



MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

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

Autor: Ignacio Ruiz-Badanelli Medina

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2024

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título “ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO MARINO EN LAS COSTAS ESPAÑOLAS” en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 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.: Ignacion Ruix-Badanelli Medina

Fecha: 28/08/2024

Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha:// ...

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, por haberme ayudado a construir lo que soy ahora y habérmelo dado todo

A mi directora, Consolación, por toda la ayuda y apoyo que me ha ofrecido durante estos meses

A mis amigos, por su amistad, compañía y tiempo

A VORTEX, por su generosidad al haberme aportado datos oficiales que me han facilitado la resolución de este proyecto

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

Autor: Ignacio Ruiz-Badanelli Medina

Director: Consolación Alonso Alonso

Entidad colaboradora: Universidad Pontificia de Comillas – ICAI

RESUMEN DEL PROYECTO

El siguiente proyecto consiste en el estudio íntegro de viabilidad de un parque eólico offshore en las costas de España, abarcando facetas estadísticas, técnicas, financieras y sociales.

1. Introducción

Debido a la situación climática y diplomática mundial que se ha estado dando durante las últimas décadas, muchos países se han visto en la necesidad de buscar formas de autoabastecer su sistema eléctrico a partir de formas de generación renovables y no contaminantes. España, encontrándose en el ámbito energético europeo, y participando de esta urgencia climática con el fin de contrarrestar el calentamiento global, también se ha visto en la obligación de invertir en nuevas formas de generación que le permitan flexibilizar su mix energético consolidándolo como un sistema limpio y autosuficiente.

Como era de esperar, dadas sus condiciones geográficas y climáticas, una de las energías renovables más explotadas en el país es la eólica. El país registró en sus comienzos uno de los ritmos de crecimiento en este sector más grandes del mundo, pero esta tendencia se ha ido reduciendo hasta quedar casi en la cola de Europa en la actualidad. Esto es principalmente debido a problemas de inversión acarreados por la falta de superficies en las que trabajar, dando lugar a la reducción del sector de investigación e industrial en la zona. Este problema lo han ido sufriendo numerosos países en el mundo, dando lugar a la aparición de nuevas tecnologías de aprovechamiento eólico.

Una de estas tecnologías “recién” llegada al mercado energético es la eólica offshore, la cual permite instalar parques en alta mar ofreciendo áreas gran tamaño con vientos altos y constantes. Esto ha permitido suplir los altos costes de estos proyectos a partir de modelos muy eficientes de producción. Junto a esto se ha sumado la aparición de aerogeneradores más eficientes y de mayor capacidad.

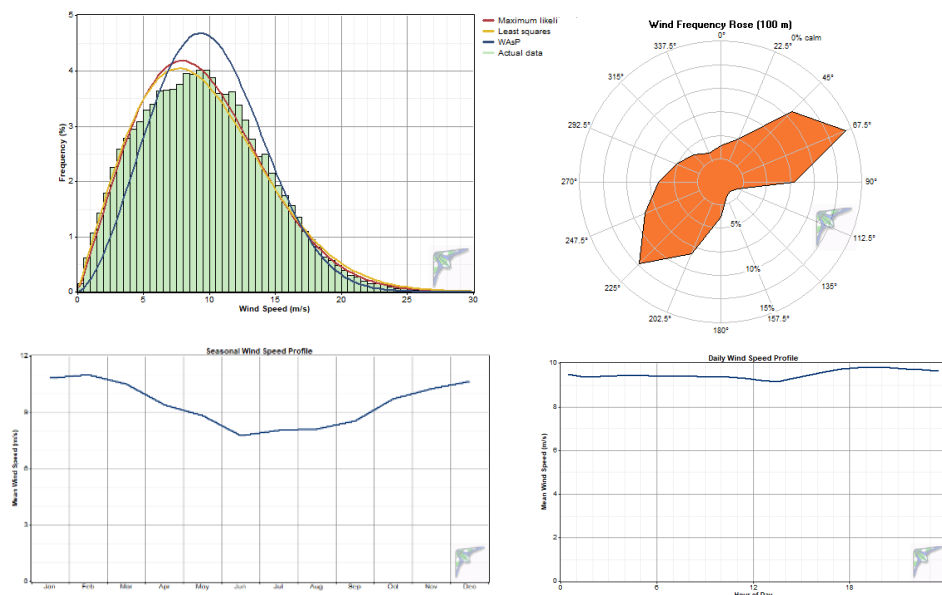
Conociendo esta situación se ha decidido elaborar este proyecto, el cual cubrirá muchas de las etapas necesarias para desarrollar un proyecto de esta envergadura.

2. Fases del proyecto

La primera fase del proyecto se basa en analizar y estudiar el panorama eólico actual, concretamente el sector offshore. Esto permite saber en qué mercado se está compitiendo, así como las dimensiones, modelos, diseños y tecnologías que se están empleando. Este ha mostrado una tendencia clara a aerogeneradores cada vez de mayor potencia y parques con más capacidad, más profundos, y más alejados de la costa. Este crecimiento es debido a la mejora de tecnologías en el sector.

Una vez estudiado estos puntos se procede a la selección de emplazamiento. Para ello se han analizado las distintas zonas habilitadas por el estado a través del Plan de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) a partir de ciertos criterios básicos. Estos son: profundidad o batimetría del suelo marino, distancia con respecto a la costa, accesibilidad con respecto a la REE y calidad del recurso eólico. De entre las distintas demarcaciones se ha elegido como más apta la noratlántica, la cual cumple con todos los requisitos, permitiendo la instalación de plataformas fijas, las cuales acarrearán menores costes de estructuración, así como una menor complejidad.

La tercera fase se corresponde al análisis de datos meteorológicos. Esta tercera etapa se ha trabajado gracias a los datos facilitados por la empresa VORTEX, la cual ha proporcionado datos para las coordenadas correspondientes a la demarcación elegida, para una altura de buje de 100m, altura correspondiente a los aerogeneradores seleccionados posteriormente. A partir de estos datos se ha podido analizar la calidad del recurso eólico en la zona para un periodo de 10 años, viendo sus valores promedios, variabilidad y características básicas de frecuencia y dirección. Estos datos son más tarde introducidos en el software de simulación de rendimiento del parque eólico. En las siguientes figuras se muestran algunos de los datos recabados a partir de este software.



Una vez analizado el recurso eólico se procede a la elección de aerogeneradores y su posterior análisis de eficiencia mediante el programa WAsP. El parque va a ser diseñado para tener una potencia nominal total instalada de 200 MW. Para esta simulación se requieren varios datos:

- Curvas de potencia y coeficientes de empuje de cada aerogenerador
- Mapa topográfico y de rugosidad de la región. En el caso de este trabajo no procede ya que se trabaja en alta mar, pero el programa lo requiere.
- Coordenadas de los aerogeneradores, en UTM (*Anexo V*).
- Datos meteorológicos del recurso eólico, exportado a partir de Windographer.

Se generan resultados para los tres aerogeneradores, obteniéndose que el mayor rendimiento viene dado por el generador Vestas V162 de 119 m de altura de buje y 6MW de potencia nominal. Los factores de capacidad ofrecidos por los tres modelos son muy similares, siendo el más favorable el correspondiente al V162, de 50.17 % de factor de capacidad.

Una vez ya se conoce el lugar de emplazamiento se procede a proyectar tanto la obra civil como las instalaciones eléctricas que permiten la protección del parque y la adaptación de las líneas de generación para su implementación a la REE. Los elementos que componen este apartado incluyen la planificación del proyecto, tipo de estructuras de cimentación, transporte, tendido de cables, así como los distintos elementos de protección eléctrica, dimensionado de cables y diseño de la subestación offshore.

Todos los cálculos eléctricos vienen especificados en los Anexos al final del proyecto.

Para la última fase del proyecto, una vez especificados todos los elementos que lo componen, así como los resultados de su ejecución, se procede a analizar económicamente la ejecución de este. Esto incluye un presupuesto, estimación de los costes de operación y mantenimiento y flujos de caja correspondientes.

A partir de estas estimaciones se han calculado varios indicadores de viabilidad financiero, como son el WACC, VAN, TIR y periodo payback. Para el estudio se ha analizado la rentabilidad a partir dos variables independientes: el precio de tarifa eléctrica, y una ayuda estatal en forma de retribución a la inversión anual. Esto se ha aplicado para analizar en qué condiciones sería un proyecto de esta dimensión y costes viable.

3. Características generales y resultados de viabilidad

A continuación se muestran las características generales del proyecto y los resultados obtenidos de los indicadores económicos de viabilidad.

Características generales del parque eólico	
Modelo de aerogenerador	Vestas V162 IEC S 119 m (50/60 Hz)
Número de aerogeneradores	34
Potencia nominal total instalada	204 MW
Producción anual neta	896.53 GWh
Factor de capacidad	50.17 %
Número de líneas de generación	9
Aerogeneradores por línea	3/4
Tipología de cable	Aluminio revestimiento HEPR
Sección	400 mm ²
Tipo de estructura	Jacket de tipo fija

Condiciones económicas y marcadores del proyecto rentable:

Marcador	Valor
70 €/MWh y 50 % de subsidio estatal	
Inversión por fondos propios	388.78 M€
Inversión por fondos ajenos	313.77 M€
VAN proyecto	46.2 M€
TIR del proyecto	8.26 %
WACC	7.07 %
Periodo payback	21 años

4. Conclusiones

Este proyecto ha evaluado el diseño y la viabilidad técnica, financiera y legal de un parque eólico en alta mar, concluyendo que la ubicación propuesta en la demarcación atlántica norte es ideal por sus condiciones favorables, como baja profundidad, vientos constantes, y proximidad a la red eléctrica. El aerogenerador V162, con un factor de capacidad del 50.17%, asegura la viabilidad financiera del proyecto, que empieza a ser rentable con subvenciones de por lo menos el 50% y tarifas eléctricas superiores a 65€/MWh. Además, el cumplimiento normativo y el uso de herramientas especializadas refuerzan la viabilidad global del proyecto, ofreciendo una base sólida para su desarrollo futuro.

FEASIBILITY STUDY OF AN OFFSHORE WIND FARM OFF THE COAST OF SPAIN

Author: Ignacio Ruiz-Badanelli Medina

Director: Consolación Alonso Alonso

Collaborating Entity: Universidad Pontificia de Comillas - ICAI

PROJECT SUMMARY

The following project consists of a complete feasibility study of an offshore wind farm off the coast of Spain, covering statistical, technical, financial and social aspects.

1. Introduction

Due to the global climatic and diplomatic situation that has been occurring during the last decades, many countries have found it necessary to look for ways of self-supplying their electrical system from renewable and non-polluting forms of generation. Spain, being in the European energy sphere, and participating in this climatic urgency in order to counteract global warming, has also been obliged to invest in new forms of generation that will allow it to make its energy mix more flexible, consolidating it as a clean and self-sufficient system.

As was to be expected, given its geographical and climatic conditions, one of the most exploited renewable energies in the country is wind power. The country registered one of the highest growth rates in this sector in the world in its early days, but this trend has been slowing down until it is now almost at the tail end of Europe. This is mainly due to investment problems caused by the lack of land on which to work, resulting in the reduction of the research and industrial sector in the area. This problem has been experienced by many countries in the world, leading to the emergence of new wind energy technologies.

One of these technologies that has “recently” arrived on the energy market is offshore wind power, which makes it possible to install offshore wind farms offering large areas with high and constant winds. This has made it possible to make up for the high costs of these projects based on very efficient production models. In addition to this, there has been the appearance of more efficient wind turbines with higher capacity.

Knowing this situation, it has been decided to elaborate this project, which will cover many of the necessary stages to develop a project of this magnitude.

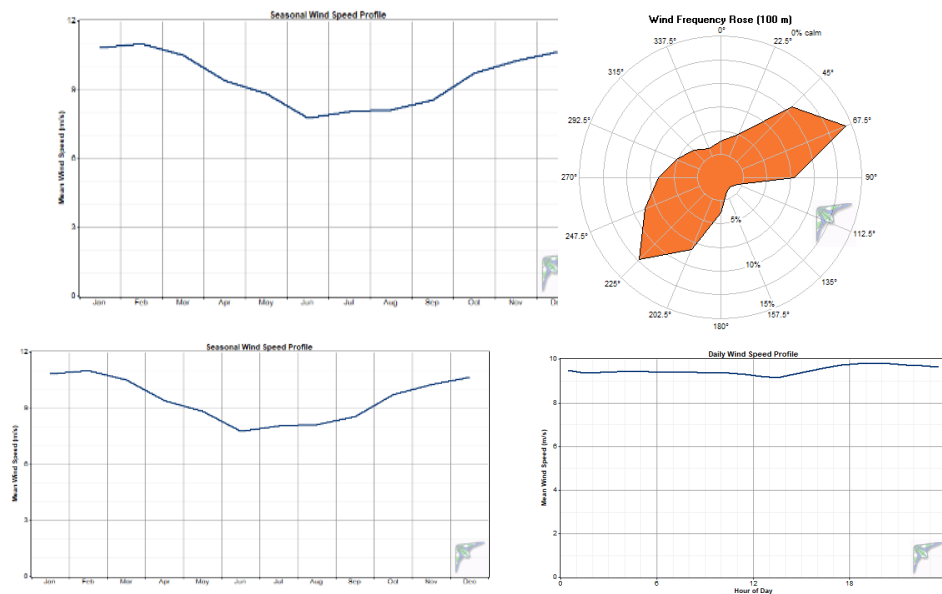
2. Project phases

The first phase of the project is based on analyzing and studying the current wind power landscape, more specifically the offshore sector. This allows us to know in which market we are competing, as well as the dimensions, models, designs and technologies that are being used. This has shown a clear trend towards more and more powerful wind turbines and wind farms with more capacity, deeper and further from the coast. This growth is due to the improvement of technologies in the sector.

Once these points have been studied, we proceed to site selection. For this purpose, the different areas enabled by the state from the Plan de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) have been analyzed based on certain basic criteria. These are: depth or bathymetry of the sea floor, distance from the coast, accessibility with respect to the REE and quality of the wind resource.

From among the different demarcations, the North Atlantic has been chosen as the most suitable, as it meets all the requirements, allowing the installation of fixed platforms, which entail lower structure costs and less complexity.

The third phase corresponds to the analysis of meteorological data. This third stage has been worked thanks to the data provided by the company VORTEX, which has provided data for the coordinates corresponding to the chosen demarcation, for a hub height of 100m, height corresponding to the wind turbines subsequently selected. From these data it has been possible to analyze the quality of the wind resource in the area for a period of 10 years, looking at its average values, variability and basic characteristics of frequency and direction. These data are later entered into the wind farm performance simulation software. The following figures show some of the data collected from this software.



Once the wind resource has been analyzed, wind turbines are selected, and their efficiency is analyzed using the WASP program. The wind farm will be designed to have a total installed rated power of 200 MW. Several data are required for this simulation:

- Power curves and thrust coefficients of each wind turbine.
- Topographic and roughness map of the region. In the case of this work, it is not applicable since we are working offshore, but the program requires it.
- Coordinates of the wind turbines, in UTM.
- Meteorological data of the wind resource, exported from Windographer.

Results are generated for the three wind turbines, obtaining that the highest performance is given by the Vestas V162 generator of 119 m hub height and 6MW rated power. The capacity factors offered by the three models are very similar, being the most favorable the one corresponding to the V162, with a 50.17 % capacity factor.

Once the site is known, the civil works and electrical installations are designed to protect the wind farm and adapt the generation lines for implementation to the REE. The elements that make up this section include project planning, type of foundation structures, transport, cable

laying, as well as the different elements of electrical protection, cable sizing and design of the offshore substation.

All electrical calculations are specified in the Annexes at the end of the project.

For the last phase of the project, once all the elements that compose it have been specified, as well as the results of its execution, we proceed to the economic analysis of the execution of the project. This includes a budget, estimated operating and maintenance costs and the corresponding cash flows.

Based on these estimates, several financial viability indicators have been calculated, such as WACC, NPV, IRR and payback period. For the study, profitability has been analyzed on the basis of two independent variables: the electricity tariff price, and a state aid in the form of annual investment remuneration. This has been applied to analyze under what conditions a project of this size and cost would be viable.

3.General characteristics and feasibility results

The general characteristics of the project and the results obtained from the economic feasibility indicators are shown below.

General characteristics of the wind farm	
Wind turbine model	Vestas V162 IEC S 119 m (50/60 Hz)
Number of wind turbines	34
Total installed rated power	204 MW
Net annual production	896.53 GWh
Capacity factor	50.17 %
Number of generation lines	9
Wind turbines per line	3/4
Cable type	Aluminio revestimiento HEPR
Cross-section	400 mm ²
Type of structure	Jacket de tipo fija

Economic conditions and profitable project indicators:

Indicator	Value
70 €/MWh and 50 % of state subsidy	
Investment by own funds	388.78 M€
Investment by borrowed funds	313.77 M€
Project NPV	46.2 M€
Project IRR	8.26 %
WACC	7.07 %
Payback period	21 años

4.Conclusions

This project has evaluated the design and the technical, financial and legal feasibility of an offshore wind farm, concluding that the proposed location in the North Atlantic demarcation is ideal due to its favorable conditions, such as low depth, constant winds, and proximity to the power grid. The V162 wind turbine, with a capacity factor of 50.17%, ensures the financial

viability of the project, which starts to be profitable with subsidies of at least 50% and electricity tariffs above 65 €/MWh. In addition, regulatory compliance and the use of specialized tools reinforce the overall viability of the project, providing a solid basis for its future development.

Índice

Capítulo 1.	Eólica marina en el ámbito mundial y nacional	22
1.1	Introducción a la energía eólica.....	22
1.2	Estado actual de la eólica offshore a nivel mundial y nacional.....	25
1.2.1	Eólica offshore en el mundo	25
1.2.2	Eólica en España.....	28
1.3	Tecnología y desarrollo offshore	29
1.3.1	Estructuras de soporte fijas.....	30
1.3.2	Estructuras de soporte flotante:	32
1.4	Características de los parques eólicos marinos en 2022.....	34
1.5	Beneficios y desafíos de la eólica marina en España	37
1.6	Perspectivas futuras a nivel nacional.....	38
1.7	Características y método de trabajo del proyecto.....	39
Capítulo 2.	Selección del emplazamiento	42
2.1	Introducción.....	42
2.2	Primer emplazamiento: Demarcación marina Noratlántica.....	43
2.3	Segundo emplazamiento: Demarcación marina Levantino-balear.....	45
2.4	Tercer emplazamiento: Demarcación marina del Estrecho y Alborán	47
2.5	Cuarto emplazamiento: Demarcación marina canaria.....	49
2.6	Meteorología.....	49
2.7	Demarcación seleccionada	51
Capítulo 3.	Análisis del recurso eólico y simulación energética.....	53
3.1	Descripción del emplazamiento	53
3.2	Estudio del recurso eólico.....	54
3.2.1	Velocidad y dirección del viento	54
3.3	Elección de aerogeneradores y estructuras. Distribución y características. ...	61
3.3.1	Primer modelo: Vestas V172 IEC S 114 m (50/60 Hz)	61
3.3.2	Segundo modelo: Vestas V162 IEC S 119 m (50/60 Hz)	63
3.3.3	Tercer modelo: Siemens Gamesa SG170 100m (50/60 Hz).....	65
3.4	Simulación. Modelos y resultados de ejecución.....	66
3.4.1	Resultados del aerogenerador Vestas V172 IEC S 114 m	67
3.4.2	Resultado del aerogenerador Vestas V162 IEC S 119 m.....	68

3.4.3	Resultados del aerogenerador Siemens Gamesa SG170 100m	68
Capítulo 4.	Estructura de anclaje e instalación eléctrica	71
4.1	Estructura de anclaje y tipo de cimentación	71
4.1.1	Instalado de cimientos y aerogeneradores	72
4.2	Instalación de cableado.....	74
4.3	Instalación eléctrica	76
4.3.1	Sistema eléctrico de baja tensión.....	76
4.3.2	Sistema eléctrico de media tensión.....	77
4.3.3	Celdas de protección de torre	78
4.3.4	Línea de cables de media tensión	80
4.3.5	Sistema de control y fibra óptica	83
4.3.6	Puesta a tierra.....	84
4.3.7	Subestación eléctrica 30/220 kV	85
4.4	Características generales del parque eólico	88
Capítulo 5.	Análisis de costes y viabilidad económica	89
5.1	Presupuesto, costes e inversión inicial	89
5.2	Estimación de ingresos	91
5.3	Estimación de los flujos de caja	92
5.4	Fuentes de financiación	92
5.5	Resumen de condiciones económicas para el estudio	92
5.6	Rentabilidad del emplazamiento. Marcadores económicos	93
5.6.1	Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC).....	93
5.6.2	Valor Actual Neto (VAN)	93
5.6.3	Payback o Periodo de recuperación de la inversión	94
5.6.4	Tasa interna de retorno (TIR)	94
5.7	Resultados del análisis económico	94
Capítulo 6.	Análisis de ahorro de emisiones	99
Capítulo 7.	Objetivos de desarrollo sostenible	100
7.1	Introducción.....	100
7.2	Alineación con los ODS	100
7.2.1	ODS 7: Energía asequible y no contaminante	101
7.2.2	ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico	101

7.2.3	ODS 9: Industria, innovación e infraestructura	101
7.2.4	ODS 12: Producción y consumo responsables	101
7.2.5	ODS 13: Acción por el clima.....	102
7.2.6	ODS 14: Vida submarina	102
Capítulo 8.	Planificación del proyecto	103
8.1	Fase de Desarrollo. Año 1-2	103
8.2	Fase de Pre-Construcción. Año 3-4	103
8.3	Fase de Construcción. Año 5-7	104
8.4	Fase de Operación y Mantenimiento Inicial. Año 8-9:.....	104
8.5	Operación y Expansión. Año 10 en Adelante	104
Capítulo 9.	Conclusiones del proyecto	106
Capítulo 10.	Bibliografía.....	108
Anexo I:	Cálculos Eléctricos	110
Anexo II.	Cálculos financieros y de viabilidad	117
Anexo III.	Datos de potencia y empuje aerogeneradores	120
Anexo IV.	Planos eléctricos y distribución de generadores.....	122
Anexo V.	Coordenadas de los aerogeneradores.....	126

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Evolución de emisiones anuales de CO ₂ mundial (EDTA, 22)	22
Ilustración 2: Estimación de evolución de emisiones de CO ₂ (GWEC, 24).....	23
Ilustración 3: Nuevas instalaciones eólicas por año y tipo (GWEC, 24)	25
Ilustración 4: Distribución por países de instalaciones nuevas y existentes en 2022 (GWEC, 24).....	26
Ilustración 5: Estimación 1 de la evolución de la eólica offshore para 2050 (IREN, 23) 27	
Ilustración 6: Estimación 2 de la evolución de la eólica offshore para 2050 (IREN, 23)	27
Ilustración 7: Clasificación del tipo de agua según su profundidad	30
Ilustración 8: Tecnologías de cimentación fija (AEE, 22).....	31
Ilustración 9: Tipos de estructura de anclaje empleadas en proyectos marinos	32
Ilustración 10: Tipos de estructuras flotantes (MTCO, 24).....	33
Ilustración 11: Proyectos offshore según profundidad y distancia a costa (NREL, 23). 34	
Ilustración 12: Distancia media a costa para proyectos operativos y programados (NREL, 23).....	35
Ilustración 13: Profundidad media a costa para proyectos operativos y programados (NREL, 23).....	35
Ilustración 14: Capacidad, diámetro de rotor y altura de buje aerogeneradores marinos (NREL, 23).....	37
Ilustración 15: Zonas POEM en costas de Galicia (Google Earth)	43
Ilustración 16: Batimetría del suelo costero gallego (EMOD, 24).....	44
Ilustración 17: Mapa del sistema eléctrico en la región de Galicia (REES, 24).....	45
Ilustración 18: Zonas POEM en costa de Cataluña (Google Earth).....	46
Ilustración 19: Zonas POEM en región balear (Google Earth)	46
Ilustración 20: Zonas POEM en Mediterráneo andaluz (Google Earth)	47
Ilustración 21: Batimetría del suelo costero andaluz (EMOD, 24)	48
Ilustración 22: Red eléctrica en región andaluza (REES, 24)	48
Ilustración 23: Zonas POEM en región canaria (Google Earth)	49
Ilustración 24: Potencial eólico medio anual en W/m ² (GWA, 24)	50
Ilustración 25: Velocidades de viento media anuales en m/s (GWA, 24).....	50
Ilustración 26: Detalle de emplazamiento seleccionado (Google Earth, elaboración propia).....	52
Ilustración 27: Detalle 2 lugar de emplazamiento (Google Earth).....	53
Ilustración 28: Velocidades medias totales diarias y mensuales de emplazamiento	55
Ilustración 29: Velocidades media diarias por mes	55
Ilustración 30: Evolución anual de las velocidades medias durante el periodo de lectura	56
Ilustración 31: Distribución de Weibull de las velocidades de viento	57
Ilustración 32: Diagrama estadístico de cajas de velocidades de viento	57
Ilustración 33: Rosas de frecuencia y potencial energético del viento según dirección. 58	
Ilustración 34: Dirección con mayor acumulación de vientos	59

Ilustración 35: Diagrama de dispersión de velocidades de viento frente a dirección.....	59
Ilustración 36: Curvas de potencia y empuje V172.....	62
Ilustración 37: Detalle de distribución del V172 (WAsP)	63
Ilustración 38: Curvas de potencias y empuje del V162	64
Ilustración 39: Detalle de distribución del V162 (WAsP)	64
Ilustración 40: Curvas de potencia y empuje del SG170.....	65
Ilustración 41: Detalle de distribución del SG170 (WAsP).....	66
Ilustración 42: Entorno de trabajo del software WAsP.....	67
Ilustración 43: Ejemplo de dos estructuras jacket (IBLA, 22)	72
Ilustración 44: Transporte de estructura jacket.....	73
Ilustración 45: Tipo de sedimento del suelo marino gallego (IGME, 21)	75
Ilustración 46: Ejemplo de arado y lastrado de un cable submarino	75
Ilustración 47: Esquema simplificado de equipo eléctrico en góndola (ALON, 24)	76
Ilustración 48: Componentes eléctrico de una torre (ROSA, 18).....	77
Ilustración 49: Detalle de componentes de un cable submarino	80
Ilustración 50: Tipos de cable de fibra óptica (NEC, 24)	84
Ilustración 51: Ejemplo de subestación eléctrica offshore (NAVA, 23).....	85
Ilustración 52: Transformador de potencia autoacoplado de tres devanados trifásico de 220kV (ROCK, 24).....	87
Ilustración 53: Precios de la energía eléctrica interanuales, en €/MWh (OMIE, 24).....	91
Ilustración 54: WACC en función del nivel de inversión.....	95
Ilustración 55: ODS de la Naciones Unidas (NAUN, 24).....	100

Índice de tablas

Tabla 1: Proyectos offshore fijos de mayor capacidad (excluido Asia) (ESPA, 22)	36
Tabla 2: Características espaciales y de localización del parque eólico	53
Tabla 3: Datos anuales resumidos obtenido a partir de Windographer	60
Tabla 4: Datos medios totales del análisis	60
Tabla 5: Características del aerogenerador Vestas V172	61
Tabla 6: Características del aerogenerador Vestas V162	63
Tabla 7: Características del aerogenerador Vestas V62	65
Tabla 8: Resultados de simulación del modelo V172	68
Tabla 9: Resultados de simulación del modelo V162	68
Tabla 10: Resultados de simulación del modelo SG170	68
Tabla 11: Cálculos de factor de capacidad de los tres modelos	70
Tabla 12: Datos del transformador de góndola del V162	78
Tabla 13: Datos del cableado de torre del V162	78
Tabla 14: Datos de la celda de media tensión del V162	80
Tabla 15: Factores de corrección obtenidos para las condiciones del emplazamiento...	82
Tabla 16: Secciones obtenidas de cálculos para ambos tipos de conductores	82
Tabla 17: Resultados de caída de tensión y pérdidas según distancia a subestación para cada conductor	82
Tabla 18: Características del transformador de subestación (ROCK, 24)	86
Tabla 19: Características generales parque eólico	88
Tabla 20: Costes de inversión del parque eólico en \$/kWh instalado	89
Tabla 21: Costes de operación y mantenimiento en \$/kW instalado, al año	90
Tabla 22: Resumen de los costes de inversión del proyecto	90
Tabla 23: Desglose de los costes de operación y mantenimiento anuales del proyecto .	91
Tabla 24: Principales fuentes de financiación del proyecto	92
Tabla 25: Resumen condiciones económicas impuestas	92
Tabla 26: Índice de rentabilidad de cara al proyecto	96
Tabla 27: VAN de cara al proyecto	96
Tabla 28: Índice de rentabilidad de cara a accionistas	97
Tabla 29: VAN de cara a los accionistas	97
Tabla 30: Resultados del proyecto rentable final	97
Tabla 31: Ahorro energético en función del combustible fósil	99
Tabla 32: Emisiones evitadas anualmente según tipo de industria. (ton eq/año)	99
Tabla 33: Planificación temporal de las fases del proyecto	105
Tabla 34: Temperaturas en servicio permanente máximas según tipos de aislamiento. 110	
Tabla 35: Factores de corrección por temperatura del terreno	111
Tabla 36: Resistividad térmica del terreno según su naturaleza	112
Tabla 37: Factores de corrección según resistividad térmica del terreno	112
Tabla 38: Factor de corrección según profundidad de enterramiento de cable	113
Tabla 39: Secciones de cable según intensidad máxima admisible en régimen permanente	114

Tabla 40: Tabla detallada cálculos de CapEx(k€).....	117
Tabla 41: Tabla detallada cálculo de OpEx (k€).....	118
Tabla 42: Flujos de caja del proyecto para un periodo de 25 años (M€).....	119
Tabla 43: Coef. empuje V172.....	120
Tabla 44: Datos potencia V172.....	120
Tabla 45: Coef. empuje V16.....	120
Tabla 46: Datos potencia V162.....	120
Tabla 47: Coef. empuje SG170.....	121
Tabla 48: Datos potencia SG170	121
Tabla 49: Coordenadas UTM de los aerogeneradores propuestos	126

Acrónimos

ITC	Instrucción Técnica Complementaria
AT	Alta tensión
MT	Media tensión
BT	Baja tensión
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto
WACC	Weighted Average Cost of Capital
UTM	Universal Transversal de Mercator
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
GW	Giga Watts/Gigavatios
MW	Mega Watts/Megavatios
kW	Kilo Watts/Kilovatios
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
MITECO	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
GEI	Gases de Efecto Invernadero
POEM	Plan de Ordenación del Espacio Marítimo
UE	Unión Europea
PRTR	Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
IEC	Comisión Electrónica Internacional
SG	Siemens Gamesa
ICPC	Comité Internacional de Protección de Cables
RPM	Revoluciones por Minuto
AC	Corriente Alterna
O%M	Operaciones y Mantenimiento
UNE	Una Norma Española
PE	PoliEtileno
GIS	Gas Insulated Switchgear

HEPR	etileno propileno de alto módulo
PVC	Policloruro de Vinilo

Capítulo 1. Eólica marina en el ámbito mundial y nacional

1.1 Introducción a la energía eólica

La energía eólica se perfila como una de las opciones renovables más prometedoras para enfrentar los desafíos climáticos y energéticos que nos deparan de cara a 2050. Esta, junto con la hidráulica y fotovoltaica, están siendo una de las principales fuentes de energía limpia predominante en el mundo (STAT, 24). Estas últimas han disfrutado de un importante desarrollo durante la última década, principalmente debido a la emergencia climática, junto con la situación de dependencia frente a los grandes productores de energías fósiles (gas natural, petróleo...), obligando a los países a tomar medidas repentinas ante posibles problemas diplomáticos o fluctuaciones del mercado. La eólica es clave en la transición hacia una economía descarbonizada debido a su capacidad para generar electricidad sin emisiones directas de dióxido de carbono (CO₂). A medida que la demanda energética global sigue creciendo, la eólica ofrece una solución sostenible y escalable que puede integrarse en el mix energético, reduciendo significativamente la dependencia de los combustibles fósiles y mitigando el impacto del cambio climático. Además, los avances tecnológicos han hecho que la energía eólica sea cada vez más competitiva en términos de costos, lo que la convierte en una opción atractiva no solo ambientalmente, sino también económicamente.

