



# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Estudio de la viabilidad de un parque eólico marino el  
litoral de Cataluña

Autor: Alejandro Nubla García

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
Estudio de la viabilidad de un parque eólico marino en las costas españolas en la ETS de  
Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2023/24 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.: Alejandro Nubla García      Fecha: 29/08/2024

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso      Fecha: 29/08/2024



# **Agradecimientos**

A mis familiares y gente cercana, por el apoyo emocional que siempre me han dado.

A Consolación, por la ayuda y el seguimiento que ha hecho del proyecto en todo momento.

A Vortex, por proporcionarme unos datos de viento para poder hacer el proyecto.



# **ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO MARINO EN LA COSTA DEL LITORAL DE CATALUÑA**

**Autor: Nubla García, Alejandro**

Director: Alonso Alonso, Consolación.

## **RESUMEN DEL PROYECTO**

El proyecto consiste en estudiar la viabilidad de una instalación eólica marina en las costas de España y lo forman varias partes, la primera es un estudio de la implantación que incluye un estudio del viento y de la energía generada, luego cuenta con un diseño de la instalación y de todo lo necesaria para que esta pueda funcionar y por último un estudio de la viabilidad económica del proyecto.

### **1. Introducción**

España es pionera y apuesta mucho por la energía eólica siendo esta casi un 25 % de la generación total que se tiene en el país, sin embargo, no tiene energía eólica marina, mientras que otros países de Europa le están sacando mucho partido a esta fuente de generación. Esto tiene una razón de ser y es porque España necesita que el parque eólico sea flotante, por las altas profundidades que podemos encontrar en los mares de las costas de España, una tecnología que todavía está en desarrollo, pero empiezan a aparecer los primeros proyectos en funcionamiento y ya se encuentran muchos en fases previas.

### **2. Estudio del viento y energía generada**

Para este apartado se ha escogido primero una ubicación, en el litoral de Cataluña, habilitada para la construcción de un proyecto de estas características. Cuenta con un viento de velocidad media 8,11 m/s a una distancia de unos 20 km de la costa. En esta zona se van a instalar 34 aerogeneradores y se han estudiado 3 tecnologías para finalmente escoger la óptima. Se escogen unos aerogeneradores de Vestas de 7,2 MW de potencia nominal y con el análisis se obtiene que la energía suministrada a la red del parque eólico es de 783,64 GWh al año, con un tiempo a plena carga de 3 201,14 horas y un factor de capacidad del 36,54%. En Ilustración 1 se puede ver la ubicación del parque eólico y la superficie que ocupa, el área blanca en el mapa.



*Ilustración 1: Ubicación del parque eólico*

### 3. Diseño de la instalación

Esta estación aparte de los aerogeneradores necesita una instalación eléctrica que conecte los aerogeneradores entre sí y a la red. Esta va a contar con una elevación de tensión de 720 V a 36 kV con un transformador que se encuentra dentro del aerogenerador, después se transportará la energía a una central off-shore que será la encargada de elevar la tensión de 36 kV a 220 kV, todo ello conectado con una línea de generación de aluminio de 800 mm de sección. También va a contar con los equipos correspondientes de interconexión, protección y medida como son interruptores automáticos, seccionadores, autoválvulas, transformadores de intensidad.

### 4. Viabilidad económica

Con los resultados obtenidos en el apartado de energía generada y un precio de venta de la electricidad, se pueden obtener los ingresos que genera el parque. También hay que calcular los gastos de inversión y de operación y mantenimiento para poder sacar una serie de indicadores para que ayuden a saber si el proyecto es rentable o no. En Tabla 1 se muestran a modo de resumen los resultados económicos más relevantes.

Tabla resumen resultados económicos	
Generación	783,6399969
WACC	4,88
VAN del proyecto	- 425 494 067,87 €
TIR del proyecto	0,94%
VAN del accionista	- 352 522 184,07 €
TIR del accionista	<0

*Tabla 1: Tabla resumen de resultados económicos*

## **5. Conclusiones**

Con todo este análisis se tiene que el proyecto no es viable económicamente hablando, aunque sí que es viable en diseño y construcción. Esto no quiere decir que el proyecto no sirva de nada, en el futuro a corto plazo, 5 años, se espera una mejora en muchos factores que afectan a este tipo de instalaciones lo que van a hacer que mejoren y poco y poco sean cada vez más rentables hasta que este tipo de generación sea una realidad para España.

# **FEASIBILITY STUDY OF AN OFFSHORE WIND FARM ON THE COAST OF THE CATALAN COASTLINE**

**Author: Nubla García, Alejandro**

Director: Alonso Alonso, Consolación.

## **PROJECT SUMMARY**

The project consists of studying the feasibility of an offshore wind farm off the coast of Spain and consists of several parts, the first is a study of the implementation that includes a study of the wind and the energy generated, then has a design of the installation and everything necessary for it to operate and finally a study of the economic viability of the project.

### **1. Introduction**

Spain is a pioneer and bets a lot on wind energy being this almost 25% of the total generation in the country, however, it does not have offshore wind energy, while other European countries are taking advantage of this source of generation. This has a reason for being and it is because Spain needs the wind farm to be floating, due to the high depths that we can find in the seas off the coasts of Spain, a technology that is still under development, but the first projects are beginning to appear in operation, and many are already in preliminary stages.

### **2. Study of the wind and energy generated**

For this section we have first chosen a location, on the coast of Catalonia, suitable for the construction of a project of these characteristics. It has an average wind speed of 8.11 m/s at about 20 km from the coast. In this area 34 wind turbines are going to be installed and 3 technologies have been studied to finally choose the optimal one. Vestas wind turbines with a rated power of 7.2 MW were chosen and the analysis showed that the energy supplied to the wind farm grid is 783.64 GWh per year, with a full load time of 3 201.14 hours and a capacity factor of 36.54%. Ilustración 1 shows the location of the wind farm and the area it occupies, the white area on the map.



*Illustration 1: Location of the wind farm*

### 3. Design of the installation

Apart from the wind turbines, this station needs an electrical installation that connects the wind turbines to each other and to the grid. This will have a voltage elevation of 720 V to 36 kV with a transformer located inside the wind turbine, then the energy will be transported to an off-shore power plant that will be responsible for raising the voltage from 36 kV to 220 kV, all connected with an aluminum generation line of 800 mm section. It will also have the corresponding interconnection, protection and metering equipment, such as circuit breakers, disconnectors, autovalves, and current transformers.

### 4. Economic feasibility

With the results obtained in the section on energy generated and a selling price for the electricity, the income generated by the wind farm can be obtained. It is also necessary to calculate the investment and operation and maintenance costs to obtain a series of indicators to help determine whether the project is profitable or not. Table 1 summarizes the most relevant economic results.

Tabla resumen resultados económicos	
Generation	783,6399969
WACC	4,88
NPV of the project	- 425 494 067,87 €
IRR of the project	0,94%
NPV of the shareholder	- 352 522 184,07 €
IRR of the shareholder	<0

*Table 1: Summary table of economic results*

## **6. Conclusions**

With all this analysis the project is not economically viable, although it is viable in design and construction. This does not mean that the project is useless, in the short-term future, 5 years, an improvement in many factors that affect this type of installations is expected, which will make them improve and gradually become more and more profitable until this type of generation becomes a reality for Spain.

## *Índice de la memoria*

<b>Capítulo 1. Introducción .....</b>	<b>8</b>
1.1 objetivos del proyecto .....	13
<b>Capítulo 2. Estado de la Cuestión.....</b>	<b>15</b>
2.1 Estructura fija .....	15
2.2 Tipos de estructuras fijas.....	15
2.3 Profundidades y distancias a la costa de los parques eólicos marinos y situación de España	18
2.4 Estructura flotante .....	21
2.4.1 Tipos de cimentaciones flotantes.....	21
2.4.2 Características de los parques eólicos marinos en el mundo .....	26
<b>Capítulo 3. Estudio del emplazamiento .....</b>	<b>29</b>
<b>Capítulo 4. Estudio del recurso eólico.....</b>	<b>32</b>
4.1 Velocidad y variabilidad del viento.....	33
4.2 Rosa de vientos.....	36
<b>Capítulo 5. Estudio de la producción de energía .....</b>	<b>42</b>
5.1.1 Simulación con el aerogenerador de General Electric .....	46
5.1.2 Simulación con el aerogenerador de Vestas .....	48
5.1.3 Simulación con el aerogenerador de Nordex.....	50
5.1.4 selección de aerogenerador y estructura de cimentación .....	51
<b>Capítulo 6. Diseño del proyecto .....</b>	<b>53</b>
6.1 Selección de aerogenerador y estructura de anclaje .....	53
6.2 Diseño conceptual de la instalación eléctrica.....	53
6.2.1 transformador de baja tensión a media tensión y celda de línea .....	54
6.2.2 Cableado submarino .....	55
6.2.3 subestación off-shore.....	63
6.3 Características generales .....	66
<b>Capítulo 7. Estudio de la viabilidad.....</b>	<b>67</b>

---

<i>Capítulo 8. Planificación del proyecto.....</i>	<i>71</i>
<i>Capítulo 9. Ahorro y contaminación evitada.....</i>	<i>72</i>
<i>Capítulo 10. Conclusiones y Trabajos Futuros.....</i>	<i>73</i>
<i>Capítulo 11. Bibliografía.....</i>	<i>77</i>
<i>ANEXO I: Cálculos de free cash flow.....</i>	<i>80</i>
<i>ANEXO II: Flujos de caja caso hipotético.....</i>	<i>85</i>
<i>ANEXO III: Planos.....</i>	<i>90</i>

## *Índice de figuras*

Figura 1: Nuevas instalaciones de eólica marina en el mundo (MW).....	8
Figura 2: Potencia instalada de eólica terrestre y marina .....	9
Figura 3: Instalaciones de eólica marina en el mundo.....	9
Figura 4: Estructura de la generación en España 2019-2023 .....	10
Figura 5: Cuota de mercado de la generación (%) .....	11
Figura 6: Evolución anual y acumulada de la potencia instalada en España .....	11
Figura 7: Distancia a la costa de los parques eólicos marinos (excluye flotante) (NREL, 2022).....	18
Figura 8: Profundidades de los parques eólicos marinos (excluye flotante) (NREL, 2022).....	19
Figura 9: Potencia instalada por tipo de estructura (EIP, 2022).....	26
Figura 10: Potencia instalada por tipo de estructura para proyectos anunciados (EIP, 2022) .....	27
Figura 11: Capacidad, diámetro del rotor y altura de buje de aerogeneradores marinos ....	28
Figura 12: Datos de viento .....	33
Figura 13: Perfil medio de viento diario.....	34
Figura 14: Velocidad media del viento por mes.....	34
Figura 15: Distribución de Weibull.....	35
Figura 16: Rosa de vientos de frecuencia.....	36
Figura 17: Rosa de vientos de frecuencia por mes .....	37
Figura 18: Rosa de vientos de velocidad .....	38
Figura 19: Rosa de vientos de velocidad por mes .....	39
Figura 20: Rosa de vientos de energía.....	40
Figura 21: Rosa de vientos de energía por mes .....	41
Figura 22: Curvas de potencia de las diferentes tecnologías.....	43
Figura 23: CaPex 2025-2030 de una instalación eólica marina de 500MW (Millones de euros/MW).....	74
Figura 24: OpEx 2025-2030 de las instalaciones de eólica marina.....	75

## *Índice de tablas*

Tabla 1: Tabla resumen de resultados económicos .....	8
Tabla 2: Objetivos de generación de energía eléctrica .....	10
Tabla 3: Parque de generación de energía eólica del escenario objetivo del PNIEC .....	12
Tabla 4: Coordenadas de los aerogeneradores del parque en UTM .....	45
Tabla 5: Simulación con aerogenerador de General Electric .....	47
Tabla 6: Resultados aerogenerador General Electric .....	48
Tabla 7: Simulación con aerogenerador de Vestas .....	49
Tabla 8: Resultados aerogenerador Vestas .....	49
Tabla 9: Simulación con aerogenerador de Nordex .....	51
Tabla 10: Resultados aerogenerador Nordex .....	51
Tabla 11: Condiciones de servicio por tipo de aislamiento .....	56
Tabla 12: Factores de corrección para temperatura del terreno .....	56
Tabla 13: Resistividad térmica del terreno .....	57
Tabla 14: Factores de corrección por resistividad del terreno .....	57
Tabla 15: Factor de corrección para cables enterrados a una profundidad distinta de 1 m .....	58
Tabla 16: Factor de corrección por separación de los ternos .....	58
Tabla 17: Factores de corrección e intensidad corregida .....	59
Tabla 18: Sección y material del conductor e intensidad máxima admisible .....	61
Tabla 19: Valores de resistencia y capacidad del cable .....	63
Tabla 20: Tabla resumen de las características de la instalación .....	66
Tabla 21: Costes de operación de la eólica marina flotante .....	67
Tabla 22: Costes de inversión de la eólica marina flotante .....	68
Tabla 23: Cálculo de las amortizaciones .....	68
Tabla 24: Media del precio de la luz en 2024 (€/MWh) .....	69
Tabla 25: Emisión de gases contaminantes por fuente de generación (CNMC, s.f.) .....	72
Tabla 26: Contaminación evitada al año .....	72
Tabla 27: Ingresos de explotación en miles de euros .....	80
Tabla 28: Free cash flow en miles de euros .....	81

---

Tabla 29: Deuda en miles de euros.....	82
Tabla 30: Flujo de caja para la deuda .....	83
Tabla 31: Flujo de caja para el accionista en miles de euros.....	84
Tabla 32: Ingresos de explotación del caso hipotético en miles de euros .....	85
Tabla 33: Free cash flow del caso hipotético en miles de euros.....	86
Tabla 34: Deuda del caso hipotético en miles de euros.....	87
Tabla 35: Flujo de caja para la deuda del caso hipotético en miles de euros .....	88
Tabla 36: Flujo de caja para el accionista del caso hipotético en miles de euros.....	89

## *Índice de ilustraciones*

Ilustración 1: Ubicación del parque eólico .....	8
Ilustración 4: Objetivos de Desarrollo Sostenible .....	14
Ilustración 5: Estructura monopilote .....	16
Ilustración 6: Estructura por gravedad.....	16
Ilustración 7: Estructura Trípode.....	17
Ilustración 8: Estructura tipo Jacket .....	17
Ilustración 9: Mapa de la batimetría del Mar del Norte (Comisión Europea, s.f.).....	20
Ilustración 10: mapa de la batimetría de la península ibérica (Comisión Europea, s.f.) .....	21
Ilustración 11: Parque eólico Hywind Escocia (Equinor, 2017) .....	22
Ilustración 12: Estructura Hivewind (Sener, s.f.) .....	23
Ilustración 13: Estructura TLP .....	24
Ilustración 14: Estructura Barcaza.....	24
Ilustración 15: Mapa de zonas POEM.....	29
Ilustración 16: Mapa velocidades de viento a 100 m de altura .....	30
Ilustración 17: Zona de instalación eólica para el estudio.....	31
Ilustración 18: Posición de los datos de viento .....	32
Ilustración 19: Mapa de rugosidad de la zona de estudio.....	42
Ilustración 20: Localización de los aerogeneradores en el parque .....	44
Ilustración 21: Características generales del cable .....	60
Ilustración 22: Ubicación de la subestación off-shore.....	62
Ilustración 23: Mapa eléctrico de Cataluña y alrededores.....	64
Ilustración 24: Plano de AT.....	92

## *Lista de acrónimos*

PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

AT: Alta tensión

BT: Baja tensión

MT: Media Tensión

WACC: Weighted Average Cost of Capital

VAN: Valor Actual Neto

TIR: Tasa Interna de Retorno

FCF: Free Cash Flow

Capex: Capital Expenditures

Opex: Operational Expenditures

## Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En el contexto global actual, la sostenibilidad y la transición hacia fuentes de energías renovables se han convertido en grandes prioridades. Se está invirtiendo mucho tiempo y dinero en conseguir que la generación de energía sea lo más renovable posible. La energía eólica juega un papel muy importante en todo esto y dentro de este tipo de generación, la marina es la que cuenta con más crecimiento en este momento como se puede ver en Figura 1 (GWEC, 2024), que muestra las nuevas instalaciones de eólica marina que se hacen cada año. En 2021 se puede observar un pico bastante pronunciado de instalaciones marinas, pero lo más importante es que hay un crecimiento y casi todos los años se instalan más parques y más potencia que el anterior.

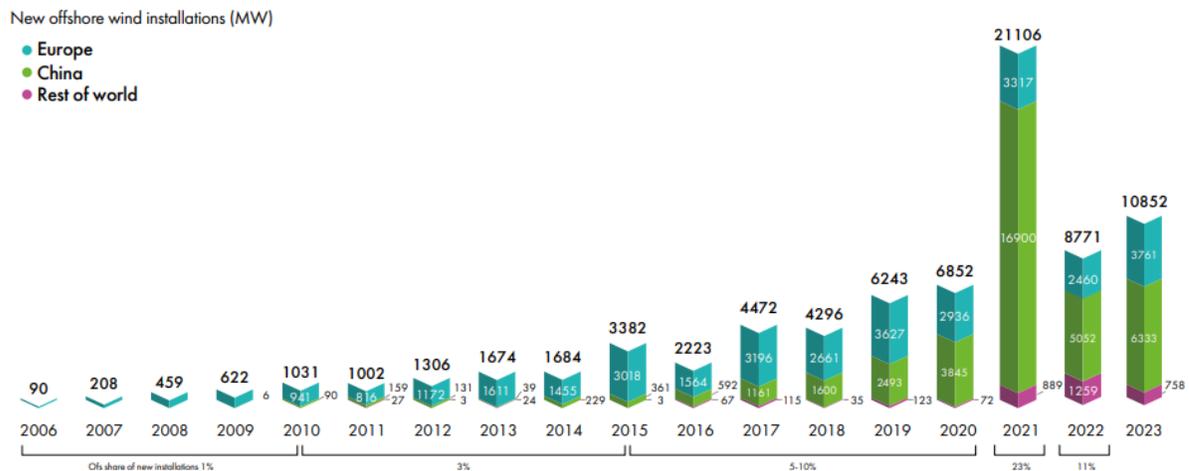


Figura 1: Nuevas instalaciones de eólica marina en el mundo (MW)

También es importante ver la potencia acumulada que se tiene de energía eólica, tanto terrestre como marina y se muestra en Figura 2. La eólica marina ha llegado a suponer hasta un 23% de la potencia total instalada, en eólica y es un 9% en 2023 también en parte porque se han instalado más generaciones terrestres. También se puede ver que la eólica marina proporcionalmente con la potencia total instalada actualmente está teniendo más crecimiento que la terrestre

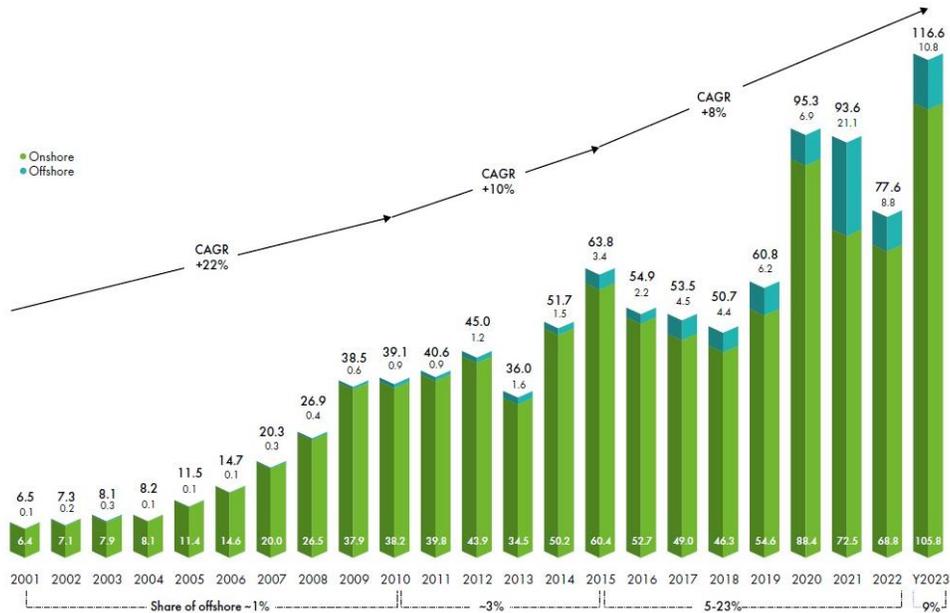


Figura 2: Potencia instalada de eólica terrestre y marina

Se puede ver también que Europa y China son las regiones que más apuestan por este tipo de instalaciones y el contexto global se puede ver en Figura 3.

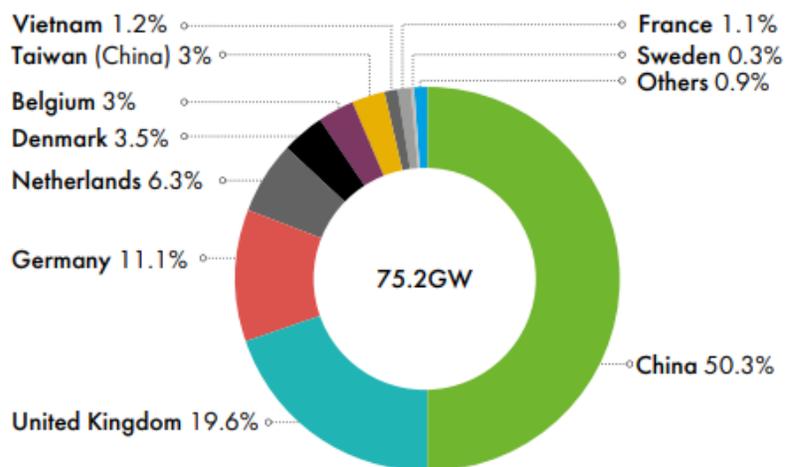


Figura 3: Instalaciones de eólica marina en el mundo

Se puede observar que más del 50% de las instalaciones se encuentran en China y Europa tiene prácticamente el porcentaje restante

España no se quiere quedar atrás en este tipo de instalaciones. En 2021 el gobierno publicó un documento llamado “España 2050” con objetivos a corto medio y largo plazo, con el fin de establecer unas líneas de acción para guiar al país en la dirección que se quería, entre las cuales se encuentra la generación de energía en un 100% proveniente de renovables como se puede ver en Tabla 2 (Oficina Nacional de Prospectiva y Estrategia, 2021).

Indicadores	Lugar	1980-1989	1990-1999	2000-2009	2010-2019	2015-2019 o último dato disponible*	2030	2040	2050
24 Energía eléctrica generada mediante fuentes renovables (% del total) <sup>36</sup>	España	n.d.	n.d.	22%	35%	36%	74% <sup>37</sup>	87%	100% <sup>38</sup>
	UE-27	n.d.	n.d.	18%	28%	31%	-	-	-
	UE-8	n.d.	n.d.	26%	36%	40%	-	-	-

Tabla 2: Objetivos de generación de energía eléctrica

Para ello la generación ha pasado de ser en un 40% renovable en el año 2019, a un 64% en el año 2023 y para ello, la generación de energía eólica ha aumentado en un 15.5% durante esos 4 años (Red Eléctrica, 2024), como se puede ver en la Figura 4.

