (accessed Jul. 17, 2022).
- [9] “Mapa Eólico Ibérico.”
<https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitude=42.81953;longitude=-1.63290;altura=50;dato=micro> (accessed Jul. 17, 2022).

- [10] A. García and O. Lecave, “Análisis del recurso. Atlas eólico de España estudio técnico.” Accessed: Jul. 17, 2022. [Online]. Available: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e4_atlas_eolico_A_9b90ff10.pdf
- [11] “La Red Natura 2000 en España.” https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/red-natura-2000/rn_espana.aspx (accessed Jul. 17, 2022).
- [12] wwwreees, “Capacidad máxima admisible para generación renovable en los nudos de la red de transporte y red de distribución subyacente en Andalucía”, Accessed: Jul. 17, 2022. [Online]. Available: <https://www.ree.es/es/actividades/acceso-conexion-y-puesta-en-servicio/capacidad-de-conexion-horizonte-2020>
- [13] “¿Cuáles son las partes de un aerogenerador? | Blog EnergyGO.” <https://blog.energygo.es/partes-de-un-aerogenerador/> (accessed Jul. 18, 2022).
- [14] “Qué es la energía eólica marina - Iberdrola - Iberdrola.” <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/como-funciona-la-energia-eolica-marina> (accessed Jul. 18, 2022).
- [15] “Aerogenerador offshore SG 14-222 DD I Siemens Gamesa.” <https://www.siemensgamesa.com/es-es/products-and-services/offshore/wind-turbine-sg-14-222-dd> (accessed Jul. 18, 2022).
- [16] “GE Renewable Energy launches the uprated Haliade-X 13 MW wind turbine for the UK’s Dogger Bank Wind Farm | GE News.” <https://www.ge.com/news/press-releases/ge-renewable-energy-launches-uprated-haliade-x-13-mw-wind-turbine-uk-dogger-bank> (accessed Jul. 18, 2022).
- [17] “V236-15.0 MW™.” <https://www.vestas.com/en/products/offshore/V236-15MW/V236-15MW> (accessed Jul. 18, 2022).

- [18] “Goldwind Launches 12 MW Offshore Wind Turbine, Targets Chinese Market for Now | Offshore Wind.” <https://www.offshorewind.biz/2021/11/02/goldwind-launches-12-mw-offshore-wind-turbine-targets-chinese-market-for-now/> (accessed Jul. 18, 2022).
- [19] “MingYang Launches 16 MW Offshore Wind Turbine | Offshore Wind.” <https://www.offshorewind.biz/2021/08/20/mingyang-launches-16-mw-offshore-wind-turbine/> (accessed Jul. 18, 2022).
- [20] “Haliade-X, la turbina eólica más grande del mundo, ya tiene el récord de producción tras generar 262 MWh en un solo día- El Periódico de la Energía.” <https://elperiodicodelaenergia.com/haliade-x-la-turbina-eolica-mas-grande-del-mundo-ya-tiene-el-record-de-produccion-tras-generar-262-mwh-en-un-solo-dia/> (accessed Jul. 18, 2022).
- [21] “Parque Eólico Marino Mar de Ágata.” <https://mardeagata.es/> (accessed Jul. 18, 2022).
- [22] M. C. Ferreira, B. A. Castillo, and B. C. Lorenzo, “Soluciones flotantes para aerogeneradores: Plataforma Spar”.
- [23] “PROYECTO ‘PARQUE EÓLICO MARINO FLOTANTE TRAMUNTANA, CATALUÑA’ Documento Inicial de Proyecto”.
- [24] “Cables para los aerogeneradores marinos en wire 2018.” <https://www.messedusseldorf.es/cables-para-las-turbinas-eolicas-en-el-mar-aire-wire-2018/> (accessed Jul. 18, 2022).
- [25] “Servicios para subestaciones offshore.” <https://www.deutsche-windtechnik.com/subestacion-offshore> (accessed Jul. 18, 2022).

- [26] “Líneas eléctricas aéreas y subterráneas | Blog de Matyse.”
<https://www.matyse.es/lineas-electricas-diferencias-entre-las-aereas-y-las-subterranas/> (accessed Jul. 18, 2022).
- [27] “Tasa interna de retorno (TIR) | 2022 | Economipedia.”
<https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html> (accessed Jul. 18, 2022).
- [28] “Marsala 1 Floating Wind Farm - Concept/Early Planning - Italy | 4C Offshore.”
<https://www.4coffshore.com/windfarms/italy/marsala-1--italy-it95.html> (accessed Jul. 18, 2022).
- [29] G. Benveniste *et al.*, “Disclaimer Document information USTUTT TECNALIA TECNALIA TECNALIA,” 2016.
- [30] R. James and M. C. Ros, “Floating Offshore Wind: Market and Technology Review Important notice and disclaimer”.
- [31] B. Johnston, A. Foley, J. Doran, and T. Littler, “Levelised cost of energy, A challenge for offshore wind,” *Renewable Energy*, vol. 160, pp. 876–885, Nov. 2020, doi: 10.1016/J.RENENE.2020.06.030.
- [32] “Hywind Scotland remains the UK’s best performing offshore wind farm - equinor.com.” <https://www.equinor.com/news/archive/20210323-hywind-scotland-uk-best-performing-offshore-wind-farm> (accessed Jul. 18, 2022).
- [33] “Publicaciones | OMIE.” <https://www.omie.es/es/publicaciones> (accessed Jul. 18, 2022).
- [34] “Conoce los tipos de electrolizadores que existen actualmente.”
<https://ideagreen.es/hidrogeno-verde/tipos-de-electrolizadores/> (accessed Jul. 18, 2022).

- [35] “Eólica - 2019, el segundo mejor año en toda la historia de la eólica - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.” <https://www.energias-renovables.com/eolica/2019-el-segundo-mejor-ano-de-la-20200325> (accessed Jul. 18, 2022).
- [36] “ERM Dolphyn.” <https://ermdolphyn.erm.com/p/1> (accessed Jul. 18, 2022).