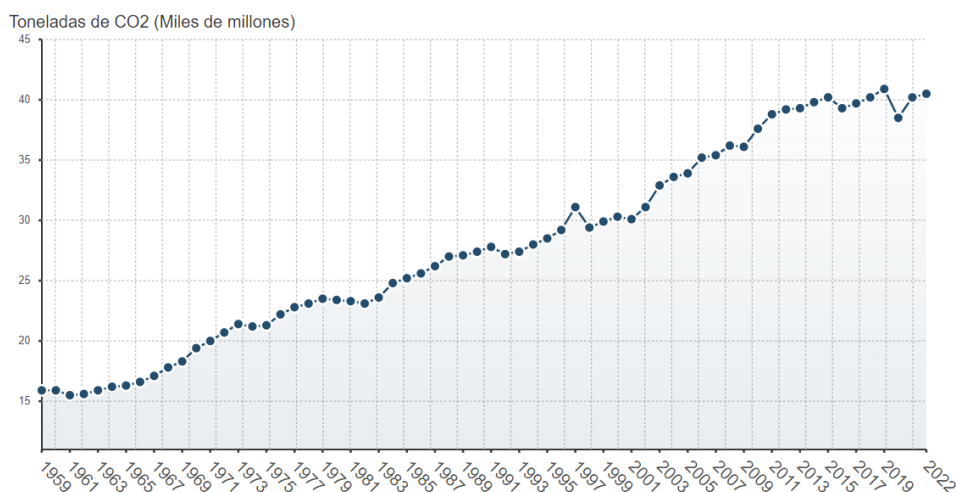


Ilustración 1: Evolución de emisiones anuales de CO₂ mundial (EDTA, 22)

La descarbonización de la economía implica una transformación profunda que afecta a todos los sectores, desde la industria y el transporte hasta la agricultura y los servicios. Cada sector de la economía necesita reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero, y esto no se puede lograr sin un cambio sustancial en cómo se produce y consume la

energía. La energía eólica, al ser una de las fuentes renovables más desarrolladas y con mayor potencial de crecimiento, desempeña un papel central en este proceso. La electrificación de sectores tradicionalmente dependientes de los combustibles fósiles, como el transporte y la calefacción, requiere un suministro de electricidad que sea limpio y sostenible. Aquí es donde la energía eólica, junto con otras fuentes renovables, es esencial para proporcionar la electricidad necesaria sin aumentar las emisiones de CO₂.

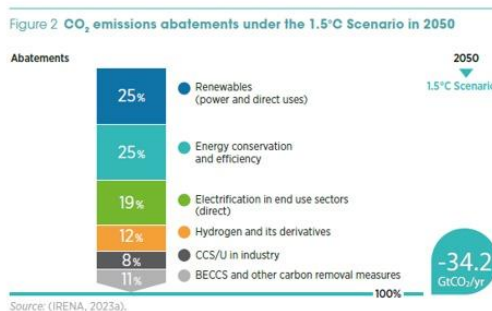
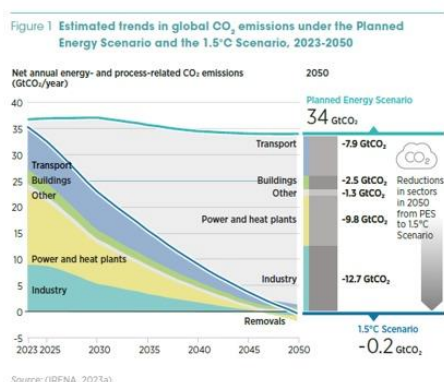


Ilustración 2: Estimación de evolución de emisiones de CO₂ (GWEC, 24)

En resumen, la energía eólica es una pieza fundamental en la estrategia global para descarbonizar la economía y cumplir con los objetivos climáticos para 2050. Su integración en el mix energético no solo ayuda a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también impulsa la electrificación de otros sectores de la economía, promueve la seguridad energética y contribuye al desarrollo económico sostenible. La transición hacia un sistema energético dominado por fuentes renovables, como la eólica, es esencial para lograr un futuro más limpio y seguro para todos.

Previamente a introducir la tecnología *offshore*, es importante dar a conocer a la eólica, en qué consiste y cuáles son sus principales ventajas y desventajas.

La eólica es una forma de energía renovable cuyo principio básico es el de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica mediante un rotor y un generador, incorporando en forma de energía eléctrica a la red o almacenándola. De entre las principales ventajas con las que cuenta se tiene:

1. Fuente de energía renovable y abundante: hace uso de una materia prima abundante e inacabable como es el viento, el cual es relativamente predecible y localizable.
2. Cero emisiones de gases de efecto invernadero y bajo impacto ambiental: los sistemas eólicos no contaminan, y ejercen un muy bajo impacto ambiental, siempre y cuando estos proyectos se ejecuten de forma ordenada y madurada. El principal problema que implica estas instalaciones es el impacto visual y de superficie, ya que requiere grandes áreas para poder ser rentable.

3. Costos operativos reducidos: estos sistemas cuentan con varios factores que los hacen muy económicos. El primero es que los costes de mantenimiento una vez se haya hecho la inversión inicial son relativamente reducidos, aunque si deben ser frecuentes. También cuenta con la ventaja de que son sistemas automatizados y remotos, eso conlleva un menor gasto de manutención.

4. Independencia energética y seguridad: uno de los principales motivos que ya se han expuesto es la posibilidad de depender de los medios naturales para tu propio abastecimiento energético, evitando así las lacras de la importación energética y las consecuencias de conlleva. Qué esta independencia este cimentada en una tecnología segura y eficiente favorece aún más la buena resolución de los problemas energéticos que puedan existir en un país.

5. Creación de empleo y desarrollo económico local: una de las ventajas colaterales de la implantación de estos modelos es la creación de empleado y el desarrollo de una industria y tecnología local líder.

Pese a sus numerosas ventajas, la eólica *onshore* también cuenta con ciertas características que pueden afectar a su desarrollo y resultar en una lacra a la hora de expandir su implicación en el panorama energético de un país. El primero se refiere a su impacto ambiental. Este, pese a ser reducido, existe. Principalmente es debido a la ocupación de grandes áreas, como afecta esto a la agricultura y ganadería local, y el impacto auditivo que la acompaña. Es por ello que hoy en día encontrar una localización ideal para su instalación es muy complicado, sobre todo tratándose de España, una país principalmente agrario y ganadero (STAT, 24), y con una geografía complicada, ya que se dan numerosos sistemas montañosos los cuales rodean a una meseta central principalmente llana, pero con un gran porcentaje de tierra en utilización. Esto reduce considerablemente las áreas factibles de instalación, imposibilitando el libre desarrollo de la tecnología y refrenando nuevas investigaciones.

Otro factor negativo a tener en cuenta es la escasez de zonas potencialmente viables en cuanto a calidad de viento que se da en el país. Las pocas zonas que cuentan con vientos “rentables” se encuentran ya explotadas en su mayoría, lo que lleva a la necesidad de explorar nuevas zonas quizá no tan eficientes.

Debido a lo expuesto anteriormente muchos países han optado por investigar e invertir en nuevas formas de generación eólica, como son por ejemplo las instalaciones marítimas u *offshore*.

1.2 Estado actual de la eólica offshore a nivel mundial y nacional

1.2.1 Eólica offshore en el mundo

Ante esta frenada y la aparición de nuevas limitaciones en el desarrollo de la eólica, han surgido nuevas tecnologías de aprovechamiento de uno de los recursos más numerosos que hay en el planeta como es el viento. Una de ellas es la eólica *offshore*. Esta se empezó a desarrollar a principio de los 90 en Europa del norte, más concreto en Dinamarca. Fue allí donde se instaló el primer parque eólico marino del mundo en Vindeby, cerca de la costa de la isla de Lolland. (FERN, 18). El modelo offshore surgió en esta región como alternativa a la instalación terrestre debido mayoritariamente a la complicada geografía de estos países, la localización costera de las principales ciudades de la zona y a los altos vientos marítimos dados en los mares del norte. Esto marcó el inicio de una nueva era eólica, la cual daría lugar a la entrada en este campo de numerosas empresas y países.

Es de vital importancia mencionar la gran brecha que ha existido siempre entre las tecnologías on y offshore. Principalmente debido esto a la diferencia en inversión y costes de las tecnologías a emplear en el caso de generadores en alta mar.

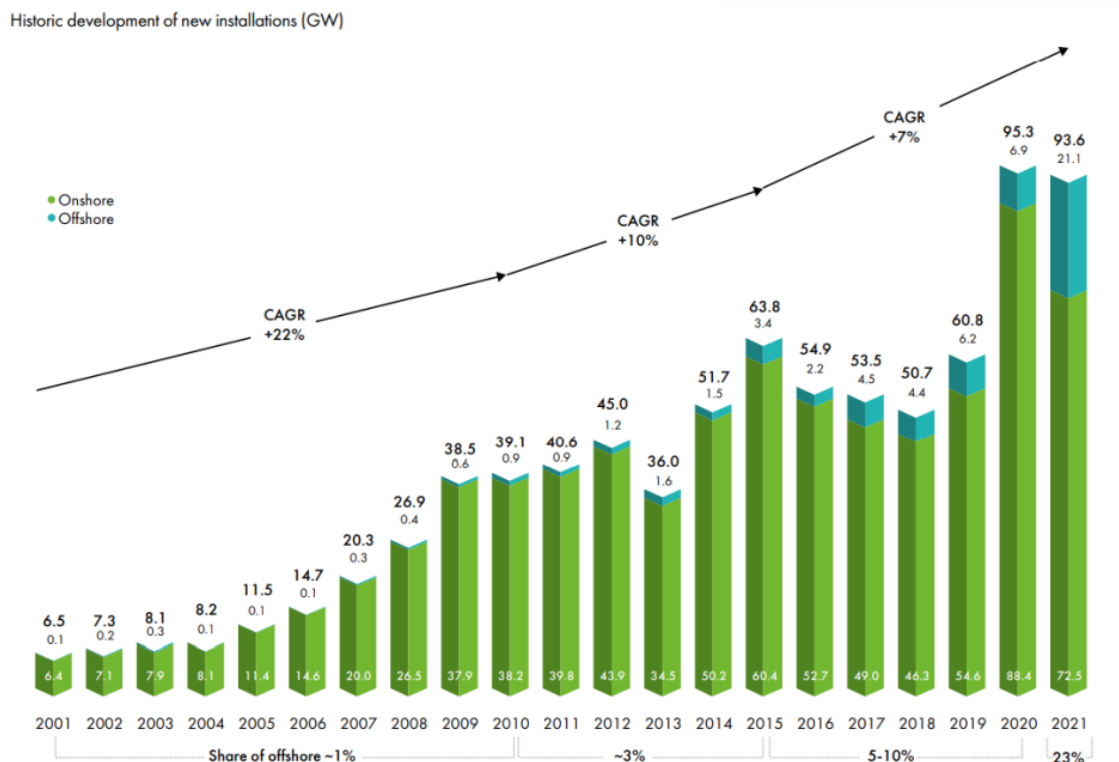


Ilustración 3: Nuevas instalaciones eólicas por año y tipo (GWEC, 24)

En lo que respecta a implantación a nivel mundial, china lidera las listas representando hasta un 60% del total de parques offshore nuevos instalados en 2022, contando con el 50% del total de instalaciones, seguido por Reino Unido (20%) y Alemania (11%).



Ilustración 4: Distribución por países de instalaciones nuevas y existentes en 2022 (GWEC, 24)

En relación a desarrollo de proyectos, se estima que la energía eólica marina va a experimentar un crecimiento exponencial en los próximos años, impulsada por avances tecnológicos como turbinas más grandes y eficientes, y plataformas flotantes que permiten instalaciones en aguas más profundas. Este crecimiento estará respaldado por un aumento significativo en las inversiones y políticas públicas favorables en diversas regiones del mundo, incluyendo Europa, América del Norte y la zona del Pacífico. La reducción de costos debido a economías de escala y mejoras en la logística y la cadena de suministro también jugará un papel crucial. De cara a la expansión de este sector, se estima un crecimiento mundial para el 2050 llegando hasta los 1000 GW de potencia instalada, según estudios realizados por la agencia internacional de energías renovables.

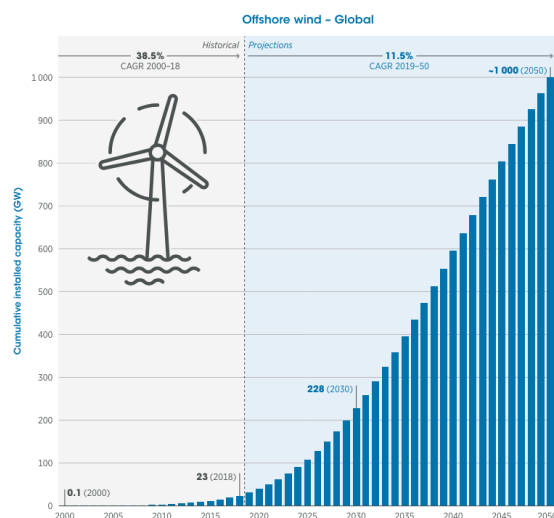


Ilustración 5: Estimación 1 de la evolución de la eólica offshore para 2050 (IREN, 23)

“En el futuro, se prevé un notable aumento en la instalación de energía eólica marina en aguas asiáticas, especialmente en China, India, Taiwán, Corea del Sur, Japón, Indonesia, Filipinas y Vietnam, durante las próximas tres décadas. Asia dominará eventualmente las instalaciones globales de energía eólica marina, con una capacidad total que superará los 100 GW para 2030 y los 600 GW para 2050. En particular, China liderará con una capacidad instalada que alcanzará los 56 GW para 2030 y los 382 GW para 2050, superando a Europa en menos de dos décadas. Aunque Europa continuará siendo líder en instalaciones durante la próxima década, aumentando su capacidad total de 19 GW en 2018 a 78 GW para 2030 y a más de 215 GW para 2050. Después de Asia y Europa, América del Norte, especialmente Estados Unidos, emergerá como un mercado importante, con una capacidad instalada que crecerá de menos de 1 GW actualmente a casi 23 GW para 2030 y 164 GW para 2050.” (IREN, 23)

Figure 4 IRENA WETO 2023 offshore wind global installed capacity projections

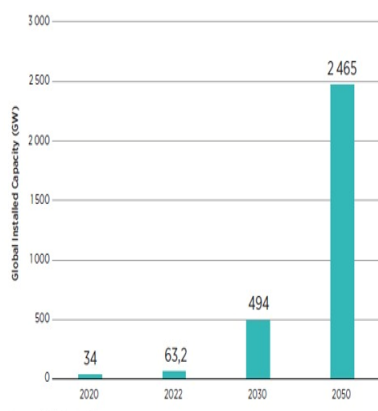


Ilustración 6: Estimación 2 de la evolución de la eólica offshore para 2050 (IREN, 23)

Según IRENA, se necesitarán cerca de 500 GW para 2030 y 2470 GW para 2050 de energía eólica marina instalada, para cumplir el escenario de 1.5 °C.

Esto se trata de una enorme brecha de capacidad, dada el bajo nivel de instalación mundial actualmente

1.2.2 Eólica en España

En términos nacionales, España en 2022 no registró ni un solo MW de potencia instalada en tecnologías offshore (sin contar con algún aerogenerador experimental), aunque si se ha podido observar y prever una reducción en el ritmo de nuevas instalaciones onshore, lo que muestra una infraestructura y un espacio obsoleto y necesitado de nuevas incorporaciones al panorama eólico. A pesar de ello, se espera un crecimiento destacable en los sectores renovables debido a medidas y planes de crecimiento propuestos por el estado con respecto al cambio climático y la evolución hacia energías limpias.

Cabe destacar entre todos ellos el PNIEC o Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (MTCO, 24). Este es un marco estratégico diseñado para guiar la transición energética del país hacia una economía baja en carbono en línea con los objetivos climáticos de la Unión Europea. Este plan abarca el periodo 2021-2030 y es una pieza clave dentro de las políticas de sostenibilidad y energía de España.

El borrador inicial del PNIEC fue sometido a consulta pública y revisado en varias ocasiones antes de su aprobación final. Las ampliaciones y revisiones se centraron en ajustar las metas y políticas para hacerlas más ambiciosas y en línea con los nuevos objetivos climáticos de la Unión Europea, como el Pacto Verde Europeo. Esto incluyó un enfoque más robusto en la electrificación de la economía, mayor penetración de renovables, y la aceleración en la descarbonización del sector transporte. Dentro del último borrador actualizado en junio de 2023, se actualizaron los siguientes escenarios como nuevos objetivos para el 2030:

- 32% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990
- 48% de renovables sobre el uso final de la energía
- 44% (FEC) de mejora de la eficiencia energética
- 81% de energía renovable en la generación eléctrica
- Disponer de 19 GW de autoconsumo y 22 GW de almacenamiento
- Reducción de la dependencia energética exterior del 73% en 2019 al 51% en 2030
- 43% de reducción de las emisiones de los sectores difusos y un 70% de los sectores bajo el comercio de derechos de emisión con respecto a 2005

“Estos resultados suponen una reducción de emisiones de GEI del 55% con respecto al año 2005, siendo una trayectoria compatible con el objetivo de convertir a España en una economía neutra en carbono antes de 2050”.

Junto con este plan, y más relacionado con el sujeto de este proyecto, se elaboró la Hoja de Ruta de las Energías del Mar (MTCO, 24). Este consiste en un plan para el desarrollo de las energías renovables marinas en España, como la eólica marina, la energía de las olas y las mareas. Su propósito es aprovechar el potencial de los recursos marinos para contribuir a la transición energética del país. Esta hoja de ruta define objetivos y líneas de acción específicas, como el desarrollo tecnológico, la creación de infraestructuras adecuadas, y la promoción de la inversión en este sector.

Para la correcta ejecución de esta hoja de ruta, el gobierno español aprobó en febrero de 2023 el Plan de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM), el cual tiene como objetivo gestionar y organizar el uso sostenible de las aguas marinas españolas, asegurando la coexistencia de diferentes actividades económicas y la conservación del medio ambiente marino. Este plan busca optimizar la utilización de los recursos marinos, promoviendo y protegiendo actividades como la pesca, la acuicultura, el turismo y la conservación de la biodiversidad, al mismo tiempo que facilita el desarrollo de la energía eólica marina. En lo que respecta a las eólicas marinas, el POEM establece áreas específicas para su desarrollo, asegurando que estas instalaciones se realicen de manera eficiente y con mínimo impacto ambiental, contribuyendo así a los objetivos de energía renovable y sostenibilidad del país.

1.3 Tecnología y desarrollo offshore

A fin de obtener un correcto desarrollo de los proyectos, minimizando costes mediante modelos de máxima eficiencia, es de vital importancia analizar de manera precisa las condiciones de batimetría y geomorfología marina, así como realizar estudios en relación a la oceanografía y meteorología del lugar o lugares donde se pretenda localizar la instalación. Una vez estos elementos hayan sido apropiadamente esclarecidos, el proyecto se encuentra en condiciones óptimas de cara a avanzar a las siguientes etapas de su desarrollo.

A continuación se van a exponer de forma superficial las distintas tecnologías que existen actualmente en el campo de los aerogeneradores eólicos y en los siguientes apartados se van a analizar las cualidades físicas del emplazamiento, seleccionando los aerogeneradores más apropiados.

Obviando la elección de elementos precisos y concretos dentro de los generadores (estos van a cuenta de las empresas fabricantes; el cliente selecciona en base a características más concluyentes, como puede ser la potencia, altura, velocidad de las palas, máximas capacidades...), estos aerogeneradores cuentan con ciertos componentes y características básicas, de entre las cuales se tienen:

- Estructura de soporte, ya sea de soporte fijo o flotante.

- Torre de sección tubular.
- Rotor: el tipo más usado es el tripala de eje horizontal. Existen otros modelos mejor adaptados a condiciones más específicas, como los multipala, de eje vertical y de tipo hélice, entre otros.
- Generador eléctrico (síncrono/asíncrono) con convertidor de frecuencia.
- Control de orientación de eje y palas.
- Sistema de control mediante sensores, el cual ofrece una monitorización permanente de las condiciones de funcionamiento del aerogenerador.

Más adelante se especificará de forma exhaustiva la elección de aerogenerador tomada para este proyecto, una vez se haya concretado las condiciones de localización del parque. El factor más importante a determinar es la disposición final de la estructura al completo, lo cual va a dictaminar no solo el diseño del parque al completo, sino también la localización de este.

Dentro de la variedad de estructuras existentes hoy en día, estas se pueden dividir en dos clases: soporte fijo y flotantes.

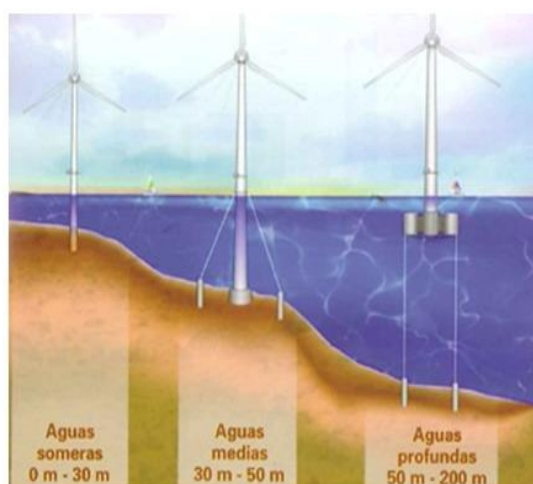


Ilustración 7: Clasificación del tipo de agua según su profundidad

Casi todas las instalaciones actualmente en operación se han realizado en áreas con profundidades inferiores a los 20 m y distancias a la costa menores a los 15 km, es decir, ubicadas en aguas someras.

1.3.1 Estructuras de soporte fijas

Están diseñadas para anclarse firmemente al fondo marino, proporcionando estabilidad y resistencia frente a las condiciones ambientales adversas del mar, como olas, corrientes y viento. Una de las principales ventajas de estas estructuras es su robustez y durabilidad,

lo que les permite soportar grandes cargas y condiciones climáticas severas durante largos períodos. Además, suelen tener menores costos de mantenimiento una vez instaladas debido a su simplicidad y estabilidad. Sin embargo, presentan desventajas como los altos costos iniciales de instalación y las limitaciones en cuanto a la profundidad del agua donde pueden ser utilizadas, generalmente adecuadas solo para aguas poco profundas. También, su instalación puede tener impactos ambientales significativos en el lecho marino y los ecosistemas circundantes.

Existen varios tipos:

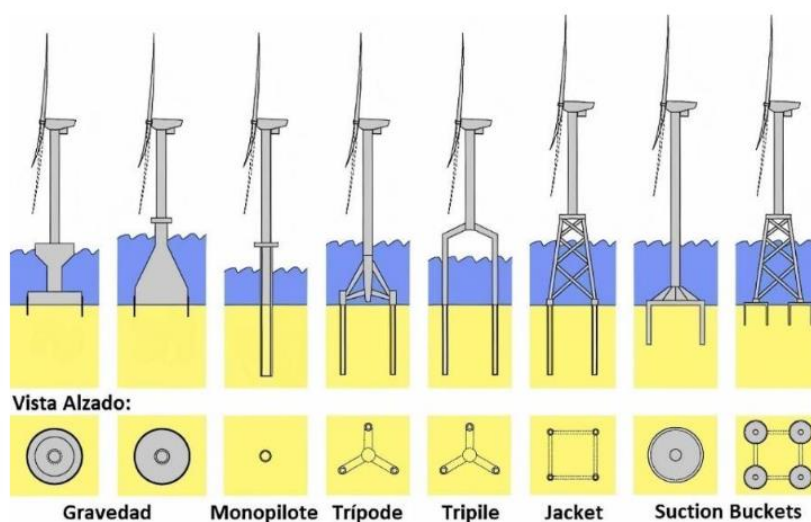


Ilustración 8: Tecnologías de cimentación fija (AEE, 22)

- Estructura mono-pilote: son ampliamente utilizadas y representan una opción económica para instalaciones en aguas poco profundas. Estas estructuras consisten en grandes cilindros de acero, que pueden tener diámetros de hasta 5,5 metros, hincados en el lecho marino hasta profundidades de 40 metros. La instalación se realiza generalmente con martillos hidráulicos, aunque a veces es necesario perforar el suelo marino. Para su correcta fijación, el lecho marino debe tener características específicas que permitan el anclaje seguro de estos mono-pilotes.
- Estructuras por gravedad: estas descansan directamente sobre el lecho marino sin necesidad de anclaje. Soportan las cargas gracias a su elevado peso. Requieren fondos marinos planos para su correcta instalación y son relativamente sencillas de colocar. Generalmente están hechas de hormigón y se lastran con piedras o grava para asegurar su estabilidad.
- Estructura tipo trípode: la estructura tipo trípode, compuesta por tres patas que se enclavan en el lecho marino, es una opción comúnmente empleada en aguas más profundas, superiores a los 30 metros. Su diseño distribuye el peso de manera equitativa, proporcionando estabilidad en condiciones submarinas adversas y resistencia ante corrientes marinas y fuerzas externas. Esta versátil estructura

puede adaptarse a diferentes tipos de suelos marinos y cumplir con los requerimientos específicos de cada proyecto.

- d) Estructuras tipo jacket: La estructura tipo jacket, originaria de la industria petrolera, se ha adaptado con éxito para su uso en el campo de la energía eólica marina. Esta estructura consta de tres o cuatro patas que se enclavan en el lecho marino, proporcionando una base sólida y estable para la instalación de las torres eólicas. Estas patas están unidas a una estructura de celosía, que aumenta su resistencia y estabilidad. La versatilidad de las jackets permite su uso en una amplia gama de profundidades marinas y en diferentes condiciones climáticas. Además, su diseño modular facilita el transporte, la instalación y el mantenimiento de los generadores eólicos marinos.

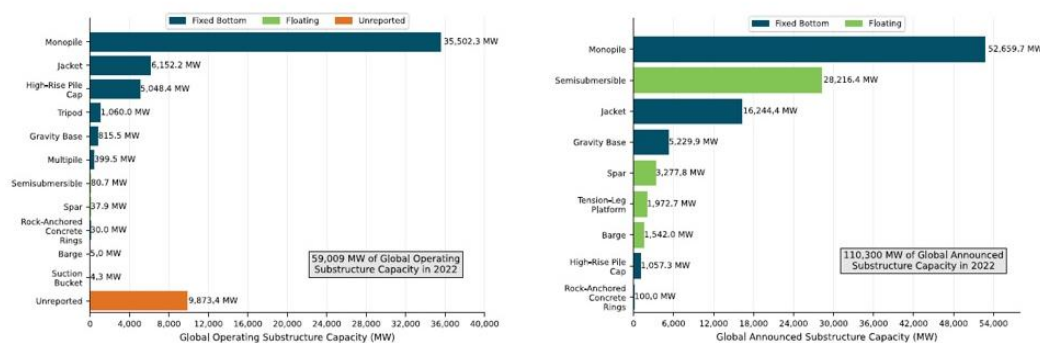


Ilustración 9: Tipos de estructura de anclaje empleadas en proyectos marinos

Junto con las estructuras mencionadas, que son las más comunes, durante los últimos años han ido surgiendo nuevos diseños y modelos a medida que las empresas productoras se han ido encontrando con soluciones ante limitaciones y obstáculos nuevos.

1.3.2 Estructuras de soporte flotante:

Las estructuras de soporte flotante en aerogeneradores eólicos marinos son plataformas diseñadas para alojar a los mismo en alta mar, permitiendo su instalación en aguas más profundas donde las estructuras fijas no son viables. Estas plataformas utilizan sistemas de flotación para mantenerse en posición y están ancladas al fondo marino mediante cables o sistemas de amarre. Entre sus ventajas se encuentran su capacidad para aprovechar vientos más constantes y fuertes en aguas profundas, así como una menor interferencia con el paisaje costero. Sin embargo, presentan desafíos técnicos y logísticos, como mayores costos de instalación y mantenimiento, y una mayor complejidad en su diseño y operación.