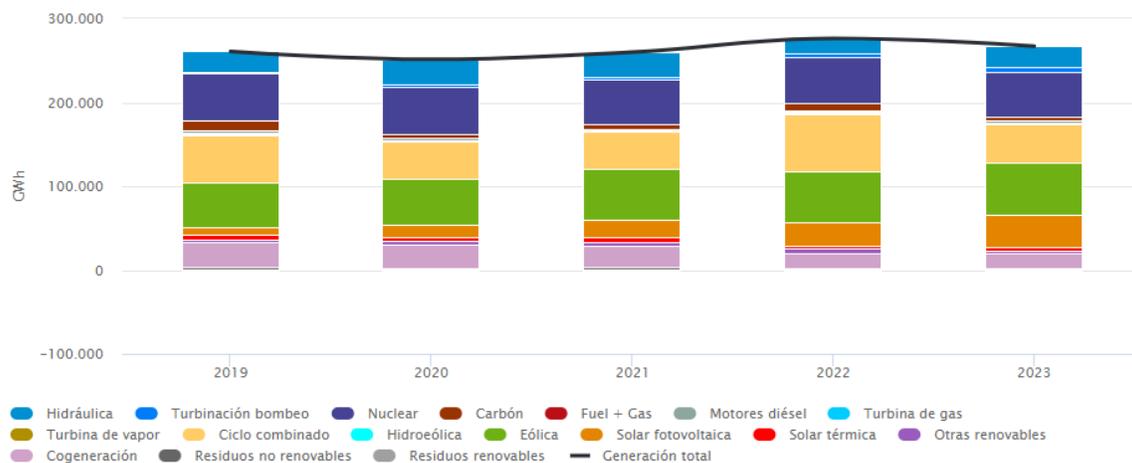


Figura 4: Estructura de la generación en España 2019-2023

También actualmente la generación eólica es la que mayor cuota de mercado tiene en España, de casi un 25%, como se puede ver en Figura 5 (AEE, 2022). Esto que significa que se tienen unas condiciones muy buenas para este tipo de instalaciones y además se apuesta por este tipo de generación y todas las innovaciones que pueda haber relacionada.

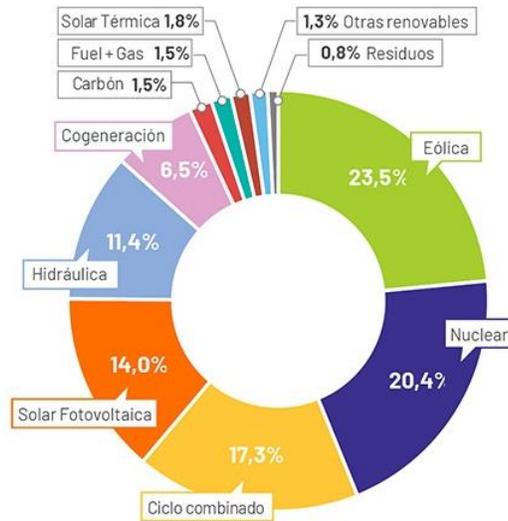


Figura 5: Cuota de mercado de la generación (%)

Además, el crecimiento que se podía ver en Europa y el mundo, también existe en España, como se muestra en Figura 6, donde salvo en unos años de estancamiento de 2013 a 2018, ha existido un crecimiento de la potencia instalada desde 2005, pasando de 23 GW a 30 GW en los últimos 5 años.

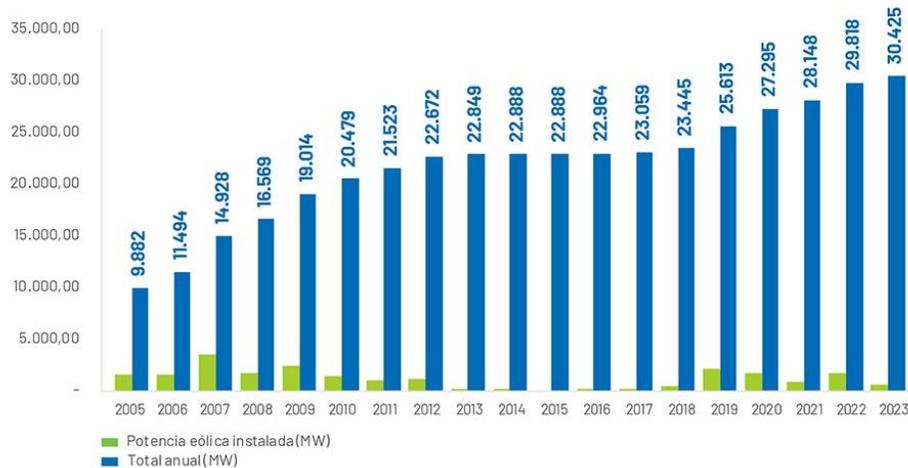


Figura 6: Evolución anual y acumulada de la potencia instalada en España

Para alcanzar estos objetivos el gobierno publicó a principios de 2020 el PNIEC 2021-2030 (Ministerio para la Transición Ecológica, 2020) en el cual existían unas pautas para la potencia instalada que establecían que la potencia instalada de energía eólica en 2025 debería ser de 40,6 GW y en 2030 de 50,3 GW como se puede ver en Tabla 3. Este plan cuenta con una actualización en formato borrador, publicado en 2023 (Ministerio para la transición ecológica, 2023) donde se cuenta con una serie de actualizaciones sobre los objetivos futuros y unos análisis sobre el desempeño que ha tenido el país desde la publicación del primer documento. Los resultados son en general positivos y por ahora se están cumpliendo los objetivos que se habían marcado previamente y los principales cambios que se muestran en el nuevo borrador son más ambiciosos, subiendo las expectativas de potencia instalada. La energía eólica también ha visto un incremento de la potencia instalada que se espera en el futuro.

Parque de generación del Escenario PNIEC 2023-2030. Potencia bruta (MW)					
	Años	2019	2020	2025	2030
Eólica		25.583	26.754	42.144	62.044

Tabla 3: Parque de generación de energía eólica del escenario objetivo del PNIEC

Actualmente la potencia instalada en energía eólica en España es tan solo de 30,4 GW (Red Eléctrica, 2024) por tanto, para cumplir con los objetivos del plan nacional hace falta tomar medidas y es aquí donde entra la energía eólica marina u off-shore.

Para ello, España publicó también una Hoja de Ruta para el Desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar (Ministerio, 2021), donde están más concretados los objetivos y expectativas de este tipo de instalaciones. En este documento, el ministerio, estima que para 2030 va a haber entre 1 y 3 GW de potencia instalada de eólica marina en España de la mano de un continuo crecimiento también en Europa. Además, sugieren que se van a conseguir instalaciones con unos factores de capacidad del 40% y superiores en condiciones de viento moderado y de 50% en áreas con recurso eólico de alta calidad, lo cual supera con creces a otros tipos de generación renovable, como son la eólica terrestre (que están en torno al 25%) y la solar fotovoltaica (que oscila en torno al 14%).

Este tipo de generación de energía renovable es uno de los más innovadores y cuenta con muchísima proyección a futuro. La principal ventaja es que estas instalaciones se pueden aprovechar de un viento con mayor intensidad y más constante, además de un terreno más regular, sin montañas ni elevaciones de ningún tipo. Este tipo de tecnologías tiene un principal reto que es la fijación de los aerogeneradores. Estos tienen que estar sobre la superficie del mar, aguantando cambios la marea y las olas, de la forma más fija posible y sin rotar y existen dos tipos principales de cimentaciones, fija y flotante. Las estructuras con cimentación fija son aquellas que se montan sobre el suelo marino y la mayoría de los parques marinos que se encuentran en funcionamiento en la actualidad son de este tipo. La limitación de este tipo de estructuras es que no se pueden instalar si el suelo marino está a más de 50 m de profundidad. El problema es que, en España, si se quiere alejar el parque lo suficiente de la costa como para que no produzca un impacto visual en las zonas costeras, la profundidad es superior a los 50 m y por tanto hay que emplear las cimentaciones flotantes que pueden ser instaladas en profundidades de hasta 300 m.

## ***1.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO***

El principal objetivo es justificar que la energía eólica marina es una alternativa a la eólica terrestre y que puede generar un avance en la generación de energía renovable que puede ser muy beneficioso para el futuro de España y del mundo. Para ello en el proyecto se va a buscar una localización donde este tipo de instalación sea viable, se va a estudiar la generación de energía en esa zona y se va a realizar un estudio de la viabilidad económica. Además, este proyecto busca ser de ayuda para cumplir con los planes establecidos por el gobierno de España tanto de generación renovable como de eólica. También estará alineado con una serie de Objetivos de Desarrollo Sostenible para transformar el mundo que son los que muestran en Ilustración 2.



*Ilustración 2: Objetivos de Desarrollo Sostenible*

Este proyecto va a favor de varios objetivos de los mostrados en Ilustración 2. El primero es el número 7, energía asequible y no contaminante, también con el 9, industria innovación e infraestructura, el 11, ciudades y comunidades sostenibles y, por último, el 13 acción por el clima.

## Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

Como ya se ha dicho, existen dos tipos de estructuras para los parques eólicos marinos, la fijas y las flotantes.

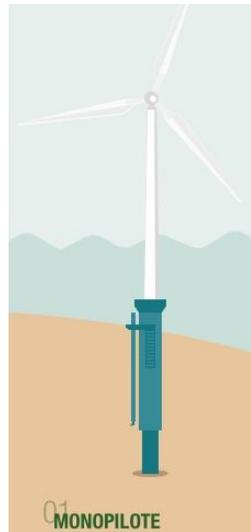
### 2.1 ESTRUCTURA FIJA

La tecnología eólica marina con cimentación fija es una tecnología que está en uso y ya existen muchos parques en funcionamiento en el mundo de estas características además de muchos proyectos en construcción y muchas propuestas de parques para el futuro. Prueba de ello es el parque de Hornsea Wind Farm (Orsted, 2024) que es el más grande del mundo actualmente y cuenta con dos proyectos en funcionamiento el Hornsea 1 y el Hornsea 2, que tienen una capacidad de generación de 1,2 GW y 1,3GW respectivamente. Este proyecto pretende expandirse al Hornsea 3 y Hornsea 4 que serán otras dos instalaciones, la tercera dicen que será de 2,9 GW y de la cuarta no hay mucha información más que tiene una superficie de casi 500 km<sup>2</sup> donde pueden instalar hasta 180 turbinas. Estos proyectos se encuentran todos a una distancia de entre 70 y 120 km de la costa en Inglaterra.

### 2.2 TIPOS DE ESTRUCTURAS FIJAS

Dentro del tipo de estructura de cimentación fija se tienen varios tipos, monopilotes, estructuras por gravedad, estructuras tipo trípode y estructuras tipo Jacket.

La primera, la estructura monopilote, es la más empleada y la más económica, consiste en un tubo de un gran diámetro que se enclava al suelo marino, se puede instalar en profundidades muy bajas, de hasta de 15 metros, aunque el enclavamiento del tubo es complicado. Este tipo de estructura se puede ver en Ilustración 3.



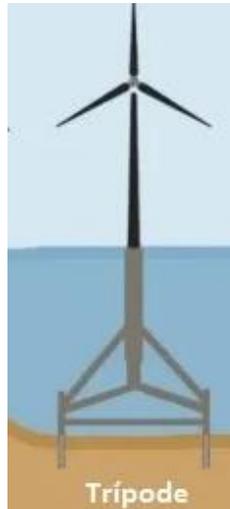
*Ilustración 3: Estructura monopilote*

También se tiene la estructura por gravedad, esta consiste en una estructura que se encuentra sobre el lecho marino, sin estar enclavada simplemente soporta las cargas por su elevado peso. Su instalación es más sencilla y pueden estar situadas en profundidades de hasta 30 m, se muestra en Ilustración 4.



*Ilustración 4: Estructura por gravedad*

La siguiente estructura es la de tipo trípode, se trata de tres patas clavadas en el lecho marino. Se pueden instalar en profundidades superiores a los 30 m, se muestra en Ilustración 5.



*Ilustración 5: Estructura Trípode*

Por último, se tiene la estructura tipo Jacket que consiste en unas patas enclavadas en el suelo (3 o 4) y unidas entre sí por una estructura de celosía, también se puede instalar en profundidades superiores a los 30 m y en Ilustración 6 se muestra una imagen de este tipo de cimentación.



*Ilustración 6: Estructura tipo Jacket*

### 2.3 PROFUNDIDADES Y DISTANCIAS A LA COSTA DE LOS PARQUES EÓLICOS MARINOS Y SITUACIÓN DE ESPAÑA

Los parques eólicos marinos se suelen hacer lejos de la costa, sobre todo en Europa, principalmente por el impacto visual que generaran, como se puede ver en Figura 7. En esta figura la línea azul muestra la media de los proyectos asiáticos, la naranja la de los proyectos fuera de Asia (que viendo la Figura 3 se puede saber que es prácticamente la media europea) y la verde muestra la media mundial. Se puede ver que las instalaciones europeas están de media a unos 55 km de la costa.

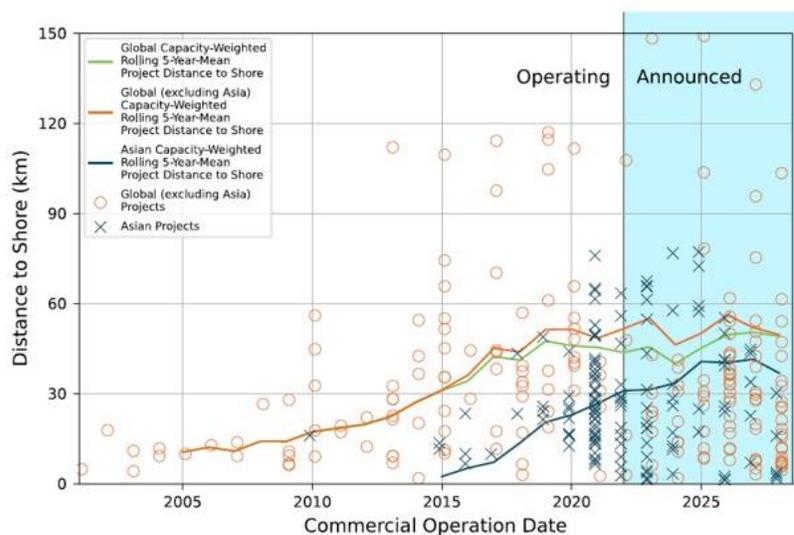


Figura 7: Distancia a la costa de los parques eólicos marinos (excluye flotante) (NREL, 2022)

Sin embargo, a pesar de estas distancias elevadas, las profundidades de los parques son muy bajas, como se puede ver en Figura 8. Aunque la gráfica excluye los parques flotantes, de estos tan solo hay dos instalaciones por tanto la media no se vería muy afectada. Se puede ver que la media de Europa no llega a los 40 m

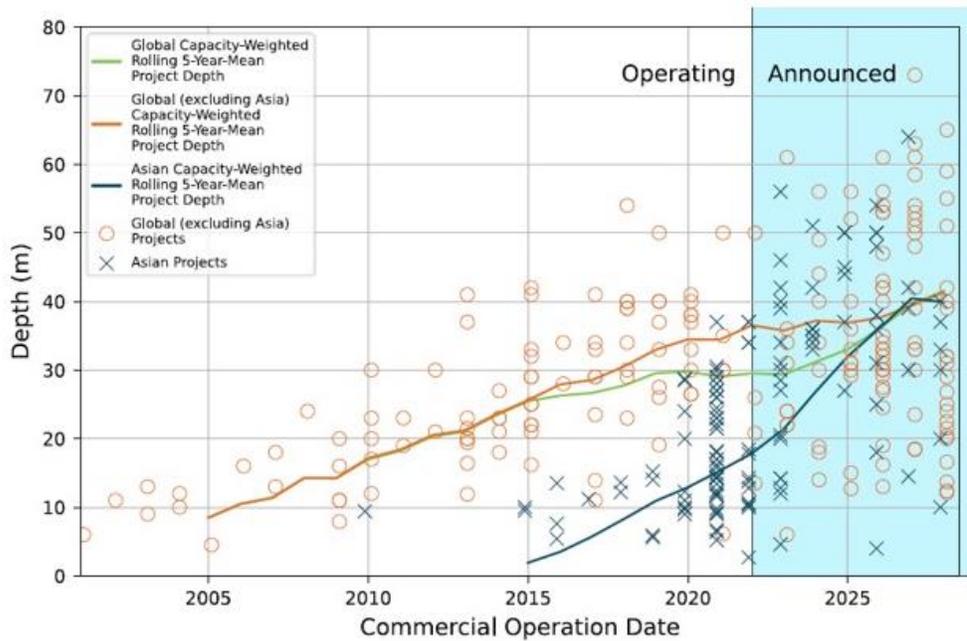
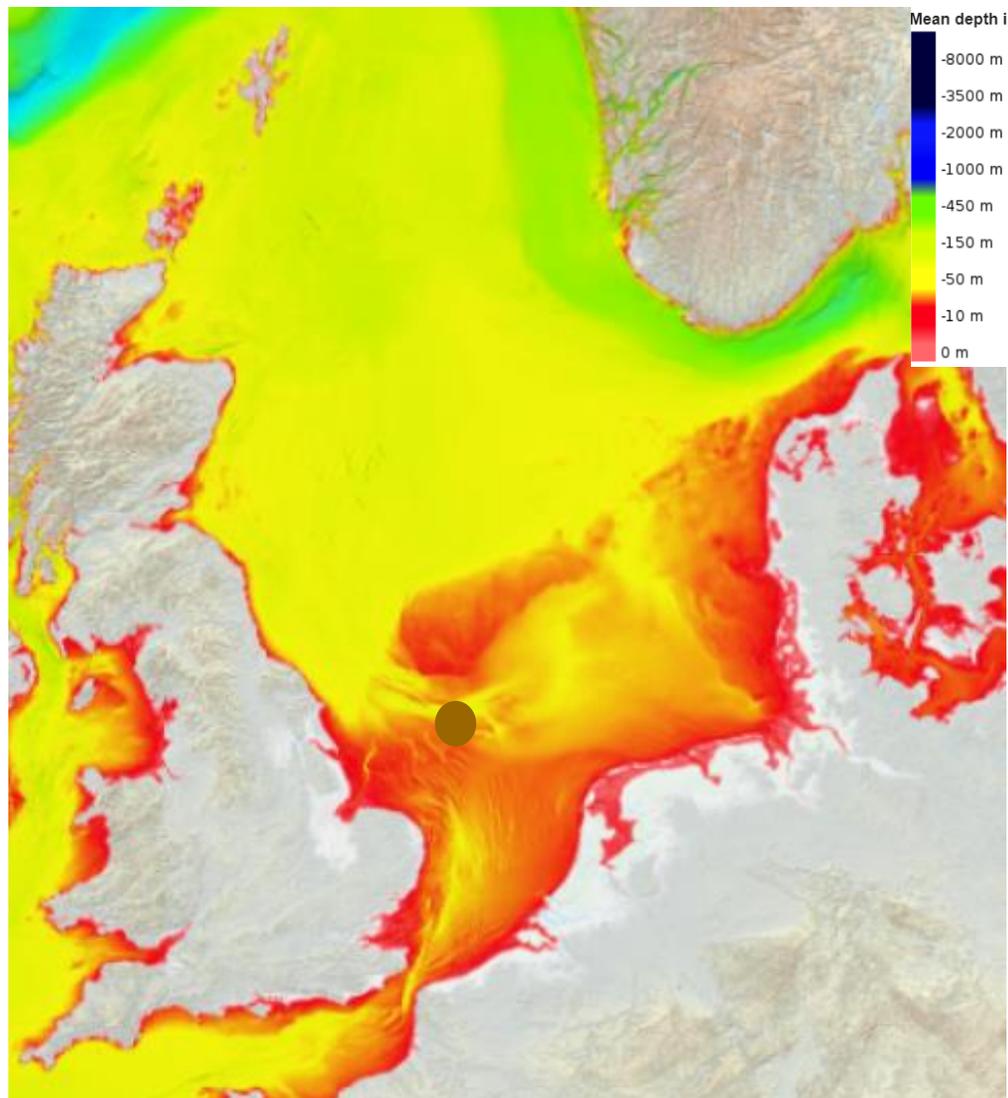


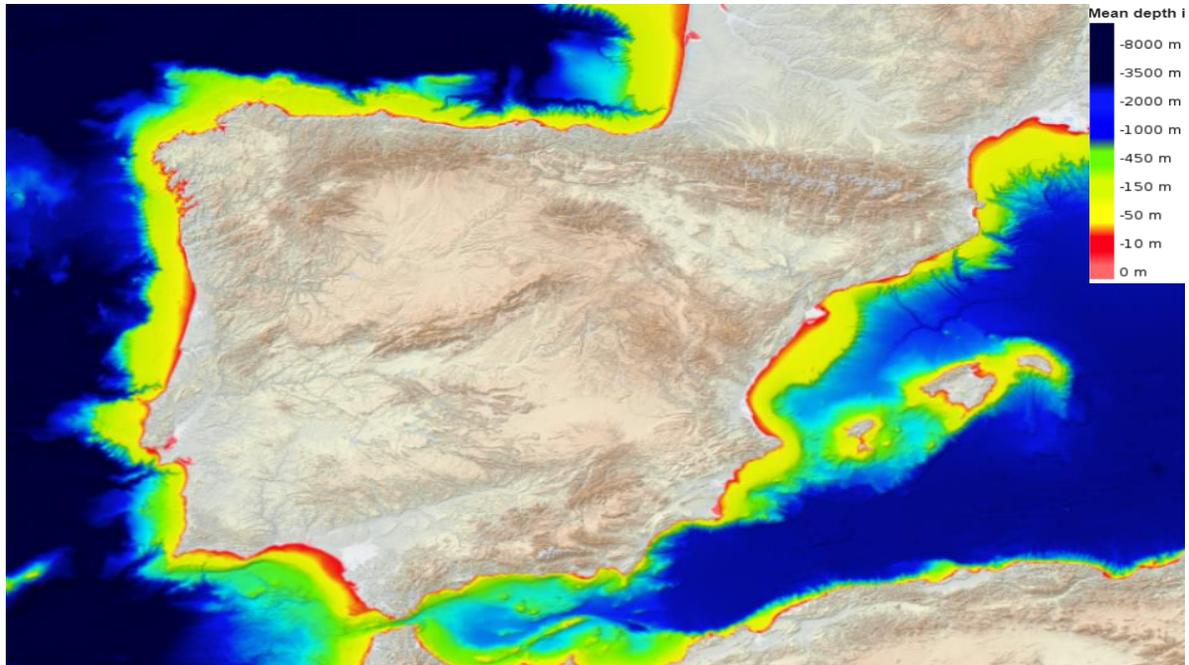
Figura 8: Profundidades de los parques eólicos marinos (excluye flotante) (NREL, 2022)

El mar que hay en Europa que reúne estas características, es el Mar del Norte, y es por esto por lo que la mayoría de las instalaciones de generación de energía de este tipo en Europa, se localizan ahí. Como se puede observar en Ilustración 7, la zona sur de este mar apenas alcanza los 50 m de profundidad, a pesar de estar a casi 100 km de la costa más cercana, la parte central llega en torno a los 100 m de profundidad y por último la norte, que en algunas zonas llega a unos 200 m de profundidad aproximadamente. El punto marrón situado en el mapa es la posición aproximada de los parques de Hornsea.



*Ilustración 7: Mapa de la batimetría del Mar del Norte (Comisión Europea, s.f.)*

El problema de España es que el mapa de la batimetría cambia mucho y con alejarse unos 5 km de la costa ya se tienen profundidades mucho más elevadas como se puede ver en Ilustración 8.



*Ilustración 8: mapa de la batimetría de la península ibérica (Comisión Europea, s.f.)*

Con esta escala de colores, en cuanto aparecen zonas en amarillo ya se está superando el límite de la profundidad máxima que se puede tener con una estructura de cimentación fija, es por esto por lo que en España no se pueden hacer instalaciones de este tipo y hay que usar cimentaciones flotantes.