De entre sus modelos más conocidos se tienen:

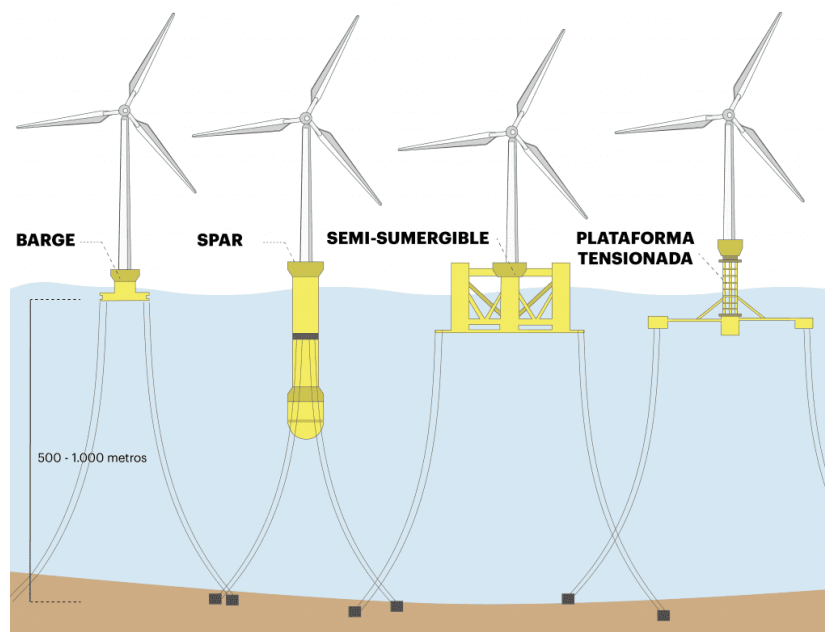


Ilustración 10: Tipos de estructuras flotantes (MTCO, 24)

- a) Estructura de boya lastrada con amarre (Spar Buoy o Ballast Stabilized): son sistemas utilizados para sostener aerogeneradores marinos en aguas profundas. Estas estructuras cuentan con una boya cilíndrica que flota en la superficie del agua y un lastre colgado de un tanque central de flotación, que actúa como un contrapeso para proporcionar estabilidad y resistencia al vuelco. El sistema de amarre, generalmente realizado con cadenas o cables, se enclava en el fondo marino y se conecta al tubo de soporte. Estas estructuras son relativamente fáciles de transportar e instalar, pero están limitadas a aguas con profundidades superiores a los 100 metros debido a la longitud del tubo de soporte.
- b) Estructura semisumergible con cables tensionados de amarre (Tension Leg Platforms o TLP): son una opción estable para la instalación de aerogeneradores marinos. Estas plataformas se mantienen semisumergidas en el agua mediante cables tensados que las anclan al fondo marino, lo que reduce significativamente el impacto de las olas. Sin embargo, la instalación de estos cables es costosa y técnicamente desafiante debido a las altas fuerzas de tracción involucradas. Esta configuración ofrece una mayor estabilidad y resistencia a las condiciones marinas adversas, como fuertes corrientes y vientos. Un ejemplo destacado de este tipo de estructuras es el proyecto Blue H.
- c) Estructura flotante estabilizada con amarre (Barge o Buoyancy Stabilized): se basan en un sistema de flotación superficial que proporciona estabilidad en la superficie del agua, acompañado de líneas de amarre al fondo marino con catenaria. Estas estructuras consisten en un gran depósito flotante sobre el cual

se instala el aerogenerador. El depósito está asegurado al fondo marino mediante anclajes con cables o cadenas. Aunque son fáciles de transportar e instalar, su principal desventaja radica en su inestabilidad en condiciones adversas, lo que puede generar elevadas cargas durante fuertes vientos y oleaje.

Observando esta aparición de nuevos modelos de estructuración de los parques eólicos marinos, se puede estimar unos cambios significativos en el panorama eólico global. Es así que se ha registrado no solo un incremento en el tamaño promedio (MW) por instalación offshore, sino también un aumento en la profundidad media de las estructuras al lecho marino (indicativo de una mayor superficie utilizable).

1.4 Características de los parques eólicos marinos en 2022

Existe una tendencia, al igual que con el número de nuevas instalaciones, de crecimiento de tamaño y profundidad de estas.

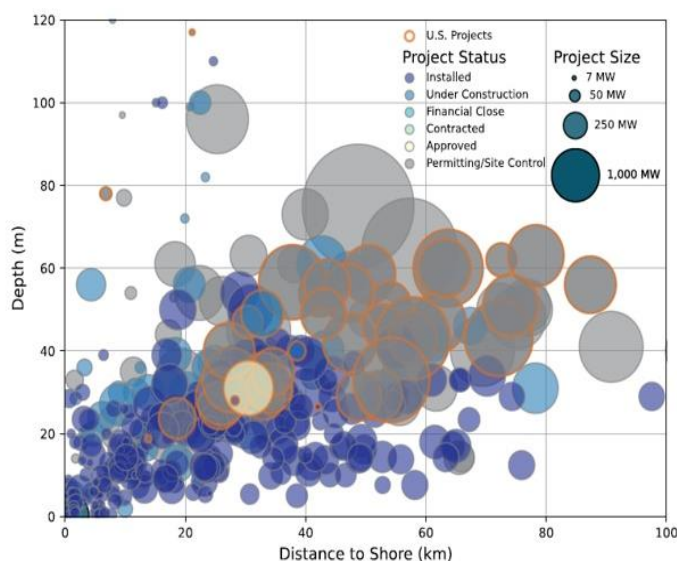


Ilustración 11: Proyectos offshore según profundidad y distancia a costa (NREL, 23)

Los proyectos desde el 2000 muestran un tamaño cada vez mayor junto con un aumento de la profundidad del agua y la distancia a la costa

Esto como se mencionó previamente es debido a la mejora y creación de tecnologías, haciendo de este tipo de proyectos modelos más factibles y económicos.

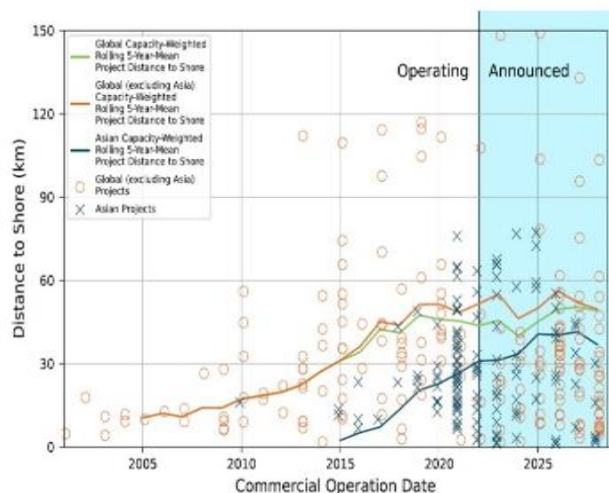


Ilustración 12: Distancia media a costa para proyectos operativos y programados (NREL, 23)

En Europa en 2020 la distancia media a la costa para proyectos activos y en construcción fue de 44 km. De nuevo se observa una tendencia al aumento.

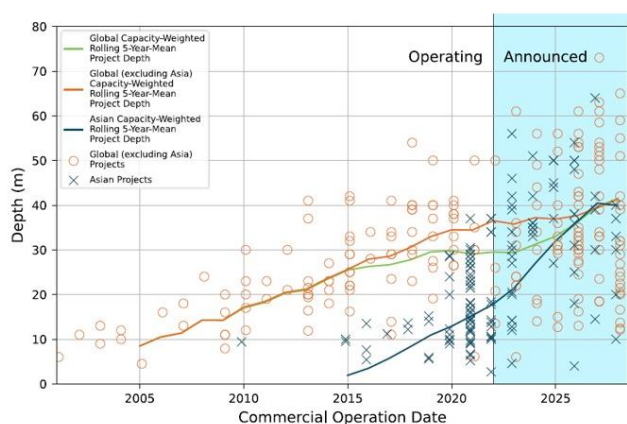


Ilustración 13: Profundidad media a costa para proyectos operativos y programados (NREL, 23)

Con respecto a la profundidad, la media en Europa rondaba los 35/40 m. De nuevo, la tendencia es hacia profundidades mayores

A continuación se muestran los parques eólicos marinos más grandes del mundo actualmente, más concretamente aquellos que emplean fondos fijos. Por falta de información no se han incluido aquellos situados en las costas de china. Se puede ver en ambas gráficas como las distancias a costa promedias y la profundidad ha ido aumentando progresivamente a lo largo de los años, debido principalmente a la mejora y aparición de nuevas tecnologías. Esto pasa de igual manera con las capacidades totales de potencia para los parques.

	País	Parque eólico		Capacidad	Tipo de estructura	Año	Modelo de aerogenerador	Numero de torres
OPERATIVO	Inglaterra	Hornsea Wind Farm 1 & 2	120 km al este de la costa de Inglaterra	2.6 GW	Monop.	2022	Siemens Gamesa 7MW	339
	Escocia	Moray East Wind Farm	22 km al norte de la costa de Escocia	950 MW	Jacket	2022	Vestas V164 9.5 MW	100
	Inglaterra	Triton Knoll	33 km al este de Inglaterra	850 MW	Monop.	2022	Vestas V164 9.5 MW	90
	Escocia	Seagreen Offshore Wind farm	27 km de la costa de Escocia	1.1 GW	Monop.	2023	Vestas V164-10MW	114
	Inglaterra	Dogger bank (varias fases)	Banco de arena en el Mar del Norte	6 GW	Monop.	2023	Haliade X-13/14 MW	270 (tres primeras fases)
PROGRAMA DO	Estados Unidos	Vineyard Wind	Costas de Massachusetts, a 24 km de la costa	804 MW	Monopilotes	2025	Haliade-X 13 MW	62
	Corea del Sur	Sinan Korea Offshore	Costas de Jeolla del Sur	390 MW	Monopilotes	2030	Vestas V236-15MW	26

Tabla 1: Proyectos offshore fijos de mayor capacidad (excluido Asia) (ESPA, 22)

Se puede observar, como se mencionó previamente, una predominancia del monopilote para este tipo de instalaciones.

Junto a esto también es importante analizar en qué condiciones trabajan los parques eólicos existentes, no solo en términos de capacidades totales, localización y dimensiones, sino también en términos de características de los generadores unitarios. Esto es indicativo de que dimensiones de turbinas y torres son los más eficientes a la hora de producir en gran escala.



Ilustración 14: Capacidad, diámetro de rotor y altura de buje aerogeneradores marinos (NREL, 23)

Se puede ver, como se ha mencionado, que a lo largo de los últimos años se ha ido incrementando progresivamente las dimensiones y las capacidades de generación a medida que se ha ido invirtiendo e investigando más en este sector. En 2022 la potencia media unitaria asignada por generador era de 7.7 MW, con diámetro de rotor de 174.6 m y altura de buje 116.6m. Este incremento ha incentivado la aparición de parques cada vez mayores, flexibilizando el mix energético aún más a favor de las energías verdes de cara a los objetivos 2050.

1.5 Beneficios y desafíos de la eólica marina en España

Como ya se ha mencionado previamente, la implantación de la energía eólica marina en España presenta beneficios económicos significativos, destacando la diversificación del mix energético, la generación de empleo y el fortalecimiento de la industria local. La energía eólica marina complementa la producción de energía renovable del país, disminuyendo la dependencia de fuentes fósiles y aumentando la seguridad energética. Además, la construcción y mantenimiento de parques eólicos marinos generan empleo en múltiples sectores, desde la ingeniería hasta la logística y los servicios.

En términos nacionales, España, con una industria eólica consolidada y empresas líderes como Siemens, Gamesa y Acciona, puede aprovechar esta expansión para fortalecer su posición global en la tecnología eólica, aumentando las exportaciones de componentes y servicios asociados. Las inversiones en infraestructura eólica marina también pueden revitalizar regiones costeras y portuarias, impulsando el desarrollo económico local y mejorando las infraestructuras marítimas y terrestres.

Sin embargo, los desafíos económicos son considerables. Los costos iniciales de los proyectos eólicos marinos son elevados debido a la complejidad de la construcción e instalación en el mar. Además, es necesaria una infraestructura portuaria y de red eléctrica adecuada, lo que puede requerir inversiones adicionales. Las condiciones marinas adversas también complican la instalación y el mantenimiento, aumentando los costos operativos.

La geografía marina de España, con una extensa costa de más de 8,000 kilómetros, ofrece un gran potencial eólico, especialmente en el Atlántico, aunque también presenta retos por las condiciones meteorológicas y las profundidades del lecho marino. Las zonas del Mediterráneo, aunque tienen vientos menos constantes, ofrecen condiciones más moderadas. Aprovechando esta geografía y su posición como uno de los mayores productores de tecnología eólica a nivel mundial, España tiene la oportunidad de liderar en el sector de la eólica marina, compitiendo globalmente y abriendo nuevas oportunidades de exportación y colaboración internacional.

1.6 Perspectivas futuras a nivel nacional

Las perspectivas futuras de la eólica marina en España son prometedoras, impulsadas por la Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y las Energías del Mar (MTCO, 24). Esta hoja de ruta, aprobada por el MITECO, busca posicionar a España como un líder en tecnologías renovables marinas, con objetivos claros para la descarbonización y la innovación industrial.

A nivel nacional, se espera un crecimiento significativo en la instalación de parques eólicos marinos, especialmente en las zonas con mayor potencial, como Galicia, el Cantábrico, Mediterráneo y la región canaria. Estas áreas han sido definidas en las demarcaciones específicas que facilitan el desarrollo ordenado de proyectos a partir del Plan de Ordenación del Espacio Marítimo. Este viene integrado dentro de la hoja de ruta y proporciona un marco claro y predecible para inversores y desarrolladores, armonizando los diferentes usos del espacio marítimo, y asegurando la protección ambiental. Esto ayuda a gestionar el desarrollo de la eólica marina sin interferir negativamente con actividades como la pesca, el transporte marítimo, o la conservación de la biodiversidad.

Además, la influencia europea, a través de la Estrategia de la UE sobre las Energías Renovables Marinas, apoya estos esfuerzos, proporcionando un marco regulatorio y financiero favorable. Las empresas españolas, como Siemens Gamesa y Acciona, están bien posicionadas para aprovechar estas oportunidades, liderando tanto en la fabricación de componentes como en la implementación de proyectos. La colaboración con socios europeos y la inversión en I+D serán cruciales para mantener y ampliar esta ventaja competitiva.

La hoja de ruta no solo establece unas horquillas de crecimiento predefinidas (1-3 GW para el terrestre y 40-60 MW para la marina), sino que compromete al país al cumplimiento de ciertos requisitos también dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) (MTCO, 24) de cara al despliegue de la eólica marina. Este plan es un marco estratégico para la recuperación económica y la modernización de España tras la crisis de la COVID-19. En cuanto a las energías renovables, el PRTR tiene como objetivo impulsar su implantación y promover la transición hacia una economía más sostenible. Esto se logra a través de inversiones en proyectos que fomenten la descarbonización, como el desarrollo de infraestructuras para energías limpias, incluyendo la eólica marina. Además, el plan busca incentivar la eficiencia energética y la digitalización en el sector energético, contribuyendo así a la reducción de emisiones y al impulso de la competitividad de España en el ámbito de las energías renovables.

En resumen, la combinación de una hoja de ruta clara, apoyo europeo y capacidades industriales robustas sitúa a España en una posición favorable para liderar el desarrollo de la energía eólica marina en los próximos años. Esto se va a ver acompañado por una alta competitividad y colaboración con distintas compañías tecnológicas tanto europeas como mundiales con el fin de ocupar la máxima cantidad de este mercado emergente, dando lugar a desarrollos aún más dinámicos.

1.7 Características y método de trabajo del proyecto

El proyecto va a constar de un estudio y análisis completo de un parque eólico en las costas de España. Una vez se han presentado los antecedentes, ayudando a la comprensión de los objetivos finales del porqué se ha optado por realizar este trabajo, y las razones del crecimiento de este sector a lo largo de los últimos años, se va a proceder al desarrollo del grueso del proyecto.

La primera parte se corresponde a la elección del emplazamiento. Para ello se tendrán en cuenta diversos factores tanto meteorológicos, oceanográficos como de localización respecto a la red española. Estos puntos serán desarrollados en los siguientes apartados.

Junto con esto se valorará la concordancia de las características del proyecto con las condiciones específicas de las zonas planificadas por parte del Ministerio para la Transición Ecológica, así como sus pautas, para así asegurar que el proyecto se desarrolla dentro del marco legal establecido, evitando sanciones y asegurando la obtención de permisos y licencias necesarios. Esto es fundamental para evitar interrupciones y problemas legales que podrían paralizar el proyecto.

A demás de lo mencionado, los proyectos que cumplen con estas regulaciones son más atractivos para inversores y entidades financieras, ya que demuestran viabilidad y responsabilidad. Además, suelen ser elegibles para subvenciones y apoyos financieros que promueven el desarrollo de energías renovables.

Una vez que los primeros pasos se han dado, se va a proceder al dimensionado del parque y al estudio energético a partir de datos de simulación de viento. Esto va a servir para analizar no solo el rendimiento energético de la instalación, sino también el económico en cuanto a viabilidad con miras a futuras inversiones y subvenciones.

Para ello se van a emplear una serie de programas y softwares los cuales permiten optimizar la planificación, diseño y operación de parques eólicos. Estos programas ofrecen a los ingenieros y desarrolladores una forma de analizar datos de viento con precisión, modelando y precediendo la producción energética, evaluando el impacto ambiental y económico de los proyectos. Al proporcionar herramientas avanzadas, facilitan la toma de decisiones informadas, reducen los riesgos asociados a la inversión y mejoran la eficiencia y viabilidad de los proyectos de energía eólica.

De entre la amplia gama de programas dedicados a este sector, para este proyecto se van a emplear principalmente dos:

- Windographer: es un software especializado en el análisis de datos de viento para proyectos de energía eólica. Este programa permite a los ingenieros y desarrolladores de parques eólicos analizar datos de viento provenientes de estaciones meteorológicas y torres de medición de viento concretas. El software facilita la importación de datos de una amplia variedad de formatos y fuentes, incluyendo estaciones meteorológicas, datos satelitales y torres de medición de viento. Este ofrece la capacidad de realizar un análisis detallado de la velocidad y dirección del viento, identificando patrones y tendencias que son cruciales para evaluar el potencial eólico de un sitio. Además, realiza análisis estadísticos avanzados y permite visualizar los resultados en gráficos y tablas comprensibles.
- WASP: se van a emplear sus extensiones de Climate Analyst, y Map Editor. Este software hace uso de datos de localización y vientos para la modelización del recurso eólico y la predicción de la producción energética de parques eólicos. WASP analiza datos de viento medidos y los extrapola a otras ubicaciones y alturas considerando la topografía, rugosidad del terreno y obstáculos cercanos. La extensión WASP Climate Analyst complementa este análisis proporcionando herramientas para evaluar datos climáticos a largo plazo, analizar la variabilidad del viento y determinar periodos de referencia climáticos. Por su parte, WASP Map Editor permite la creación y edición de mapas topográficos y de rugosidad, facilitando la entrada precisa de datos geográficos esenciales para la modelización del recurso eólico.

Juntas, estas herramientas mejoran la precisión y eficiencia en la planificación y diseño de parques eólicos.

Capítulo 2. Selección del emplazamiento

2.1 Introducción

La selección adecuada del emplazamiento para un parque eólico marino es fundamental para garantizar que el proyecto sea eficiente, económicamente viable, ambientalmente sostenible y técnicamente factible. Una evaluación exhaustiva que tenga en cuenta todos estos factores puede determinar el éxito o el fracaso del proyecto. Por lo tanto, se va a realizar un análisis detallado de todas estas variables antes de la toma de decisiones finales sobre la ubicación del proyecto. De entre los principales puntos a tener en cuenta en este análisis se tienen:

- a) Limitaciones gubernamentales: como ya se mencionó previamente, es de vital importancia cumplir con los estatutos y requisitos mínimos legales impuestos por los gobiernos locales. Esto es debido a la naturaleza sensible de este tipo de proyectos, los cuales implican un impacto severo en la región en donde se ejecuta. En este caso se está hablando de la pesca, turismo, fauna marina, entre otros.
- b) Batimetría del suelo costero de la zona: las instalaciones a una profundidad menor a unos aproximados 50 metros facilitan enormemente las labores de construcción, así como los gastos de inversión y tecnología. Esta característica define casi de forma completa el tipo de estructura que se vaya a emplear.
- c) Mapa eólico de la zona: tener diseñado un mapa eólico de las zonas es crucial pues permite identificar las áreas con mayores y más consistentes velocidades de viento, lo cual es esencial para maximizar la eficiencia y la producción de energía del proyecto eólico marino.
- d) Proximidad de subestaciones eléctricas: esto reduce significativamente los costos de infraestructura y transmisión. La cercanía facilita la conexión del parque eólico a la red, disminuyendo la longitud y el costo de los cables submarinos necesarios para transportar la electricidad generada. Esto también reduce las pérdidas en forma de ahorros en construcción y mantenimiento, así como un aumento en la eficiencia.

Con el objetivo de simplificar el análisis de localización del parque, la zonificación se va a centrar en las cinco zonas designadas por ley, siendo estas: atlántico, baleares, costa catalana, costa mediterránea sur y región canaria. Esto asienta las bases de viabilidad del proyecto y sin este no sería posible diseñar un parque legalmente factible. A partir de las opciones extraídas de este primer criterio se irá estrechando el rango de opciones posibles.

Junto a estas limitaciones, se va a incluir otra variable correspondiente a la distancia con respecto a la costa. Esto es principalmente debido a como los parques eólicos pueden afectar el paisaje y, por ende, el atractivo turístico de la zona. En regiones donde el turismo es una fuente económica importante, como muchas zonas costeras de España, es crucial mantener un equilibrio entre el desarrollo energético y la conservación del atractivo

visual. A esto se le suma el impacto sonoro y a la navegación que puede acarrear. Para la distancia se va a tomar como mínimo los 30 km, a partir del cual los molinos son prácticamente imperceptibles en todos los sentidos. Esta distancia depende enormemente del uso que se le dé al litoral en esa zona. Si el área costera próxima es de uso principalmente industrial, eso aquietaría considerablemente el grado de severidad de las medidas de restricción de ese parque.

Una vez considerados estos puntos primordiales, se va a concluir con un estudio meteorológico para filtrar las regiones más rentables en lo que a vientos se refiere.

A continuación se muestran las distintas zonas propuestas, así como sus características relativas a los puntos mencionados previamente. Se van a repasar cada una por separado para luego seleccionar la más apta para este proyecto.

2.2 Primer emplazamiento: Demarcación marina Noratlántica

Zonas POEM habilitadas y distancia costera

Analizando el mapa del POEM de la región se puede observar que, de toda la zona costera norte del país, las únicas superficies habilitadas se encuentran en la zona de Galicia y Asturias. Esto se corresponde a una pequeña sección junto a la frontera con Portugal y varias áreas a lo largo de la Bahía de Vizcaya.

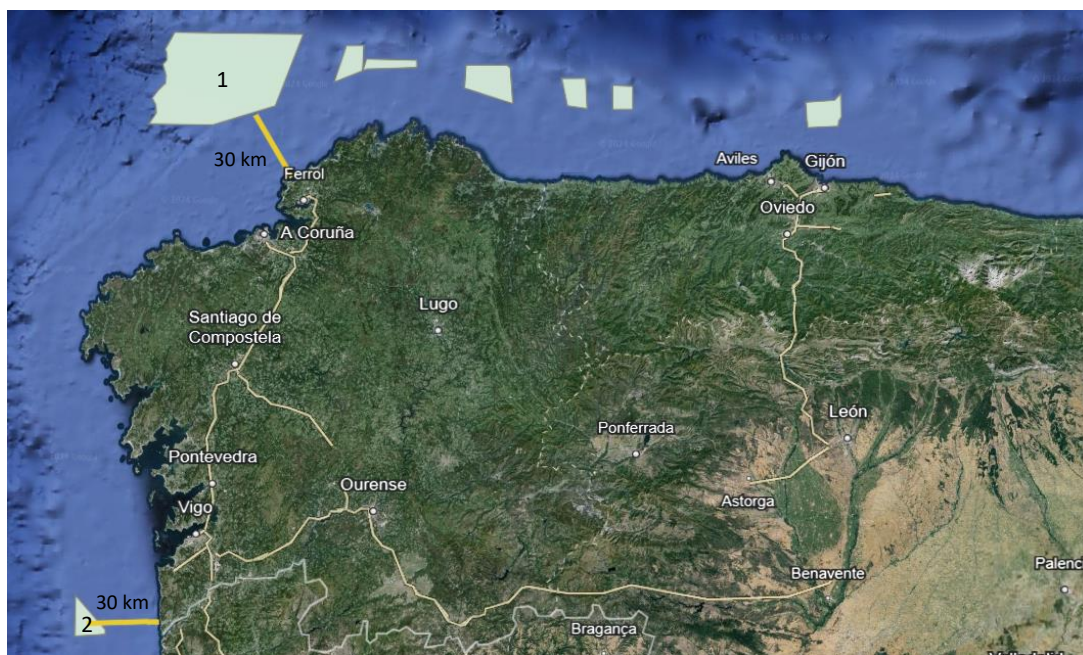


Ilustración 15: Zonas POEM en costas de Galicia (Google Earth)

De entre todas las ordenaciones válidas en lo que a distancia respecto a la costa se refieren, las más viables y de mayor área se encuentran en La Coruña, en las costas de Ferrol y en Pontevedra, al sur de Vigo junto a la frontera con Portugal. Ambas han sido señalizadas en el mapa mediante la numeración “1” y “2” respectivamente.

Batimetría costera

Con relación a la batimetría, esta región cuenta con un suelo del bloque continental muy amplio y de profundidad media, de en torno a los 50 m para la distancia asignada de 30 km. Esto hace a esta región apta para posibles instalaciones fijas, así como flotantes, aportando flexibilidad a la hora del diseño del parque. De entre las dos zonas propuestas, la que cuenta con un mayor bloque a baja profundidad es la correspondiente a la costa de Ferrol, señalizada como “1”.

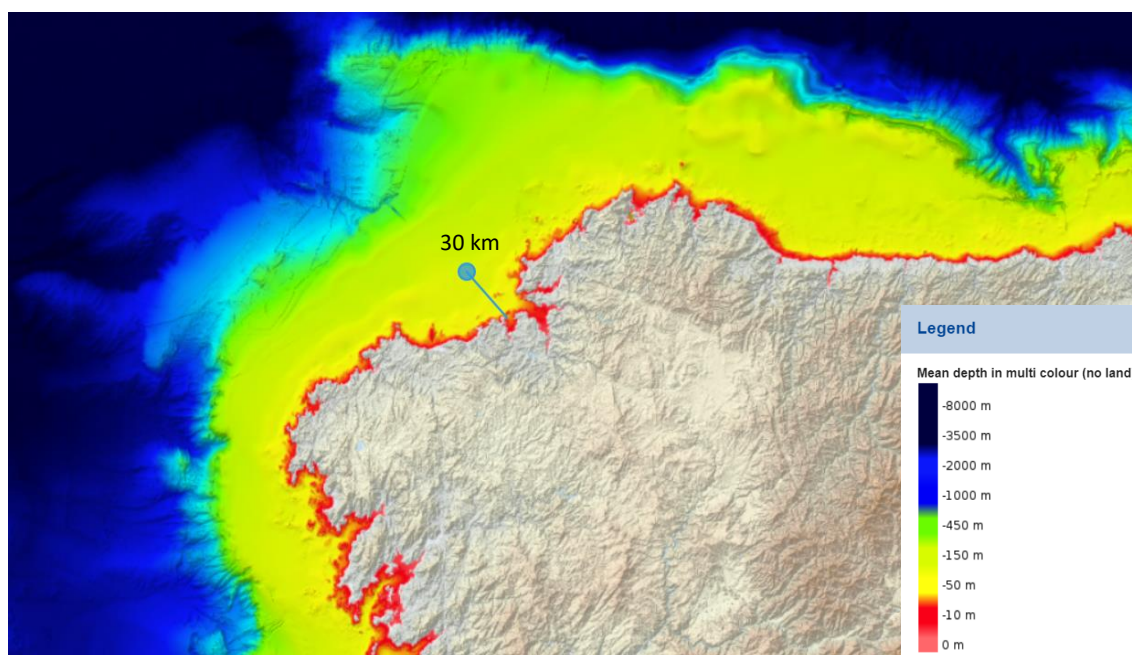


Ilustración 16: Batimetría del suelo costero gallego (EMOD, 24)

Acceso a la REE

Ambas zonas cuentan con numerosas subestaciones, así como centrales de generación. Esto permite una rápida incorporación de la instalación a la red eléctrica. En concreto la región Ferro-atlántica incluye las centrales tanto de Sabón como de Puentes de García

Rodríguez, junto con las subestaciones que la acompañan. También cabe destacar la proximidad de líneas de alta tensión.



Ilustración 17: Mapa del sistema eléctrico en la región de Galicia (REES, 24)

2.3 Segundo emplazamiento: Demarcación marina Levantino-balear

Zonas POEM habilitadas y distancia costera

De toda la amplia región costera del litoral este mediterráneo de las costas españolas, los espacios permitidos para la implantación de eólica se reducen a tres áreas concretas, una de ellas al norte de Cataluña, costas de Girona y la otra al noreste de las Baleares, en Menorca.

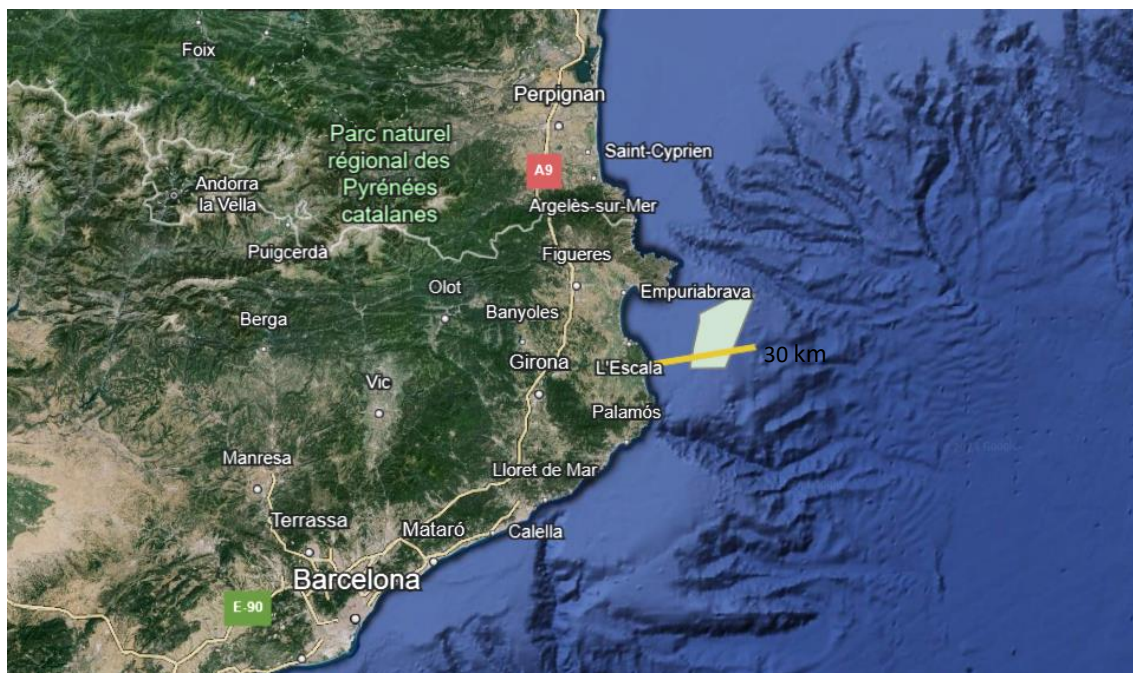


Ilustración 18: Zonas POEM en costa de Cataluña (Google Earth)



Ilustración 19: Zonas POEM en región balear (Google Earth)

Se puede observar que ninguna de las tres zonas habilitadas cumple con el requisito de distanciamiento con respecto a la costa mínimo impuesto de 30 kilómetros. No cumpliendo este primer requerimiento, el resto de las limitaciones no son necesarias de tantear ya que el no cumplimiento de este imposibilita la ejecución del resto del proyecto.

2.4 Tercer emplazamiento: Demarcación marina del Estrecho y Alborán

Zonas POEM habilitadas y distancia costera

Este tercer emplazamiento cuenta con dos zonas del POEM de gran superficie, una junto al estrecho y otra más oriental. Ambas se pueden considerar aptas en términos de distancia mínima costera.



Ilustración 20: Zonas POEM en Mediterráneo andaluz (Google Earth)

Batimetría costera

Esta plataforma cuenta con suelos bajos de mucho menor tamaño que para el caso atlántico. Los dos emplazamientos propuestos se sitúan a profundidades de más de 500 m de profundidad, lo cual obligaría a instalar estructuras flotantes, encareciendo los gastos finales de instalación. Igualmente, esta zona puede llegar a ser tomada en consideración.

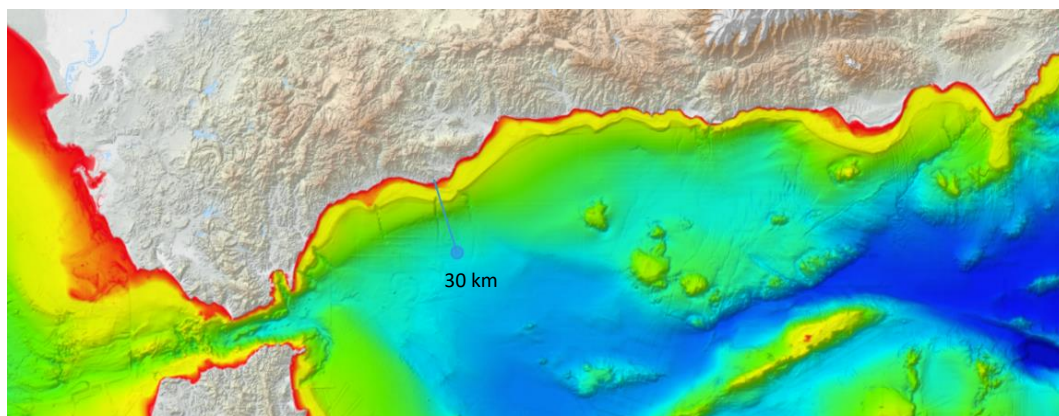


Ilustración 21: Batimetría del suelo costero andaluz (EMOD, 24)

Acceso a la REE

Para este tercer emplazamiento la red eléctrica cuenta con varias subestaciones y centrales. Estas, pese a ser numerosas, se concentran en su mayoría en la zona próxima al estrecho, en la provincia de Cádiz, mientras que en la región de Málaga, Granada y Almería son más escasas. Esto es debido a que el número de subestaciones va directamente relacionado con el número de centrales de generación dadas en el lugar.



Ilustración 22: Red eléctrica en región andaluza (REES, 24)

Esto simplificaría la elección a una de las dos áreas del POEM, la más occidental, en caso de optar por ejecutar el proyecto en esta zona.

2.5 Cuarto emplazamiento: Demarcación marina canaria

Zonas POEM habilitadas y distancia costera

Las zonas habilitadas para este emplazamiento corresponden a áreas en los litorales orientales de las islas de Tenerife, Gran Canaria, Fuerteventura y Lanzarote. Como se puede observar en la imagen, las zonas habilitadas son de áreas reducidas y muy cercanas a la costa por lo que ninguna de estas zonas cumple con los requisitos básicos propuestos. Es por ello que esta zona queda descartada ya que presentaría muchas trabas de cara a los pasos iniciales de estudio de viabilidad del proyecto.



Ilustración 23: Zonas POEM en región canaria (Google Earth)

2.6 Meteorología

De las cuatro zonas propuestas se ha podido simplificar a dos: Atlántico y litoral mediterráneo sur. Ahora se va a analizar los datos de vientos de ambas zonas. Para ello se va a usar información oficial de la web GLOBALWINDATLAS, la cual es dirigida por el departamento de energía eólica de la Universidad Técnica de Dinamarca.

A continuación se muestra un mapa eólico de la península, donde se muestra a modo de mapa de densidad, los vientos medios de la península, en m/s. Junto con esto se presenta otro mapa de la densidad de potencia media, indicativo de la calidad del recurso de viento dado en la región, en W/m².

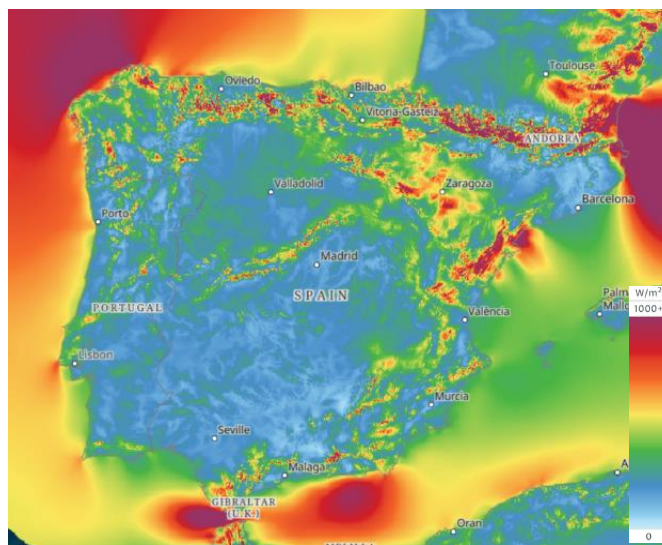


Ilustración 24: Potencial eólico medio anual en W/m² (GWA, 24)

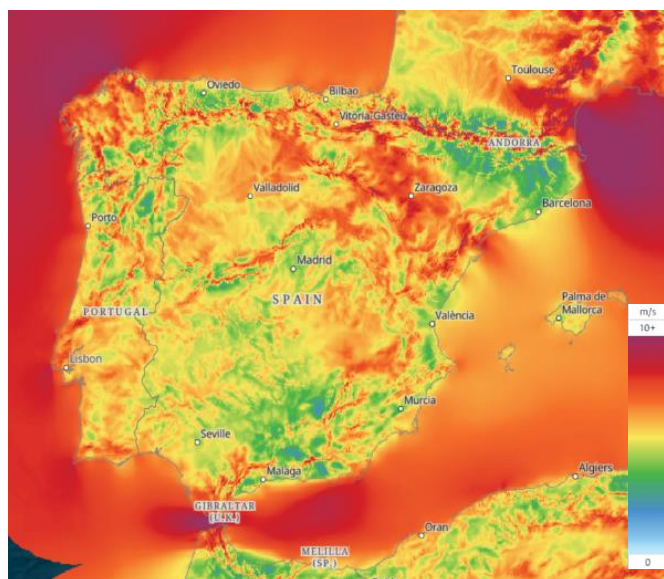


Ilustración 25: Velocidades de viento media anuales en m/s (GWA, 24)

Observando las distintas zonas propuestas, y descartando aquellas que no cumplen con los requisitos básicos, los emplazamientos que se adhieren mejor al modelo planteado son los del Atlántico y el Mediterráneo andaluz. Estos no solo cubren los requisitos mínimos, sino que cuentan con vientos lo suficientemente altos y constantes como para ofrecer una densidad de potencia propicia para desarrollar proyectos rentables. Ambos cuentan con vientos medios de más de 8 m/s y densidades de potencia superiores a los 800 W/m².

Es importante mencionar el alto potencial eólico dado en el estrecho de Gibraltar, las Islas Canarias y el Golfo de León, los cuales, pese a no cumplir los requisitos impuestos, presentan un alto potencial de cara a futuras empresas destinadas a esas zonas.

2.7 Demarcación seleccionada

Para concluir con la decisión de emplazamiento se va a resumir las condiciones dadas en cada uno de los casos propuestos:

- Atlántico: las únicas áreas habilitadas para parques eólicos marinos están en Galicia, específicamente junto a la frontera con Portugal y en varias zonas de la Bahía de Vizcaya, con ubicaciones viables en La Coruña, Ferrol y Pontevedra. La batimetría muestra un suelo del bloque continental amplio y de profundidad media (30-50 m a 30 km de la costa). Además, la presencia de numerosas subestaciones y centrales de generación permite una rápida incorporación a la red eléctrica. Permitiría instalaciones fijas, así como flotantes. La zona cuenta con vientos fuertes y constantes.
- Mediterráneo balear: las áreas habilitadas no encajan correctamente con los requisitos de batimetría y distancia costera. Esto solo generaría trabas burocráticas a la hora de desarrollar el proyecto, lo que encarecería el proceso y lo ralentizaría.
- Mediterráneo andaluz: hay dos grandes zonas habilitadas por el POEM: una junto al estrecho y otra más al este. Ambas son aptas en términos de distancia mínima costera, pero cuentan con profundidades superiores a 500 m. La red eléctrica cuenta con varias subestaciones y centrales, concentrándose la mayoría en Cádiz, mientras que en Málaga, Granada y Almería son más escasas. Esto simplifica la elección a la zona occidental. Esta área requeriría de instalación flotante. Cuenta también con vientos elevados y densos en términos de potencia.
- Islas Canarias: las zonas habilitadas son muy reducidas y no cumplen, al igual que en la región balear, con las condiciones mínimas de impacto visual y sonoro. Queda descartada.

Como se ha podido ver, las únicas zonas aptas son la atlántica y andaluza. De entre ambas se va a optar por la primera opción. Esta ofrece vientos efectivos y constantes, a la vez que reduce costes debido a su cercanía a subestaciones junto con la posibilidad de emplear estructuras de cimentación fijas. Todo esto se da dentro de los marcos legales impuestos por el MITECO, así como otras formas de gobierno tanto nacionales como locales. En la imagen mostrada a continuación se muestra de forma aproximada la localización del parque dentro del área habilitada. Las coordenadas de esta se van a emplear para la solicitud de datos eólicos oficiales.

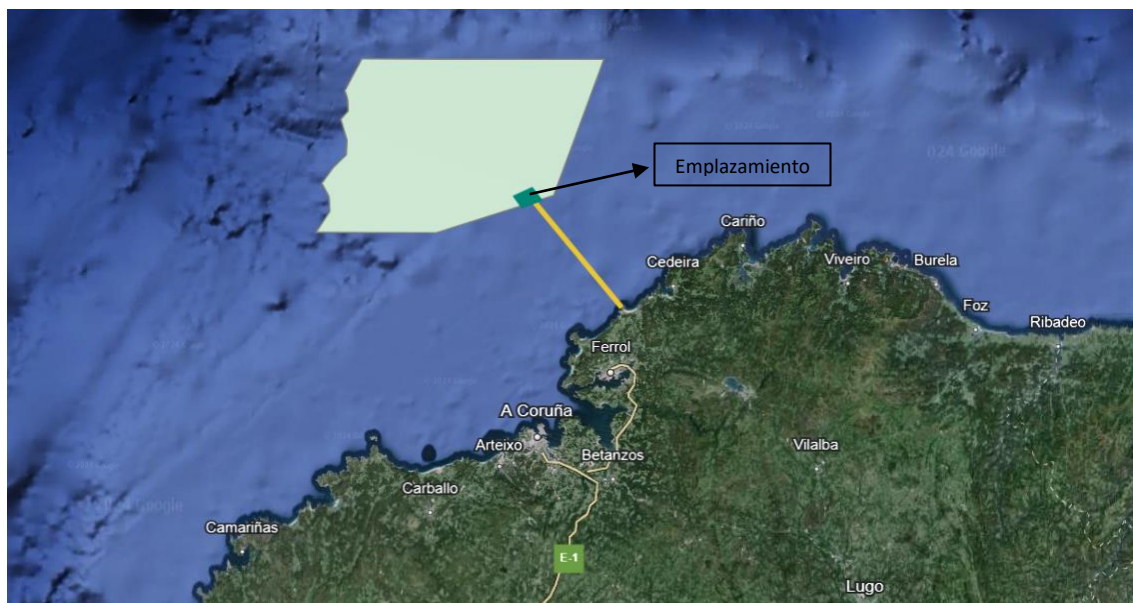


Ilustración 26: Detalle de emplazamiento seleccionado (Google Earth, elaboración propia)

La zona de instalación se muestra resaltada en color verde oscuro, con coordenadas definidas en la *Tabla 2. Características espaciales y de localización del parque eólico*. Se puede ver como esta cae sobre los límites del POEM, así como que se encuentra en la parte más cercana a la costa, para facilitar los trabajos de instalación y reducir futuros costes.

Capítulo 3. Análisis del recurso eólico y simulación energética

3.1 Descripción del emplazamiento

El parque propuesto en este proyecto se va a situar acorde a las normativas básicas que rigen en la región elegida. A unos 30 km de la costa de Ferrol, este se encuentra en el límite suroriental de la zona del POEM asignada a esta zona, lo cual representaba requisito mandatorio a la hora de dar por correcta el área seleccionada. A continuación se muestra una imagen satélite de la zona mencionada, acompañada por la superficie del plan de ordenación marítimo del gobierno.



Ilustración 27: Detalle 2 lugar de emplazamiento (Google Earth)

Características espaciales			
Coord. Geodésicas WGS 84		Coord. Cartesianas UTM	
Latitud	Longitud	Este	Norte
43.90	-8.60	546000 m	4853000 m
País	España		
Provincia	Galicia		
Profundidad media	30-100 m		
Subestación eléctrica cercana	Varias subestaciones en el puerto de A Coruña. Acceso a la red de 400 kV en subestación Puentes de García Rodríguez.		

Tabla 2: Características espaciales y de localización del parque eólico

Asignar correctamente estas características es clave a la hora de consultar el resto de los datos de cara a el análisis de desempeño de la central. A partir de esta información se va a solicitar a la empresa VORTEX (VRTX, 24) los datos de viento los cuales serán mas tarde empleados para simular el potencial del parque. Estos se muestran en el siguiente apartado.

3.2 Estudio del recurso eólico

Los datos del emplazamiento se usaron para solicitar información meteorológica de la zona. Estos datos se han obtenido en formato de texto y correspondientes a franjas horarias de una hora durante un periodo de 10 años (entre 2014 y 2024). De entre los valores facilitados se tienen:

- Velocidad del viento a altura de buje: en este caso a 100 metros, altura asignada para el modelo de torre y góndola a seleccionar, en metros por segundo
- Dirección del viento a altura de buje, en grados sexagesimales
- Temperatura a altura de buje, en °C
- Presión a altura de buje, en hPa
- Densidad del aire a altura de buje. Este dato se va a cotejar con el cálculo de densidad a partir del programa WASP. Medido en kg por metro cúbico.
- Numero de Bulk Richardson: número adimensional para estudiar de forma aproximada la generación de turbulencias por parte del viento.
- Humedad relativa, en %.
- Rmol: inverso del número de longitud de Monin-Obukhov. Caracteriza la estabilidad atmosférica.

3.2.1 Velocidad y dirección del viento

El programa Windographer permite analizar los vientos tanto de forma local como general, observando la evolución anual, así como las tendencias medias. A continuación, se pueden ver dos gráficas. Ambas representan la media durante el periodo de 10 años de los vientos, una por cada mes, y la otra por cada hora del día.

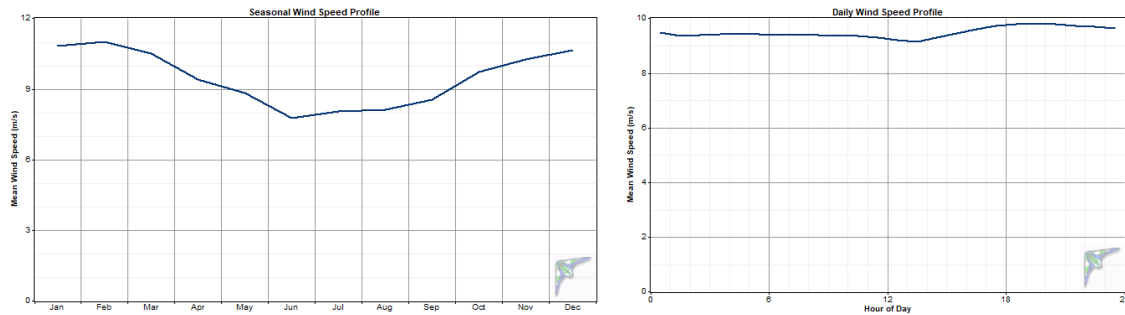


Ilustración 28: Velocidades medias totales diarias y mensuales de emplazamiento

En la primera se puede ver como los vientos oscilan durante el año en torno a los 9-10 m/s, dando un aumento durante los meses más fríos de año, y una reducción en los calurosos. Con respecto a la hora del día, se puede ver como esto no afecta en términos de intensidad media de vientos, por lo que este dato no llega a ser del todo relevante a la hora del diseño. Cabe destacar que la diferencia entre la velocidad media en febrero y junio es de aproximadamente 3 m/s, cantidad muy considerable a la hora tener en cuenta la distribución del calendario de funcionamiento, aunque en este caso se va a considerar un funcionamiento anual constante. En la siguiente imagen se muestra nítidamente el comportamiento mensual de la distribución de velocidades del viento por mes, en este caso específicamente durante el año 2023. Se ve de forma clara como se da una reducción de los vientos en los meses más calurosos.

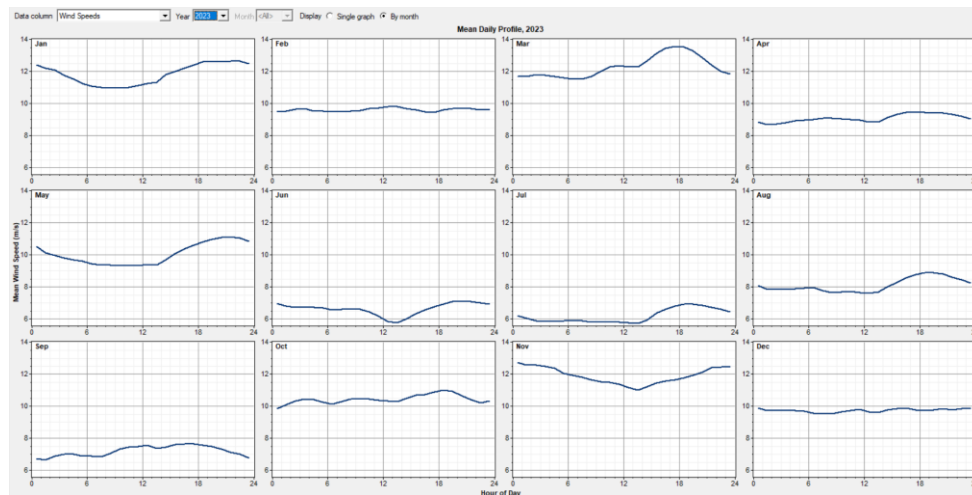


Ilustración 29: Velocidades media diarias por mes

Junto con esto se ofrece a su vez la velocidad media anual durante los 10 años de recogida de datos en esta zona. La variabilidad anual de los vientos es menor en este caso. La diferencia entre los registros máximos en 2018 (2024 no se tiene en cuenta ya que los datos son parciales, no del año completo) y los mínimos en 2016 son de aproximadamente 1 m/s. Esto es indicativo

de que los datos de velocidades medias son fiables de cara a análisis más a largo plazo, sobre todo en términos económicos.

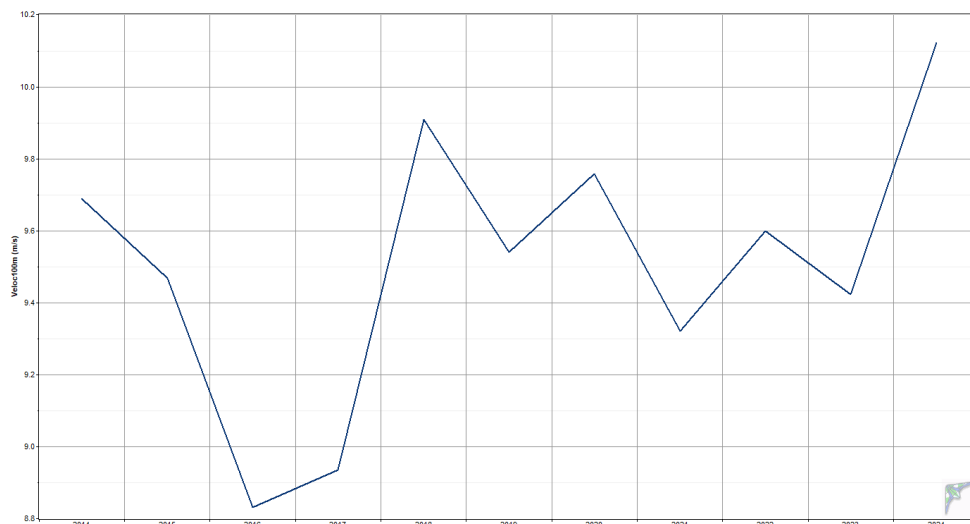


Ilustración 30: Evolución anual de las velocidades medias durante el periodo de lectura

En el siguiente gráfico a modo de resumen se muestra los datos totales de viento. En el programa se muestra una distribución de Weibull con media en torno a los 9.5 m/s, como se mencionó previamente, factor de forma k de 2.122 y escala 10, así como la existencia de una cola fina asimétrica a derechas, indicativo de valores extremos de vientos altos, pero poco probables. Este se tendrá en cuenta en el futuro, de cara a la elección de la torre y aerogenerador.

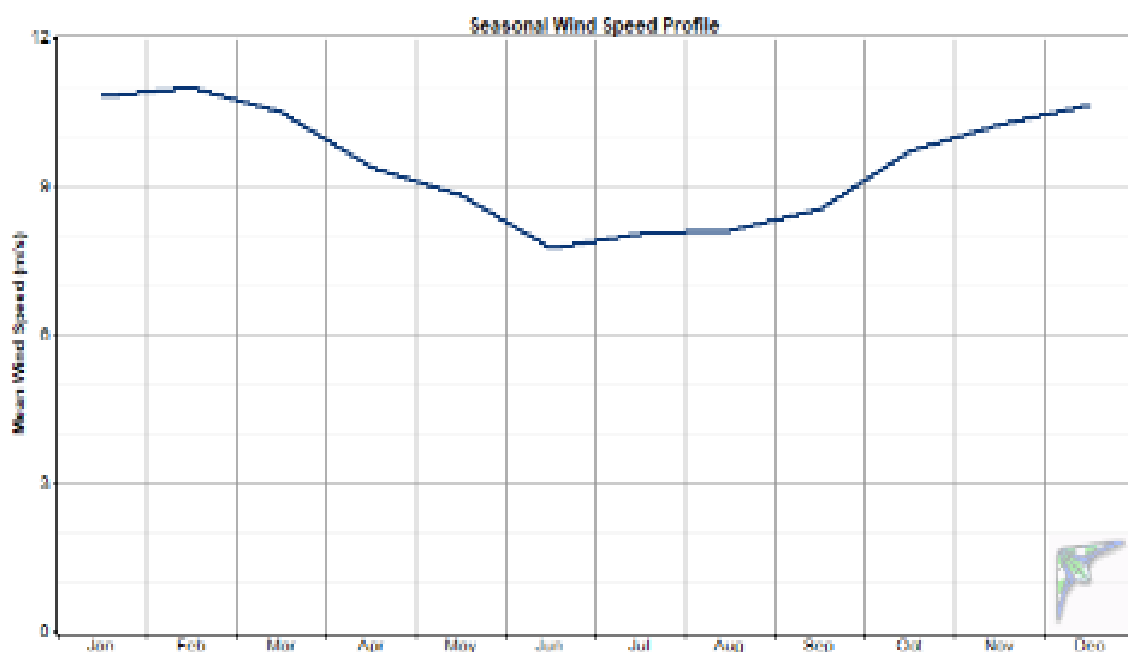


Ilustración 31: Distribución de Weibull de las velocidades de viento

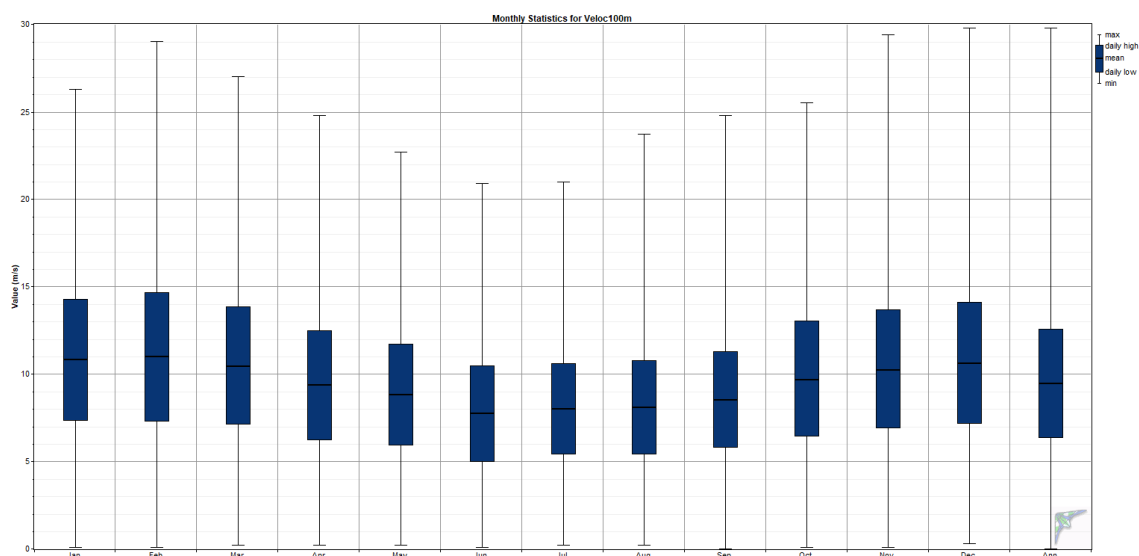


Ilustración 32: Diagrama estadístico de cajas de velocidades de viento

Junto a esta distribución se muestra un diagrama de cajas mostrando las medias totales, los máximos y mínimos diarios y los valores pico, representativo del comportamiento meteorológico que se ha venido comentando previamente, con temperaturas medias de en torno a los 9.5 m/s y tendencia a vientos elevados en momentos precisos del año.

Así como las velocidades del viento, es de vital importancia conocer la distribución de direcciones de viento. Esto es debido a que la orientación de los rotores tiene que ser la idónea

para hacer uso máximo del potencial eólico de la zona. Esto también afecta a la disposición espacial de las torres, cuyo distanciamiento tiene que ser específico si se desea evitar los efectos colaterales que producen las hélices entre ellas en forma de turbulencias.

Las siguientes imágenes muestran la distribución direccional del viento en forma de rosas. En una se muestra la intensidad de frecuencia, en porcentaje, de las direcciones de este, mientras que en el otro se muestra el equivalente en energía acumulada para cada dirección. Esto es muy indicativo de las orientaciones del viento en esta zona.

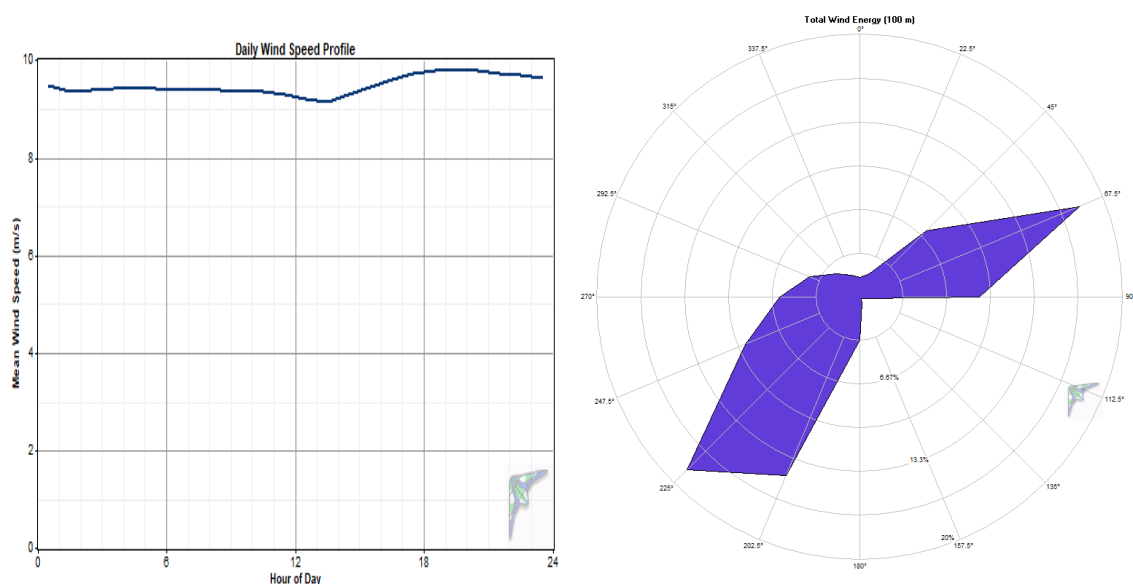


Ilustración 33: Rosas de frecuencia y potencial energético del viento según dirección

A partir de esta información se puede concluir que la gran mayoría de los vientos se acumulan en dos direcciones, noreste y suroeste. Es por ello que las góndolas se van a orientar en torno a los 56° norte, ya que esta maximiza el aprovechamiento para ambas direcciones, haciendo uso del sistema de orientación de las palas para trabajar en ambos sentidos.