## **2.4 ESTRUCTURA FLOTANTE**

Este tipo de cimentaciones están menos desarrolladas y no hay apenas instalaciones en funcionamiento actualmente con estructuras flotantes, dentro de estas sustentaciones se encuentran varios tipos.

### **2.4.1 TIPOS DE CIMENTACIONES FLOTANTES**

La primera de las estructuras es la “spar”. Esta consiste en un cilindro alargado de gran tamaño que se sitúa por debajo del aerogenerador. La parte más sumergida de este cilindro cuenta con un lastre para proporcionar estabilidad mientras que la parte superior es flotante. También tiene un cable o catenaria que se sujeta al suelo marino para que el aerogenerador no se mueva de su posición. El primer parque eólico flotante del mundo, el Hywind Escocia,

cuenta con este tipo de estructura y tiene 5 aerogeneradores y una capacidad total de 30MW, propiedad de Equinor (Equinor, s.f.), la estructura se puede ver en Ilustración 9.

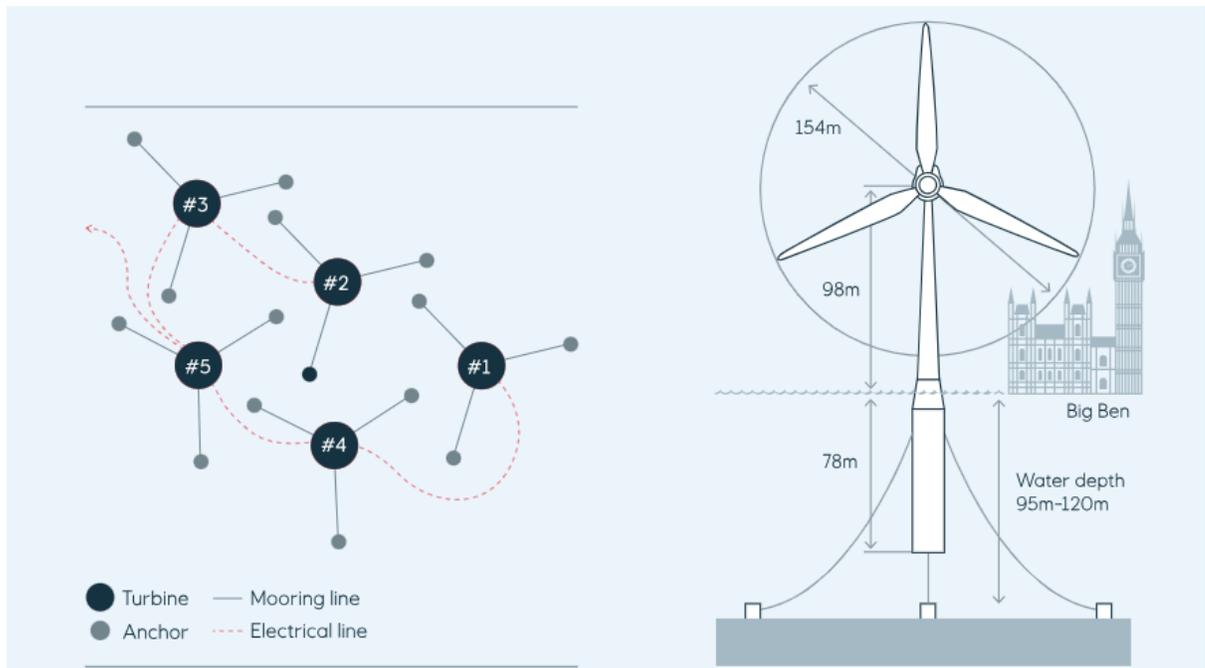
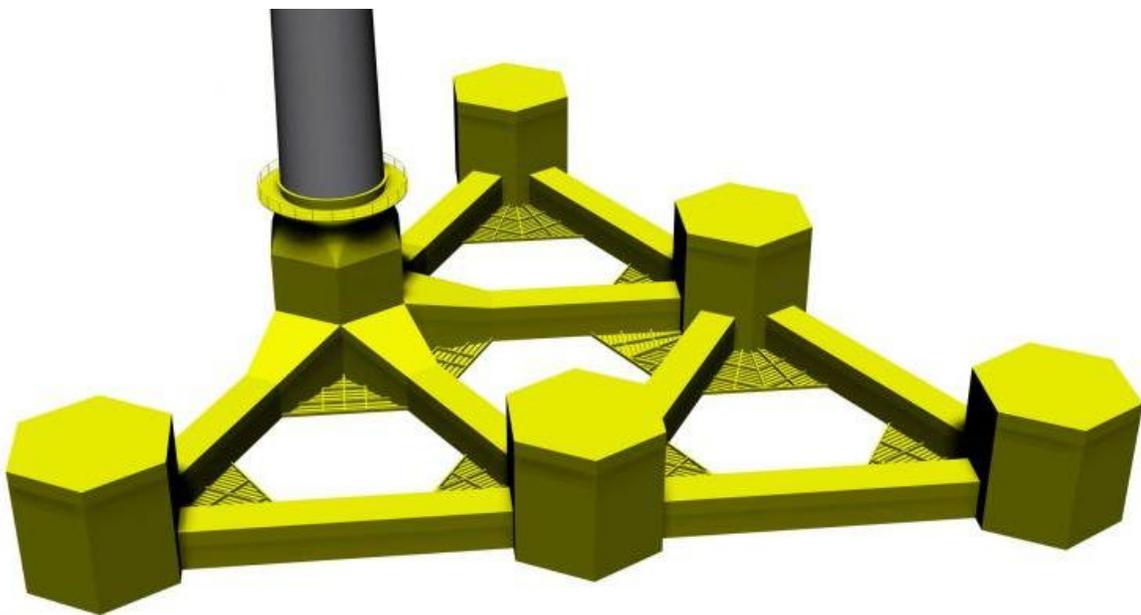


Ilustración 9: Parque eólico Hywind Escocia (Equinor, 2017)

Este tipo de estructura es sencilla en cuanto a diseño y fabricación, pero es muy grande y difícil de transportar. El Hywind Tampen en Noruega (Equinor, s.f.) es el parque eólico marino flotante más grande del mundo (con 8 generadores de 11 MW) y utiliza este tipo de cimentación.

El siguiente tipo es la estructura semi-sumergible, esta consiste en una serie de columnas verticales que se unen entre sí. De esta forma se aumenta la superficie y así se consigue la estabilidad, también cuenta con unos cables que van anclados al suelo marino para mantener fija la posición de la estructura. Se puede fabricar íntegramente en puerto y transportar a la ubicación de la instalación y es bastante estable, pero es más compleja y cara de fabricar. Windfloat Atlantic es el primer parque eólico que se hizo con este tipo de estructura, cuenta con 3 turbinas de 8.4 MW (Windfloat Atlantic, s.f.) y está en funcionamiento desde 2020, este parque eólico se encuentra en la costa portuguesa, por tanto, puede ser una referencia para parques que se hagan en el Cantábrico. La tecnología semi-sumergible está en pleno

desarrollo actualmente y empresas como Sener apuestan por ella con su Hivewind y dicen que su diseño se basa en “la facilidad de fabricación y un alto grado de estandarización de los elementos constructivos. Esto permite una construcción rápida y viable, reduciendo tiempos y costes y ampliando la cadena de suministro a un amplio abanico de astilleros de fabricación.” (Sener, s.f.). Su estructura cuenta con 6 columnas en disposición triangular como se puede ver en Ilustración 10.



*Ilustración 10: Estructura Hivewind (Sener, s.f.)*

Es una estructura que puede soportar aerogeneradores de más de 15 MW y que se pretende que su fase comercial comience a mediados de 2026.

También se tiene la estructura TLP (Tension Leg Platform) estas cuentan con un flotador que va completamente sumergido y está sujeto al suelo por unos cables tensionados. Es una estructura muy estable que se puede montar íntegramente en puerto, pero la instalación es muy compleja y cara. No hay ningún parque eólico con este tipo de cimentación operativo tan solo se encuentra en fase de prueba, se puede ver en Ilustración 11.



*Ilustración 11: Estructura TLP*

Por último, existe la estructura tipo barcaza (Ilustración 12) que consiste en un único flotador de gran superficie. Es una estructura que es inestable si hay mucho oleaje y además requiere una gran cantidad de material, pero se puede transportar fácilmente desde puerto y completamente montado.



*Ilustración 12: Estructura Barcaza*

La eólica marina flotante cuenta con la desventaja del sistema de flotación que las instalaciones fijas no necesitan y que hacen que el coste del proyecto aumente y que además no han sido muy testeadas hasta el momento en cuanto a viabilidad y rentabilidad. No solo para España, sino que se estima que el 80% del recurso eólico aprovechable en Europa se encuentra en profundidades de más de 60 m (Asociación Empresarial Eólica, s.f.) de tal forma que en esta zona solo se podrían emplear tecnologías de tipo flotante y por tanto el potencial es altísimo. Además, es mucho más flexible, ya que tiene menos restricciones que la eólica fija y es más fácil que pueda ser compaginada con otras actividades marinas y tiene acceso a recursos eólicos más atractivos. La mayoría de las plataformas de flotación se pueden ensamblar y fabricar en tierra firme y luego ser transportadas a la ubicación deseada, esto hace que el coste de instalación sea menor ya que las estructuras fijas requieren que todo el montaje se haga en alta mar. Por último, es verdad que la eólica marina flotante está poco desarrollada, pero es una tecnología que se ha empleado por ejemplo en plantas petrolíferas que es un sector bastante avanzado. También hay que tener en cuenta que los aerogeneradores siguen mejorando y que, ahora se están desarrollando aerogeneradores de hasta 15 MW e incrementando, lo cual puede hacer que este tipo de parques eólicos sean rentables. Es todo este pretexto el que deja a la energía eólica marina flotante como una gran contendiente en un futuro de energías renovables y lo que hace que este trabajo y otros muchos acerca del tema sean importantes para el desarrollo y el estudio de esta tecnología.

## 2.4.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS PARQUES EÓLICOS MARINOS EN EL MUNDO

Se ha hablado de la distancia la costa y de cuál es el reto con la situación que se tiene en el mundo, pero este apartado va a analizar el tipo de soporte y algunas características de los aerogeneradores.

Primero se va a analizar la estructura de cimentación que usan los parques en la actualidad, que se muestran en Figura 9.

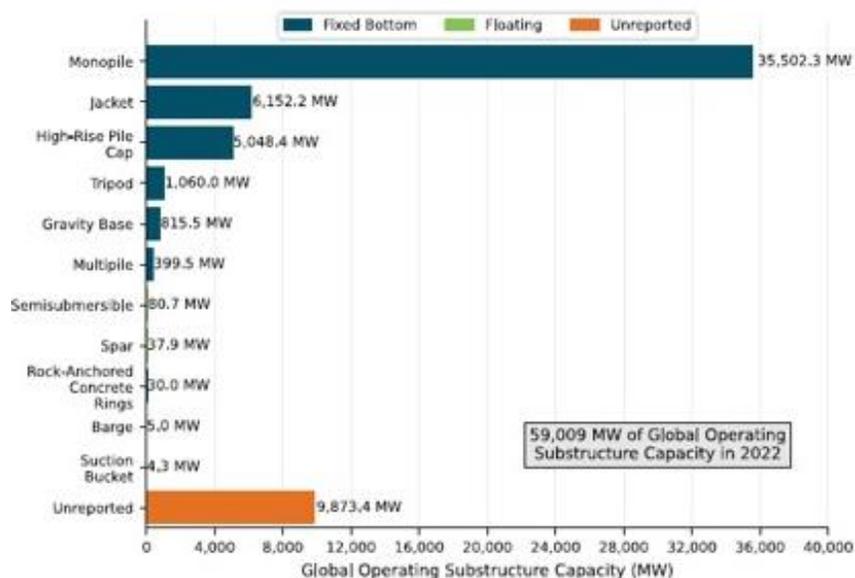


Figura 9: Potencia instalada por tipo de estructura (EIP, 2022)

La mayoría son monopilote, por mucha diferencia con respecto al resto y en segundo puesto está la estructura de tipo Jacket. Se puede ver que los parques flotantes son una minoría muy pequeña, que tan solo tienen unos 100 MW de los casi 60.000 MW que hay en total. Sin embargo, los proyectos anunciados para uno futuro tienen un panorama muy distinto, que se puede ver en Figura 10.

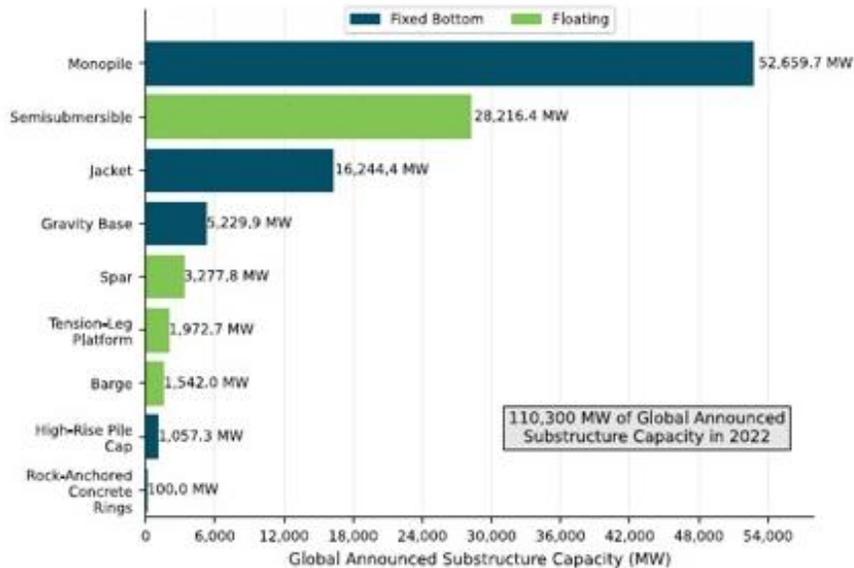


Figura 10: Potencia instalada por tipo de estructura para proyectos anunciados (EIP, 2022)

En los proyectos anunciados, monopilote sigue siendo el más predominante, aunque ahora con menos diferencia. El segundo ahora es la semi-sumergible, que es una estructura flotante que ahora tienen en torno a un 25% de la potencia que se va a instalar mientras que en la actualidad no llega ni a un 1%.

Aparte de esto existe una tendencia que es positiva para la energía flotante y es la capacidad de los aerogeneradores. Se está aumentando el tamaño de estos y, de esta forma, se está consiguiendo aumentar su potencia, reduciendo el número de máquinas a instalar, además de la superficie necesaria para una explotación del recurso eólico marino. No solo eso, sino que se prevé que siga aumentando en años futuros, como se puede ver en Figura 11 (NREL, 2022).

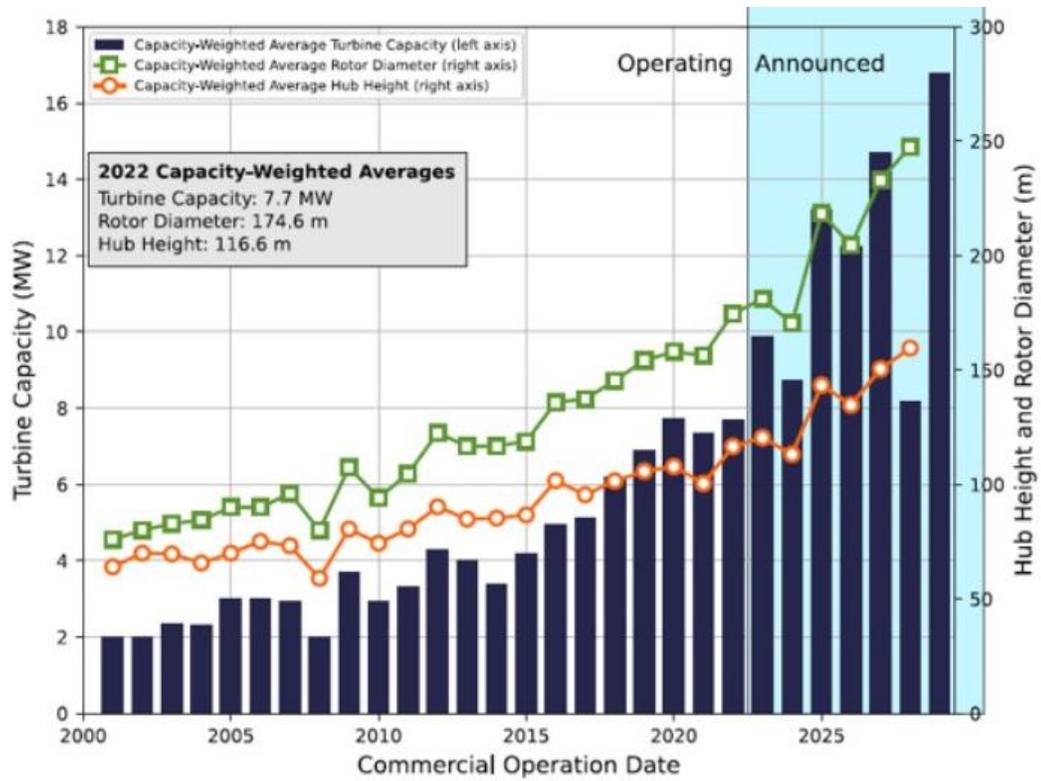


Figura 11: Capacidad, diámetro del rotor y altura de buje de aerogeneradores marinos

## Capítulo 3. ESTUDIO DEL EMPLAZAMIENTO

Lo primero que se hizo en este proyecto fue escoger la zona en la que se iba a instalar el parque eólico. Para ello hay que tener en cuenta que existen bastantes restricciones en cuanto a dónde se puede hacer este tipo de instalación en el mar, desde espacios protegidos, zonas reservadas para pesca o transporte, turismo de costas, entre otras. Todas estas demarcaciones se encuentran en el POEM (Planes de Ordenación del Espacio Marítimo) (Ministerio t. , s.f.). Estas restricciones se pueden encontrar en un mapa Ilustración 13; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** que además incluye una serie de zonas que se entiende que aparte de no estar restringidas, reúnen una serie de características que las hacen que sean zonas potenciales donde poner una instalación de este tipo.



Ilustración 13: Mapa de zonas POEM

Tan solo se va a estudiar el sistema eléctrico peninsular y balear, no se va a entrar en las Islas Canarias por el potencial de desarrollo que puede tener a futuro el parque con ampliaciones o remodelaciones. Una vez se tienen unas ubicaciones potenciales, se puede usar el mapa de información de viento de Global Wind Atlas (Global Wind Atlas, 2024) para determinar qué zona puede ser la más apropiada, el mapa se muestra en .

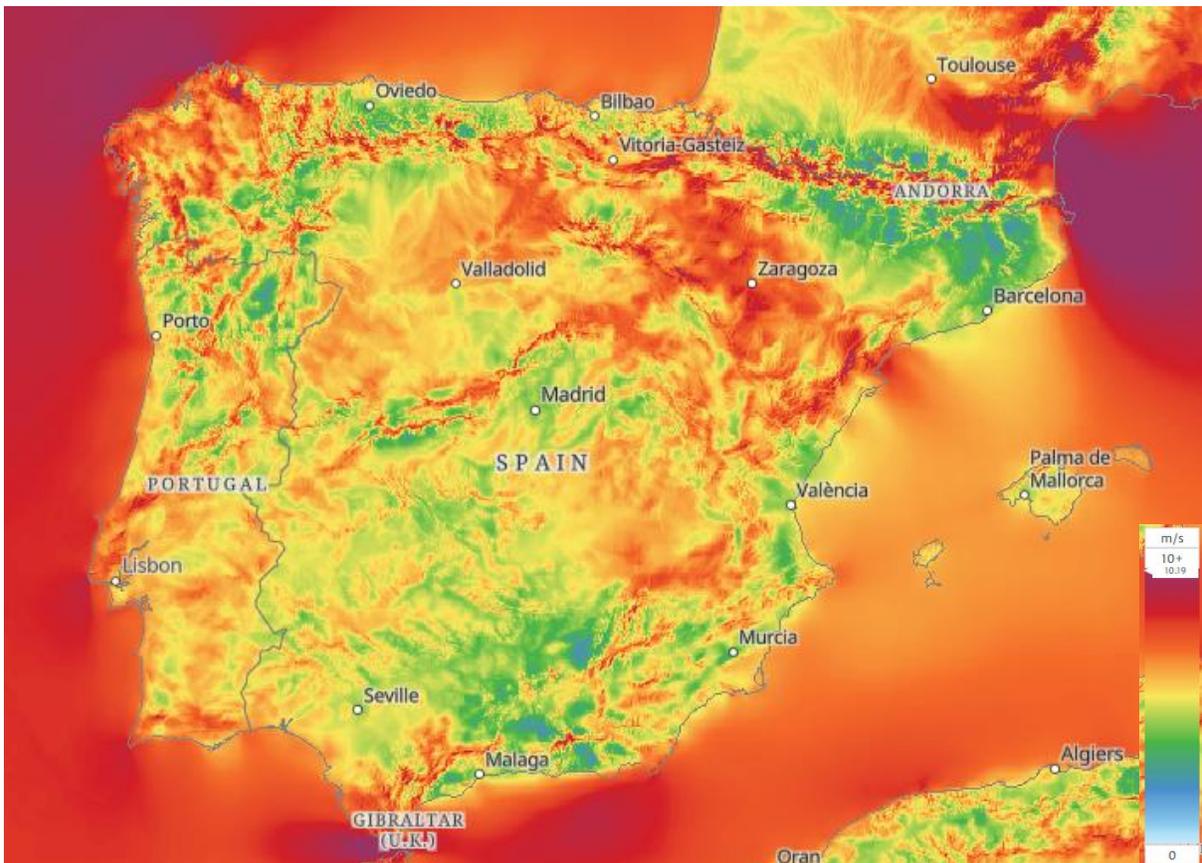


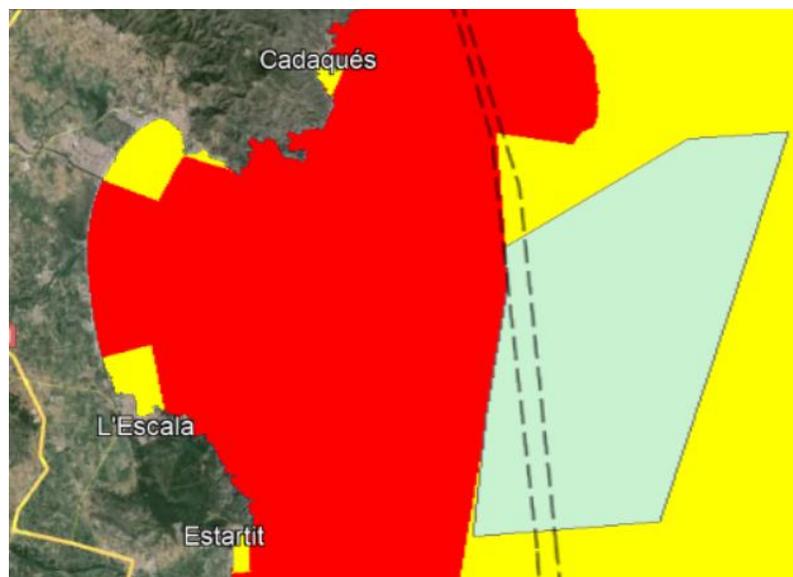
Ilustración 14.

*Ilustración 14: Mapa velocidades de viento a 100 m de altura*

Las zonas con mejor recurso eólico son aquellas en las que aparecen colores morados, que son velocidades de viento que llegan casi a los 10 m/s y eso se tiene en la zona sur, en la costa de Cádiz a Almería, también en la zona noroeste, costa de Galicia y en la zona norte

de la costa de Cataluña. En todas estas zonas hay alguna ubicación POEM habilitada para instalar un parque eólico y se van a analizar una por una.

Las dos zonas de gran tamaño habilitadas en el sur quedan fuera de esos vientos de grandes magnitudes y a pesar de que están cerca de la costa lo cual puede reducir costes, el recurso eólico no es tan llamativo. Luego se tiene otra zona muy amplia en el norte, la que más al oeste se encuentra, que sí que tiene una velocidad del viento bastante elevada, el problema es que se encuentra a más de 30 km del punto más cercano de la costa. Por último, está la zona de la costa de Cataluña. Esta ubicación tiene un recurso eólico que parece muy prometedor, aunque menos que el de Galicia pero se encuentra a menos de 20 km de la costa y por esto, esta ubicación va a ser la que se estudie en este proyecto, que se muestra en Ilustración 15.



*Ilustración 15: Zona de instalación eólica para el estudio*

## Capítulo 4. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO

Para el estudio del viento, primero se ha escogido el punto más cercano a la costa de la superficie que se muestra en Ilustración 16, para obtener los datos de viento en ese punto y usarlos para analizar toda la superficie de la instalación. Estos datos se van a estudiar a una altura de 100 m y 120 m que son las alturas de buje que se espera que tendrán los aerogeneradores del parque. Se van a emplear datos medidos cada hora desde el 1 de enero de 2014 hasta junio de 2024.

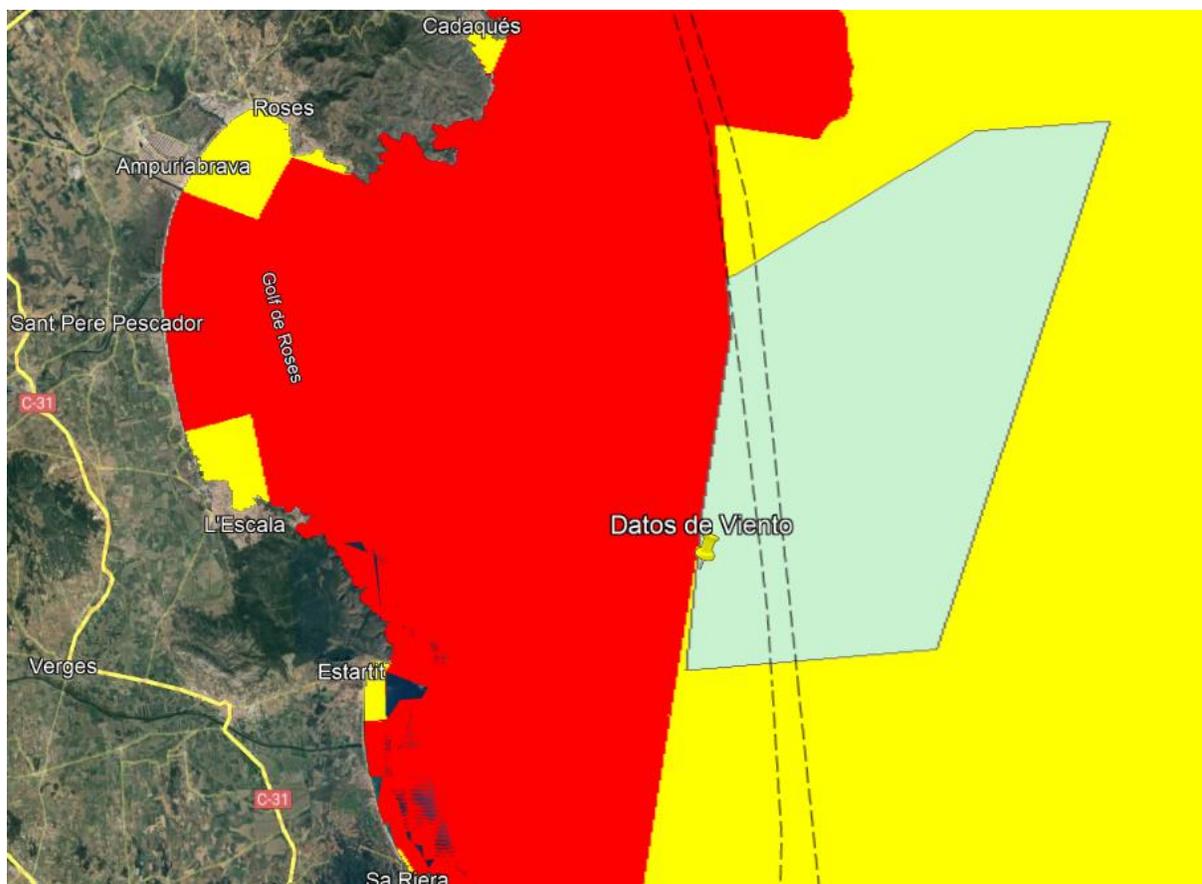


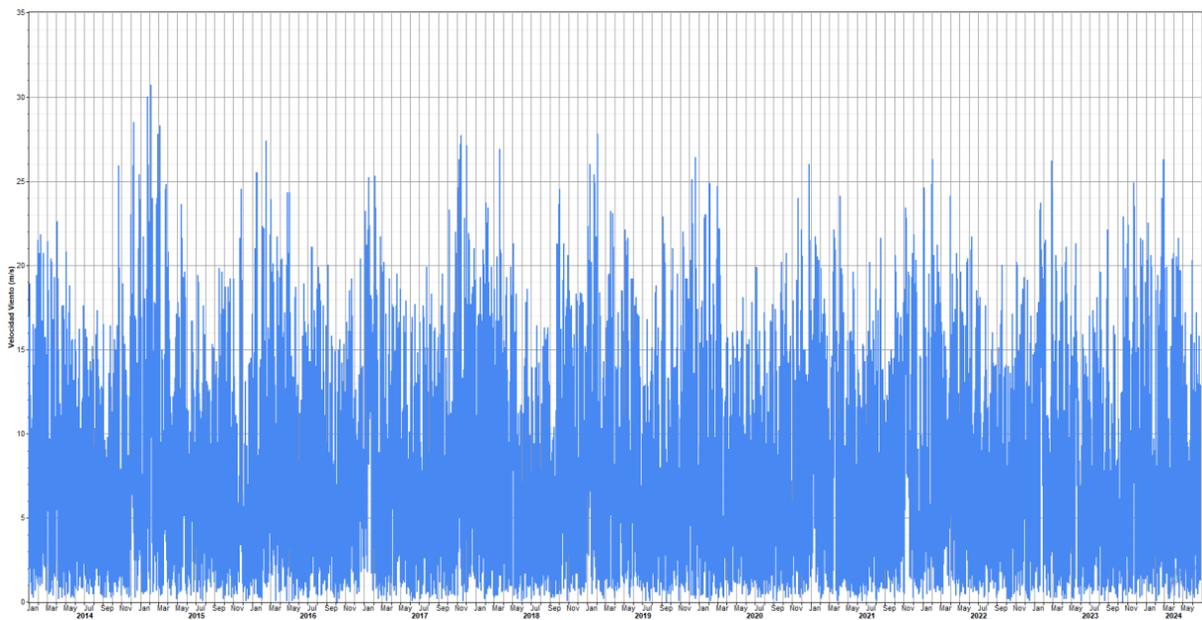
Ilustración 16: Posición de los datos de viento

Para ello se han usado los datos proporcionados por Vortex, y se han analizado en el programa Windographer. Vortex proporciona datos de velocidad del viento, dirección, densidad, temperatura, y presión, los que se van a tener en cuenta para este trabajo son la

velocidad, la dirección del viento y la densidad. Estos datos se introducen en el programa Windographer para hacer un análisis en profundidad.

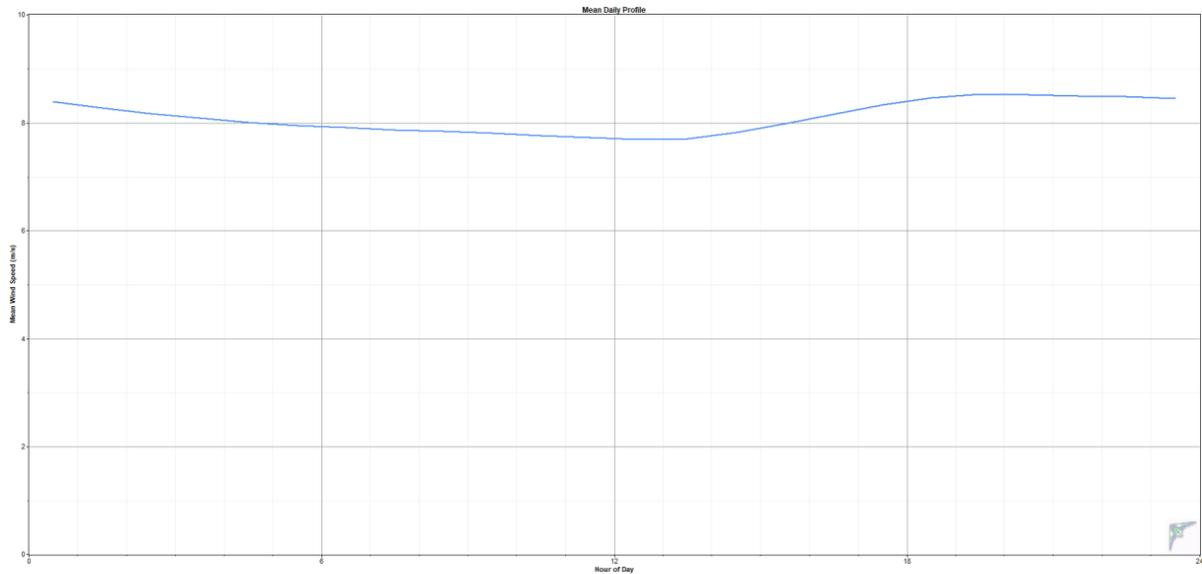
#### **4.1 VELOCIDAD Y VARIABILIDAD DEL VIENTO**

Lo primero que se puede observar es una gran variabilidad en los datos medidos que se observa en Figura 12 que van desde más de 30 m/s hasta cero, lo que implica que va a hacer falta un estudio más exhaustivo para poder comprender el viento.



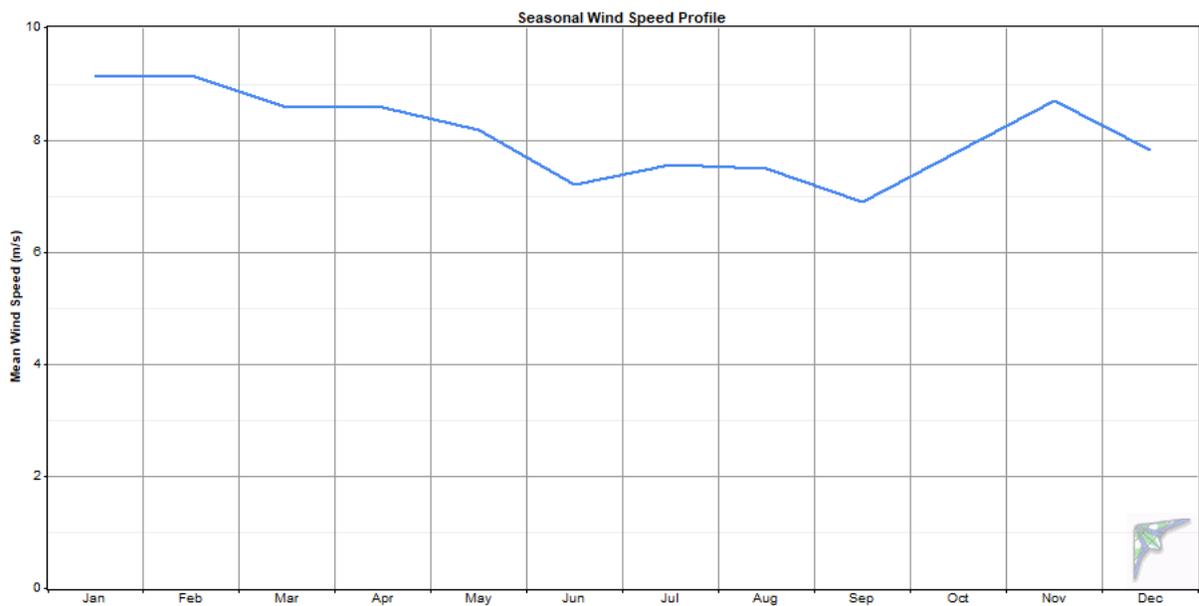
*Figura 12: Datos de viento*

Si se mira la media durante el día, que se muestra en Figura 13 se observa que la variabilidad que en la Figura 12 parecía muy amplia, es, en realidad, muy pequeña. Esto es otra ventaja de las instalaciones eólicas marinas y es que en este caso de media tan solo se pasa de unos 8,5 m/s a más de 7,5 m/s, la velocidad apenas varía en una unidad. El mínimo se encuentra a medio día y el máximo entre las 18 y las 21 horas, lo que podría ser el anochecer.



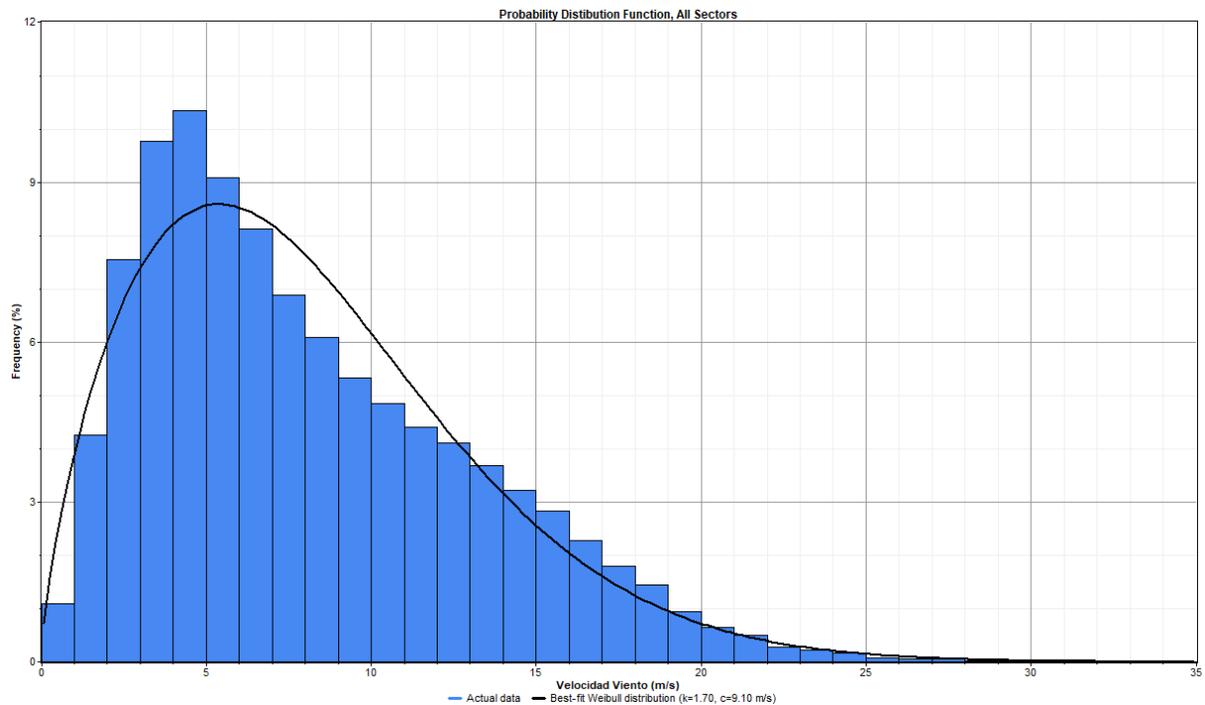
*Figura 13: Perfil medio de viento diario*

Sin embargo, la variación por estaciones y meses sí que es más sustancial, como se observa en Figura 14. En verano aproximadamente (de junio a septiembre), se encuentra un mínimo, donde la velocidad media llega a descender hasta los 7 m/s. Mientras que, en invierno, sobre todo en enero y febrero, hay un máximo que supera los 9 m/s de media.



*Figura 14: Velocidad media del viento por mes*

Otra forma de entender mejor cómo son las velocidades de los vientos en un emplazamiento es mediante la distribución de Weibull, que muestra con un porcentaje la frecuencia de una cierta velocidad de viento, y se muestra en Figura 15.



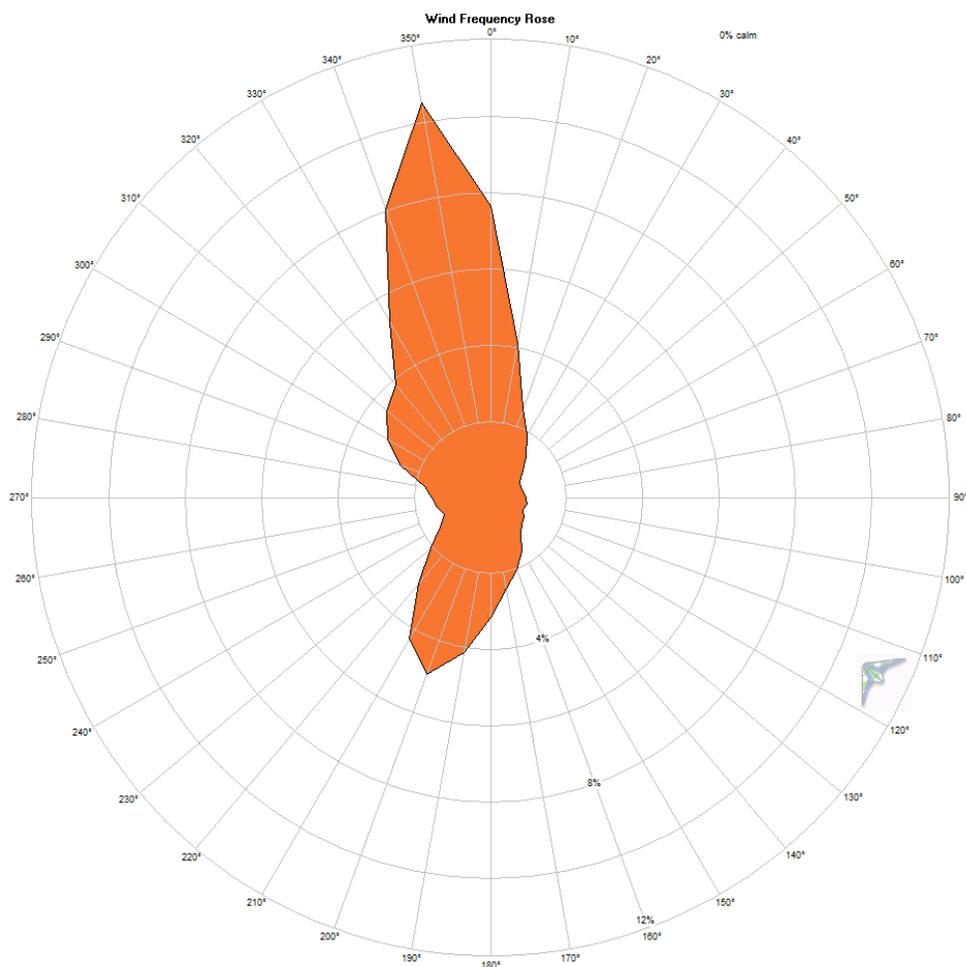
*Figura 15: Distribución de Weibull*

La velocidad media del viento a 120 m de altura es de 8,1 m/s, lo que cumple el mínimo que se había establecido inicialmente para la elección de la ubicación del emplazamiento.

## 4.2 ROSA DE VIENTOS

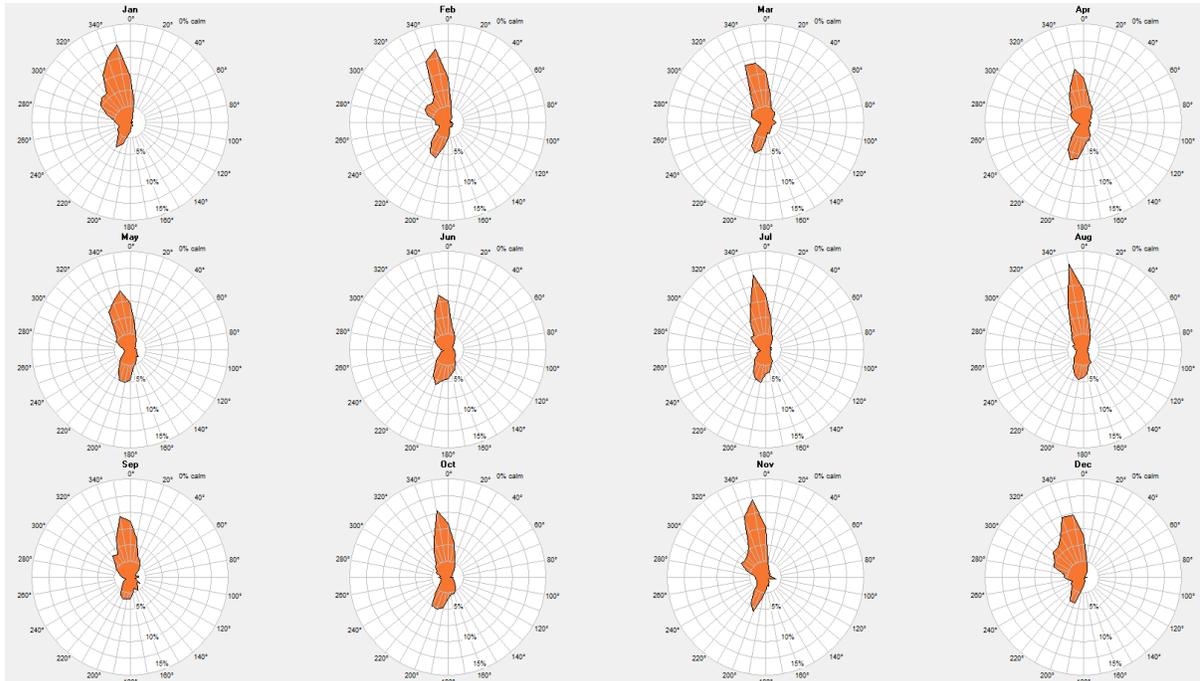
Lo siguiente que es muy importante analizar es la rosa de vientos, que mide datos del viento sabiendo la dirección con la que está soplando. Estos datos son muy útiles para saber la orientación con la que deben colocarse los aerogeneradores y hay tres tipos de rosas de viento distintas, la de frecuencia, la de velocidad y la de energía.

La primera que se va a analizar es la rosa de vientos de frecuencia, Figura 16 , en esta se puede ver la dirección predominante en la que sopla el viento. Esta es en  $350^\circ$  aunque existe una componente más secundaria en  $200^\circ$ .