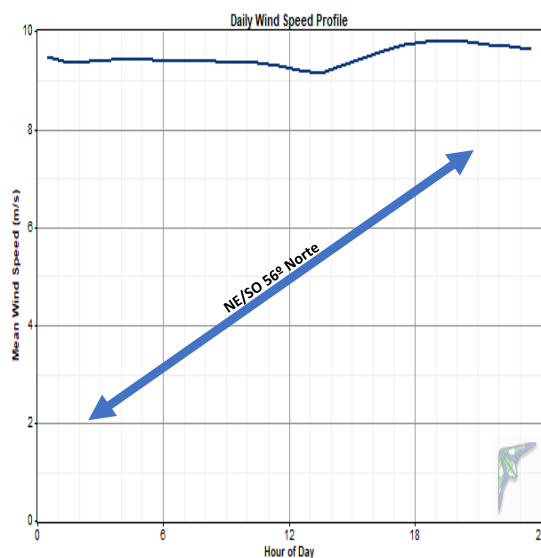


Ilustración 34: Dirección con mayor acumulación de vientos

El siguiente gráfico muestra a modo de dispersión de puntos la acumulación de datos de viento en las dos zonas que ya se había mencionado antes, esta es bastante notable, y salta a la atención la caída de mayor número de datos hacia valores de ángulos por encima de 210° más que entre los 60 y 210°.

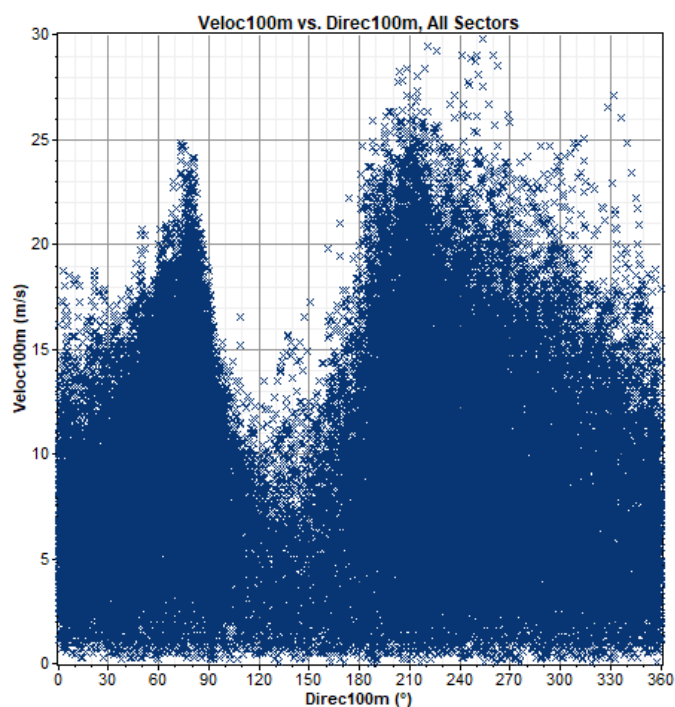


Ilustración 35: Diagrama de dispersión de velocidades de viento frente a dirección

En las siguientes tablas se muestran los datos obtenidos a partir del software Windographer. Se muestran a modo de resumen los distintos parámetros que caracterizan eólicamente el emplazamiento elegido.

	Año	Media (m/s)	Mediana (m/s)	Min (m/s)	Max (m/s)	Std. Dev. (m/s)	Weibull k	Weibull c
1	2014	9.689	9.3	0.1	28.4	4.701	2.174	10.942
2	2015	9.468	9.3	0.3	26.3	4.63	2.142	10.673
3	2016	8.831	8.5	0.1	27	4.386	2.109	9.963
4	2017	8.934	8.7	0.1	29	4.602	2.019	10.069
5	2018	9.909	9.9	0.2	24.8	4.586	2.288	11.174
6	2019	9.54	9.4	0.1	29.8	4.731	2.115	10.762
7	2020	9.757	9.6	0.2	24.9	4.845	2.109	11.004
8	2021	9.322	9	0	24.7	4.594	2.137	10.522
9	2022	9.599	9.3	0.2	26.3	4.62	2.188	10.828
10	2023	9.423	9	0.1	29.4	4.885	2.007	10.621
11	2024	10.122	9.7	0.1	26.3	4.833	2.198	11.407
	All data	9.479	9.2	0	29.8	4.681	2.122	10.69

Tabla 3: Datos anuales resumidos obtenido a partir de Windographer

De todos los datos mostrados cabe destacar, que no se haya mencionado previamente, la velocidad máxima dada en el periodo de lectura de 10 años de datos. Esta es de casi 30 m/s, cifra que va a servir como factor de mucha importancia a la hora de dimensionar torres y aerogeneradores. También la tasa de obtención de datos, del 100%, es debido a que los datos introducidos en el programa son completos durante los 10 años, es decir, no falta ningún periodo de una hora que no haya sido leído e incluido en el historial de datos del programa.

Variable	
Altura de medida (m)	100
Velocidad de viento media (m/s)	9.479
Mediana de velocidad de vientos (m/s)	9.200
Veloc. mínima (m/s)	0.000
Veloc. máxima (m/s)	29.800
Weibull k	2.122
Weibull c (m/s)	10.690
Densidad de potencia media (W/m²)	923
Contenido energético medio (kWh/m²/año)	8,086
Tasa de obtención de datos (%)	100.00

Tabla 4: Datos medios totales del análisis

También se incluye la hora media donde se dan los picos de viento mas frecuentemente, este valor no se va a tener en consideración a la hora de estudiar el rendimiento del parque.

3.3 Elección de aerogeneradores y estructuras. Distribución y características.

En este tercer apartado se va a seleccionar dentro de la amplia gama de aerogeneradores dos modelos, los cuales van a ser comparados teniendo en cuenta la capacidad de producción energética de cada haciendo uso de los datos de rendimiento y factores de capacidad que serán calculados posteriormente. Para cada uno de estos la distribución será distinta, ya que la distancia de separación depende del radio de rotor de cada uno, así como el número de generadores instalados, puesto que, al no contar con la misma potencia, se requerirán cantidades distintas para alcanzar la potencia instalada propuesta.

Para este proyecto se va a imponer un distanciamiento mínimo a sotavento de 10 veces el diámetro de rotor, y 5 veces este a barlovento. Estas cantidades se han fijado a partir de las instrucciones dadas por la dirección del proyecto, en concreto para condiciones offshore, minimizando así las perdidas por turbulencias entre aerogeneradores. La capacidad del parque se va a instalar en aproximadamente 200 MW de potencia nominal.

Se van a analizar tres modelos, dos de la empresa Vestas, con capacidades distintas, y otro de la empresa Siemens Gamesa.

La localización del aerogenerador referencia, situado en el punto mas alejado de la costa, se corresponderá con las coordenadas referidas en la *Tabla 2*.

3.3.1 Primer modelo: Vestas V172 IEC S 114 m (50/60 Hz)

Características del aerogenerador Vestas V172	
Diámetro de rotor	172 m
Altura de buje	114 m
Potencia nominal	7.2 MW
Área de barrido	23235 m ²
Velocidad extrema de viento de diseño	40 m/s

Tabla 5: Características del aerogenerador Vestas V172

Para este primer generador se requerirían un total de 28 aerogeneradores para producir una potencia nominal de 201.6 MW. Las distancias longitudinales y transversales con respecto al viento serían de 1.72 km y 860 m respectivamente. Respecto al dimensionamiento, el modelo ofrece un rango de seguridad aceptable con respecto a la velocidad de viento registrada de unos 30 m/s aproximadamente.

Con respecto a las curvas de empuje y potencia se ha tenido que interpolar entre densidades de 1200 y 1250 kg/m³ del aire para obtener poder introducir estas en el software de WASP a la densidad de nuestro ensayo (1215 kg/m³). A continuación se muestran las curvas obtenidas a partir de los datos de aerogenerador mostrados en el *Anexo III. Datos de potencia y empuje aerogeneradores*.

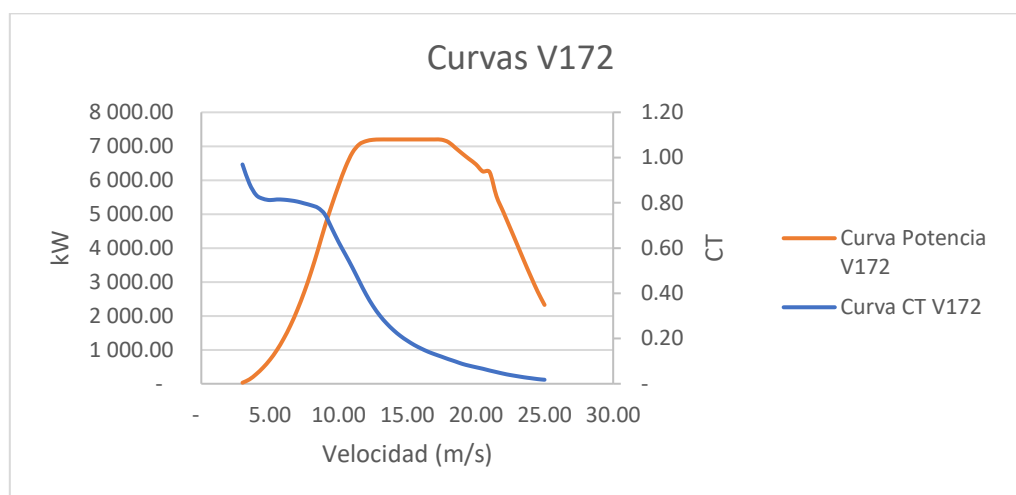


Ilustración 36: Curvas de potencia y empuje V172

Las curvas de potencia y empuje de los aerogeneradores son esenciales para su rendimiento y diseño. La curva de potencia muestra la relación entre la velocidad del viento y la energía generada, ayudando a prever la producción energética y a optimizar la operación del aerogenerador. La curva de empuje indica cómo varía la fuerza del viento sobre el rotor con la velocidad del viento, lo cual es crucial para asegurar la estabilidad y seguridad estructural del aerogenerador. Ambas curvas son vitales para maximizar la eficiencia energética y garantizar la seguridad y durabilidad de los aerogeneradores.

A continuación se muestra la localización y disposición aproximada de los 28 aerogeneradores V172.

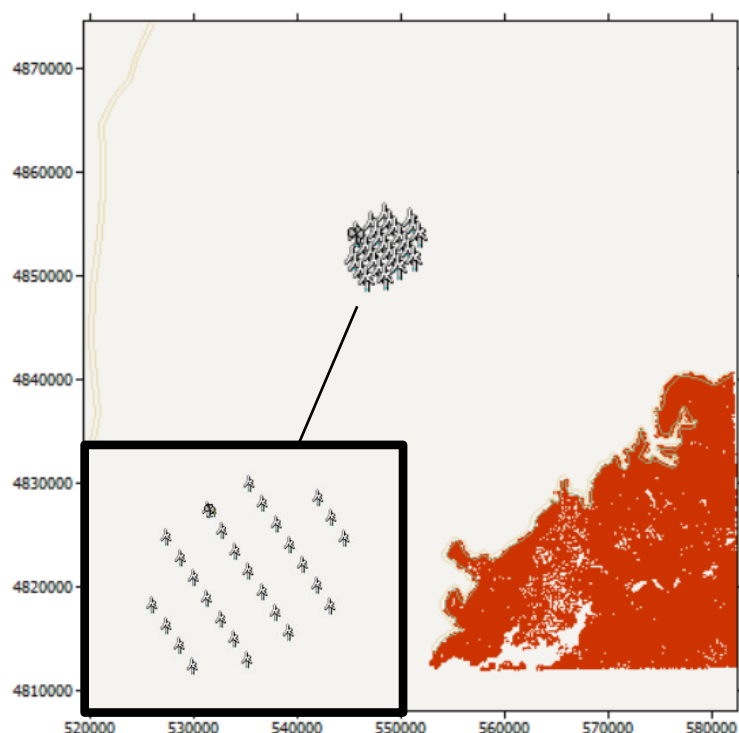


Ilustración 37: Detalle de distribución del V172 (WAsP)

3.3.2 Segundo modelo: Vestas V162 IEC S 119 m (50/60 Hz)

Características del aerogenerador Vestas V162	
Diámetro de rotor	162 m
Altura de buje	119 m
Potencia nominal	6 MW
Área de barrido	20612 m ²
Velocidad extrema de viento de diseño	40 m/s

Tabla 6: Características del aerogenerador Vestas V162

Para este segundo modelo se requerirían un total de 34 aerogeneradores para producir una potencia nominal de 204 MW. Las distancias longitudinales y transversales con respecto al viento serían de 1.62 km y 810 m respectivamente. Respecto al dimensionamiento, la turbina también ofrece un rango de seguridad aceptable con respecto a la velocidad de viento registrada de unos 30 m/s aproximadamente.

Para las curvas de CT y potencia se ha empleado el mismo método que para el primer modelo. A continuación se muestran las curvas de esta segunda interpolación:

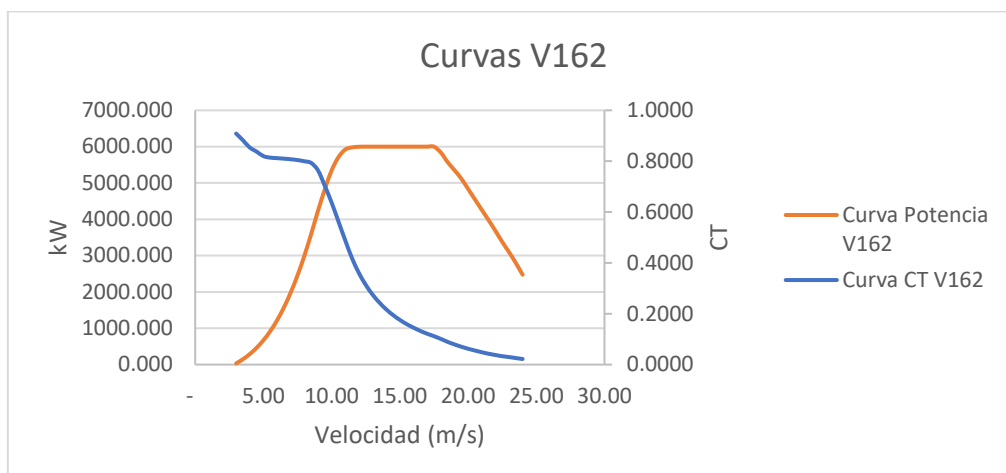


Ilustración 38: Curvas de potencias y empuje del V162

Distribución aerogeneradores V162:

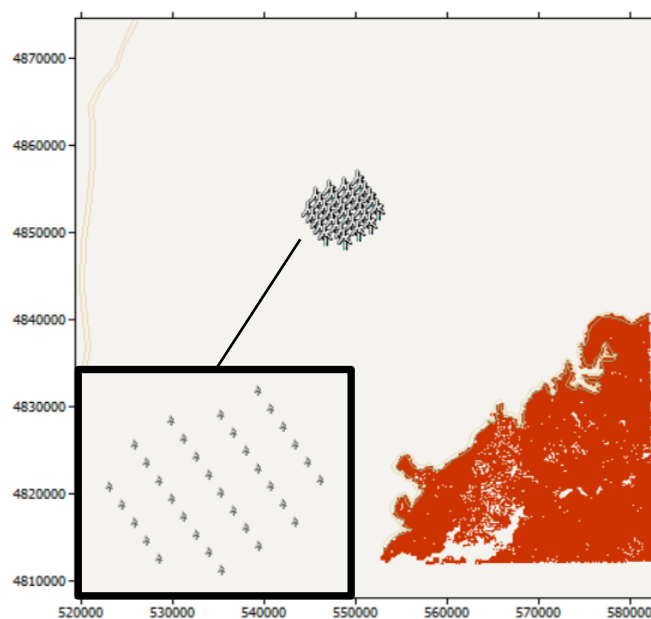


Ilustración 39: Detalle de distribución del V162 (WAsP)

3.3.3 Tercer modelo: Siemens Gamesa SG170 100m (50/60 Hz)

Características del aerogenerador Vestas V62	
Diámetro de rotor	170 m
Altura de buje	100 m
Potencia nominal	6.6 MW
Área de barrido	22698 m ²
Velocidad extrema de viento de diseño	45 m/s

Tabla 7: Características del aerogenerador Vestas V62

Para el tercer modelo se necesitarán 31 aerogeneradores para obtener una potencia instalada total de 204.6 MW a pleno funcionamiento. Para la disposición de los aerogeneradores se tendría una separación muy similar que para el caso de la V172, por lo que se asumirá un mismo esquema.

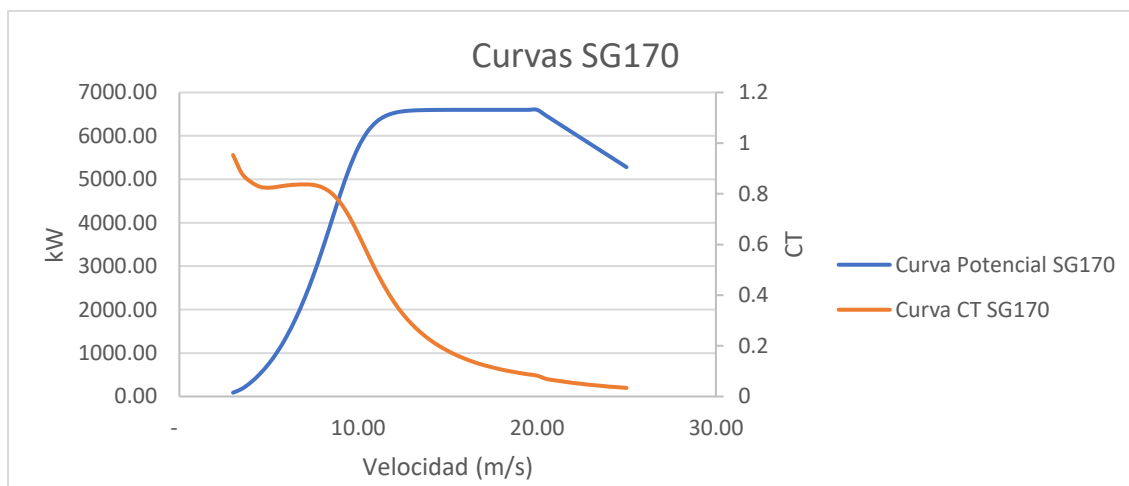


Ilustración 40: Curvas de potencia y empuje del SG170

Distribución aerogeneradores SG170:

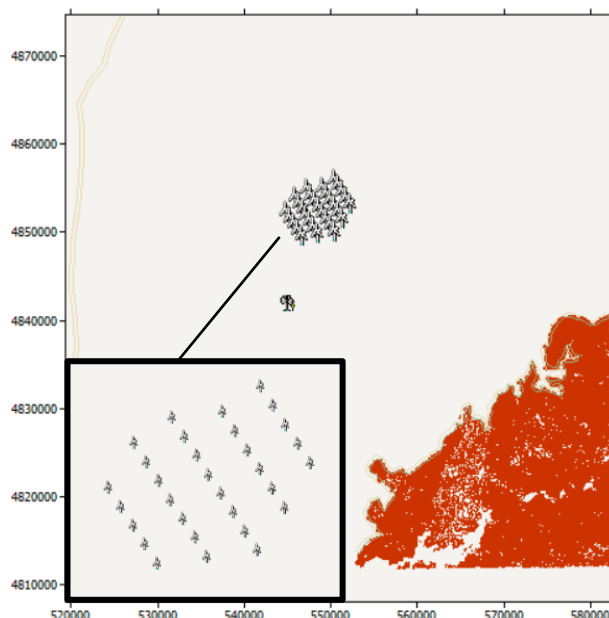


Ilustración 41: Detalle de distribución del SG170 (WAsP)

En cuanto a emisión de ruido y análisis de alcance de decibelios, no se van a estudiar las características de estos dos modelos ya que la distancia costera asignada es lo suficientemente grande como para despreciar cualquier tipo de incidencia sonora sobre las ciudades y pueblos costeros.

3.4 Simulación. Modelos y resultados de ejecución.

Una vez se han seleccionado los aerogeneradores para el proyecto y se han recabado todos los datos necesarios para su implementación en el estudio, se va a proceder a la simulación de ambos parques a través del programa WAsP 10. Para ello el programa requiere de varios inputs con el fin de caracterizar energéticamente el emplazamiento de la forma mas precisa. Estos “valores” de entrada incluyen:

- Mapa topográfico del área costera próxima: obtenido a partir del programa WAsP map editor, ofrece un mapa topográfico preciso del área a trabajar. Para el caso de este trabajo la rugosidad de tierra no afecta al funcionamiento del parque offshore, pero el propio programa requiere de datos de rugosidad a cierto radio con respecto al punto de medida de vientos para poder ejecutar los cálculos correspondientes.
- Coordenadas de la estación meteorológica de donde se han obtenido los datos de viento, en UTM.
- Datos de viento en formato .tab, obtenido a través del software de analítica de vientos Windographer, haciendo uso de los datos oficiales eólicos de VORTEX. Esto representa la materia prima con la cual WAsP va a trabajar.

- Campo eólico: en este apartado se introducen las características del parque. Esto incluye las alturas de buje y coordenadas de donde se van a situar las distintas torres. Estas coordenadas vienen especificadas en el *Anexo V. Coordenadas de los aerogeneradores propuestos*.
- Curvas de potencia y empuje: se debe introducir, como se mencionó previamente, los datos de funcionamiento de los aerogeneradores para poder obtener los resultados de generación a partir de los valores de viento.

Junto con este se ha tenido que incluir una estación de referencia para corregir los posibles errores que se puedan dar de lectura de vientos con respecto a los valores obtenidos en Windographer.

En la siguiente imagen se muestra el área de trabajo del programa WASP.

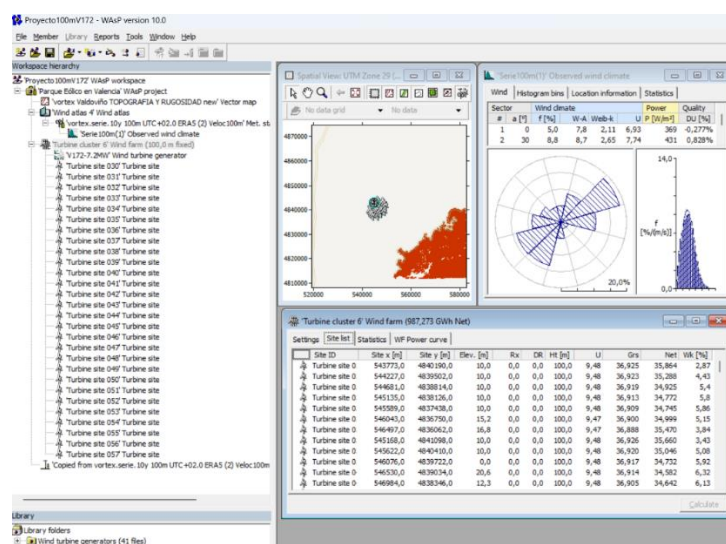


Ilustración 42: Entorno de trabajo del software WASP

Como se mencionó previamente, al simular en WASP, se ha obtenido una velocidad media de 9.68 m/s, cuando la obtenida de los datos oficiales es de 9.48 m/s. Es por ello que se han corregido estas lecturas con un factor del 2.076% para reducir este valor.

Una vez calibrado el sistema y todos los valores y archivos se han introducido, se procede a calcular el rendimiento del parque.

3.4.1 Resultados del aerogenerador Vestas V172 IEC S 114 m

V172	Total del parque	Media por unidad de aerogenerador	Min. por unidad de aerogenerador	Max. por unidad de aerogenerador
Producción anual bruta (MWh)	1033435	36908	36882	36926
Producción anual neta (MWh)	987273	35260	34582	36049
Pérdidas por efecto estela (%)	4.47	-	2.36	6.32

Velocidad de viento media (m/s)	-	9.48	9.47	9.48
Densidad de potencia (W/m2)	-	896	895	896

Tabla 8: Resultados de simulación del modelo V172

Dentro de estos resultados cabe destacar como los valores entre distintos generadores no varían demasiado. Los más destacables son los relacionados con las pérdidas de estela, principalmente debido a aquellas turbinas que se encuentran en los frentes de viento, las cuales reciben un aire más “limpio” que aquellas que se encuentran en las zonas de cola. Esto se ve reflejado en la diferencia entre el mínimo (2.36%) y el máximo (6.32%) observable en la tabla. Estas pérdidas se incluyen en la producción anual neta del parque, la cual es menor, como era de esperar, que la producción anual bruta.

La velocidad media coincide con la obtenida en Windographer, gracias al calibrado.

3.4.2 Resultado del aerogenerador Vestas V162 IEC S 119 m

V162	Total del parque	Media por unidad de aerogenerador	Min. por unidad de aerogenerador	Max. por unidad de aerogenerador
Producción anual bruta (MWh)	1082790	31847	31824	31863
Producción anual neta (MWh)	1034448	30425	29863	31147
Pérdidas por efecto estela (%)	4.46	-	2.22	6.23
Velocidad de viento media (m/s)	-	9.48	9.47	9.48
Densidad de potencia (W/m2)	-	895	894	896

Tabla 9: Resultados de simulación del modelo V162

Para este segundo modelo se puede observar un comportamiento similar al primero en términos de eficiencia respecto a pérdidas de estela, así como en densidad de potencia. La única diferencia recae en la producción unitaria y total. Se puede ver como al contar con generadores de menor dimensión, la producción individual de cada uno es menor, pero la total del parque aumenta respecto al primer modelo, ya que se cuenta con un mayor número de torres, aunque la potencia total instalada prácticamente la misma.

3.4.3 Resultados del aerogenerador Siemens Gamesa SG170 100m

SG170	Total del parque	Media por unidad de aerogenerador	Min. por unidad de aerogenerador	Max. por unidad de aerogenerador
Producción anual bruta (MWh)	1095976	35354	35327	35374
Producción anual neta (MWh)	1036242	33427	33074	34524
Pérdidas por efecto estela (%)	4.58		2.36	6.44
Velocidad de viento media (m/s)		9.48	9.47	9.48
Densidad de potencia (W/m2)		895	894	896

Tabla 10: Resultados de simulación del modelo SG170

Se obtienen unas potencias unitarias mayores que para el segundo modelo, pero menores que en el primero. Las pérdidas por efecto estela son las mayores obtenidas hasta ahora.

Sin embargo, estos valores de producción neta no corresponden con la cantidad de energía vertida a la red, puesto que entre lo que es el parque y la conexión a red en tierra se tienen ciertos rendimientos y pérdidas que hacen al sistema aún menos eficiente. Es así que se van a incluir algunas pérdidas extra que harán más precisa la simulación y facilitará la elección de modelo idónea.

A partir de los datos de generación netos finales se va a calcular dos índices más. El primero corresponde a las horas equivalentes. Esto es indicativo de el número de horas que debería estar el parque en funcionamiento al 100% de su capacidad, para obtener la misma generación total dada en el año completo de trabajo. La segunda corresponde al factor de capacidad. Esta muestra a que porcentaje de la capacidad total del parque está funcionando realmente nuestro emplazamiento. Ofrece un aproximado del rendimiento total del parque en términos de generación total.

Para las pérdidas en funcionamiento se han incluido las siguientes:

- Pérdidas eléctricas: Energía perdida en transmisión y conversión eléctrica.
- Indisponibilidad y O&M: Tiempo no operativo por mantenimiento y fallas.
- Incumplimiento curva de potencia: Generación inferior a la nominal por desempeño subóptimo.
- Factores ambientales y suciedad: Reducción de eficiencia por hielo, polvo y condiciones climáticas adversas.

Existen numerosos factores a tener en cuenta además de los mencionados previamente, como puede ser el efecto de desgaste sobre componentes o la intervención de fauna o humana. Se han considerado principalmente aquellos mas significativos y que ocurren con más frecuencia.

Los dos índices se han calculado de la siguiente manera:

$$\text{Horas equivalentes (h)} = \frac{\text{Producción final neta (MWh)}}{\text{MW instalados}}$$

$$\text{Factor de carga o capacidad (\%)} = \frac{\text{horas equivalentes de funcionamiento}}{\text{horas totales de funcionamiento anual}}$$

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos para cada modelo respecto a estos dos índices:

		Modelo		
		V162	V172	SG170
Producción neta (MWh)		1034448	987273	1036242
MW instalados		204	201.6	204.6
Pérdidas eléctricas	3%	-	-	-
Indisponibilidad y O&M	5%	-	-	-
Incumplimiento curva de potencia	5%	-	-	-
Factores ambientales y suciedad	1%	-	-	-
Rendimiento total	86.67%	-	-	-
Producción final neta (GWh)		896.53	855.64	898.08
Horas equivalentes (h)		4394.73	4244.25	4389.45
Horas anuales de funcionamiento	8760	-	-	-
Factor de capacidad		50.17%	48.45%	50.11%

Tabla 11: Cálculos de factor de capacidad de los tres modelos

Se puede ver a partir de los resultados como el emplazamiento con modelos V162 cuenta con un mayor factor de capacidad con respecto al V172 y SG170. Esta diferencia es leve, pero en términos de producción a largo plazo puede marcar la diferencia entre un proyecto que sea o no viable. El modelo va a ser el empleado para el análisis durante el resto del proyecto.

Este modelo V162 VESTAS cuenta con torre tubular de acero, sistema de orientación hidráulico, rotor de eje horizontal de tres aspas y caja multiplicadora de engranajes planetarios. El sistema eléctrico se detalla más adelante.