*Figura 16: Rosa de vientos de frecuencia*

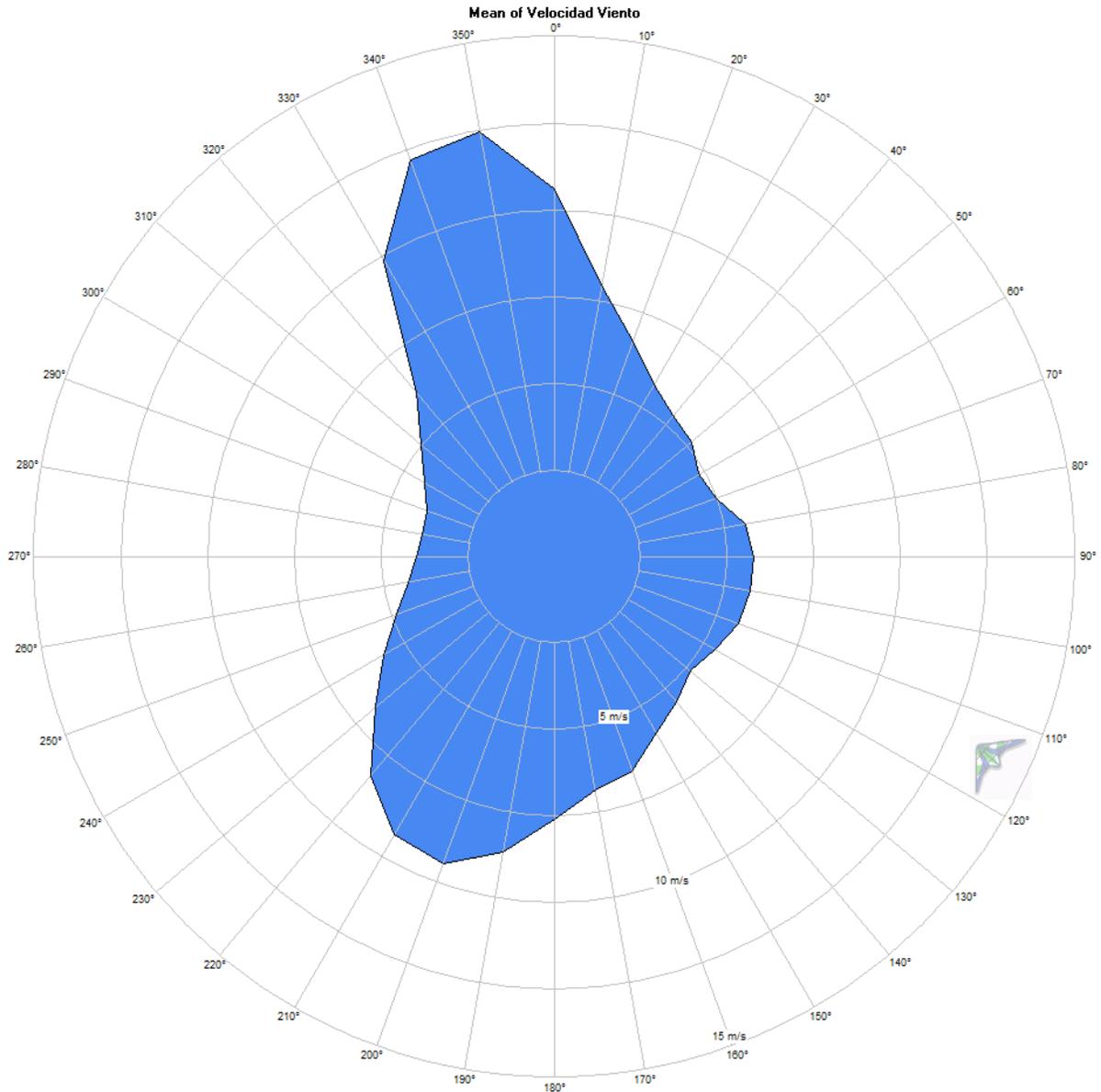
El programa también proporciona unas rosas de vientos por meses para ver si existen cambios por estaciones como pasaba con la velocidad del viento y se muestra en Figura 17.



*Figura 17: Rosa de vientos de frecuencia por mes*

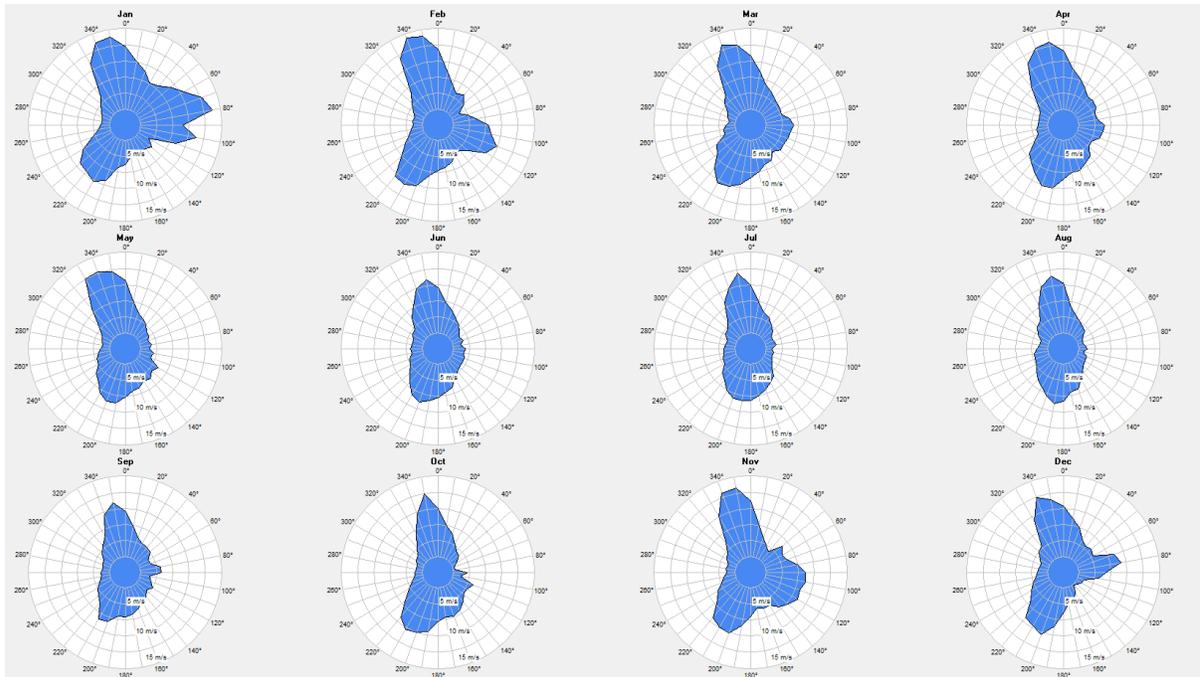
Se puede observar que en todos los meses la dirección predominante es 350° o 340° por tanto la variación es bastante pequeña, cuanto más cerca se quede el pico del exterior de la circunferencia, más frecuente es el viento en esa dirección, lo cual es positivo, y se tiene un máximo en el mes de agosto y un mínimo en abril.

La siguiente rosa de vientos que se va a estudiar es la de velocidad media, esta refleja la dirección a la que soplan vientos a cierta velocidad y se puede observar en Figura 18.



*Figura 18: Rosa de vientos de velocidad*

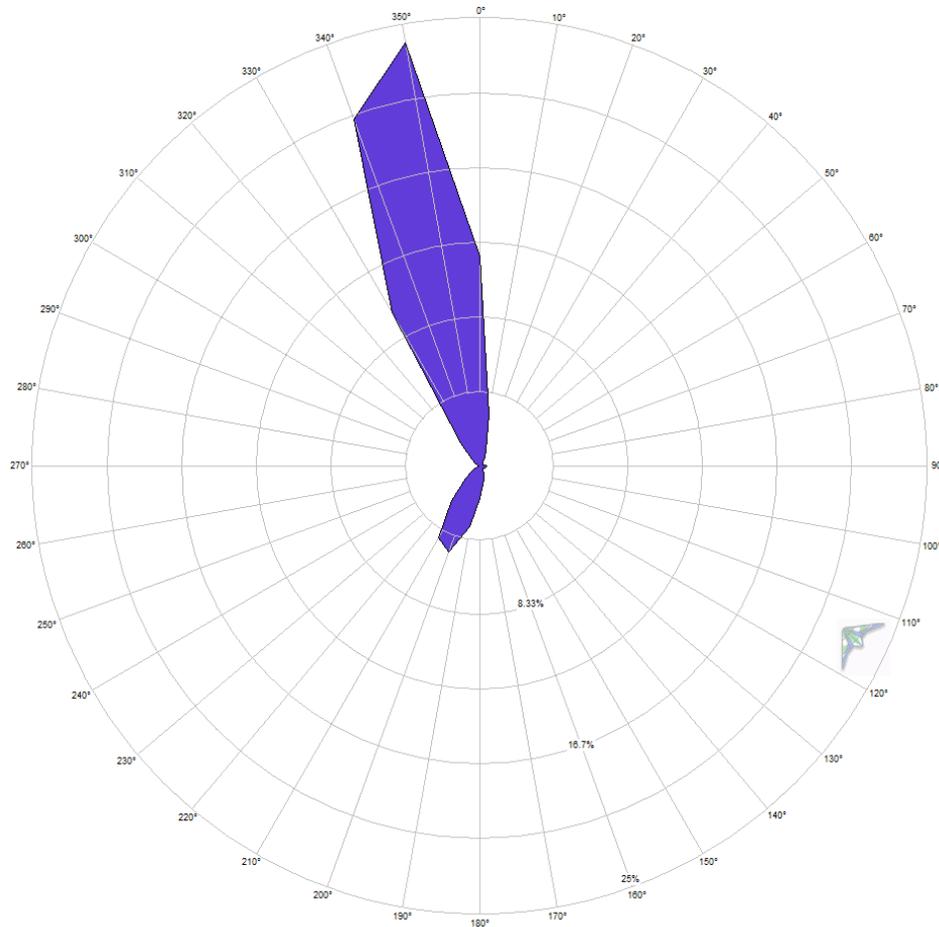
De nuevo la dirección de mayor velocidad es la de 350°-340° y un poco por detrás se tiene también 200°-210° muy similar a lo que mostraba la rosa de vientos de frecuencia. Sin embargo, cuando se observa la distribución por meses, Figura 19, se aprecian más anomalías.



*Figura 19: Rosa de vientos de velocidad por mes*

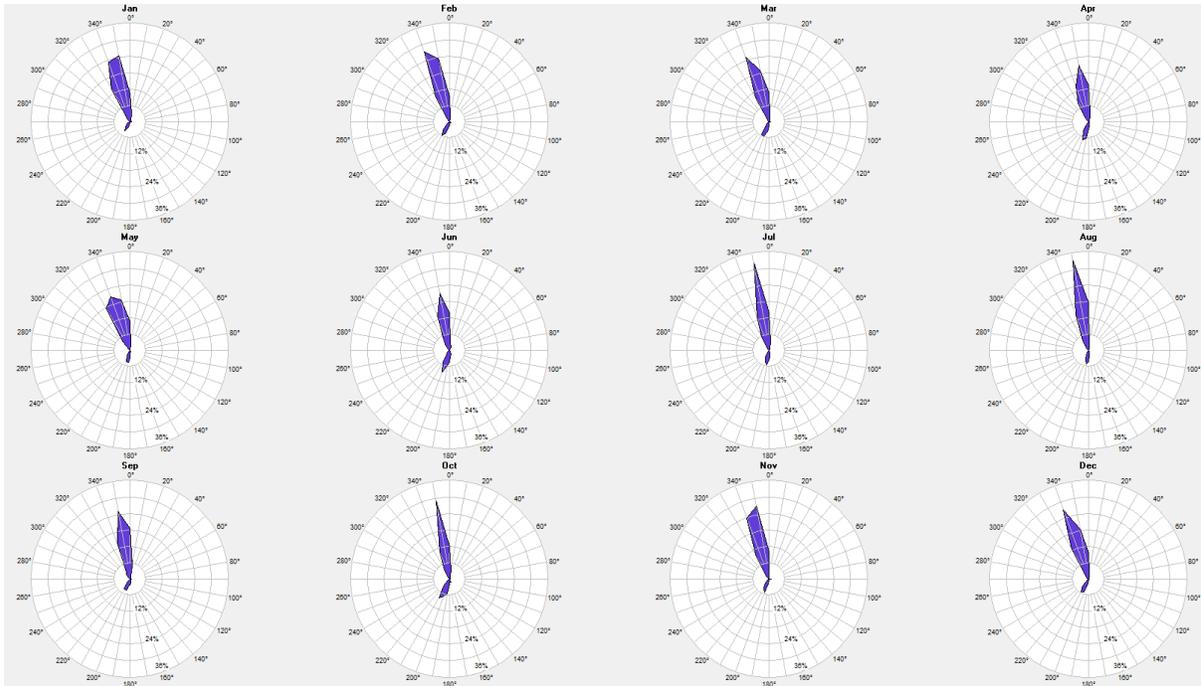
En algunos meses aparecen componentes en torno a  $80^\circ$  esto quiere decir que igual esos picos de viento que se observaban en algunos meses, como por ejemplo enero que tenía la media de velocidad más alta del año, es posible que sean en una dirección la cual el aerogenerador puede extraer menos provecho.

Por último, se tiene la rosa de vientos de energía, que indica cuanta energía se puede aprovechar en cada orientación, esta es la más importante porque va a ser la que marque la orientación de los aerogeneradores y se puede ver en Figura 20.



*Figura 20: Rosa de vientos de energía*

La dirección predominante es 350° con casi un 25% seguida de 340° con un 20%. También se tiene la distribución por meses en Figura 21. Las rosas de vientos son muy parecidas entre sí, aunque como ya se podía intuir con la rosa de vientos de velocidad, el mes de enero, a pesar de ser el mes con mayor media de viento, el pico de la rosa de vientos de energía no apenas llega al 24%, mientras que agosto, que era uno de los meses con menor media de viento, tiene el pico en casi un 36%.



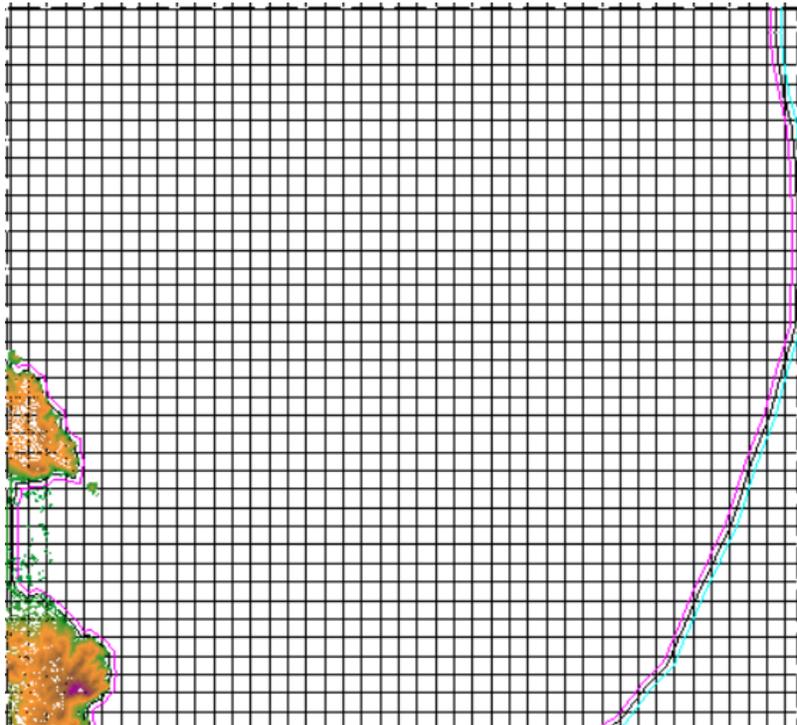
*Figura 21: Rosa de vientos de energía por mes*

A la vista de estos resultados, lo que se puede concluir es que la orientación de los aerogeneradores va a ser en  $350^\circ$  con respecto a la vertical.

## Capítulo 5. ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

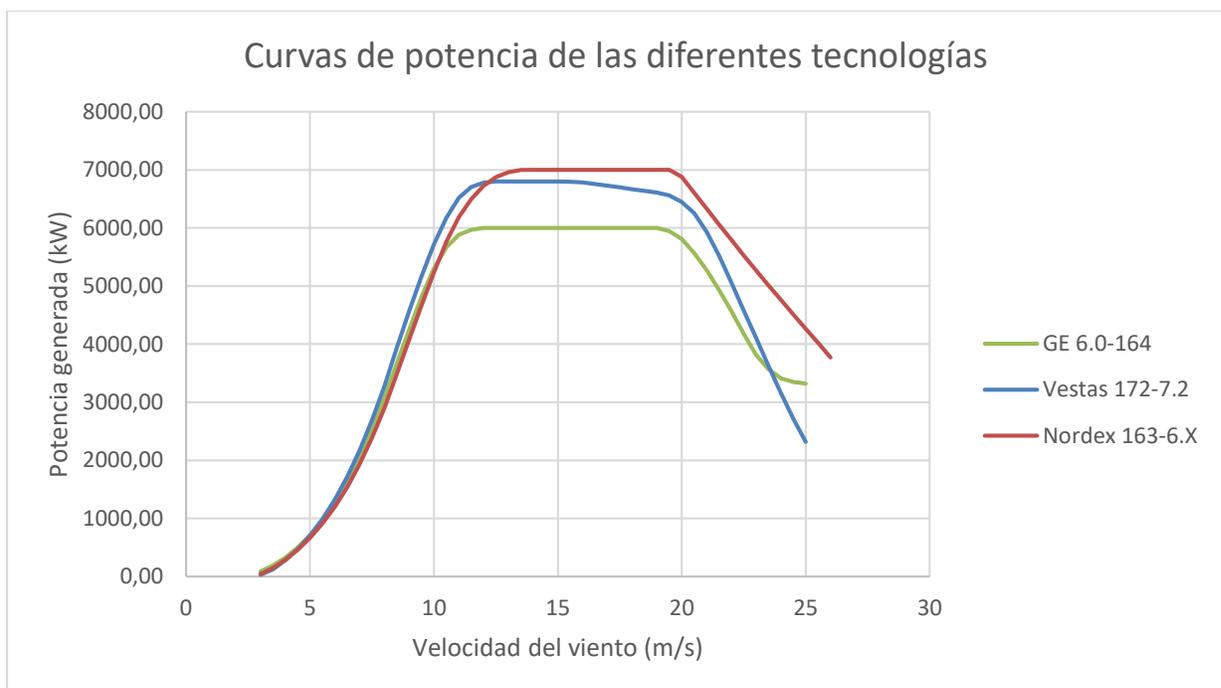
Para este apartado primero hacen falta una serie de documentos y datos que va a usar el programa de WASP, el primero es el viento de la zona, que se exporta desde Windographer a un archivo que WASP pueda leer. De toda la información de viento que daba Vortex, WASP solo necesita las distintas velocidades y la dirección del viento, además hay que darle al programa la localización de la torre de medida que ha obtenido estos datos.

También se necesita un mapa de rugosidad, el cual va a usar el programa para estimar el viento en cada punto que se coloque un aerogenerador, el cual se muestra en Ilustración 17.



*Ilustración 17: Mapa de rugosidad de la zona de estudio*

Después el programa necesita la información de los aerogeneradores, tanto sus curvas de potencia a la densidad del viento que se tiene en esta instalación, como su localización. Aquí hay que determinar el número de aerogeneradores que se quieren instalar según la potencia que se desea en la instalación, teniendo en cuenta los aerogeneradores que están disponibles. Este estudio se va a hacer con 3 aerogeneradores distintos, uno de General Electric el 6.0-164, de Vestas el 172-7.2 y de Nordex el 163-6.X. Se han escogido estos aerogeneradores porque se disponía de sus curvas de potencia, ya que los fabricantes no suelen proporcionar esta información. Se va a implementar un parque de al menos 200MW y para ello, teniendo en cuenta la potencia nominal de los aerogeneradores, hacen falta 34. Este proyecto va a contar que para todas las tecnologías se van a usar el mismo número de aerogeneradores a pesar de que esto va a hacer que la potencia instalada varíe según la tecnología que se implemente. A continuación, en Figura 22 se puede ver las curvas de potencia de los aerogeneradores que se van a emplear en el estudio.



*Figura 22: Curvas de potencia de las diferentes tecnologías*

Se puede observar en Figura 22 que el aerogenerador de General Electric es el que más se mantiene en su potencia nominal de 6 MW desde 12 m/s a 19 m/s, mientras que el de Vestas

tiene una potencia nominal de 7,2 MW, la cual no alcanza con la densidad del viento que se tiene en la localización. Por último, el de Nordex, es el que más potencia alcanza y llega a su nominal de 7 MW desde los 14 km/h hasta los 19,5 m/s.

Para la separación de los aerogeneradores se va a utilizar el que tiene un diámetro más grande, que es el de Vestas con 172 m y se van a separar 7 veces esa distancia en la dirección del viento y 3 veces en dirección perpendicular, siendo aproximadamente 1,2 km y 500 m y con eso se tiene el siguiente parque eólico que se puede ver en Ilustración 18.



*Ilustración 18: Localización de los aerogeneradores en el parque*

También se muestra en Tabla 4 todas las coordenadas de cada aerogenerador

Coordenadas aerogeneradores		
	X-UTM (m)	Y-UTM (m)
1	531971	4655974
2	531801	4657125
3	531596	4658332
4	532385	4656020
5	532177	4657201
6	531975	4658416
7	532893	4656111
8	532694	4657303
9	532479	4658528
10	533402	4656184
11	533191	4657401
12	532980	4658625
13	533846	4656248
14	533628	4657479
15	533414	4658708
16	530219	4654552
17	529995	4655692
18	530723	4654637
19	530454	4655758
20	529731	4654466
21	531205	4654721
22	530958	4655836
23	530247	4656835
24	531667	4654774
25	531478	4655907
26	530794	4656932
27	531294	4657029
28	531067	4658217
29	530573	4658126
30	532144	4654837
31	532581	4654903
32	533092	4654988
33	533579	4655059
34	534033	4655130

*Tabla 4: Coordenadas de los aerogeneradores del parque en UTM*

Con todo esto ya se pueden hacer las simulaciones en WASP y obtener los resultados para poder analizarlos con el fin de escoger la tecnología que mejor se adapte.

### 5.1.1 SIMULACIÓN CON EL AEROGENERADOR DE GENERAL ELECTRIC

La primera simulación se va a hacer con el aerogenerador de General Electric, que tiene una potencia nominal de 6 MW, los resultados de la simulación se pueden ver en Tabla 5.

Aerogenerador	Velocidad Media del Viento (m/s)	Producción Bruta (GWh)	Producción Neta (GWh)	Factor Estela (%)
1	8,09	25,644	22,961	10,46%
2	8,09	25,637	23,125	9,80%
3	8,08	25,626	24,122	5,87%
4	8,09	25,641	22,976	10,39%
5	8,09	25,648	23,104	9,92%
6	8,09	25,641	24,072	6,12%
7	8,09	25,659	23,121	9,89%
8	8,09	25,661	23,225	9,49%
9	8,09	25,656	24,16	5,83%
10	8,09	25,67	23,314	9,18%
11	8,09	25,666	23,365	8,97%
12	8,09	25,662	24,223	5,61%
13	8,09	25,672	23,744	7,51%
14	8,1	25,674	23,764	7,44%
15	8,09	25,665	24,411	4,89%
16	8,08	25,603	24,296	5,10%
17	8,08	25,597	24,375	4,77%
18	8,08	25,624	23,937	6,58%
19	8,08	25,611	23,689	7,50%
20	8,08	25,594	24,874	2,81%
21	8,08	25,626	23,757	7,29%
22	8,08	25,613	23,271	9,14%
23	8,08	25,596	24,333	4,93%
24	8,09	25,631	23,681	7,61%
25	8,09	25,639	23,104	9,89%
26	8,08	25,627	23,646	7,73%
27	8,08	25,627	23,314	9,03%
28	8,08	25,628	24,297	5,19%
29	8,08	25,606	24,625	3,83%
30	8,09	25,64	23,601	7,95%

31	8,09	25,647	23,622	7,90%
32	8,09	25,653	23,713	7,56%
33	8,09	25,661	23,884	6,92%
34	8,09	25,667	24,264	5,47%
Total		871,712	807,97	7,31%

Tabla 5: Simulación con aerogenerador de General Electrics

Las pérdidas del factor estela son de un 7,3% lo cual está dentro de un rango razonable, que ayuda a maximizar el rendimiento de la instalación. Con estos datos se quiere calcular la potencia que se entrega a la red y para ello hay que tener en cuenta una serie de rendimientos. Solo se van a emplear 3 rendimientos, que son los que más efecto tienen. Estos son: las pérdidas eléctricas, relacionadas con las pérdidas que se producen en los cables y diferentes equipos eléctricos, las pérdidas de Operación y Mantenimiento, asociadas con que las maquinas no están siempre en perfecto estado y, por último, las pérdidas de curva de potencia, que el fabricante asume que puede haber variaciones entre la curva teórica y la real que se observe con el aerogenerador instalado. Se van a poner que las dos primeras pérdidas son de 0,97 y la última de 0,95. Para tener las pérdidas totales hay que multiplicar todos los valores, y se obtiene un resultado total de 0,89.

Con estos valores hay que calcular la energía a la red, el tiempo a plena carga y el factor de capacidad que se calculan de la siguiente manera:

$$E_{Red} = E_{neta} * \eta$$

$$t_{plena\ carga} = \frac{E_{red}}{P_{total}}$$

$$Factor\ de\ Capacidad = \frac{t_{plena\ carga}}{8760}$$

Donde  $E_{red}$  es la energía que se proporciona a la red, y la  $P_{total}$  es la potencia total de la instalación que se calcula como el número de aerogeneradores por la potencia nominal de estos, en la Tabla 6 se muestran los resultados de estas operaciones.

Potencia Unitaria (MW)	6
N.º Aerogeneradores	34
Potencia Total (MW)	204
Energía Bruta (GWh)	871,71
Energía Neta (GWh)	807,97
Perdidas efecto estela (%)	7,31%
Energía a red (GWh)	722,21
Tiempo a plena carga (h)	3 540,24
Factor de capacidad (%)	40,41%

*Tabla 6: Resultados aerogenerador General Electrics*

Los dos números que van a servir como comparación para elegir la tecnología son la potencia a la red, y el factor de capacidad que es un valor que ayuda a estimar cuánto rendimiento se le saca a la planta.

### 5.1.2 SIMULACIÓN CON EL AEROGENERADOR DE VESTAS

La siguiente simulación es con el aerogenerador de Vestas, una máquina con una potencia nominal de 7,2 MW pero que con la densidad que se tiene en esta implantación no llega a generarlos. También es el aerogenerador con diámetro de rotor mayor y los resultados de la simulación se pueden ver en Tabla 7.

Aerogenerador	Velocidad Media del Viento (m/s)	Producción Bruta (GWh)	Producción Neta (GWh)	Factor Estela (%)
1	8,08	28,04	26,542	5,34%
2	8,08	28,071	25,99	7,41%
3	8,08	28,056	25,71	8,36%
4	8,08	28,038	27,15	3,17%
5	8,08	28,073	25,771	8,20%
6	8,08	28,058	25,178	10,26%
7	8,08	28,038	26,489	5,52%
8	8,09	28,078	25,669	8,58%
9	8,09	28,088	24,987	11,04%
10	8,08	28,074	25,644	8,66%
11	8,08	28,073	25,235	10,11%
12	8,08	28,074	26,444	5,81%
13	8,08	28,049	26,839	4,31%
14	8,09	28,089	25,578	8,94%
15	8,09	28,096	25,601	8,88%

16	8,09	28,103	25,71	8,52%
17	8,09	28,112	25,92	7,80%
18	8,09	28,119	26,39	6,15%
19	8,09	28,093	24,793	11,75%
20	8,09	28,084	25,006	10,96%
21	8,08	28,072	26,23	6,56%
22	8,09	28,09	24,83	11,61%
23	8,09	28,097	24,986	11,07%
24	8,09	28,088	26,177	6,80%
25	8,09	28,109	24,986	11,11%
26	8,09	28,111	25,124	10,63%
27	8,09	28,106	26,268	6,54%
28	8,09	28,122	25,236	10,26%
29	8,09	28,118	25,295	10,04%
30	8,09	28,113	26,354	6,26%
31	8,09	28,123	25,758	8,41%
32	8,10	28,126	25,788	8,31%
33	8,09	28,116	26,576	5,48%
34	8,08	28,047	26,443	5,72%
<b>Total</b>		<b>954,944</b>	<b>876,697</b>	<b>8,19%</b>

*Tabla 7: Simulación con aerogenerador de Vestas*

Se puede ver que el factor estela es mayor en este caso, principalmente porque el diámetro del rotor es mayor y eso hace que las pérdidas asociadas a este fenómeno se vean incrementadas, aun así, todavía se mantienen por debajo del 10% por lo tanto el valor sigue siendo aceptable. Los resultados a modo de resumen se pueden ver en Tabla 8.

Potencia Unitaria (MW)	7,2
N.º Aerogeneradores	34
Potencia Total (MW)	244,8
Energía Bruta (GWh)	954,94
Energía Neta (GWh)	876,70
Perdidas efecto estela (%)	8,19%
Energía a red (GWh)	783,64
Tiempo a plena carga (h)	3 201,14
Factor de capacidad (%)	36,54%

*Tabla 8: Resultados aerogenerador Vestas*

Como el aerogenerador no llega a su potencia nominal el factor de capacidad disminuye comparándolo con el caso del aerogenerador de General Electric, en cualquier caso, la potencia que suministra a la red es mayor.

### 5.1.3 SIMULACIÓN CON EL AEROGENERADOR DE NORDEX

Por último, se va a hacer la simulación usando el aerogenerador de Nordex, con una potencia nominal de 7 MW que, en este caso, sí llegaba a generar. También era el que más potencia alcanzaba en la curva de potencia a pesar de no ser el de mayor potencia nominal, los resultados de la simulación se muestran en Tabla 9.

Aerogenerador	Velocidad Media del Viento (m/s)	Producción Bruta (GWh)	Producción Neta (GWh)	Factor Estela (%)
1	8,09	27,389	24,3	11,28%
2	8,09	27,377	24,503	10,50%
3	8,08	27,363	25,687	6,13%
4	8,09	27,384	24,336	11,13%
5	8,09	27,391	24,5	10,55%
6	8,09	27,381	25,643	6,35%
7	8,09	27,403	24,483	10,66%
8	8,09	27,406	24,623	10,15%
9	8,09	27,399	25,727	6,10%
10	8,09	27,416	24,709	9,87%
11	8,09	27,412	24,774	9,62%
12	8,09	27,406	25,799	5,86%
13	8,09	27,417	25,217	8,02%
14	8,10	27,42	25,251	7,91%
15	8,09	27,408	26,006	5,12%
16	8,08	27,345	25,825	5,56%
17	8,08	27,334	25,943	5,09%
18	8,08	27,368	25,402	7,18%
19	8,08	27,35	25,144	8,07%
20	8,08	27,335	26,508	3,03%
21	8,08	27,369	25,204	7,91%
22	8,08	27,353	24,645	9,90%
23	8,08	27,329	25,905	5,21%
24	8,09	27,375	25,126	8,22%
25	8,09	27,383	24,471	10,63%
26	8,08	27,367	25,094	8,31%
27	8,08	27,365	24,716	9,68%

28	8,08	27,365	25,886	5,40%
29	8,08	27,339	26,246	4,00%
30	8,09	27,385	25,029	8,60%
31	8,09	27,391	25,059	8,51%
32	8,09	27,398	25,158	8,18%
33	8,09	27,407	25,354	7,49%
34	8,09	27,413	25,812	5,84%
Total		930,943	858,085	7,83%

*Tabla 9: Simulación con aerogenerador de Nordex*

En este caso se tienen unas pérdidas por factor estela un poco por encima de la primera simulación, pero por debajo de la segunda. En la Tabla 10 se pueden ver los resultados analizados de la simulación.

Potencia Unitaria (MW)	7,0
N.º Aerogeneradores	34
Potencia Total (MW)	238
Energía Bruta (GWh)	930,94
Energía Neta (GWh)	858,09
Perdidas efecto estela (%)	7,83%
Energía a red (GWh)	767,00
Tiempo a plena carga (h)	3222,70
Factor de capacidad (%)	36,79%

*Tabla 10: Resultados aerogenerador Nordex*

En este caso se tiene un resultado más o menos intermedio entre las otras dos simulaciones, en cuanto a energía a la red y factor de capacidad.

#### **5.1.4 SELECCIÓN DE AEROGENERADOR Y ESTRUCTURA DE CIMENTACIÓN**

Lo que se pretende maximizar es la rentabilidad económica del proyecto, para intentar recuperar la inversión lo antes posible y empezar a generar beneficios, es por eso por lo que, el número que se va a priorizar de las simulaciones es la energía a la red y por tanto el aerogenerador que se va a escoger es el de Vestas.

Como estructura de soporte se va a escoger la semi-sumergible porque es la que más proyección tiene a futuro, como se podía ver en Figura 10. Es una estructura muy estable, capaz de soportar aerogeneradores de gran tamaño y cuya fabricación y ensamblaje se puede

hacer íntegramente en tierra y luego ser transportada. Además, como es la que más se está investigando en este momento, se puede esperar que se reduzcan los costes y que la oferta sea mayor, adaptándose de una forma óptima al aerogenerador de la instalación.

## **Capítulo 6. DISEÑO DEL PROYECTO**

Este capítulo va a describir el proyecto que se va a desarrollar diciendo todos los equipos necesarios y se va a dividir en dos partes, la selección del aerogenerador y la estructura de cimentación y la instalación eléctrica.

### ***6.1 SELECCIÓN DE AEROGENERADOR Y ESTRUCTURA DE ANCLAJE***

Lo que se pretende maximizar es la rentabilidad económica del proyecto, para intentar recuperar la inversión lo antes posible y empezar a generar beneficios, es por eso por lo que, el número que se va a priorizar de las simulaciones es la energía a la red y por tanto el aerogenerador que se va a escoger es el de Vestas.

Como estructura de soporte se va a escoger la semi-sumergible porque es la que más proyección tiene a futuro, como se podía ver en Figura 10. Es una estructura muy estable, capaz de soportar aerogeneradores de gran tamaño y cuya fabricación y ensamblaje se puede hacer íntegramente en tierra y luego ser transportada. Además, como es la que más se está investigando en este momento, se puede esperar que se reduzcan los costes y que la oferta sea mayor, adaptándose de una forma óptima al aerogenerador de la instalación.

### ***6.2 DISEÑO CONCEPTUAL DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA***

El proyecto necesita una instalación eléctrica que va a incluir tres partes principales, primero la elevación de tensión desde la tensión de generación de 720 V a una tensión de transporte, media tensión, de 36 kV, unos cables para conectar los aerogeneradores y el resto de equipos y por último, una subestación off-shore de elevación de tensión de 36 kV a alta tensión, 220 kV.

## **6.2.1 TRANSFORMADOR DE BAJA TENSIÓN A MEDIA TENSIÓN Y CELDA DE LÍNEA**

El primer equipo que se tiene dentro de la instalación eléctrica es el transformador de tensión desde la generación en la torre hasta el transporte en media tensión. Esto se encuentra dentro del propio aerogenerador y va a tener las siguientes características.

### Características técnicas transformador de aerogenerador

Potencia nominal: 8400 kVA

Frecuencia: 50 Hz

Número de fases: 3

Tipo de refrigeración: KF/WF

Tensión nominal en AT: 36 kV

Tensión nominal en BT: 720 V

También la propia máquina tiene una celda de interconexión o de línea para conectar los aerogeneradores del parque incorporada. Las características de la celda son las siguientes.

### Características técnicas celda de línea de aerogenerador

Tipo: Aislado por gas

Tensión nominal: 36 kV

Frecuencia: 50 Hz

Corriente nominal máxima: 630 A

Corriente nominal de corta duración: 25 kA

Corriente nominal de pico soportada: 62.5 / 65 kA

Duración máxima de corto circuito: 1 s

Esta instalación en MT también va a contar con un interruptor seccionador, el cual tendrá 3 posiciones, abierto, cerrado y a tierra que tendrá una tensión nominal de 36 kV y una intensidad nominal de 600 A.

Por último, se va a contar con un interruptor automático que va a tener una tensión e intensidad nominal de 36 kV y 600 A respectivamente y un poder de corte de 25 kA.

El diagrama unifilar de este lado de BT, la transformación a MT, la interconexión de los generadores y el transporte hasta el centro de transformación off-shore con todos los equipos necesarios se muestran en un unifilar en ANEXO III: Planos

## **6.2.2 CABLEADO SUBMARINO**

Una vez se tiene como se van a conectar los aerogeneradores y la tensión del transporte, se puede calcular la intensidad que va a ir por los cables. La intensidad de salida del aerogenerador se calcula de la siguiente forma:

$$I = \frac{P_n}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi} = \frac{7200000}{\sqrt{3} * 36000 * 0,8} = 144,34 \text{ A}$$

Y ahora a esta intensidad hay que aplicarle una serie de factores de corrección que se extraen de la ITC-LAT-06 (Webaero, s.f.) según las características de la instalación y de la ubicación, que van a ser temperatura, resistividad térmica, profundidad y separación de ternos. Hay que tener en cuenta que la instalación se va a hacer con un cable directamente enterrado a 1,5 m de profundidad.

La primera es por temperatura, y lo primero que se necesita es la temperatura de servicio del cable, esta es de 90° ya que la intensidad es alta y se necesita un cable con un aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) como se puede ver en Tabla 11.

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente 0s	Cortocircuito 0cc (t ≤ 5 s)
Policloruro de vinilo (PVC)* S ≤ 300 mm <sup>2</sup> S > 300 mm <sup>2</sup>	70 70	160 140
Poliétileno reticulado(XLPE)	90	250
Etileno – Propileno (EPR)	90	250
Etileno - Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para U <sub>o</sub> /U ≤ 18/30 kV 90 para U <sub>o</sub> /U > 18/30 kV	250

*Tabla 11: Condiciones de servicio por tipo de aislamiento*

No hay datos de la temperatura del terreno en el fondo marino, por tanto, se va a poner el cableado en el peor caso posible, que es que el suelo se ponga a la temperatura que está el agua que alcanza los 30°. Se puede ver en Tabla 12 que el de corrección en este caso es de 0,97.

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

*Tabla 12: Factores de corrección para temperatura del terreno*

El siguiente factor es por resistividad térmica, la cual depende de la humedad y del material del terreno. Al ser un fondo marino la humedad es muy alta, por tanto, la resistividad térmica del terreno es muy baja, como se puede ver en Tabla 13.

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

*Tabla 13: Resistividad térmica del terreno*

Con estos valores de resistividad se entra en la Tabla 14, se puede sacar un factor de corrección de 1,28.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm <sup>2</sup>	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

*Tabla 14: Factores de corrección por resistividad del terreno*

El próximo factor de corrección a analizar es el relacionado con la profundidad de la instalación, en caso de ser distinta de 1 m hay que aplicar el factor correspondiente. Esta instalación se va a realizar a 1,5 m de profundidad y en Tabla 15 se puede ver que para este caso es de 0,96.

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

*Tabla 15: Factor de corrección para cables enterrados a una profundidad distinta de 1 m*

Por último, se tiene el factor de corrección asociado a la separación de los ternos, en este caso va a ser de 0,2 m y en Tabla 16 se puede ver que, en esta instalación, el factor es de 0,82.

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

*Tabla 16: Factor de corrección por separación de los ternos*

Ahora los factores de corrección se multiplican entre sí y el valor final se divide por la intensidad que se ha calculado al principio para obtener la intensidad de dimensionamiento, los resultados se muestran en Tabla 17.

factores de corrección	
temperatura	0,96
resistividad térmica	1,28
profundidad	0,96
separación de ternos	0,82
factor total	0,97
I nominal (A)	144,34
I corregida (A)	149,22

*Tabla 17: Factores de corrección e intensidad corregida*

Se tiene que la intensidad que se va a emplear para el dimensionamiento es de 149,22 A y por tanto la intensidad máxima que va a pasar por un cableado submarino va a ser de 596,86 A que va a ser la total de 4 aerogeneradores conectados y la que va a determinar el cable que se tiene que emplear. Para seleccionar los cables, se va a emplear el catálogo de Prysmian (Prysmian, 2024). El cable escogido es el RHZ1-OL AL, cuyas características principales se muestran en Ilustración 19, y la sección del cable se extrae de la tabla Tabla 18 que va a ser la de 1x800 de aluminio.

# EXZHELLENT® Class (AS)

## RHZ1-OL AL (AS)

### 12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV



#### NORMAS

##### CONSTRUCCIÓN

DND001  
UNE-HD 620-10E

##### REACCIÓN AL FUEGO

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2  
UNE-EN 50399  
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2  
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2  
UNE-EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24  
NF C 20-453  
DEF-STAN 02-713  
UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1

##### CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000294  
Clase C<sub>ca</sub>-s1b,d2,a1

##### CONSTRUCCIÓN

###### 1. CONDUCTOR

Aluminio clase 2 según UNE-EN 60228.

###### 2. PANTALLA SOBRE CONDUCTOR

Semiconductor extruido.

###### 3. AISLAMIENTO

Polietileno reticulado (XLPE).

###### 4. PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO

Semiconductor extruido separable en frío.

###### 5. PANTALLA METÁLICA

Hilos de cobre con cinta.

###### 6. PROTECCIÓN CONTRA EL AGUA

Obturacion longitudinal con cinta hinchante.



DESCÁRGATE LA DOP  
(declaración de prestaciones)  
<https://es.prysmiangroup.com/dop>

Nº DOP 000294

#### 7. RELLENO

Material LSOH.

#### 8. CUBIERTA EXTERNA

Compuesto de poliolefina tipo DMZ2.  
Color rojo con dos franjas verdes.

#### APLICACIONES

Puede instalarse al aire, en bandejas o enterrado directamente o bajo tubo.

Cubierta resistente a la abrasión y al desgarro.

Fácil deslizamiento.

Libre de halógenos con pantalla metálica obturada longitudinalmente frente al agua.

Cable de Alta Seguridad: con características de no propagación de llama y no propagador del incendio, libre de halógenos, reducida emisión de calor, baja acidez y corrosividad de los gases y baja cantidad y opacidad de los humos emitidos durante la combustión para cuando se desean las mejores propiedades de reacción al fuego.

Resistencia a los rayos UVA (HD 605 53 y UNE 211605).

Temperatura máxima del conductor: 90°C.  
Temperatura ambiente mínima de servicio: -15 °C.

#### CERTIFICACIONES



Ilustración 19: Características generales del cable

Sección Conductor / Pantalla Cu (mm <sup>2</sup> )	Diámetro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diámetro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Intensidad máxima de cortocircuito durante 1 s (kA)	
								Conductor	Pantalla
<b>12/20 kV</b>									
1X95 (Al)/16*	23,2	32,1	1075	482	255	205	190	8,93	2,97
1X150 (Al)/16*	25,9	35,2	1300	528	335	260	245	14,1	2,97
1X240 (Al)/16*	30,0	39,3	1685	590	455	345	320	22,6	2,97
1X400 (Al)/16*	35,0	44,6	2230	669	610	445	415	37,6	2,97
1X500 (Cu)/16	39,2	48,7	5910	731	930	635	605	71,5	2,97
1X630 (Cu)/16	42,6	52,2	7355	783	1095	715	675	90,1	2,97
<b>18/30 kV</b>									
1X95 (Al)/16*	28,2	37,1	1325	557	255	205	190	8,93	2,97
1X150 (Al)/16*	30,9	40,2	1585	603	335	260	245	14,1	2,97
1X240 (Al)/16*	35,0	44,3	1990	665	455	345	320	22,6	2,97
1X400 (Al)/16*	40,0	49,6	2575	744	610	445	415	37,6	2,97
1X500 (Al)/16	43,5	53,1	3050	797	715	505	480	47,0	2,97
1X630 (Al)/16	48,0	57,6	3600	864	830	575	545	59,2	2,97
1X800 (Al)/16**	51	60,1	4150	902	955	640	625	75,2	2,99
1X1000 (Al)/16**	55	64,5	4895	968	1085	710	695	94	2,99
1X500 (Cu)/16	44,2	53,7	6305	806	930	635	605	71,5	2,97
1X630 (Cu)/16	47,6	57,2	7720	858	1095	715	675	90,1	2,97

*Tabla 18: Sección y material del conductor e intensidad máxima admisible*

El siguiente cálculo que hay que hacer es el de la caída de tensión. Para esta instalación se va a tener una subestación off-shore que va a elevar la tensión de media tensión a alta tensión para su posterior transporte y distribución on-shore. Esta subestación se va a encontrar aproximadamente a unos 5 km de distancia de uno del extremo más cercano a la costa de la superficie que ocupa el parque eólico (como se puede ver en Ilustración 20), las características de esta subestación se van a especificar en el subapartado siguiente.



*Ilustración 20: Ubicación de la subestación off-shore*

La caída de tensión tiene que ser menor de un 5 % del total para que la instalación sea válida, en caso contrario, habría que aumentar la sección del cable, para ello se va a coger el caso más desfavorable, que va a ser cuando la intensidad y la distancia sean máximas. La intensidad máxima es la calculada anteriormente de 596,86 A y la distancia máxima va a ser de 7,89 km. La caída de tensión se calcula de la siguiente forma:

$$\Delta U = \sqrt{3} * L * I * \cos\varphi * R$$

Donde:

- $\Delta U$  es la caída de tensión (V)
- L es la longitud de la línea (km)
- I es la intensidad que circula por la línea (A)
- R es la resistencia del conductor ( $\Omega/\text{km}$ )

El valor de conductividad se puede extraer de la Tabla 19, que se puede ver que es de 0,0509  $\Omega/\text{km}$ , con esto se tiene que el valor de la caída de tensión es de 332 V que es menor del 1% y por tanto se está dentro de los valores razonables.

Sección Conductor / Pantalla Cu (mm <sup>2</sup> )	Resistencia en corriente continua a 20 °C ( $\Omega/\text{km}$ )	Resistencia en corriente alterna a 90 °C ( $\Omega/\text{km}$ )	Reactancia inductiva a 50 Hz ( $\Omega/\text{km}$ )	Capacidad ( $\mu\text{F}/\text{km}$ )	Resistencia homopolar $R_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	Reactancia inductiva homopolar $X_0$ ( $\Omega/\text{km}$ )	Capacidad homopolar $C_0$ ( $\mu\text{F}/\text{km}$ )
<b>12/20 kV</b>							
1X95 (Al)/16*	0,320	0,403	0,125	0,216	1,155	0,514	0,216
1X150 (Al)/16*	0,206	0,262	0,117	0,251	1,038	0,508	0,251
1X240 (Al)/16*	0,125	0,161	0,108	0,304	0,952	0,503	0,304
1X400 (Al)/16*	0,0778	0,102	0,101	0,368	0,900	0,500	0,368
1X500 (Cu)/16	0,0366	0,051	0,099	0,422	0,855	0,500	0,422
1X630 (Cu)/16	0,0283	0,0408	0,095	0,465	0,844	0,498	0,465
<b>18/30 kV</b>							
1X95 (Al)/16*	0,320	0,403	0,134	0,166	1,149	0,528	0,166
1X150 (Al)/16*	0,206	0,262	0,126	0,190	1,032	0,521	0,190
1X240 (Al)/16*	0,125	0,161	0,116	0,227	0,947	0,514	0,227
1X400 (Al)/16*	0,0778	0,102	0,108	0,272	0,895	0,510	0,272
1X500 (Al)/16	0,0605	0,103	0,103	0,303	0,875	0,508	0,303
1X630 (Al)/16	0,0469	0,0636	0,100	0,343	0,857	0,506	0,343
1X800 (Al)/16**	0,0367	0,0509	0,095	0,399	0,845	0,503	0,399

Tabla 19: Valores de resistencia y capacidad del cable

### 6.2.3 SUBESTACIÓN OFF-SHORE

Esta instalación va a hacer una función principal de elevación de tensión, de 36 kV a 220 kV que es la tensión que tiene la subestación más cercana en tierra, la de Juia, que se muestra en Ilustración 21 (Red Eléctrica de España, s.f.), donde la línea verde, que es la que llega a Juia es de 220 kV.