Capítulo 4. Estructura de anclaje e instalación eléctrica

4.1 Estructura de anclaje y tipo de cimentación

Dadas las características expuestas previamente sobre las condiciones geográficas y marítimas del emplazamiento, se ha concluido que el tipo de estructura más eficiente y económica para el parque es de cimentación fija, ya que este no cuenta con profundidades demasiado pronunciadas, permitiendo el acceso al suelo marino de manera relativamente fácil. Dentro de la amplia gama de estructuras de este tipo dadas, las mas adecuadas para los rangos de profundidad con los que se trabaja serían los modelos tri-pilote o jacket.

La estructura tri-pilote, pese a ofrecer una estabilidad razonable y no suponer unos costes elevados, no esta diseñado para alcanzar unas profundidades superiores a los 40 metros. En cambio, la configuración jacket si puede llegar a rangos superiores a los 50 metros, ofreciendo una rigidez mayor, a costa de unos mayores costes de inversión e instalación. Esta alta rigidez es idónea para zonas como la propuesta en este trabajo, donde se muestran indicios de vientos relativamente turbulentos, donde unas estructuras fiables son la mejor forma de asegurar la continuidad del parque y su correcto funcionamiento.

Cimentación tipo jacket

Contando con tres o cuatro patas, se caracteriza por ser una estructura reticulada y tubular de acero, tipo celosía, y que se fija a fondos marinos no rocosos mediante pilotes. Esta estructura proporciona una base estable y resistente para las plataformas offshore en aguas profundas y en condiciones ambientales adversas. Los pilotes, que anclan la estructura al lecho marino, penetran profundamente en el suelo, proporcionando una estabilidad adicional y reduciendo el riesgo de desplazamientos o inclinaciones de la plataforma.

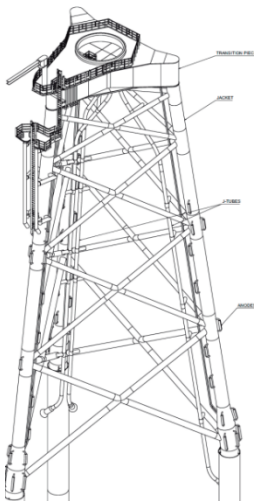
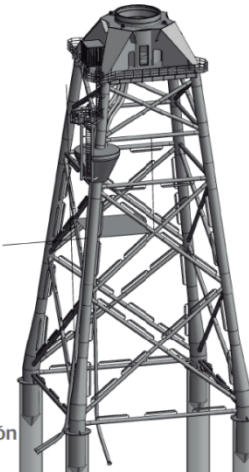
East Anglia I		Wikinger
	40 - 48 m	36 - 42 m
	Profundidad	
3 patas	Configuración	4 patas
	Número de clusters	2
2		
65,5 m	Longitud (C1)	59 m
	Peso medio	625 t
845 t		
23 m	Huella	23 m
	Pieza de transición	De vigas inclinadas
De cajón		
En torre turbina	Puerta acceso	En pieza de transición
		

Ilustración 43: Ejemplo de dos estructuras jacket (IBLA, 22)

El proceso de instalación de este tipo de estructuras, al ser más complejo que el resto, cuenta con varias etapas específicas que hay que seguir de forma meticulosa.

4.1.1 Instalado de cimientos y aerogeneradores

1.- Diseño y fabricación: previamente a la colocación de los elementos estructurales, estos se diseñan y fabrican en tierra firme. Estudiar su disposición y el método de transporte es esencial antes de llevar a cabo las labores de instalación. Los distintos componentes de la estructura de la jacket se ensamblan previamente en módulos, lo cual facilita enormemente los costes y tiempo de trabajo y transporte posterior.

2.- Transporte: según las dimensiones de la estructura esta puede ser transportada mediante un barco de carga pesada, o remolcada a flote. Estas son llevadas al emplazamiento para su posterior fijado.



Ilustración 44: Transporte de estructura jacket

3.- Posicionamiento y fondeo: al llegar al sitio de instalación, la jacket se posiciona verticalmente utilizando grúas y equipos de levantamiento especializados. Se colocan anclas temporales para mantener la estructura en su lugar durante el proceso de instalación. La precisión en el posicionamiento es crucial para asegurar que la estructura se asiente correctamente sobre el lecho marino.

4.- Hincado de pilotes: una vez posicionada, se inicia el proceso de hincado de pilotes. Los pilotes, que son largos tubos de acero, se introducen a través de guías en la estructura jacket y se clavan en el lecho marino. Este proceso se realiza utilizando un martillo hidráulico, que aplica golpes repetidos para empujar los pilotes hasta la profundidad requerida. Los pilotes pueden penetrar varios metros en el suelo marino, proporcionando una fijación sólida y estable para la estructura.

5.- Fijación y ballastado: se asegura el fijado de los pilotes a la estructura, ya sea mediante soldaduras o uniones atornilladas. Junto a esto se suelen incluir lastres (ballasts) a la estructura en forma de arena o concreto, entre otros, para asegurar así una estabilidad y fijación mayor.

6.- Montaje de plataformas: una vez la estructura de soporte ha sido fijada, se procede a incorporar las estructuras superiores, en este caso los aerogeneradores V162. Estos son trasladados y manipulados a través de barcos-grúa y vehículos de carga pesados. En el caso de los aerogeneradores, primero se instala la torre para luego incorporar las góndolas con los aerogeneradores.

7.- Conexión eléctrica: el último paso es realizar las conexiones eléctricas correspondientes. Se realizan pruebas y verificaciones periódicas para asegurar que todos los sistemas funcionan correctamente antes de la puesta en marcha.

La durabilidad y el mantenimiento de las cimentaciones tipo jacket también son aspectos cruciales. Están diseñadas para resistir la corrosión y otros efectos adversos del ambiente marino. Los materiales utilizados, como aceros de alta resistencia y recubrimientos protectores, aseguran una larga vida útil de la estructura. Además, se realizan inspecciones y

mantenimientos periódicos para asegurar que la integridad estructural no se vea comprometida con el tiempo.

En resumen, la cimentación tipo jacket es una solución ingeniosa y robusta para la instalación de plataformas offshore, caracterizada por su capacidad de soportar grandes cargas, su método de instalación preciso y su durabilidad en condiciones marinas adversas. Su diseño reticulado y tubular permite una distribución eficiente de las fuerzas, asegurando la estabilidad y seguridad de las operaciones en alta mar.

4.2 Instalación de cableado

Previamente al dimensionado de cables, se va a analizar la tecnología actual empleada para la instalación de cables subacuáticos. Esta consta de tres etapas principalmente:

1. Detección de cruces de cables: En la instalación de cables submarinos, se evalúan las posiciones de cables existentes en aguas profundas y en la plataforma continental para diseñar la ruta del nuevo cable y minimizar el impacto. Los puntos de cruce se acuerdan según las recomendaciones del Comité Internacional de Protección de Cables (ICPC). En zonas de alta mar, el trazado se selecciona para evitar cruzar con cables fuera de servicio, utilizando técnicas magnéticas y acústicas para asegurar una separación segura.

2. Pre-Recorrido del rezón: Antes de tender el cable, se realiza un procedimiento llamado PLGR, donde un buque cablero arrastra un ancla a lo largo de la ruta prevista para limpiar escombros del lecho marino. Los restos recuperados se estiban a bordo y se descargan adecuadamente en tierra según la legislación vigente.

3. Tendido de cables en el mar: La instalación del cable se realiza mediante tres métodos principales, dependiendo del fondo marino:

a) Enterrado por arado: El cable se entierra a una profundidad de 2 metros para protegerlo de riesgos como la pesca o el uso de anclas.

b) Tendido en la superficie del lecho marino: Se coloca el cable sobre el lecho cuando el enterrado simultáneo no es posible.

c) Enterrado posterior al tendido: Se entierra el cable tras haber sido tendido en superficie, especialmente en áreas donde el soterramiento inicial es difícil o riesgoso.

Debido a la composición del sedimento en la zona del emplazamiento, en este caso mayoritariamente compuesto de arena con zonas puntuales fangosas, se va a optar por el método de instalación de arado y enterrado simultáneo.

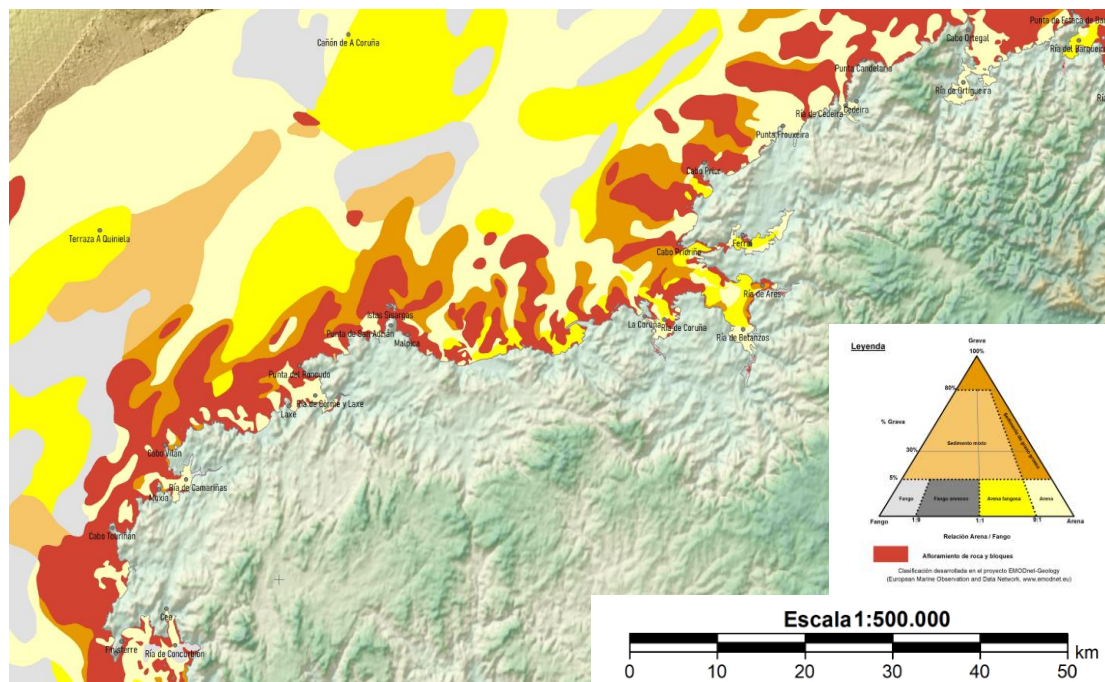


Ilustración 45: Tipo de sedimento del suelo marino gallego (IGME, 21)

Como se mencionó previamente, esta técnica consiste en que el arado se despliega y recupera con el cable pasando a través de él, siendo remolcado por el buque cablero para enterrar el cable a una profundidad segura frente a actividades de pesca. El arado, que es mínimamente invasivo, crea un surco en el lecho marino de 750 mm de ancho, levantando una cuña de sustrato que se rellena naturalmente a medida que avanza. Su impacto en el lecho marino es pequeño, y genera poca suspensión de sedimentos o ruido. La profundidad objetivo es de 2 metros, aunque en suelos rígidos puede ser menor, sin bajar de 0,5 metros. Las operaciones de arado incluyen preparar, lanzar y remolcar el arado para enterrar el cable en el sedimento, con ajustes en la tensión y velocidad para proteger el cable y el equipo. Una vez completado el segmento, el arado es recuperado.

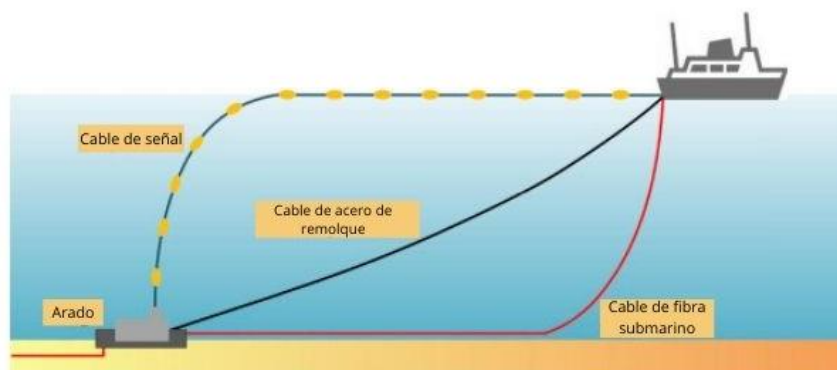


Ilustración 46: Ejemplo de arado y lastrado de un cable submarino

4.3 Instalación eléctrica

Habiendo calculado los datos de producción de la instalación y conociendo los modelos de aerogenerador a emplear, se puede proceder a diseñar lo que representa la conexión con tierra de la generación en alta mar. Esta se puede subdividir en tres tramos, correspondientes a los niveles de transporte en baja, media y alta tensión.

Es de vital importancia mencionar que el proyecto se va a diseñar eléctricamente hasta la subestación offshore. El resto de las conexiones son de competencia estatal, ya que las condiciones y características de la conexión a la red eléctrica española ha de seguir parámetros específicos que no se van a analizar en este proyecto. El diseño eléctrico por lo tanto se realizará hasta que la línea eléctrica se haya adaptado a la tensión de la subestación estatal eléctrica más cercana, en este caso 220/400 kV.

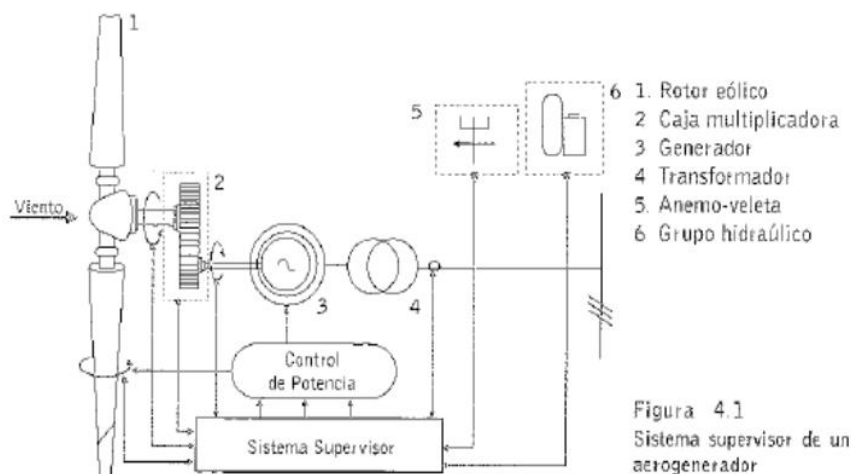


Ilustración 47: Esquema simplificado de equipo eléctrico en góndola (ALON, 24)

Con respecto a la disposición y conexión de los generadores estos se van a comunicar con la subestación en conexiones a cuatro, a través de un cable único. Esto es principalmente debido a los ahorros en cables e instalación que supone el reducir los metros de cable a la mitad. Esta conexión cuádruple va a suponer que las secciones de cable y las celdas de protección se dimensionen para una capacidad del cuádruple de la nominal de cada generador. No se toman más conexiones por línea ya que esto supondría una sobreintensidad en las mismas que obligaría a trabajar con secciones de cable mayores, y por lo tanto, más caras. En el *Anexo IV. Planos eléctricos y distribución de generadores* se adjunta un esquema tanto de la disposición de los cuatro generadores por línea de generación, como la disposición general de los 34 aerogeneradores.

4.3.1 Sistema eléctrico de baja tensión

El primer elemento con el que se encuentra el rotor, mediante una caja multiplicadora, es a un generador el cual funciona a frecuencia AC variable a baja tensión 3x800 V (tensión del estator nominal, a velocidad del rotor nominal). Este cuenta con una potencia activa nominal de

6.5MW, velocidad nominal de 420 rpm y sensores de temperatura y aislamientos de clase H. Este generador a su vez está conectado aguas abajo a un convertor cuya función es la de convertir esta frecuencia AC variable fijándola a la frecuencia de red según las especificaciones de potencia activa y reactiva requeridas. Este convertor se encuentra en la góndola junto con el generador. Funciona a tensión nominal de 3x800V aguas arriba (lado generador) y 3x720V aguas abajo (lado de “red”). Misma potencia nominal.

4.3.2 Sistema eléctrico de media tensión

Junto a estos dos elementos, en la góndola, se incluye un transformador (aunque este puede ir incorporado también en la base). Este es un transformador trifásico, de tres ramas y dos devanados, sumergido en líquido refrigerante. El transformador está equipado con un circuito externo de refrigeración por agua, acompañado por un líquido aislante poco inflamable y no contaminante (aceite éster).

El transformador de góndola es el encargado de elevar de baja a media tensión para la distribución de la energía a las fases posteriores de transporte.

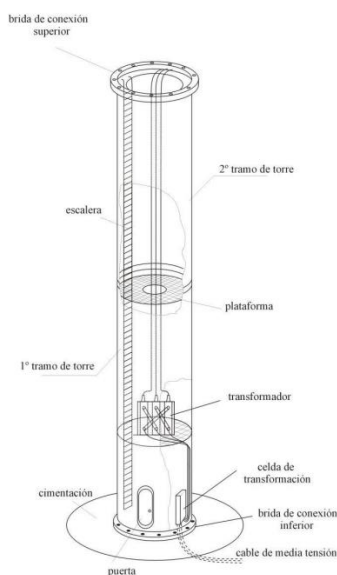


Ilustración 48: Componentes eléctrico de una torre (ROSA, 18)

Transformador	
Potencia nominal	7000 kVA
Unominal, lado de generador	
Un 1.1 kV	0.720 kV
Unominal, lado de red	
Un 24.0 kV	20.0-22.0 kV
Un 36.0 kV	22.1-33.0 kV
Un 40.5 kV	33.1-36.0 kV

Tensión de aislamiento	
Un 1.1 kV	3/-/- kV
Tensión de aislamiento AC/LI/LIC	
Un 24.0 kV	50/125/138 kV
Un 36.0 kV	70/170/187 kV
Un 40.5 kV	80/200/220 kV
Tipo de conexión	Dyn11
Corriente de corte	
	4xIn (24.0<Un<36.0 kV)
	8xIn (36.1<Un<40.5 kV)

Tabla 12: Datos del transformador de góndola del V162

La tensión para el lado de media tensión se elevará hasta los 30 kV. La razón por la que la tensión se eleva es, principalmente, para poder transportar la electricidad a grandes distancias evitando las pérdidas de energía por el calentamiento de los cables conductores y por los fenómenos electromagnéticos. Esto es debido a que al aumentar la tensión se reduce la intensidad que circula por la línea. Este elemento incluye una celda de seccionamiento o interruptor el cual permite asilar al transformador en caso de sobretensión ya sea guas arriba o en el lado de la subestación.

Desde el transformador, internamente en la torre, recorren hasta las celdas de media tensión en la base de la torre, unos cables que se encargan de transportar la energía eléctrica hasta el punto de salida, hacia la subestación offshore. Las características de estos cables vienen dadas por el fabricante, estando ya dimensionados:

Cables de torre	
Aislamiento	Mejorado a base de etileno-propileno (EP) Material-EPR o alto módulo o duro caucho de etileno-propileno de grado-HEPR
Conectores	Conector en T tipo C en extremo del transformador y Conector en T tipo C en el extremo de la celda
Sección del conductor	Um: 42 kV con 70 + 3x70 mm ² Um: 24 kV con 95 + 3x95 mm ²

Tabla 13: Datos del cableado de torre del V162

4.3.3 Celdas de protección de torre

Un sistema de protección se encuentra instalado en la base de cada una de las torres. Sus controles están integrados con el sistema de seguridad de la góndola, que monitorea el estado del cuadro de distribución y los dispositivos relacionados con la seguridad de alto voltaje en la turbina. Estas cabinas cuentan con varios elementos según su función y posición en el sistema:

- Celda de protección: están diseñadas para proteger la red eléctrica y los equipos críticos, como transformadores y generadores, frente a fallos o sobrecargas. Estas celdas contienen dispositivos como relés de protección y disyuntores, que detectan

condiciones anómalas y desconectan la parte afectada para prevenir daños mayores. Suelen ubicarse cerca de los puntos críticos de la red para ofrecer protección inmediata.

- Celdas de línea/remonte: se encargan de conectar y desconectar líneas de transmisión o distribución en la red eléctrica. Su función es facilitar la derivación de la energía hacia diferentes partes de la red. Estas celdas se encuentran en intersecciones clave o en puntos donde es necesario alimentar distintas trayectorias dentro de la red. Esta se coloca en los generadores intermedios aguas abajo del sistema.
- Celda interruptor/seccionador: a diferencia del resto, permite abrir o cerrar un circuito bajo carga y desconectar partes de la red para mantenimiento. Estas celdas se ubican estratégicamente cerca de transformadores o en las salidas de subestaciones, permitiendo aislar segmentos de la red para trabajos de mantenimiento o por razones de seguridad.
- Celda de medida: monitorean y registran parámetros eléctricos como corriente, tensión y potencia en un sistema de distribución. Equipadas con transformadores de corriente y tensión, permiten mediciones seguras y precisas. Se ubican en puntos clave de la red, como antes y después de transformadores o en las entradas y salidas de subestaciones, y son esenciales para el control del sistema y la facturación. Estas irán conectadas al sistema de control del sistema, que se comentará posteriormente.

Las características de este sistema de celdas de media tensión viene mostrado en la siguiente tabla, siguiendo los estándares de la norma UNE IEC:

IEC 50/60Hz	
Medio aislante	Gas SF6
Unominal	
Un 24.0 kV	20.0-22.0 kV
Un 36.0 kV	22.1-33.0 kV
Un 40.5 kV	33.1-36.0 kV
Tensión de aislamiento IC/LC Valor común y de distancia de entre conductores	
Un 24.0 kV	50/60 // 125/145 kV
Un 36.0 kV	70/80 // 170/195 kV
Un 40.5 kV	85(90 // 185/215 kV
Corriente nominal	630 A
Corriente de corta duración máxima	1 segundo
Un 24.0 kV	20 kA
Un 36.0 kV	25kA
Un 40.5 kV	25 kA
Corriente pico máxima	

Un 24.0 kV	50-52 kA
Un 36.0 kV	62.5-65 kA
Un 40.5 kV	62.5-65 kA

Tabla 14: Datos de la celda de media tensión del V162

Esta elección de celdas se ha realizado conforme a los resultados de intensidades nominales obtenidas en los cálculos realizados en el *Anexo I. Cálculos Eléctricos* donde se obtiene una intensidad nominal aguas abajo de 577.35 A.

4.3.4 Línea de cables de media tensión

Ya clarificado el método de instalación de los cables, es de vital importancia realizar cálculos para el dimensionamiento de los mismos, haciendo los cálculos correspondientes para así asegurar un funcionamiento seguro y eficaz. Previamente a exponer los resultados obtenidos, se va a analizar que especificaciones son necesarias para el caso del empleo de cables subacuáticos, incluyendo protecciones, y materiales.

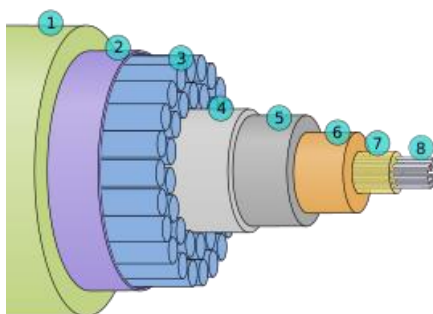


Ilustración 49: Detalle de componentes de un cable submarino

Como se puede ver en la ilustración, un cable submarino suele contar con las siguientes partes o capas:

- 1) Revestimiento exterior: generalmente hecho de materiales plásticos resistentes a la corrosión, como el polietileno o el PVC. Ofrece la protección final contra el ambiente marino, incluidas la abrasión y la presión del agua.
- 2) Capa de protección exterior: puede ser una capa de plástico adicional o una capa de recubrimiento especial. Asegura la integridad del cable contra factores externos y facilita el manejo durante la instalación.
- 3) Blindaje externo: normalmente consiste en una capa de alambre de acero trenzado o una capa metálica más robusta, de acero principalmente. Ofrece una protección adicional contra daños físicos, como los provocados por anclas o equipos de pesca.
- 4) Aislamiento externo: capa resistente al agua, humedad y presión. Suele estar conformado por metales como el aluminio u otros plásticos sintéticos.

- 5) Capa de refuerzo: puede estar compuesta de fibras sintéticas, acero o una combinación de materiales. Aumenta la resistencia del cable a las tensiones mecánicas y al impacto durante la instalación y operación.
- 6) Blindaje interno: incluye una capa de malla de alambre o tubo de cobre o aluminio. Proporciona protección adicional al aislamiento interno contra posibles daños mecánicos y reduce la interferencia electromagnética.
- 7) Aislamiento interno: comúnmente utiliza materiales como polietileno (PE), goma o materiales plásticos especializados. También se suele incluir vaselina a forma de gel para evitar posibles desgastes de rozamiento entre aislante y conductor.
- 8) Conductor: línea de cables trifásicos encargados del transporte de energía eléctrica. Serán más tarde dimensionados.

Existen numerosos fabricantes de cables submarinos. Estos suelen tener un grosor total de unos 80/100 mm y un peso de en torno a los 10/15 kg el metro.

Una vez aclarado las especificaciones de recubrimiento para condiciones subacuáticas, se va a dimensionar el cableado conductor a partir de las pautas e instrucciones técnicas recogidas en el reglamento electrotécnico ITC de alta y media tensión. Se van a hacer uso de las bases normativas para tierra aplicando las condiciones submarinas que caracterizan a este proyecto, incluyendo temperaturas, condiciones del lecho marino, profundidad de zanja, etc. Estos factores definirán el factor de corrección y seguridad a imponer para trabajar con intensidades que se ajusten en mayor medida a las condiciones reales dadas en este caso.

Se trabajarán con las intensidades máximas de servicio, así como con las caídas de tensión y pérdidas en potencia.

Lo primero es seleccionar el material aislante. Dadas las características del cable y sus condiciones submarinas, se ha visto previamente que el material más adecuado es el polietileno reticulado (XLPE) o Etileno (HEPR), ya que ambos ofrecen a coste bajo una alta capacidad de aislamiento eléctrico junto con una buena resistencia al agua y al envejecimiento térmico.

Con respecto a la elección del tipo de conductor, se va a analizar el empleo tanto de cobre como de aluminio, con el fin de analizar cuál de ambos ofrece una mejor eficiencia y reduce las pérdidas. El cobre en concreto ofrece una alta conductividad, durabilidad y resistencia a la corrosión pese a su alto coste y precio. El aluminio en cambio es más barato y liviano, pero cuenta con una conductividad menor y una resistencia a la corrosión inferior a la del cobre. Es por ello que, como se ha comentado, se van a analizar ambas opciones.

Para la elección de factores de corrección empleados en los cálculos de sección en el *Anexo I. Cálculos Eléctricos* se han asumido varias hipótesis, entre ellas:

- Temperatura del suelo marino en costas de Galicia de 15 °C
- Resistividad térmica del terreno de 0.8 K.m/W. Suelo arenoso fangoso.
- Profundidad del cableado de 2 m para cables de sección mayor a 185 mm²

Los valores de obtenido son los siguientes:

Corrección	Valor del factor
Temperatura del terreno (15 °C), Ft	1.06
Resistividad térmica del terreno (0.8 K.m/W), Fr	1.29
Profundidad de zanja (2 m), Fp	0.93
Ftotal	1.272

Tabla 15: Factores de corrección obtenidos para las condiciones del emplazamiento

Aplicando esta corrección se obtiene una intensidad final de funcionamiento de 403.45 A para la conexión a cuatro de los aerogeneradores. Esta representa la intensidad máxima que se va a dar en la línea, correspondiente a la línea final de salida del emplazamiento. Con esta intensidad se ha procedido a calcular las secciones y a analizar el tipo de conductor a emplear, teniendo en cuenta la I_{max} admisible, la caída de tensión, y las pérdidas por efecto joule.

Aislamiento	Material conductor	Sección (mm ²)
Etileno-Propileno de alto módulo- HEPR	Cobre, Cu	240
	Aluminio, Al	400

Tabla 16: Secciones obtenidas de cálculos para ambos tipos de conductores

Distancia a la subestación (m)	Intensidad por línea (A)	ΔU Cobre (V)	ΔU Cobre (%)	ΔU Aluminio (V)	ΔU Aluminio (%)	Pérdidas totales por efecto joule (W)	Emplazamiento completo (W)	Pérdidas totales (%)
7500	513.18	579.13	1.93	571.41	1.90	551857.704	4966719.34	2.48
8000	513.18	617.74	2.06	609.50	2.03	602026.587	5418239.28	2.71
8500	513.18	656.34	2.19	647.59	2.16	652195.469	5869759.22	2.93
9000	513.18	694.95	2.32	685.69	2.29	702364.351	6321279.16	3.16
9500	513.18	733.56	2.45	723.78	2.41	752533.233	6772799.1	3.39
10000	513.18	772.17	2.57	761.87	2.54	802702.115	7224319.04	3.61
10500	513.18	810.78	2.70	799.97	2.67	852870.998	7675838.98	3.84
11000	513.18	849.39	2.83	838.06	2.79	903039.88	8127358.92	4.06
Conductividad Cobre (m/Ω*mm ²)		56						
Conductividad Aluminio ((m/Ω*mm ²)								
Resistividad Aluminio (Ω/km)		0.127						

Tabla 17: Resultados de caída de tensión y pérdidas según distancia a subestación para cada conductor

Se puede ver como a partir de los 11 kilómetros de distancia la caída de tensión se empieza a aproximar a los valores límite impuestos previamente. Para minimizar pérdidas por efecto joule, la subestación se va a situar a 7.5 km del aerogenerador más alejado de la costa. Las

pérdidas totales se expresan con respecto a la capacidad total del parque, de 200 MW, y se han calculado para el Aluminio en concreto.

Con respecto al conductor, no dándose una diferencia significativa en caídas de tensión entre ambos, se va a tomar el Aluminio, puesto que, pese a ofrecer resistencia y seguridad menor, así como conductividad, su precio es considerablemente mas barato que para el cobre.

Dentro de la amplia gama de cables y conductores existente en el mercado, se va a seleccionar los del fabricante Prysm (PRYS, 24), los cuales ofrecen una variabilidad de cables muy amplia.