*Ilustración 21: Mapa eléctrico de Cataluña y alrededores*

La subestación va a ser de tipo GIS (aislada por gas) y va a tener dos autoválvulas, un seccionador con puesta a tierra, un interruptor automático, un transformador de intensidad, un seccionador sin puesta a tierra.

El primer equipo es el transformador, la subestación va a tener 2 transformadores cuyas características técnicas son las siguientes.

Características técnicas de los transformadores de MT a AT

- Potencia nominal: 150 MVA
- Frecuencia: 50 Hz
- Número de fases: 3
- Tipo de refrigeración: OFAF
- Tensión nominal en AT: 220 kV

Tensión nominal en BT: 36 kV

El siguiente componente la autoválvula cuyas características técnicas son:

Características técnicas de las autoválvulas

Tensión máxima: 245 kV

Tensión nominal: 220 kV

Frecuencia: 50 Hz

Corriente nominal de descarga: 10kA

Clase de descarga: 3

Después se tienen los seccionadores, ambos tienen una tensión nominal de 245 kV, una intensidad nominal de 400 A y una corriente admisible asignada de corta duración de 80 kA (1-3s), uno de ellos contará con puesta a tierra y el otro tan solo con apertura y cierre.

También se tiene un interruptor automático cuyas características son una tensión nominal de 245 kV, intensidad nominal de 400 A y poder corte de 40 kA.

Por último, la subestación cuenta con un transformador de intensidad, cuyas características técnicas son:

Características técnicas del transformador de intensidad

Tensión nominal: 245 kV

Intensidad nominal primaria: 600 A

Intensidad nominal secundario: 5 A

Clase 3 potencia: 17,5 VA

El unifilar de AT se muestra en ANEXO III: Planos.

### **6.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES**

Este capítulo sirve para mostrar un resumen con las principales características que va a tener el parque. Va a ser un parque situado en la costa del litoral catalán ubicado a unos 20 km de la costa que va a contar con 34 aerogeneradores Vestas 172-7.2 de 7,2 MW cada uno, una altura de buje de 120 m y un diámetro de 172 m. Este aerogenerador se va a apoyar sobre una estructura semi-sumergible para garantizar su estabilidad.

Después la energía producida por cada aerogenerador se eleva de 720 V a 36 kV para su transporte mediante las líneas de generación. Estas tienen un cable que debe ser capaz de soportar una intensidad de casi 600 A y va a ser de aluminio con una sección de 800 mm. La conexión de los aerogeneradores se va a hacer de 4 en 4 lo que quiere decir que habrá 7 líneas de generación de 4 aerogeneradores y 2 con 3 aerogeneradores.

Posteriormente estas llegan a una subestación off-shore, que se encuentra en el centro geométrico del parque eólico y es el encargado en elevar la tensión de 36 kV a 220 kV.

Esta instalación va a generar 876,7 GWh al año que teniendo en cuenta una serie de rendimientos, la energía suministrada a la red es de 783,6 GWh. A continuación, se muestran todos los datos a modo de resumen en

Tabla resumen	
Número de aerogeneradores	34
Potencia unitaria (MW)	7,2
Potencia instalada (MW)	244,8
Altura de buje (m)	120
Diámetro del rotor (m)	172
Producción neta (MWh)	876,7
Energía a la red (MWh)	783,6

*Tabla 20: Tabla resumen de las características de la instalación*

## Capítulo 7. ESTUDIO DE LA VIABILIDAD

En este capítulo se va a estudiar el rendimiento económico del proyecto y su rentabilidad. Para ello hay que tener en cuenta los costes de todos los equipos, el coste de la construcción e instalación, los costes de operación y mantenimiento y el beneficio que se obtiene por la energía generada. También es importante tener en cuenta que se va a estudiar el proyecto durante 25 años, que es la vida que le da a este tipo de proyectos el estudio de NREL (NREL, 2022).

Los datos de gastos de inversión y de operación y mantenimiento se van a extraer del estudio de NREL, este documento incluye un desglose de todos estos gastos que se muestran en Tabla 21 y Tabla 22.

OpEx de la eólica marina flotante	
Componente	Coste (\$/kW-año)
Mantenimiento	56
Mano de obra (técnicos)	4
Materiales	3
Equipamiento (buques)	49
Operaciones	30
Gestión administrativa	2
Tasas portuarias	14
Seguro	15
<b>Total OpEx</b>	<b>87</b>

*Tabla 21: Costes de operación de la eólica marina flotante*

CapEx de la energía eólica marina	
Componente	coste (\$/kW)
Turbina	1700
BOS	3409
Desarrollo y gestión de proyectos	98
Subestructura y cimentación	1708
Infraestructura eléctrica	1157
Ensamblaje e instalación	279
Precio de alquiler	167
Soft costs	1060
Puesta en servicio	59
Desmantelamiento	147
Contingencia	540
Financiación de la construcción	255
Seguro durante la construcción	59
<b>Total CapEx</b>	<b>6169</b>

*Tabla 22: Costes de inversión de la eólica marina flotante*

Con estos valores y la potencia instalada que tiene el parque eólico se saca la inversión necesaria y los costes anuales que tiene la instalación.

También es importante calcular la amortización de los equipos materiales, que son las turbinas, la subestructura y cimentación y la infraestructura eléctrica. Un desglose del cálculo se muestra en Tabla 23.

	amortización				
	valor (miles€)	vida útil	valor residual	amortización anual	valor final proyecto
Subestructura y cimentación	418118,4	50	10%	7526,131	229965,12
Turbina	370382,4	25	10%	13333,766	37038,24
Infraestructura eléctrica	283233,6	30	20%	7552,896	94411,20

*Tabla 23: Cálculo de las amortizaciones*

Para seguir con los cálculos económicos hace falta ahora tener un valor para los ingresos. Con ayuda del programa WASP se obtuvo una generación anual y se va a poner un precio de venta de la luz de 56,78 €/MWh, este valor se ha extraído de una media del precio en lo que llevamos de año 2024 con datos extraídos del OMIE (OMIE, 2024). Se ha empleado la media de cada mes que se muestra en Tabla 24.

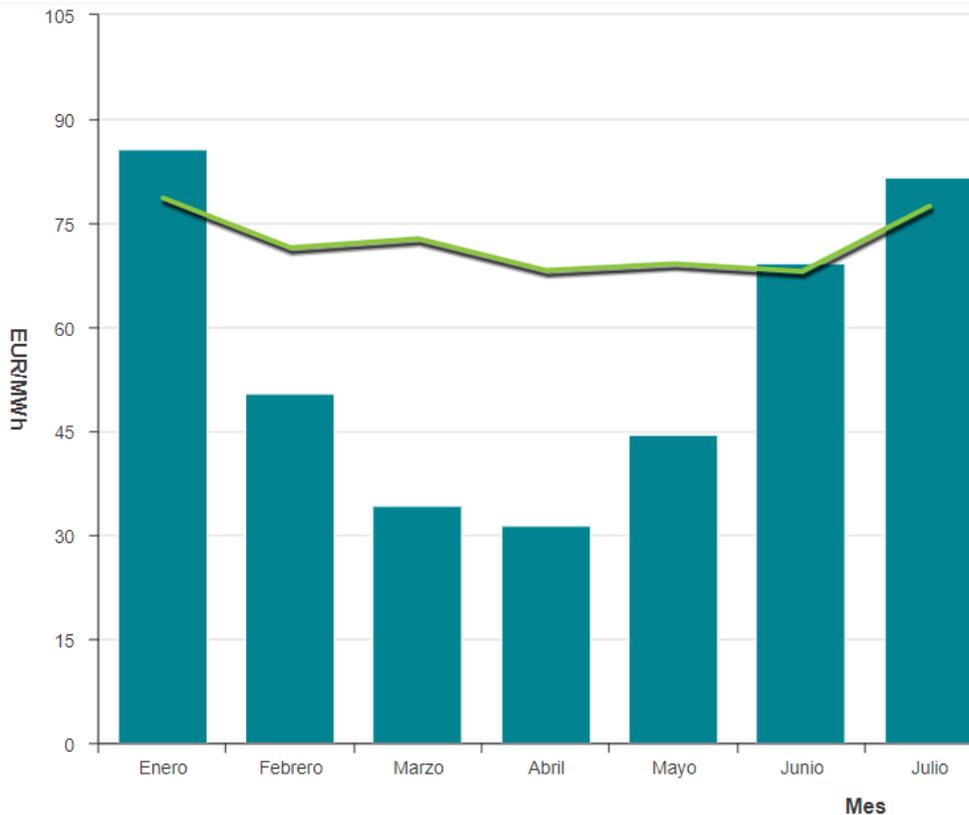


Tabla 24: Media del precio de la luz en 2024 (€/MWh)

Se van a tener en cuenta una inflación de un 3% anual para gastos de operación y mantenimiento y se tiene un impuesto sobre la generación de un 7% y un impuesto de sociedades del 25%. Además, se va a contar con una subvención de 10 millones de euros para la construcción de la instalación. Aparte de la subvención, la empresa va a pagar la inversión en un 30 % con recursos propios y en un 70 % con un préstamo para el cálculo del WACC que se muestra en la siguiente fórmula:

$$WACC = \frac{(E * K_e) * ((D * K_d) * (1 - 0,25))}{E * D}$$

Donde:

- E es valor de los recursos propios.
- $K_e$  es la rentabilidad exigida de las acciones que tiene un valor de 7,5 %
- D es el valor de la deuda.

- $K_d$  es el coste de la deuda que tiene un valor de 5 %.

Con esta ecuación se obtiene un valor de WACC del 4,88 %. Con todos estos valores se puede hacer los flujos de caja que se muestran de forma detallada en ANEXO I: Cálculos de free cash flow.

Para analizar los resultados se van a calcular dos medidas de rentabilidad, el VAN y el TIR. El VAN se calcula como se muestra en la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

Donde:

- $I_0$  es la inversión que se requiere antes que empiece el proyecto.
- $n$  es el número de años que dura el proyecto o análisis, en este caso 25.
- $F_t$  son los flujos de caja que se generan en el año  $t$ .
- $k$  es la tasa de descuento.

Ahora se calculan dos tipos de VAN distintos, el del proyecto y el del accionista. La diferencia es que el VAN del proyecto utiliza como flujos de caja los valores del FCF y como tasa de descuento el valor del WACC y con esto se tiene un VAN de -425 494 067,87 €. Por otro lado, está el VAN del accionista, éste emplea como flujos de caja los flujos para el accionista y como tasa de descuento la  $K_e$  que se utilizó en el WACC, con esto se tiene un VAN para el accionista de -352 522 184,07 €.

El otro indicador que se va a emplear es el TIR, que es simplemente el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea 0, en este caso como hay dos números de VAN de nuevo hay dos TIR que son, un 0,94 % para el proyecto y un -1,69 % para el accionista.

## Capítulo 8. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

Un proyecto de estas magnitudes requiere de unas fases para la planificación del proyecto que cada una tiene una duración de varios años y se dividen en tres partes principales, fase de desarrollo, fase de pre-construcción y fase de construcción el total de todo el proyecto puede durar entre 7 y 11 años (Iberdrola, 2024) desde que se empieza con la idea hasta que el parque está produciendo energía y generando beneficios.

La fase de desarrollo es la primera fase y es la que se ha intentado cubrir en este proyecto. Puede durar entre 3 y 5 años y es la responsable de elegir el emplazamiento, evaluar el recurso eólico, hacer un diseño conceptual de la instalación, incluyendo instalación eléctrica y aerogeneradores y cimentación y por último un estudio de viabilidad y rentabilidad económica. Finalmente, esta fase puede contar también con solicitudes para los permisos que sean necesarios como el permiso de conexión a red o el de construcción.

Después se tiene la fase de pre-construcción, en esta se hace un diseño muy detallado de toda la instalación y del proceso a seguir para su construcción. También se hacen las contrataciones necesarias y los contactos con fabricantes para conseguir todos los materiales y equipos necesarios para la instalación, desde mano de obra y maquinaria, hasta equipos eléctricos, pasando por los aerogeneradores y sus estructuras de cimentación. Por último, esta fase cuenta con un cierre financiero del proyecto y puede durar entre 1 y 3 años.

Finalmente, se tiene la fase de construcción, en esta no solo se tiene la construcción del parque eólico sino que también es la encargada de la puesta en marcha y la conexión a la red eléctrica. Las construcciones y el montaje de los parques eólicos marinos flotantes se hacen en parte en tierra, para minimizar los costes y las complicaciones. Los aerogeneradores y sus plataformas se suelen montar enteros en tierras y luego son transportados con un remolque hasta su ubicación correcta y su instalación se hace en alta mar. Una vez se tiene toda la instalación y la conexión a la red se hace la puesta en marcha del parque con todas las medidas de seguridad requeridas, completar esta fase puede durar entre 2 y 4 años.

## Capítulo 9. AHORRO Y CONTAMINACIÓN EVITADA

La construcción de una central de este tipo ayuda a reducir las emisiones ya que deja obsoletas otras centrales térmicas que pueden emitir gases contaminantes, los gases contaminantes que emiten fuentes de energía no renovables por kWh se muestran en Tabla 25.

Emisión de gases				
Fuente de generación	SO <sub>2</sub> (g/kWh)	NO <sub>x</sub> (g/kWh)	CO <sub>2</sub> (g/kWh)	Partículas (g/kWh)
Hulla y antracita	7,1	3,8	944	0,5
Lignito N	23,3	3,7	951	0,4
Lignito P	25,5	2,1	1028	0,4
Carbón lm	3,1	2,2	880	0,1
Fuel y gas	2,9	1,2	757	0,1
Ciclo combinado	0,007	1,2	350	0,02

Tabla 25: Emisión de gases contaminantes por fuente de generación (CNMC, s.f.)

Ahora con la energía que produce el parque se puede calcular el ahorro y la contaminación evitada que genera un parque no contaminante como el eólico, y los resultados se muestran en Tabla 26.

Contaminación evitada al año (ton)				
Fuente de generación	SO <sub>2</sub> (ton)	NO <sub>x</sub> (ton)	CO <sub>2</sub> (ton)	Partículas (ton)
Hulla y antracita	6224,5	3331,4	827602,0	438,3
Lignito N	20427,0	3243,8	833738,8	350,7
Lignito P	22355,8	1841,1	901244,5	350,7
Carbón lm	2717,8	1928,7	771493,4	87,7
Fuel y gas	2542,4	1052,0	663659,6	87,7
Ciclo combinado	6,1	1052,0	306844,0	17,5

Tabla 26: Contaminación evitada al año

## **Capítulo 10. CONCLUSIONES Y TRABAJOS**

### **FUTUROS**

Con estos estudios ya finalizados, lo primero que se puede concluir es que el proyecto es viable técnicamente hablando porque existe tecnología y maquinaria capaz de construir un parque de estas características y conectarlo a la red y hacerlo útil pero no se le puede sacar rédito económicamente hablando. También cumple con otros objetivos que se habían marcado como la transición a energía limpia o el evitar emitir contaminantes a la atmósfera.

Primero se tiene que la ubicación en la costa de Cataluña es un lugar donde se puede implantar una instalación de energía eólica marina flotante. Cumple con los requisitos de la zona POEM y tiene un recurso eólico muy aprovechable a menos de 20 km de la costa. En cuanto al viento se tienen unas velocidades de en torno a 8,11 m/s y la orientación predominante es la de 350°. Para el proyecto se ha escogido el aerogenerador de Vestas 172-7.2 porque es el que tenía una mayor generación de energía y se van a instalar 34, con esta instalación, la generación total a lo largo de un año es de 876,70 GWh. También se ha descrito la instalación eléctrica necesaria para el parque en cuestión, que cuenta con una elevación de tensión de 720 a 36 kV, luego un cableado submarino para unir los aerogeneradores y transportar la energía hasta una subestación off-shore, que sería la encargada de pasar la tensión a 220 kV para su posterior transporte a otra subestación en tierra.

Por último, el proyecto cuenta con un estudio económico donde se han tenido en cuenta todos los costes, tanto los de inversión como los de operación y mantenimiento, donde se ha obtenido para el proyecto un VAN de -425 494 067,87 € y un TIR de un 0,94 %, para el accionista el VAN es -352 522 184,07 € y el TIR está por debajo de cero, de ahí su baja rentabilidad económica.

En cuanto a trabajos futuros todavía queda un camino por recorrer para poder hacer instalaciones de este tipo. El proyecto en cuestión necesita un precio del MWh de en torno a 80 € y además una subvención sustancial del gobierno para poder ser rentable, mayor a la de 20 millones de euros que se ha estudiado, en torno a 60. También hay que contar con que se estima que el precio de las instalaciones eólicas marinas flotantes baje sustancialmente en los próximos años como se muestra en Figura 23 (AEE, 2022), donde se puede ver en azul el CaPex de las instalaciones en 2025 y en verde el esperado para 2030, con un descenso de casi un 15 % en la inversión inicial requerida para construir un proyecto de estas características.

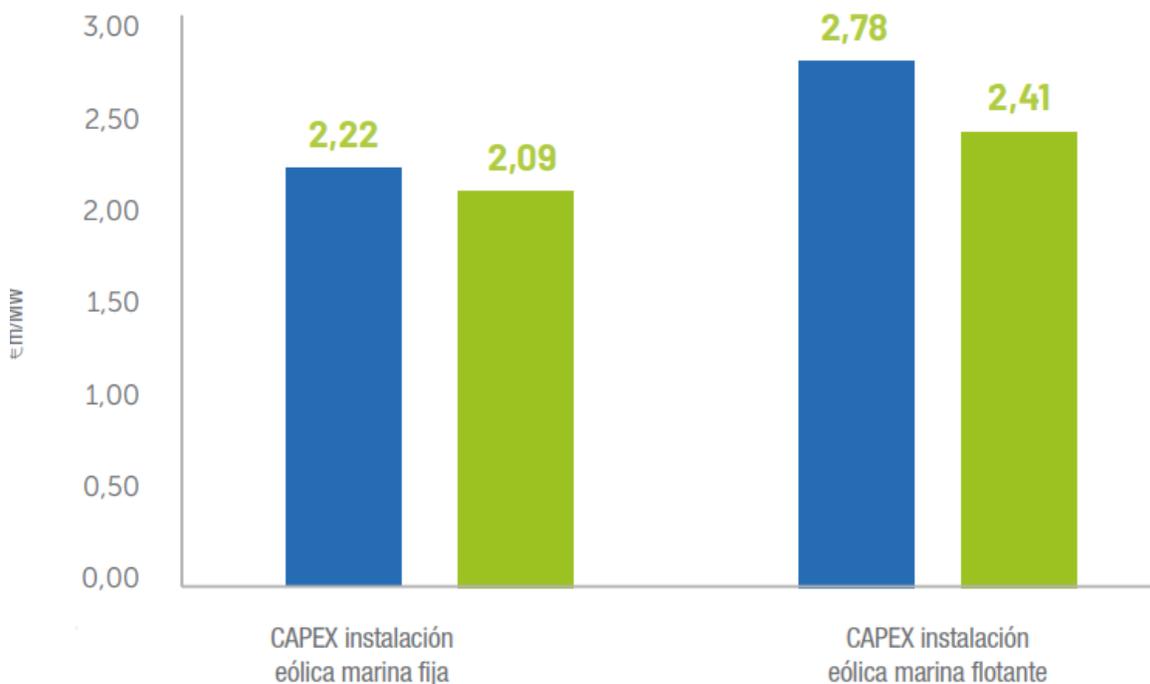


Figura 23: CaPex 2025-2030 de una instalación eólica marina de 500MW (Millones de euros/MW)

También se espera una reducción en los costes de mantenimiento y operación como se puede ver en Figura 24, donde se puede apreciar que se prevé en torno a un 20 % menos de gastos en operación y más de un 20 % en mantenimiento.

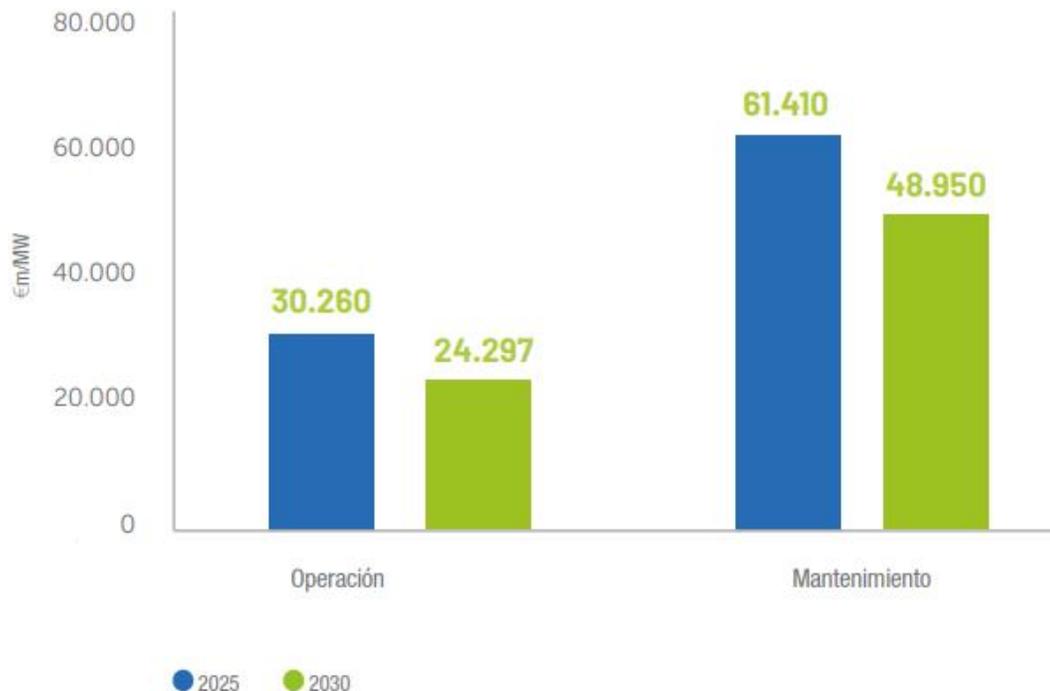


Figura 24: OpEx 2025-2030 de las instalaciones de eólica marina

Otro factor para tener en cuenta en este análisis es que se ha hecho con aerogeneradores diseñados para producir energía en tierra y no en el mar. Las turbinas off-shore pueden generar una potencia de hasta 15 MW las más modernas que es más del doble de la potencia nominal de la turbina que se ha usado en este proyecto y también se puede esperar un aumento del factor de capacidad lo que aumentará el rendimiento de las instalaciones disminuyendo el coste si se tiene en cuenta el valor por unidad de energía generada.

Con estos factores de disminución del CapEx de un 15 % y del OpEx de un 20 % además se ha supuesto un aumento en generación de un 15 %, con todos estos datos sí se puede esperar un proyecto rentable que saque un VAN de 59 914 635,01 € y un TIR de 5,38 % y el accionista tendría un VAN de 5 449 083,25 € y un TIR del 7,63 %, las cuentas de estas operaciones se muestran en ANEXO II: Flujos de caja caso hipotético. Un factor muy importante para tener en cuenta es que estos cálculos se han hecho con expectativas a 5 años que es un futuro bastante cercano teniendo en cuenta el tiempo que requiere su diseño y luego su construcción.