4.3.5 Sistema de control y fibra óptica

El aerogenerador es controlado y monitoreada por el sistema de control VMP8000. El VMP8000 es un sistema de control multiprocesador que incluye un controlador principal, nodos de control distribuidos, conmutadoras Ethernet y otros equipos de red. El controlador principal está ubicado en la base de la torre y ejecuta los algoritmos de control, así como todas las comunicaciones a través de una red de comunicaciones. Este sistema realiza varias funciones esenciales:

- Monitoreo y supervisión de la operación general.
- Sincronización del generador con la red durante la secuencia de conexión.
- Operación del generador eólico durante diversas situaciones de fallo.
- Control de paso de las palas.
- Control de potencia reactiva y operación a velocidad variable.
- Monitoreo de las condiciones ambientales.
- Monitoreo de la red eléctrica.
- Monitoreo del sistema de detección de humo.

A este sistema se le va a añadir de forma auxiliar un sistema de fibra óptica para asegurar la existencia de dos líneas de comunicación principales entre el emplazamiento y la zona de control en la subestación y en tierra. Esta línea secundaria va a estar formada por fibras ópticas que van a acompañar en las zanjas al cableado eléctrico de media tensión hasta la subestación.

Para la elección de la fibra se va a hacer uso de un proyecto similar realizado en las costas del cantábrico en 2023, diseñado y ejecutado por la empresa SENER (SENE, 23).

Los distintos tipos de fibra óptica se pueden distinguir en cuatro tipos: cable LW y LWS ligeros, ambos para aguas muy profundas, y cables SA y DA de armadura única y doble respectivamente, para aguas poco profundas. Para el caso de este proyecto se va a emplear el cable de armadura doble DA.



Ilustración 50: Tipos de cable de fibra óptica (NEC, 24)

Este tipo de cables es usado para profundidades menores a los 500 metros y son dieléctricos, lo que los hace inmunes a interferencias electromagnéticas y aptos para instalaciones cerca de cables eléctricos. Están reforzados con materiales no metálicos, como fibras de aramida, que les brindan protección mecánica contra aplastamientos y tensiones, manteniendo su ligereza y flexibilidad. Esto los hace ideales para entornos donde se debe evitar corrientes parásitas y para instalaciones subterráneas o submarinas que requieren protección sin sacrificar las propiedades dieléctricas.

Estos irán instalados junto a los cables eléctricos, en la misma zanja.

4.3.6 Puesta a tierra

El objetivo final de este sistema es proteger a las personas y los elementos eléctricos y electrónicos que se encuentran en la torre y góndola en caso alguna falla en el sistema o sobrecarga. Los aerogeneradores cuentan con un sistema propio de bajada a puesta a tierra, a través de las estructuras jacket y los pilotes cimentados en tierra. En el lecho marino se sitúan unos electrodos los cuales cumplen la función de descargar posibles sobrecargas en torre, equipamiento y góndola hacia tierra. Todas las estructuras metálicas y aparatos se encuentran interconectados con este grupo de electrodos mediante cables de baja impedancia para formar un sistema equipotencial, reduciendo el riesgo de choques eléctricos entre equipos, ya que no habrá diferencia de potencial que pueda causar una descarga. Además, mejora la protección contra sobretensiones y contribuye a la estabilidad del sistema eléctrico.

Para este tipo de sistemas el uso de cables desnudos con impedancia mínima suele ser comúnmente utilizado, como puede ser el cobre, ofreciendo costes reducidos

4.3.7 Subestación eléctrica 30/220 kV

Las subestaciones eléctricas offshore son esenciales para la recolección y conversión de la energía generada en parques eólicos marinos. Estas subestaciones elevan el voltaje de la energía producida, permitiendo una transmisión más eficiente hacia la costa y reduciendo las pérdidas de energía. Además, las subestaciones offshore facilitan la integración de la energía en la red eléctrica terrestre, asegurando una entrega estable y confiable. También permiten un monitoreo y control efectivos, así como un mantenimiento adecuado sin interrumpir la producción de energía.

Esta cuenta con dos estructuras principales, la de soporte y la plataforma superior. La primera, al igual que para los aerogeneradores, va a ser de cimentación de tipo fija anclada al fondo marino. Para asegurar su consistencia para las profundidades dadas en la zona de trabajo, la base va a ser de tipo reticulado, la cual, pese a ser más costosa, ofrece una rigidez y seguridad mayor. Con respecto a la plataforma superior, esta es la encargada de contener los distintos equipos eléctricos y de seguridad correspondientes, así como los distintos accesos a la estación, ya sea por mar o por aire.



Ilustración 51: Ejemplo de subestación eléctrica offshore (NAVA, 23)

Esta subestación se encargará de transformar la media tensión de 30 kV proveniente de los aerogeneradores a una alta tensión de 220 kV correspondiente a la de funcionamiento de la subestación terrestre más cercana situada en Abegondo-Puentes de García Rodríguez.

De entre los componentes básicos de estas subestaciones se tiene:

- Transformadores de potencia: Elevan el voltaje de la energía generada para su transmisión eficiente a largas distancias.
- Transformadores auxiliares: Proveen energía a los sistemas internos de la subestación, como iluminación y controles. Estos incluyen los transformadores de intensidad y de tensión.
- Transformadores de puesta a tierra: Mantienen la seguridad y estabilidad del sistema al conectar a tierra ciertos puntos de la red eléctrica.
- Conmutadores GIS de alta y media tensión: Interruptores encapsulados en gas (GIS) que permiten el control y la protección de circuitos eléctricos en alta y media tensión.
- Generadores de respaldo: Proveen energía temporal en caso de fallos en la alimentación principal de la subestación.
- Resistencias de puesta a tierra: Limitan la corriente de falla y protegen el sistema eléctrico al disipar energía en caso de cortocircuitos.
- Filtros de corriente alterna: Reducen las distorsiones armónicas y mejoran la calidad de la energía transmitida.

Para el transformador de potencia, ya que no existe ninguno de tamaño reducido con la capacidad de actuar a potencia superior a los 100 MVA, en la subestación se van a conectar 5 transformadores en paralelo, cada uno con devanados dobles, trabajando con una potencia de 50 MVA, es decir, con 8 aerogeneradores (o lo que es lo mismo, dos grupos de 4 aerogeneradores cada uno).

A continuación se muestran las características del transformador a emplear:

Transformador 30/220 kV 50 Hz	
Modelo	Rockwell
Estándar	IEC60076
Potencia nominal	50 MVA
Voltaje primario	220 KV
Voltaje secundario	30 KV
Material de bobinado	Cobre
Grupo de vectores	YNd11

Tabla 18: Características del transformador de subestación (ROCK, 24)

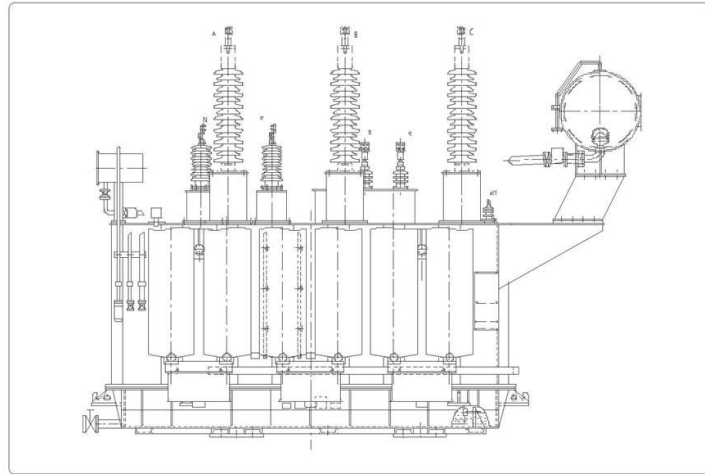


Ilustración 52: Transformador de potencia autoacoplado de tres devanados trifásico de 220kV (ROCK, 24)

Para el caso de este proyecto, se va a trabajar con una subestación con aislamiento tipo GIS. Una subestación GIS (Gas Insulated Switchgear) es un tipo de subestación eléctrica en la que los componentes principales, como interruptores, seccionadores, transformadores de medida y barras colectoras, están encapsulados en un gas aislante, generalmente hexafluoruro de azufre (SF₆), en lugar de utilizar el aire como medio de aislamiento.

Estas destacan por su gran ahorro de espacio, alta fiabilidad, y bajo mantenimiento, ya que el encapsulamiento en gas SF₆ protege los equipos de contaminantes ambientales. Además, ofrecen mayor seguridad al reducir riesgos de descargas eléctricas, son resistentes a condiciones adversas, tienen una vida útil más larga, y son adecuadas para su instalación en zonas densamente pobladas debido a su bajo ruido y compactibilidad, lo que también permite flexibilidad en su diseño e integración en diversas ubicaciones.

De entre los distintos elementos de protección que se tienen en esta estación se incluyen:

- Aislamiento: para los materiales empleados en la instalación. Este grado de aislamiento vendrá definido en función del nivel de tensión que se de en cada sistema, ya sea de 30 kV o 220kV. ITC – RAT 12
- Distancias mínimas a puntos de tensión. ITC – RAT 12
- Intensidades de cortocircuito. Según la tensión del sistema, se ajustará en función de las tensiones nominales haciendo uso de la reglamentación correspondiente. Estos valores se emplearán para la elección de interruptores automáticos y seccionadores.
- Conexión equipotencial de todos los instrumentos y equipos: Esto es crucial para evitar diferencias de potencial que puedan provocar corrientes peligrosas o daños a los equipos, asegurando así la seguridad de los operarios y la integridad de la infraestructura eléctrica.

4.4 Características generales del parque eólico

El parque eólico de este proyecto, de 204 MW de potencia nominal instalada, contara con un total de 34 aerogeneradores Vestas de potencia unitaria de 6 MW. Estos funcionarán con un factor de carga de en torno al 50% para producir anualmente unos aproximadamente 900 GWh. Esta electricidad será transportada mediante 9 líneas de generación de 30 kV hasta una subestación offshore situada a 7.5 km de distancia del parque, donde se elevará la tensión de estas líneas de 30 kV a 220 kV, para ser así transportadas a tierra mediante líneas de AT. El conductor de MT seleccionado para este proyecto ha sido el aluminio, de sección 400 mm² dimensionado para soportar intensidades de hasta 405 A en servicio permanente.

Para la estructura ha sido seleccionado un modelo tipo jacket diseñado para trabajar a las profundidades designadas para este proyecto (50 m).

Modelo de aerogenerador	Vestas V162 IEC S 119 m (50/60 Hz)
Número de aerogeneradores	34
Potencia nominal total instalada	204 MW
Producción anual neta	896.53 GWh
Factor de capacidad	50.17 %
Número de líneas de generación	9
Aerogeneradores por línea	3/4
Tipología de cable	Aluminio revestimiento HEPR
Sección	400 mm ²
Tipo de estructura	Jacket de tipo fija

Tabla 19: Características generales parque eólico

Capítulo 5. Análisis de costes y viabilidad económica

En este apartado se va a realizar el estudio de viabilidad del proyecto. Para ello se van a analizar tanto los costes como ingresos, flujos de caja y fuentes de financiación. Esto va a permitir desarrollar el proyecto desde un punto de vista económico ofreciendo una perspectiva financiera general del proyecto a partir de varios indicadores y marcadores.

Para el estudio completo se asumirá un ciclo de vida del proyecto de 25 años y una inflación interanual del 2%.

5.1 Presupuesto, costes e inversión inicial

Para los costes se van a distinguir dos tipos principalmente, con respecto al emplazamiento eólico, cableado y subestaciones:

- Costes de inversión o gastos de capital (CapEx): estos incluyen los costes de desarrollo, instalación mecánica y eléctrica así como otros costos indirectos y gastos comisionados.
- Costes de operación y mantenimiento (OpEx): son los costes relativos a la operación y funcionamiento del proyecto. Estos acarrearán gastos anuales que hay que tener en cuenta.

Para el cálculo de estos se ha hecho uso de una información facilitada por el NREL, o Laboratorio Nacional de Energía Renovable estadounidense (NREL, 23). En la siguiente imagen se muestran los valores normalizados de costes de inversión y operación de los elementos del proyecto. Los cálculos son especificados en el *Anexo II. Cálculos financieros y de viabilidad*.

Parámetro	Valor (\$/kW)
Aerogeneradores	1301
Desarrollo y gestión del proyecto	91
Sistema estructural	496
Sistema eléctrico	693
Ensamblaje e instalado	408
Precio del terreno	178
Puesta en marcha	34
Desmantelado	117
Plan de contingencia	366
Financiación de construcción	152
Seguro durante construcción	34
Total CapEx	3871

Tabla 20: Costes de inversión del parque eólico en \$/kWh instalado

Parámetro	Plataforma fija (\$/kW-año)	Plataforma flotante (\$/kW-año)
O&M materiales	2	3
O&M equipo	85	49
Personal técnico	4	4
Personal de administración	2	2
Tasas portuarias	1	14
Seguro de operación	15	15
Total OpEx	108	87

Tabla 21: Costes de operación y mantenimiento en \$/kW instalado, al año

Para el cambio euro-dólar se asignara un valor de 1.12 \$/€, correspondiente al valor de cotización a fecha veinte de Agosto de 2024.

Los costes de inversión obtenidos, para una instalación de 204 MW son los siguientes:

Parámetro	Coste (M€)
Aerogeneradores	309.64
Desarrollo y gestión del proyecto	16.58
Sistema estructural	90.34
Sistema eléctrico	126.23
Ensamblaje e instalado	74.31
Precio del terreno	32.42
Puesta en marcha	6.19
Desmantelado	21.31
Plan de contingencia	66.66
Financiación de construcción	27.69
Seguro durante construcción	6.19
Total	777.57

Tabla 22: Resumen de los costes de inversión del proyecto

Para los costes de operación y mantenimiento, en miles de euros:

Año/Costes (k€/año)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
O&M materiales	364.29	371.57	379.00	386.58	394.31	402.20	410.24	418.45	426.82	435.36
O&M equipo	15482.1	15791.7	16107.6	16429.7	16758.3	17093.5	17435.4	17784.1	18139.8	18502.5
Personal técnico	728.57	743.14	758.01	773.17	788.63	804.40	820.49	836.90	853.64	870.71
Personal de administración	364.29	371.57	379.00	386.58	394.31	402.20	410.24	418.45	426.82	435.36
Tasas portuarias	182.14	185.79	189.50	193.29	197.16	201.10	205.12	209.22	213.41	217.68
Seguro de operación	2732.14	2786.79	2842.52	2899.37	2957.36	3016.51	3076.84	3138.37	3201.14	3265.16
Impuestos	3970.71	4050.13	4131.13	4213.75	4298.03	4383.99	4471.67	4561.10	4652.32	4745.37
Total (k€/año)	23824.2	24300.7	24786.7	25282.5	25788.1	26303.9	26830.0	27366.6	27913.9	28472.2

Año/Costes (k€/año)	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
O&M materiales	444.06	452.94	462.00	471.24	480.67	490.28	500.09	510.09	520.29	530.70
O&M equipo	18872.6	19250.1	19635.1	20027.8	20428.3	20836.9	21253.6	21678.7	22112.3	22554.5
Personal técnico	888.12	905.89	924.00	942.48	961.33	980.56	1000.17	1020.18	1040.58	1061.39
Personal de administración	444.06	452.94	462.00	471.24	480.67	490.28	500.09	510.09	520.29	530.70
Tasas portuarias	222.03	226.47	231.00	235.62	240.33	245.14	250.04	255.04	260.14	265.35
Seguro de operación	3330.47	3397.08	3465.02	3534.32	3605.00	3677.10	3750.65	3825.66	3902.17	3980.22
Impuestos	4840.28	4937.08	5035.83	5136.54	5239.27	5344.06	5450.94	5559.96	5671.16	5784.58
Total (k€/año)	29041.6	29622.5	30214.9	30819.2	31435.6	32064.3	32705.6	33359.7	34026.9	34707.4

Tabla 23: Desglose de los costes de operación y mantenimiento anuales del proyecto

5.2 Estimación de ingresos

Para la estimación de ingresos se debe fijar un precio de venta de mercado en concordancia con la situación actual en España. Según datos del operador de mercado eléctrico OMIE (OMIE, 24) el precio medio para MWh en el año 2024 ronda los 45 €, esto representa una bajada importante respecto a los años post-covid, donde esto andaban cercanos a los 100 €/MWh. El valor interanual obtenido va a ser el asignado para el estudio de ingresos y flujos de caja de este proyecto, asumiendo una tasa de inflación interanual del 2%. Este precio será inicialmente fijado a 60 €/MWh.

La energía producida anualmente, obtenida a través de la simulación de WASP, es de 896525.82 MWh anuales.

5.7 Precios [€/MWh] y Energías [GWh] en el mercado diario

En España

Los valores están referidos a los precios y la energía del mercado diario

Año de estudio	Mes de estudio	Precio medio aritmético	Precio máximo	Precio mínimo	Energía mercado	Energía bilaterales
2023	agosto	96,05	180,34	0,00	13.905,0	10.666,6
	septiembre	103,34	170,00	0,00	12.340,7	9.571,6
	octubre	90,14	220,00	0,00	13.222,4	8.908,6
	noviembre	63,45	161,99	0,00	12.638,8	9.555,0
	diciembre	72,17	174,00	0,00	12.228,5	10.550,4
	enero	74,10	168,35	0,43	12.604,0	11.481,3
	febrero	40,00	181,26	0,00	14.485,5	8.341,8
2024	marzo	20,28	173,82	0,00	16.025,9	6.806,2
	abril	13,67	109,90	-1,50	15.429,5	5.621,7
	mayo	30,40	120,00	-1,29	15.555,7	6.536,1
	junio	56,08	175,55	-2,00	14.076,0	7.922,1
	julio	72,31	142,48	-1,01	15.908,4	8.974,1
Resultados interanual		61,13	220,00	-2,00	168.420,3	104.935,6

Ilustración 53: Precios de la energía eléctrica interanuales, en €/MWh (OMIE, 24)

El precio asignado de venta va a ser modificado con el objetivo de analizar cuál es el panorama económico más favorable y con el cual se obtienen mejores resultados financieros de rendimiento.

5.3 Estimación de los flujos de caja

Se han aplicado como tipos impositivos un 7% de impuestos sobre la generación y un 25% sobre beneficios (sociedades). Para la amortización se va a asumir una vida útil de todo el equipamiento de 25 años. Estos se verán reflejados en los cálculos de flujo de caja del *Anexo II. Cálculos financieros y de viabilidad*.

5.4 Fuentes de financiación

Para la financiación se van a suponer tres fuentes diferenciadas:

Fondos propios	Se estiman unos fondos propios por parte de accionistas de en torno a los 75 M€	75 M€
Subvenciones del estado	Variables	Variables
Préstamos	Variables	Variables

Tabla 24: Principales fuentes de financiación del proyecto

Al igual que para el precio de venta de la electricidad, se va a simular el modelo económico suponiendo distintos grados de retribución en función de la inversión total. Su valor inicial va a ser asignado a un 25% de la inversión total del proyecto.

Con estos fondos se estima cubrir los costes de inversión inicial de proyecto.

5.5 Resumen de condiciones económicas para el estudio

Previamente al desarrollo de los cálculos de rentabilidad económica, se va a resumir los distintos parámetros impuestos para este capítulo.

Parámetro	Valor
Vida del proyecto	25 años
Periodo de amortización	25 años
Inflación interanual	2 %
Cambio euro-dólar	1.12 \$/€
Tarifa precio de venta eléctrica	Variable. Inicialmente 60 €/MWh
Fondos propios accionistas	75 M€
Subvenciones estatales	Variable. Inicialmente 25%
Impuesto sobre generación	7%
Impuesto de sociedades	25%
Interés anual de préstamos	10%
Rentabilidad anual de acción	10%

Tabla 25: Resumen condiciones económicas impuestas

5.6 Rentabilidad del emplazamiento. Marcadores económicos

Se van a determinar tres indicadores distintos: WACC, VAN y TIR.

5.6.1 Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC)

Este es un indicador financiero crucial utilizado para medir el costo de los fondos que una empresa utiliza para financiar sus operaciones. En esencia, el WACC representa la tasa de retorno mínima que una empresa debe obtener sobre sus inversiones para satisfacer a sus inversores, tanto a los que aportan capital propio (accionistas) como a los que prestan dinero (acreedores).

La fórmula es la siguiente:

$$WACC = \frac{E}{V} * Re + \frac{D}{V} * Rd * (1 - T)$$

Siendo:

E: valor de mercado del patrimonio (fondos propios, accionistas). 75 M€

D: valor de mercado de la deuda (fondos ajenos, préstamos). 319.57 M€

V: valor total de la empresa (suma de E y D)

Re: rendimiento requerido sobre el patrimonio. Se fija en un 10%

Rd: rendimiento requerido sobre la deuda (intereses). En este caso del 5%

T: tasa impositiva corporativa (impuestos sobre ganancias). 25%

5.6.2 Valor Actual Neto (VAN)

El VAN es una medida financiera que representa la diferencia entre el valor presente de los flujos de caja futuros generados por la empresa y la inversión inicial o el costo total de los recursos utilizados para generar esos flujos de caja. Es una herramienta clave en la evaluación de proyectos de inversión y en la valoración de empresas.

La fórmula sigue la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FCt}{(1 + r)^t} - Co$$

Siendo:

FCt: flujo de caja esperado en periodo t (k€)

r: tasa de descuento o costo de capital. WACC

t: periodo

n: vida total del proyecto. 25 años

Co: inversión inicial del proyecto (k€)

T: tasa impositiva corporativa (impuestos sobre ganancias). 25%

Se calculan dos VAN. El primero correspondiente al proyecto entero (teniendo en cuenta los ingresos por subvención) y el segundo relativo a los accionistas.

5.6.3 Payback o Periodo de recuperación de la inversión

El payback es un concepto en economía y finanzas que se refiere al período de tiempo necesario para recuperar la inversión inicial en un proyecto o activo. Es una medida simple de evaluación de inversiones, ya que indica cuántos años, meses o días se requieren para que los flujos de efectivo acumulados generados por la inversión igualen el monto inicial invertido.

5.6.4 Tasa interna de retorno (TIR)

El TIR es una métrica financiera utilizada para evaluar la rentabilidad de una inversión o proyecto. Representa la tasa de descuento a la cual el Valor Actual Neto (VAN) de todos los flujos de caja de un proyecto es igual a cero.

La formula es la siguiente:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FCt}{(1 + TIR)^t} - Co$$

Este cuenta con dos valores valores de igual manera. Uno corresponde a la tasa respecto al proyecto, y el otro respecto a los fondos propios de accionistas.

5.7 Resultados del análisis económico

Lo primero es asignar que valores de estos parámetros son indicativos de un proyecto económicamente viable y eficiente.

- Para el WACC, debido a la naturaleza del proyecto, se buscan valor medios-bajos, de entre el 4% y el 7%. Estos valores son comunes en industrias estables o subvencionadas, como servicios públicos, bienes de consumo básico, o empresas con flujos de efectivo predecibles y un alto grado de seguridad en sus operaciones. Un WACC bajo indica que la empresa tiene acceso a capital a bajo coste, lo que es positivo para la inversión y expansión, requiriendo rendimientos menores.
- Respecto al TIR, se busca que sea mayor que el WACC, es decir, el proyecto es rentable porque genera más retorno del que cuesta financiarlo. En lo general, a mayor TIR, más rentable.
- VAN, o valor actual neto. A mayor valor actual neto, mejor, ya que se espera un mayor volumen de ingresos por flujos de caja durante la vida del proyecto.
- Para el payback, a menor periodo de recuperación más rentable es el proyecto.

Como se ha comentado previamente se ha calculado la viabilidad del proyecto para distintos valores de tarifa eléctrica y porcentajes de subvención estatal. A continuación se muestran los resultados para los distintos indicadores:

Coste promedio ponderado de capital WACC

Al no depender este del precio de la tarifa eléctrica, se va a estudiar únicamente el efecto de las subvenciones sobre el mismo:

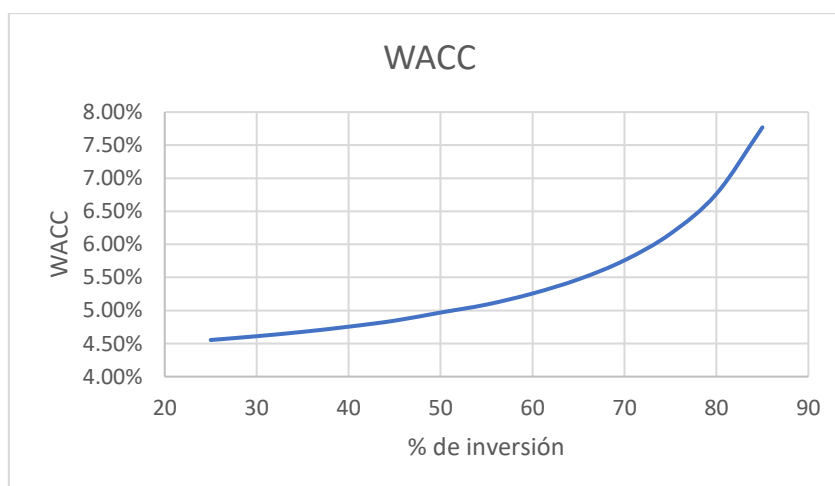


Ilustración 54: WACC en función del nivel de inversión

Para obtener valores del WACC aceptables convendría trabajar en un rango entre el 40 y 70% de retribución de la inversión, ya que para valores mayores este empieza a tomar forma de exponencial.

Valor Actual Neto

Este parámetro se ha obtenido en función de ambos parámetros, tanto para accionistas como para la visión de proyecto. Junto a este se ha calculado el índice de rentabilidad, que representa la cantidad que se ha recuperado respecto a la inversión total inicial (deuda + fondos propios + subvenciones). A continuación se muestran distintas tablas en forma de gráficos de calor, asignando el color rojo a resultados más desfavorables, y el color verde a resultados más favorables y de mayor rentabilidad.

Indice Rent. Proyecto		% inversión												
		25.00 %	30.00 %	35.00 %	40.00 %	45.00 %	50.00 %	55.00 %	60.00 %	65.00 %	70.00 %	75.00 %	80.00 %	85.00 %
€/MWh	60	-29.2%	-24.3%	-19.5%	-14.7%	-9.9%	-5.2%	-0.5%	4.1%	8.5%	12.9%	16.9%	20.6%	23.5%
	62	-26.9%	-22.0%	-17.2%	-12.4%	-7.7%	-3.0%	1.7%	6.2%	10.7%	15.0%	19.0%	22.6%	25.4%
	64	-24.6%	-19.8%	-15.0%	-10.2%	-5.4%	-0.7%	3.9%	8.4%	12.9%	17.1%	21.1%	24.6%	27.3%
	66	-22.3%	-17.5%	-12.7%	-7.9%	-3.2%	1.5%	6.1%	10.6%	15.0%	19.2%	23.2%	26.6%	29.3%
	68	-20.1%	-15.2%	-10.4%	-5.7%	-1.0%	3.7%	8.3%	12.8%	17.2%	21.4%	25.3%	28.7%	31.2%
	70	-17.8%	-13.0%	-8.2%	-3.4%	1.3%	5.9%	10.5%	15.0%	19.4%	23.5%	27.3%	30.7%	33.1%

Tabla 26: Índice de rentabilidad de cara al proyecto

VAN Proyecto M€		% inversión												
		25.00%	30.00%	35.00%	40.00%	45.00%	50.00%	55.00%	60.00%	65.00%	70.00%	75.00%	80.00%	85.00%
€/MWh	60	-226.8	-189.1	-151.6	-114.2	-77.2	-40.4	-4.1	31.5	66.4	100.0	131.6	160.2	182.9
	62	-209.1	-171.4	-134.0	-96.7	-59.7	-23.1	13.1	48.6	83.2	116.5	147.8	175.8	197.8
	64	-191.4	-153.8	-116.4	-79.2	-42.3	-5.8	30.2	65.6	100.0	133.1	164.0	191.5	212.6
	66	-173.6	-136.1	-98.8	-61.6	-24.8	11.6	47.4	82.6	116.8	149.6	180.2	207.2	227.5
	68	-155.9	-118.4	-81.2	-44.1	-7.4	28.9	64.6	99.7	133.7	166.2	196.4	222.9	242.4
	70	-138.2	-100.8	-63.5	-26.6	10.0	46.2	81.8	116.7	150.5	182.7	212.6	238.5	257.2

Tabla 27: VAN de cara al proyecto

Indice Rent. Accionistas		% inversión												
		25.00 %	30.00 %	35.00 %	40.00 %	45.00 %	50.00 %	55.00 %	60.00 %	65.00 %	70.00 %	75.00 %	80.00 %	85.00 %
€/MWh	60	-39.3%	-33.5%	-27.7%	-21.9%	-16.2%	-10.5%	-4.9%	0.6%	6.0%	11.1%	16.0%	20.3%	23.6%
	62	-37.0%	-31.2%	-25.4%	-19.6%	-13.9%	-8.3%	-2.7%	2.8%	8.1%	13.2%	18.0%	22.3%	25.5%

	64	-34.8%	-28.9%	-23.1%	-17.4%	-11.7%	-6.0%	-0.5%	5.0%	10.3%	15.4%	20.1%	24.3%	27.4%
	66	-32.5%	-26.7%	-20.9%	-15.1%	-9.4%	-3.8%	1.7%	7.2%	12.5%	17.5%	22.2%	26.3%	29.3%
	68	-30.2%	-24.4%	-18.6%	-12.9%	-7.2%	-1.6%	4.0%	9.4%	14.6%	19.6%	24.3%	28.3%	31.3%
	70	-27.9%	-22.1%	-16.3%	-10.6%	-5.0%	0.7%	6.2%	11.6%	16.8%	21.8%	26.4%	30.3%	33.2%

Tabla 28: Índice de rentabilidad de cara a accionistas

VAN Accionistas M€		% inversión													
		25.00 %	30.00 %	35.00 %	40.00 %	45.00 %	50.00 %	55.00 %	60.00 %	65.00 %	70.00 %	75.00 %	80.00 %	85.00 %	
€/MWh	60	-305.7	-260.3	-215.1	-170.2	-125.7	-81.6	-38.0	4.7	46.4	86.4	124.1	157.6	183.6	
	62	-288.0	-242.6	-197.5	-152.7	-108.2	-64.2	-20.8	21.8	63.2	103.0	140.2	173.3	198.5	
	64	-270.2	-225.0	-179.9	-135.2	-90.8	-46.9	-3.6	38.8	80.0	119.6	156.4	188.9	213.3	
	66	-252.5	-207.3	-162.3	-117.7	-73.4	-29.6	13.6	55.8	96.9	136.1	172.6	204.6	228.2	
	68	-234.8	-189.6	-144.7	-100.1	-55.9	-12.3	30.7	72.8	113.7	152.7	188.8	220.3	243.1	
	70	-217.0	-171.9	-127.1	-82.6	-38.5	5.1	47.9	89.9	130.5	169.2	205.0	235.9	257.9	

Tabla 29: VAN de cara a los accionistas

Como se puede observar los resultados para los dos tipos de estudio son muy similares, y ambos rondan los mismos valores. Se puede observar cómo el proyecto empieza a ser rentable para valores de subvención de entre el 45 y 50%, con tarifas que rondan los 68/70 €/MWh.