También es importante recalcar que la zona POEM es muy amplia, de casi 250 km<sup>2</sup> frente a la instalación estudiada, de 15 km<sup>2</sup> y en este caso se ha cogido el área más cercana a la costa porque podía reducir costes de la instalación. Es posible que la instalación se pueda optimizar, buscando en esa zona donde se encuentra el mayor viento para poder aumentar el rendimiento, también se puede ajustar el tamaño de la instalación, es posible que el rendimiento (tanto de generación de energía como económico) de la instalación cambie según el tamaño y la potencia instalada. Todo esto son factores que en este trabajo no se han analizado y pueden mejorar la instalación hasta el punto de hacerla rentable.

## Capítulo 11. BIBLIOGRAFÍA

- AEE. (2022). Obtenido de [https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2022/11/AEE-Libro-Blanco-Industria-Eolica-Marina\\_03112022.pdf](https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2022/11/AEE-Libro-Blanco-Industria-Eolica-Marina_03112022.pdf)
- Asociación Empresarial Eólica. (s.f.). Obtenido de <https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2022/03/2202-FAQ-EOLICA-MARINA-2022-v5.pdf>
- CNMC. (s.f.). Obtenido de [https://www.cnmc.es/sites/default/files/1574914\\_11.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/1574914_11.pdf)
- Comisión Europea. (s.f.). Obtenido de <https://emodnet.ec.europa.eu/geoviewer/>
- EIP. (2022).
- Equinor. (s.f.). Obtenido de <https://www.equinor.com/energy/hywind-scotland>
- Equinor. (s.f.). Obtenido de <https://www.equinor.com/energy/hywind-tampen>
- Equinor. (2017). Obtenido de <https://www.equinor.com/energy/hywind-scotland>
- Global Wind Atlas. (2024). Obtenido de <https://globalwindatlas.info/es>
- GWEC. (2024). *Global Offshore Wind Report*. Obtenido de <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2024/#:~:text=A%20total%20of%2075%20GW,by%20the%20end%20of%202033.>
- Ministerio. (2021). Obtenido de [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/eshreolicamarina-pdfaccesiblev5\\_tcm30-534163.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/eshreolicamarina-pdfaccesiblev5_tcm30-534163.pdf)
- Ministerio para la Transición Ecológica. (2020). Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html>

- Ministerio para la transición ecológica. (2023). Obtenido de [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/\\_layouts/15/Borrador%20para%20la%20actualizaci%C3%B3n%20del%20PNIE%202023-2030-64347.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/_layouts/15/Borrador%20para%20la%20actualizaci%C3%B3n%20del%20PNIE%202023-2030-64347.pdf)
- Ministerio, t. (s.f.). Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/es/costas/temas/proteccion-medio-marino/ordenacion-del-espacio-maritimo.html>
- NREL. (2022). Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/88335.pdf>
- NREL. (2022). Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/88335.pdf>
- Oficina Nacional de Prospectiva y Estrategia. (2021). Obtenido de [https://www.lamoncloa.gob.es/presidente/actividades/Documents/2021/200521-Estrategia\\_Espana\\_2050.pdf](https://www.lamoncloa.gob.es/presidente/actividades/Documents/2021/200521-Estrategia_Espana_2050.pdf)
- OMIE. (2024). Obtenido de <https://www.omie.es/es/market-results/annual/average-final-prices/spanish-demand?scope=annual&year=2024>
- Orsted. (2024). Obtenido de <https://orsted.co.uk/energy-solutions/offshore-wind/our-wind-farms/hornsea1>
- Prysmian. (2024). Obtenido de <https://es.prysmian.com/catalogos-online/general-cable/catalogo-de-cables-para-baja-y-media-tension>
- Red Eléctrica. (2024). Obtenido de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>
- Red Eléctrica de España . (s.f.). Obtenido de <https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/maptra2005.pdf>
- Sener. (s.f.). Obtenido de <https://hivewindenergy.com/>

Webaero. (s.f.). Obtenido de de  
[https://www.webaero.net/ingenieria/especificaciones\\_y\\_normas/NB/reglamentos\\_tecnicos\\_oficiales/2008/itclat06.htm](https://www.webaero.net/ingenieria/especificaciones_y_normas/NB/reglamentos_tecnicos_oficiales/2008/itclat06.htm)

Windfloat Atlantic. (s.f.). Obtenido de <https://www.windfloat-atlantic.com/>

## ANEXO I: CÁLCULOS DE FREE CASH FLOW

Ingresos de explotación (miles de euros)													
Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Ingresos		61368,79	63209,854	65106,149	67059,334	69071,114	71143,247	73277,545	75475,871	77740,147	80072,352	82474,522	84948,758
OpEx		17948,056	18486,498	19041,093	19612,325	20200,695	20806,716	21430,917	22073,845	22736,060	23418,142	24120,686	24844,307
Impuesto generación		4295,815	4424,690	4557,430	4694,153	4834,978	4980,027	5129,428	5283,311	5441,810	5605,065	5773,217	5946,413
Amortización		28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794
BAII		10712,125	11885,873	13094,833	14340,061	15622,647	16943,710	18304,405	19705,921	21149,483	22636,351	24167,825	25745,244

Ingresos de explotación (en miles de euros)													
Año	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Ingresos	87497,22046	90122,14	92825,801	95610,575	98478,892	101433,259	104476,257	107610,545	110838,861	114164,027	117588,948	121116,616	486164,675
OpEx	25589,63624	26357,325	27148,045	27962,486	28801,361	29665,402	30555,364	31472,025	32416,186	33388,671	34390,331	35422,041	36484,702
Impuesto sobre generación	6124,805432	6308,550	6497,806	6692,740	6893,522	7100,328	7313,338	7532,738	7758,720	7991,482	8231,226	8478,163	34031,527
Amortización	28412,7936	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794
BAII	27369,985	29043,469	30767,156	32542,555	34371,215	36254,736	38194,762	40192,988	42251,162	44371,080	46554,596	48803,618	387235,651

*Tabla 27: Ingresos de explotación en miles de euros*

Free cash flow (en miles de euros)													
Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
BAII		10712,13	11885,873	13094,833	14340,061	15622,647	16943,710	18304,405	19705,921	21149,483	22636,351	24167,825	25745,244
Impuesto sociedades		2678,031	2971,468	3273,708	3585,015	3905,662	4235,928	4576,101	4926,480	5287,371	5659,088	6041,956	6436,311
Amortización		28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794
Subvención	400000												
Inversión	1242267,656												
Free cash flow	-842267,656	36446,89	37327,198	38233,92	39167,840	40129,78	41120,576	42141,10	43192,235	44274,91	45390,057	46538,66	47721,727

Free cash flow (miles de euros)													
Año	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
BAII	27369,98518	29043,47	30767,156	32542,555	34371,215	36254,736	38194,762	40192,988	42251,162	44371,080	46554,596	48803,618	387235,651
Impuesto sociedades	6842,496296	7260,867	7691,789	8135,639	8592,804	9063,684	9548,690	10048,247	10562,790	11092,770	11638,649	12200,905	96808,913
Amortización	28412,7936	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794	28412,794
Subvención													
Inversión													
Free cash flow	48940,282	50195,40	51488,161	52819,71	54191,205	55603,85	57058,865	58557,53	60101,165	61691,10	63328,741	65015,51	318839,532

*Tabla 28: Free cash flow en miles de euros*

Deuda (miles de euros)													
Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Préstamo	673814,12												
Cuota anual		26952,565											
Amortizacion (cuota lineal)		26952,56499	26952,56499	26952,56499	26952,56499	26952,56499	26952,56499	26952,56499	26952,56499	26952,56499	26952,56499	26952,56499	26952,56499
Deuda pendiente			646861,560	619908,99	592956,430	566003,865	539051,30	512098,735	485146,170	458193,60	431241,040	404288,475	377335,91
Intereses			25874,462	24796,360	23718,257	22640,155	21562,052	20483,949	19405,847	18327,744	17249,642	16171,539	15093,436

Deuda (miles de euros)													
Año	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Préstamo													
Cuota anual													
Amortizacion (cuota lineal)	26952,56499	26952,56499	26952,56499	26952,56499	26952,56499	26952,56499	26952,56499	26952,56499	26952,56499	26952,56499	26952,56499	26952,56499	26952,56499
Deuda pendiente	350383,34	323430,780	296478,215	269525,65	242573,085	215620,520	188667,95	161715,390	134762,825	107810,26	80857,695	53905,130	26952,56
Intereses	14015,334	12937,231	11859,129	10781,026	9702,923	8624,821	7546,718	6468,616	5390,513	4312,410	3234,308	2156,205	1078,103

*Tabla 29: Deuda en miles de euros*

Flujo de caja para la deuda (miles de euros)													
Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Préstamo	673814,1248												
Intereses		0,000	25874,46	24796,360	23718,26	22640,155	21562,05	20483,949	19405,85	18327,744	17249,64	16171,539	15093,44
Amortización (cuota lineal)		26952,565	26952,565	26952,565	26952,565	26952,565	26952,565	26952,565	26952,565	26952,565	26952,565	26952,565	26952,565
Ahorro fiscal		0	6468,615598	6199,089948	5929,564298	5660,038648	5390,512998	5120,987348	4851,461699	4581,936049	4312,410399	4042,884749	3773,359099
Flujo de caja para la deuda	673814,12	-26952,565	-46358,41	-45549,835	-44741,26	-43932,681	-43124,10	-42315,527	-41506,95	-40698,373	-39889,80	-39081,219	-38272,64

Flujo de caja para la deuda (miles de euros)													
Año	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Préstamo													
Intereses	14015,33	12937,231	11859,13	10781,026	9702,92	8624,821	7546,72	6468,616	5390,51	4312,410	3234,31	2156,205	1078,10
Amortización (cuota lineal)	26952,565	26952,565	26952,565	26952,565	26952,565	26952,565	26952,565	26952,565	26952,565	26952,565	26952,565	26952,565	26952,565
Ahorro fiscal	3503,833449	3234,307799	2964,782149	2695,256499	2425,730849	2156,205199	1886,679549	1617,1539	1347,62825	1078,1026	808,5769498	539,0512998	269,5256499
Flujo de caja para la deuda	-37464,07	-36655,488	-35846,91	-35038,334	-34229,76	-33421,181	-32612,60	-31804,027	-30995,45	-30186,873	-29378,30	-28569,719	-27761,14

*Tabla 30: Flujo de caja para la deuda*

Flujo de caja para el accionista (miles de euros)													
Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Free Cash Flow	26952,56	26952,565	26952,56	26952,56	26952,565	26952,56	26952,56	26952,565	26952,56	26952,56	26952,565	26952,56	26952,56
Flujo de caja para la deuda	-37464,065	-36655,488	-35846,911	-35038,334	-34229,758	-33421,181	-32612,604	-31804,027	-30995,450	-30186,873	-29378,296	-28569,719	-27761,142
Cash flow para el accionista	-10511,50035	-9702,923397	-8894,346447	-8085,769498	-7277,192548	-6468,615598	-5660,038648	-4851,461699	-4042,884749	-3234,307799	-2425,730849	-1617,1539	-808,5769498

Flujo de caja para el accionista (miles de euros)													
Año	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Free Cash Flow	48940,28	50195,395	51488,16	52819,71	54191,205	55603,85	57058,86	58557,535	60101,16	61691,10	63328,741	65015,51	318839,53
Flujo de caja para la deuda	-37464,065	-36655,488	-35846,911	-35038,334	-34229,758	-33421,181	-32612,604	-31804,027	-30995,450	-30186,873	-29378,296	-28569,719	-27761,142
Cash flow para el accionista	11476,21715	13539,90662	15641,24947	17781,37529	19961,44759	22182,66474	24446,26109	26753,50803	29105,71507	31504,23102	33950,44513	36445,78835	291078,3902

*Tabla 31: Flujo de caja para el accionista en miles de euros*

## ANEXO II: FLUJOS DE CAJA CASO HIPOTÉTICO

Ingresos de explotación (miles de euros)													
Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Ingresos	0	80656,124	83075,80772	85568,08195	88135,12441	90779,17814	93502,55349	96307,63009	99196,85899	102172,7648	105237,9477	108395,0861	111646,9387
OpEx	0	14358,4448	14789,19814	15232,87409	15689,86031	16160,55612	16645,3728	17144,73399	17659,07601	18188,84829	18734,51374	19296,54915	19875,44562
Impuesto generación amortización	0	5645,92868	5815,30654	5989,765737	6169,458709	6354,54247	6545,178744	6741,534106	6943,78013	7152,093533	7366,656339	7587,65603	7815,285711
	0	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936
BAII	0	32238,95692	34058,50944	35932,64853	37863,01179	39851,28595	41899,20834	44008,5684	46181,20926	48419,02934	50723,98403	53098,08736	55543,41379

Ingresos de explotación (en miles de euros)													
Año	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Ingresos	114996,3469	118446,2373	121999,6244	125659,6131	129429,4015	133312,2836	137311,6521	141431,0017	145673,9317	150044,1497	154545,4741	159181,8384	525371,8535
OpEx	20471,70899	21085,86026	21718,43607	22369,98915	23041,08883	23732,32149	24444,29114	25177,61987	25932,94847	26710,93692	27512,26503	28337,63298	29187,76197
Impuesto sobre generación Amortización	8049,744282	8291,23661	8539,973709	8796,17292	9060,058107	9331,859851	9611,815646	9900,170116	10197,17522	10503,09048	10818,18319	11142,72869	36776,02975
	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936
BAII	58062,10001	60656,34682	63328,42103	66080,65747	68915,461	71835,30864	74842,75171	77940,41807	81131,01442	84417,32866	87802,23232	91288,6831	430995,2682

*Tabla 32: Ingresos de explotación del caso hipotético en miles de euros*

Free cash flow (en miles de euros)													
Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
BAII	0	32238,95692	34058,50944	35932,64853	37863,01179	39851,28595	41899,20834	44008,5684	46181,20926	48419,02934	50723,98403	53098,08736	55543,41379
Impuesto sociedades	0	8059,73923	8514,627359	8983,162132	9465,752948	9962,821488	10474,80208	11002,1421	11545,30231	12104,75734	12680,99601	13274,52184	13885,85345
Amortización	0	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936
Subvención	60000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión	1055927,508	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Free cash flow	-995927,5076	52592,01129	53956,67568	55362,28	56810,05244	58301,25806	59837,19985	61419,2199	63048,70054	64727,06561	66455,78162	68236,35912	70070,35394

Free cash flow (miles de euros)													
Año	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
BAII	58062,10001	60656,34682	63328,42103	66080,65747	68915,461	71835,30864	74842,75171	77940,41807	81131,01442	84417,32866	87802,23232	91288,6831	430995,2682
Impuesto sociedades	14515,525	15164,0867	15832,10526	16520,16437	17228,86525	17958,82716	18710,68793	19485,10452	20282,7536	21104,33216	21950,55808	22822,17078	107748,8171
Amortización	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936	28412,7936
Subvención	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Free cash flow	71959,36861	73905,05371	75909,10937	77973,2867	80099,38935	82289,27508	84544,85738	86868,10715	89261,05441	91725,79009	94264,46784	96879,30593	351659,2448

*Tabla 33: Free cash flow del caso hipotético en miles de euros*

Deuda (miles de euros)													
Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Préstamo	697149,2553	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cuota anual	0	27885,97021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortizacion (cuota lineal)	0	27885,97021	27885,97021	27885,97021	27885,97021	27885,97021	27885,97021	27885,97021	27885,97021	27885,97021	27885,97021	27885,97021	27885,97021
Deuda pendiente	0	0	669263,2851	641377,3149	613491,3447	585605,3745	557719,4043	529833,434	501947,4638	474061,4936	446175,5234	418289,5532	390403,583
Intereses	0	0	33463,16426	32068,86574	30674,56723	29280,26872	27885,97021	26491,6717	25097,37319	23703,07468	22308,77617	20914,47766	19520,17915

Deuda (miles de euros)													
Año	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Préstamo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cuota anual	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortizacion (cuota lineal)	27885,97021	27885,97021	27885,97021	27885,97021	27885,97021	27885,97021	27885,97021	27885,97021	27885,97021	27885,97021	27885,97021	27885,97021	27885,97021
Deuda pendiente	362517,6128	334631,6426	306745,6723	278859,7021	250973,7319	223087,7617	195201,7915	167315,8213	139429,8511	111543,8809	83657,91064	55771,94043	27885,97021
Intereses	18125,88064	16731,58213	15337,28362	13942,98511	12548,6866	11154,38809	9760,089574	8365,791064	6971,492553	5577,194043	4182,895532	2788,597021	1394,298511

*Tabla 34: Deuda del caso hipotético en miles de euros*

Flujo de caja para la deuda (miles de euros)													
Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Préstamo	697149	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intereses	0	0	33463	32069	30675	29280	27886	26492	25097	23703	22309	20914	19520
Amortizacion (cuota lineal)	0	27886	27886	27886	27886	27886	27886	27886	27886	27886	27886	27886	27886
Ahorro fiscal	0	0	8366	8017	7669	7320	6971	6623	6274	5926	5577	5229	4880
Flujo de caja para la deuda	697149	-27886	-52983	-51938	-50892	-49846	-48800	-47755	-46709	-45663	-44618	-43572	-42526

Flujo de caja para la deuda (miles de euros)													
Año	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Préstamo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intereses	18126	16732	15337	13943	12549	11154	9760	8366	6971	5577	4183	2789	1394
Amortizacion (cuota lineal)	27886	27886	27886	27886	27886	27886	27886	27886	27886	27886	27886	27886	27886
Ahorro fiscal	4531	4183	3834	3486	3137	2789	2440	2091	1743	1394	1046	697	349
Flujo de caja para la deuda	-41480	-40435	-39389	-38343	-37297	-36252	-35206	-34160	-33115	-32069	-31023	-29977	-28932

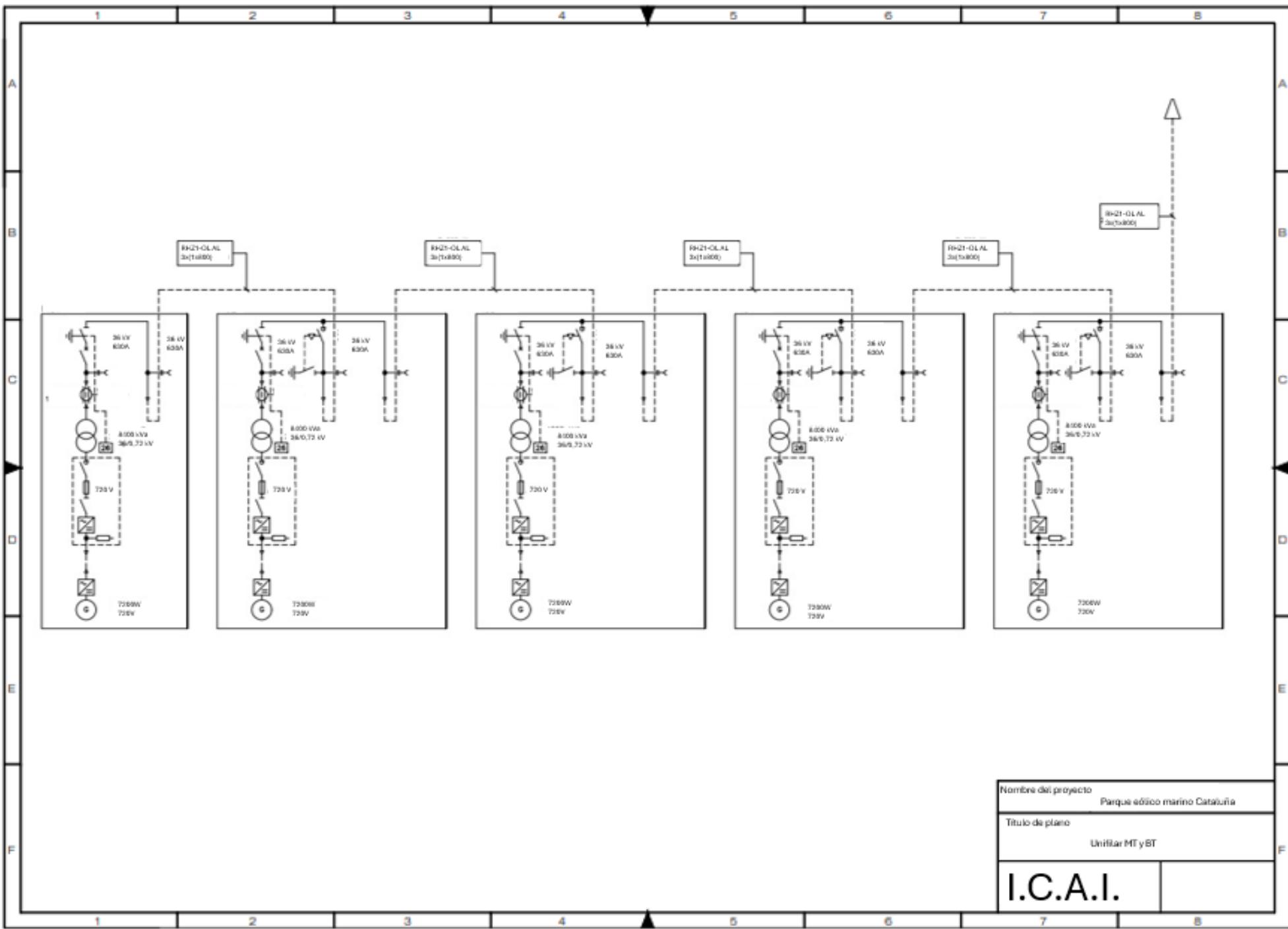
*Tabla 35: Flujo de caja para la deuda del caso hipotético en miles de euros*

Flujo de caja para el accionista (miles de euros)													
Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Free Cash Flow	-995928	52592	53957	55362	56810	58301	59837	61419	63049	64727	66456	68236	70070
Flujo de caja para la deuda	697149	-27886	-52983	-51938	-50892	-49846	-48800	-47755	-46709	-45663	-44618	-43572	-42526
Cash flow para el accionista	-298778	24706	973	3425	5918	8455	11037	13664	16340	19064	21838	24665	27544

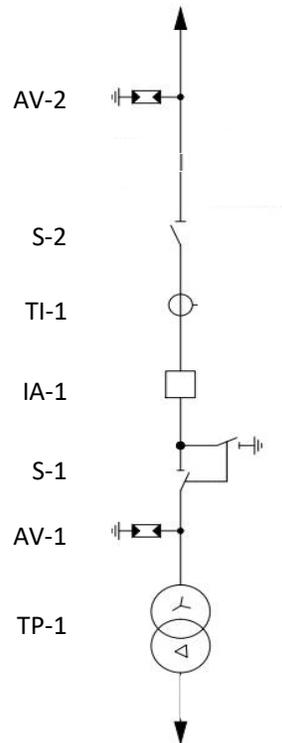
Flujo de caja para el accionista (miles de euros)													
Año	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Free Cash Flow	71959	73905	75909	77973	80099	82289	84545	86868	89261	91726	94264	96879	351659
Flujo de caja para la deuda	-41480	-40435	-39389	-38343	-37297	-36252	-35206	-34160	-33115	-32069	-31023	-29977	-28932
Cash flow para el accionista	30479	33470	36520	39630	42802	46038	49339	52708	56146	59657	63241	66902	322728

*Tabla 36: Flujo de caja para el accionista del caso hipotético en miles de euros*

## **ANEXO III: PLANOS**



Nombre del proyecto	Parque eólico marino Cataluña
Título de plano	Unidad ME y BT
<b>I.C.A.I.</b>	



Nombre plano	Equipo
TP-1	transformador de potencia
AV-1	Autoválvula de transformador
S-1	Seccionador con puesta a tierra
IA-1	Interruptor automático
TI-1	Transformador de intensidad
S-2	Seccionador sin puesta a tierra
AV-2	Autoválvula de línea

*Ilustración 22: Plano de AT*