Asignando esta financiación y tarifa al proyecto se obtienen los siguientes marcadores:

Marcador	Valor
70 €/MWh y 50 % de subsidio estatal	
VAN proyecto	46.2 M€
VAN accionistas	5.1 M€
TIR del proyecto	8.26 %
WACC	7.07 %
Periodo payback	21 años

Tabla 30: Resultados del proyecto rentable final

En el *Anexo II. Cálculos financieros y de fiabilidad* se muestran los flujos de caja para estas condiciones, valores con los cuales se han calculado los marcadores económicos mostrados previamente.

A partir de estos resultados, y dadas las condiciones de sensibilidad y rentabilidad del parque, se asignan los datos anteriores de cara al funcionamiento durante la vida útil del

proyecto. Estos valores aseguran rendimiento, así como un valor positivo del proyecto y unas ganancias aceptables de cara a los fondos propios accionistas.

Capítulo 6. Análisis de ahorro de emisiones

El parque eólico contara con una potencia nominal de 204 MW repartida entre 34 aerogeneradores. Estos producirán anualmente un total de 896525.82 MWh. El empleo de energías renovables acarrea un ahorro en términos de emisiones y contaminación, suponiendo una ventaja importante con respecto a lo que el medio ambiente se refiere.

Teniendo en cuenta la Orden ITC/107/2014 con respecto a los consumos de combustibles fósiles y niveles de emisión por tipo, se han podido estimar los siguientes valores.

Con relación al ahorro energético al año según el tipo de combustible, se obtiene que:

Tecnología	Rendimiento en punto de generación (%)	Rendimiento en punto de consumo (%)	Consumo específico (kcal/kWh final)	Ahorro energético (Tep/año)
CT Fuel	37	32	2697	241745
CT GN ciclo abierto	36	31	2772	248466
CT Carbón	39	34	2558	229351
IGCC	45	39	2217	198773
CTCC (GN)	54	47	1593	142766

Tabla 31: Ahorro energético en función del combustible fósil

Si lo analizamos ahora desde el punto de vista de ahorro de emisiones, en función del tipo de combustible, obtendríamos lo siguiente:

Emisiones evitadas (toneladas equivalentes/año)			
Contaminante	Centrales de Carbón (promedio)	Centrales de Fuel-Gas	CTCC (GN)
NOX	2804	1077	1077
SOX	13154	1975	6
CO2	839306	691167	313758
Partículas	291	87	19

Tabla 32: Emisiones evitadas anualmente según tipo de industria. (ton eq/año)

Estas cifras llaman la atención si se extrapolan a los 25 años de vida útil del parque eólico, donde las emisiones evitadas ascenderían hasta casi los 8 millones de toneladas equivalentes de GEI y partículas.

Capítulo 7. Objetivos de desarrollo sostenible

7.1 Introducción

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) (NAUN, 24) son 17 metas globales adoptadas por todos los Estados miembros de las Naciones Unidas en 2015. Su propósito es abordar los principales desafíos del mundo, como la pobreza, la desigualdad, el cambio climático, la degradación ambiental, la paz y la justicia, con un horizonte de cumplimiento para 2030. Cada objetivo tiene metas específicas que permiten medir el progreso en áreas clave como la salud, la educación, el acceso al agua, y la igualdad de género.

Son importantes porque proporcionan un marco común y universal para que los países trabajen de manera conjunta hacia un futuro más sostenible y equitativo. Los ODS buscan garantizar que el desarrollo económico sea inclusivo y sostenible, mejorando la vida de las personas sin comprometer los recursos y el bienestar de las generaciones futuras. Su relevancia radica en su capacidad para unir esfuerzos a nivel global, fomentar la cooperación internacional y orientar políticas públicas hacia un desarrollo más justo y sostenible.

Para este apartado se va a analizar en que puntos existe coherencia del proyecto con estos objetivos, analizando hasta que punto el proyecto está comprometido con un enfoque responsable y sostenible en su operación.

7.2 Alineación con los ODS



Ilustración 55: ODS de la Naciones Unidas (NAUN, 24)

7.2.1 ODS 7: Energía asequible y no contaminante

El ODS 7 busca garantizar que todas las personas tengan acceso a energía asequible, fiable, sostenible y moderna. Se enfoca en tres áreas clave: asegurar el acceso universal a servicios energéticos modernos, aumentar la proporción de energías renovables en la matriz energética global, y mejorar la eficiencia energética, todo con el fin de impulsar el desarrollo sostenible y combatir el cambio climático.

La energía eólica marina contribuye a la generación de energía renovable, ayudando a proporcionar de manera sostenible soluciones energéticas y reduciendo la dependencia de fuentes no renovables, flexibilizando el mix energético hacia fuentes no contaminantes.

7.2.2 ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico

Este objetivo se enfoca en fomentar un crecimiento económico que beneficie a todas las personas, creando empleos de calidad, mejorando las condiciones laborales, y asegurando que el desarrollo económico respete los límites ambientales y promueva la sostenibilidad a largo plazo. Este objetivo también incluye la promoción de la innovación, la mejora de la productividad, y la formalización y el crecimiento de las pequeñas y medianas empresas.

La construcción, operación y mantenimiento de parques eólicos marinos generan empleo local y contribuyen al crecimiento económico sostenible en las comunidades cercanas.

7.2.3 ODS 9: Industria, innovación e infraestructura

El ODS 9 se centra en el desarrollo de infraestructuras que sean fiables, sostenibles y accesibles para todos, promoviendo la industrialización que impulse el crecimiento económico inclusivo y respetuoso con el medio ambiente. Además, el ODS 9 fomenta la innovación y el progreso tecnológico como motores clave para enfrentar desafíos globales, mejorar la productividad, y generar empleo, especialmente en los países en desarrollo.

La implementación de proyectos de energía eólica marina implica el desarrollo de infraestructuras innovadoras y tecnologías sostenibles, promoviendo la investigación y el desarrollo en el sector de energías renovables.

7.2.4 ODS 12: Producción y consumo responsables

Este objetivo busca promover un uso eficiente de los recursos naturales, reducir la generación de desechos mediante la prevención, el reciclaje y la reutilización, y fomentar

prácticas de producción y consumo que minimicen los impactos negativos sobre el medio ambiente. Además, el ODS 12 aboga por la responsabilidad social y ambiental en las cadenas de suministro, el uso de productos químicos de manera segura, y la promoción de estilos de vida sostenibles, asegurando que el crecimiento económico no comprometa la salud del planeta.

Al utilizar una fuente de energía renovable, se promueve un modelo de producción y consumo más sostenible y responsable, reduciendo la dependencia de fuentes no renovables y limitando el impacto ambiental.

7.2.5 ODS 13: Acción por el clima

Para este objetivo se busca un enfoque en fortalecer la resiliencia y la capacidad de adaptación a los riesgos relacionados con el clima y los desastres naturales, integrar medidas contra el cambio climático en políticas, estrategias y planes nacionales, y mejorar la educación y conciencia pública sobre el cambio climático. El ODS 13 también resalta la importancia de la cooperación internacional para ayudar a los países en desarrollo a enfrentar los desafíos climáticos y cumplir con los compromisos del Acuerdo de París.

La energía eólica marina es una fuente de energía limpia que ayuda a mitigar el cambio climático al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo así a los esfuerzos para limitar el calentamiento global.

7.2.6 ODS 14: Vida submarina

Este último ODS se centra en prevenir y reducir la contaminación marina, proteger y restaurar los ecosistemas marinos y costeros, y gestionar de manera sostenible la pesca y otras actividades marítimas. El ODS 14 promueve la investigación y la cooperación internacional para preservar la biodiversidad marina y garantizar que los océanos continúen ofreciendo beneficios económicos y ecosistémicos cruciales para las generaciones futuras.

El diseño de este parque eólico marino de ha estructurado desde su comienzo de tal manera que se minimice el impacto sobre la vida marina de la mejor manera posible dentro de los marcos legales establecidos.

Capítulo 8. Planificación del proyecto

Para la planificación de un proyecto de estas dimensiones, se va a estimar un periodo de 10 años hasta la puesta en marcha y funcionamiento del parque eólico. Este periodo de planificación va a constar de las siguientes fases:

8.1 Fase de Desarrollo. Año 1-2

La fase de desarrollo es fundamental para establecer las bases del proyecto eólico marino. Durante este período, se llevan a cabo estudios ambientales y análisis preliminares para evaluar el impacto del parque eólico en el entorno marino y determinar el potencial eólico del área seleccionada. Estos estudios son esenciales para garantizar la viabilidad técnica, financiera y ambiental del proyecto. Paralelamente, se inicia el proceso de obtención de permisos y licencias, que incluye trámites complejos y consultas con las autoridades locales y otros stakeholders, como las comunidades costeras y las organizaciones ambientales. En esta fase también se define el diseño preliminar del parque eólico, incluyendo la disposición de los aerogeneradores y la ubicación de la subestación marina. Además, se realiza una revisión exhaustiva de las tecnologías disponibles y se seleccionan los componentes clave que se utilizarán en el proyecto. Finalmente, se concluyen los estudios de viabilidad, refinando el presupuesto y asegurando el financiamiento preliminar, lo que permitirá avanzar a la siguiente fase con una visión clara y un respaldo financiero sólido.

8.2 Fase de Pre-Construcción. Año 3-4

En la fase de pre-construcción, se desarrolla el diseño detallado del parque eólico, abarcando desde los aerogeneradores hasta los sistemas de cableado submarino y la subestación marina. Esta fase requiere una planificación logística y estratégica minuciosa, ya que se deben coordinar múltiples procesos que incluyen la fabricación, el transporte y la instalación de componentes de gran tamaño y alta tecnología. Además, se lleva a cabo la selección y contratación de proveedores especializados para la fabricación de las distintas partes del parque, como las cimentaciones, los cables y las turbinas. Estos proveedores suelen estar repartidos en diferentes países, lo que añade un nivel adicional de complejidad logística. Paralelamente, se acondiciona el sitio en tierra firme, donde se ensamblarán los componentes antes de ser transportados al sitio offshore. También se establece un centro logístico que servirá de base para las operaciones de transporte e instalación. Finalmente, en esta fase se realiza el cierre financiero del proyecto, asegurando que todos los fondos necesarios estén disponibles para cubrir los costos de construcción y puesta en marcha, garantizando así la viabilidad económica del proyecto.

8.3 Fase de Construcción. Año 5-7

La fase de construcción representa el momento más intensivo y desafiante del proyecto. En primer lugar, se fabrican los componentes esenciales, como los aerogeneradores, cimentaciones (como jackets o monopilotes) y cables submarinos, en los centros de trabajo previamente seleccionados. Estos componentes, una vez fabricados, son transportados desde los centros de producción hasta el puerto logístico designado, donde se prepararán para su instalación en el mar. En la instalación offshore, las actividades se desarrollan en varias etapas: en el primer año, se hincan los pilotes y se colocan las cimentaciones en el lecho marino. Posteriormente, se tienden los cables submarinos que conectarán las turbinas entre sí y con la subestación marina. En el segundo año de construcción, se ensamblan las turbinas y se instalan sobre las cimentaciones, mientras que la subestación eléctrica marina también se coloca en su lugar, un proceso que incluye la instalación de los jackets y módulos que la componen. En el caso de los parques eólicos flotantes, las plataformas se remolcan hasta su ubicación definitiva en alta mar, donde se conectan los fondeos y cables necesarios. Finalmente, durante el tercer año de esta fase, se energiza la subestación marina y se realizan las pruebas finales de los sistemas eléctricos y mecánicos. La conexión a la red eléctrica marca el final de esta fase, permitiendo que el parque eólico comience a generar electricidad de manera efectiva.

8.4 Fase de Operación y Mantenimiento Inicial. Año 8-9:

Una vez finalizada la construcción, el parque eólico entra en la fase de operación y mantenimiento inicial. Durante este período, se monitorea de cerca la operación de los aerogeneradores y la subestación para asegurar que todo funcione de acuerdo con los parámetros diseñados. Este monitoreo es crucial para identificar y solucionar cualquier problema técnico que pueda surgir durante las primeras etapas de operación. Además, se lleva a cabo el mantenimiento preventivo y correctivo necesario para garantizar la continuidad y eficiencia de la producción de energía. Este mantenimiento inicial incluye la inspección de las estructuras, el ajuste de sistemas y la optimización de la operación para maximizar la producción de energía. Los ajustes realizados en esta fase se basan en los resultados de las pruebas operativas y en el rendimiento real observado, lo que permite una operación más eficiente y una mayor durabilidad del parque eólico.

8.5 Operación y Expansión. Año 10 en Adelante

En la última fase, el parque eólico marino está en plena operación, produciendo energía de manera continua. El monitoreo regular y el mantenimiento programado se convierten en actividades rutinarias, con el objetivo de asegurar que la infraestructura funcione de

manera óptima y que se minimicen los tiempos de inactividad. Además, durante esta fase, se evalúa la posibilidad de expandir el parque eólico o mejorar la tecnología utilizada, en función de los avances tecnológicos y las necesidades energéticas. Esta fase también incluye una evaluación continua del rendimiento del parque, recopilando datos que pueden ser útiles para futuros proyectos o expansiones. La retroalimentación obtenida durante esta etapa es invaluable, ya que proporciona lecciones aprendidas y experiencias que pueden aplicarse en el desarrollo de nuevos proyectos eólicos marinos, asegurando así la mejora continua y la sostenibilidad a largo plazo.

Fase	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	35
Desarrollo											
Pre-construcción											
Construcción											
O%M previo a puesta en marcha											
Operación y expansión											

Tabla 33: Planificación temporal de las fases del proyecto

Capítulo 9. Conclusiones del proyecto

El proyecto planteado ha abordado el diseño y la evaluación técnica y financiera de un parque eólico en alta mar, integrando tanto aspectos de ingeniería como de viabilidad económica y legal. A lo largo del desarrollo del proyecto, se ha llevado a cabo un análisis exhaustivo que abarca desde el dimensionamiento técnico del parque eólico, incluyendo la selección de ubicaciones, aerogeneradores, y la infraestructura de conexión a la red, hasta la evaluación financiera del mismo.

Del emplazamiento, en la demarcación atlántica norte, se puede concluir que ofrece características idóneas para el tipo de parque propuesto, como es una profundidad baja (50), vientos altos y razonablemente constantes a lo largo del año, acceso fácil a la REE y una distancia respecto a la costa que respeta la vida turística que puede desarrollarse en la zona.

Con respecto al aerogenerador V162, este ofrece el mejor rendimiento con un factor de capacidad de aproximadamente 50.2%, haciendo posible que el proyecto de resultados financieros viables.

Con respecto a los marcadores financieros obtenidos, el análisis de la viabilidad económica del proyecto ha demostrado que es rentable para valores de subvención iguales o superiores al 50%. En estos rangos, y para tarifas superiores a los 70€/MWh el cálculo del VAN ha mostrado un valor positivo, lo que indica que el proyecto genera valor para los inversores y es financieramente viable a lo largo del tiempo. Además, la TIR obtenida supera la tasa de descuento aplicada, lo que refuerza la atracción del proyecto desde un punto de vista inversor. El WACC, por su parte, ha permitido ajustar la evaluación del coste de capital en función de la estructura financiera planteada, asegurando que el retorno esperado sea adecuado con relación al riesgo asumido. En cambio, para valores inferiores de subvención, el proyecto requeriría de tarifas de venta eléctrica muy altas, lo que acerraría una falta de competitividad en el mercado eléctrico y una consecuente disminución de los clientes potenciales.

Desde una perspectiva legal, el proyecto ha sido diseñado cumpliendo con las normativas vigentes para la instalación de parques eólicos en alta mar, incluyendo los requerimientos medioambientales (Hoja de Ruta de las energías del Mar) y de seguridad. Este cumplimiento normativo es un factor crucial que refuerza la viabilidad global del proyecto, minimizando los riesgos asociados a la fase de implementación.

Con respecto a la parte de elaboración del proyecto, se ha hecho uso de programas relacionados con el campo de la eólica como son Windographer, WASP Climate Analyst y WASP Map editor, comprendiendo su funcionamiento y haciendo uso de gran parte de las herramientas que estos programas ofrecen. A través de estos se ha podido caracterizar el recurso eólico, localizando mediante las rosas de vientos las direcciones mas factibles a explotar, permitiendo así maximizar rendimientos.

En resumen, el análisis integral realizado en este proyecto confirma que el parque eólico en alta mar es no solo técnicamente factible, sino también financieramente viable y legalmente conforme, siempre y cuando el modelo se encuentre en los rangos de tarifa y subvención comentados. La combinación de un diseño optimizado con una sólida estructura financiera y el cumplimiento de la normativa aplicable asegura que el proyecto tiene un alto potencial para ser exitoso en la práctica. Este estudio, por tanto, ofrece una base sólida para la toma de decisiones en etapas futuras del desarrollo del parque eólico y podría servir como referencia para proyectos similares en el sector de la energía renovable.

Capítulo 10. Bibliografía

- AEE. (22). Eólica marina en España. Preguntas frecuentes.
- ALON. (24). *Consolación Alonso "Tecnología de aerogeneradores, Principales Componentes Aerogenerador. Parte 2"*.
- EDTA. (22). *Epdata*. Obtenido de <https://www.epdata.es/>
- EMOD. (24). *European Marine Observation and Data Network (EMODnet)*. Obtenido de <https://emodnet.ec.europa.eu/en>
- ESPA. (22). *Adrián Espallargas. "Estos son los mayores parques eólicos marinos del mundo, de los que sacaremos la energía del futuro"*.
- FERN. (18). *Sergio Fernández Munguía. "Vindeby Offshore Wind Farm, el primer parque eólico marino del mundo"*.
- GWA. (24). *Global Wind Atlas*. Obtenido de <https://globalwindatlas.info/es/>
- GWEC. (24). *Global Wind Energy Council*. Obtenido de <https://gwec.net/>
- IBLA. (22). *Iberdrola*.
- IGME. (21). *Instituto Geológico y Minero de España*. Obtenido de <https://www.igme.es/>
- IREN. (23). *Irena*. Obtenido de <https://www.irena.org/>
- MTCO. (21). *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Hoja de ruta eólica marina y energías del mar en España*.
- NAUN. (24). *Naciones Unidas. "17 objetivos para transformar nuestro mundo"*. Obtenido de 17 objetivos para transformar nuestro mundo
- NAVA. (23). *Navantia Sea Energies*. Obtenido de <https://navantiaseanergies.com/>
- NEC. (24). *NEC Corporation*. Obtenido de <https://www.nec.com/>
- NREL. (23). *Natural Renewable Energy Laboratory*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/>
- OMIE. (24). *Operador del Mercado Ibérico de Energía*. Obtenido de <https://www.omie.es/es>
- PRYS. (24). *Prysmian*. Obtenido de <https://es.prysmian.com/>
- REES. (24). *Red Eléctrica Española*. Obtenido de <https://www.ree.es/es>
- ROCK. (24). *RockWill Group*. Obtenido de <https://www.cnrockwill.com/es/power-transformer/220kv-power-transformer>
- ROSA. (18). *Ignacio de la Rosa Armstrong. "Criterios de instalación de un parque eólico marino"*.

SENE. (23). *SENER. "Proyecto básico para la instalación del cable submarino de fibra óptica Anjana"*.

STAT. (24). *Statista*. Obtenido de <https://es.statista.com/>

VRTX. (24). *Vortex*. Obtenido de <https://vortexfdc.com/>

Anexo I: Cálculos Eléctricos

Como se ha comentado en el Capítulo 4, el aislamiento a emplear va a ser de XLPE, y para los conductores van a analizarse ambos tipos. Para los siguientes apartados se van a especificar los factores de corrección elegidos así como las distintas hipótesis realizadas en cada caso.

Los siguientes cálculos se han realizado teniendo en cuenta los reglamentos electrotécnicos para baja, media y alta tensión. (ITC-BT e ITC-LAT)

1. Factores de corrección

El modelo se va a calcular para una temperatura normalizada de 30 °C, red de categoría A y material aislante HEPR, dadas las tensiones de trabajo asignadas.

- Factor de corrección F_t por temperatura del terreno:

A continuación, se muestra una tabla con las temperaturas máximas de servicio permanente para cables aislados:

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θ_s	Cortocircuito θ_{cc} ($t \leq 5$ s)
Etileno - Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para $U_o/U < 18/30$ kV 90 para $U_o/U > 18/30$ kV	250

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θ_s	Cortocircuito θ_{cc} ($t \leq 5$ s)
Policloruro de vinilo (PVC)*		
S ≤ 300 mm ²	70	160
S > 300 mm ²	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno - Propileno (EPR)	90	250

Tabla 34: Temperaturas en servicio permanente máximas según tipos de aislamiento

Se obtiene una temperatura máxima en servicio permanente de 105 °C, y 250 °C para cortocircuitos. Esta temperatura es la que va a asignar el factor de corrección por temperatura del terreno. Para las aguas costeras en Galicia se sabe que la temperatura ronda en torno a los 16 °C, es por ello que para el estudio se va a tomar una temperatura del terreno se 15 °C.

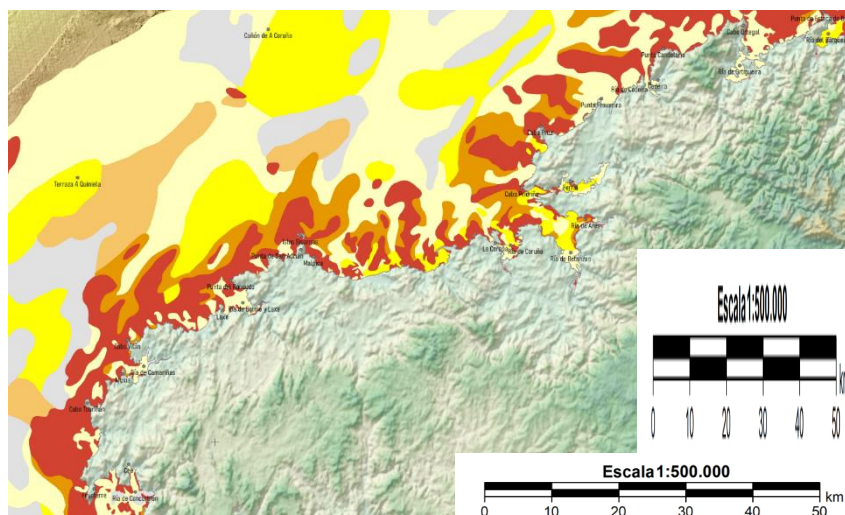
Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Tabla 35: Factores de corrección por temperatura del terreno

Esto asigna al estudio un factor de corrección por temperatura del terreno, $F_t = 1.06$.

- Factor de corrección F_r por resistividad térmica del suelo:

Cuando la resistividad térmica del suelo difiere de 1.5 K.m/W, hay que aplicar un factor de corrección. Para la instalación de los cables de este proyecto, dado el tipo de suelo de esa zona (arenoso con fango), encontrándose a 2m del suelo marino, se va a asumir una condición de arena húmeda, con resistividad del terreno de en torno a los 0.8 K.m/W.



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 36: Resistividad térmica del terreno según su naturaleza

En la siguiente tabla se muestran los factores de corrección asignados para cada resistividad y sección, para cables directamente enterrados.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	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
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73

Tabla 37: Factores de corrección según resistividad térmica del terreno

Ya que se desconoce la sección del cable aún, se sumirá una sección de en torno a los 240 mm², con factor de corrección $Fr = 1.29$.

- Factor de corrección por profundidad, Fp :

Estos cables se van a enterrar a una profundidad de 2 metros, y van a carecer de tubo externo, ya que cuentan con un recubrimiento especializado en resistir cargas y elementos externos.

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$>185 \text{ mm}^2$	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$>185 \text{ mm}^2$
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 38: Factor de corrección según profundidad de enterramiento de cable

Estas condiciones asignan para este factor un valor de $F_p = 0.93$.

Respecto al número de conductores por fase, se va a analizar primero la posibilidad de emplear un único conductor, y en caso de obtener secciones fuera del rango habitual, se planteará el incluir mas de un elemento conductor.

- Factor de corrección por ternas en zanja, F_n :

La zanja va a contar con dos cables, uno eléctrico y otro correspondiente al transporte de fibra óptica, separadas durante el enterrado por arrastre 0.4m.

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

Estando estos en contacto dentro de la zanja, se asignará un factor de corrección $F_n = 0.76$.

2. Sección de cable

A partir de los factores calculados en el apartado previo, se va a obtener la intensidad real de funcionamiento de nuestro sistema, y, a partir de ella, se dimensionará en función de la intensidad máxima admisible para cada sección y tipo de material conductor.

Corrección	Valor del factor
Temperatura del terreno (15 °C), Ft	1.06
Resistividad térmica del terreno (0.8 K.m/W), Fr	1.29
Profundidad de zanja (2 m), Fp	0.93
Ternas en zanja (2), Fn	0.86
Ftotal	1.094

Con este valor se obtiene una intensidad final de funcionamiento de:

$$I' = \frac{In * N}{Ftotal} = \frac{\frac{Pn}{\sqrt{3} * Un * \cos(\phi)} * N}{Ftotal} = \frac{\frac{6000000}{\sqrt{3} * 30000 * 0.9} * 4}{1.094} = 467.1 A$$

Siendo:

I': Intensidad de funcionamiento final tras corrección.

In: Intensidad de funcionamiento nominal por línea de generación

N: número de aerogeneradores por línea de llegada a subestación

Pn: potencia nominal de línea de generación

Un: tensión nominal de línea de generación

cos(phi): factor de potencia, 0.9

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Tabla 39: Secciones de cable según intensidad máxima admisible en régimen permanente

Según la tabla de secciones para intensidades máximas admisibles en servicio permanente de la ITC-LAT, se requerirían:

Aislamiento	Material conductor	Sección (mm ²)
Etileno-Propileno de alto módulo- HEPR	Cobre, Cu	240
	Aluminio, Al	400

3. Cálculo de caídas de tensión

Para el cálculo de este apartado se va a asegurar que la caída de tensión máxima este en rango razonables menores al 3% (para LAT). Estos cálculos se van a realizar teniendo en cuenta dos factores principalmente, que son el material conductor y la distancia a la subestación offshore, la cual se va a considerar en algún punto intermedio entre el emplazamiento y la subestación de tierra.

Para la distancia entre los aerogeneradores y la subestación de mar, se va a imponer que la distancia sea la correspondiente a la de la torre más alejada, es decir, se tomará como referencia el aerogenerador situado en la zona extrema del parque, para facilitar el trabajo y no realizar cálculos por cada línea de transporte del parque, tomando el valor más restrictivo.

La caída de tensión se ha calculado, de forma aproximada, a partir de la siguiente fórmula:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos(\phi)}{S * \gamma}$$

Siendo:

L: longitud de la línea (m)

I: Intensidad de funcionamiento nominal por línea de generación

S: sección del cable (mm²)

γ : conductividad eléctrica del conductor (m/ Ω *mm²)

cos(ϕ): factor de potencia, 0.9

Las pérdidas totales se han calculado a partir de la siguiente formulación:

$$Pérdidas = n * R * I^2 * t$$

Siendo:

n: número de líneas totales

I: Intensidad de funcionamiento nominal por línea de generación (A)

R: resistividad del conductor (Ohm/km)

t: tiempo de exposición a pérdidas (h)

Distancia a la subestación (m)	Intensidad por línea (A)	ΔU Cobre (V)	ΔU Cobre (%)	ΔU Aluminio (V)	ΔU Aluminio (%)	Pérdidas totales por efecto joule (Wh)	Emplazamiento o completo (Wh)	Pérdidas totales (%)
7500	513.18	446.41	1.49	428.55	1.43	551857.7	4966719.3	2.48
8000	513.18	476.17	1.59	457.12	1.52	602026.5	5418239.2	2.71
8500	513.18	505.93	1.69	485.70	1.62	652195.4	5869759.2	2.93
9000	513.18	535.69	1.79	514.27	1.71	702364.3	6321279.1	3.16
9500	513.18	565.45	1.88	542.84	1.81	752533.2	6772799.	3.39
10000	513.18	595.21	1.98	571.41	1.90	802702.1	7224319.0	3.61
10500	513.18	624.98	2.08	599.98	2.00	852870.9	7675838.9	3.84
11000	513.18	654.74	2.18	628.55	2.10	903039.8	8127358.9	4.06
7500		56						
Conductividad Aluminio ((m/Ω*mm²)		35						
Resistividad Aluminio (Ω/km)		0.127						

Se puede ver como a partir de los 11 kilómetros de distancia la caída de tensión se empieza a aproximar a los valores límite impuestos previamente. Para minimizar pérdidas por efecto joule, la subestación se va a situar a 7.5 km del aerogenerador más cercano.

Con respecto al conductor, no dándose una diferencia significativa en caídas de tensión entre ambos, se va a tomar el Aluminio, puesto que, como se mencionó previamente, cuenta con precios de mercado considerablemente mas baratos, ofreciendo valores de caída de tensión y pérdidas similares.

Anexo II. Cálculos financieros y de viabilidad

CAPEX					
Parámetro		Cantidad (kW)	Coste por unidad (\$/kW)	Total (k\$)	Total (k€)
Aerogeneradores					
Aerogeneradores	Precio de mercado aproximado del V162	204000	1700	346800	309642.856
Costes del sistema de energía					
Desarrollo y gestión del proyecto	Costes preoperativos: investigación, planificación y dirección del proyecto	204000	91	18564	16575.00
Sistema estructural	Costes de fabricación de estructura y sistema de cimentado fijo	204000	496	101184	90342.86
Sistema eléctrico	Costes de infraestructura eléctrica. Esto incluye cableado, subestación, celdas, tomas de tierra, sistemas de control...	204000	693	141372	126225.00
Ensamblaje e instalado	Costes de instalación del sistema de generación en el lugar de emplazamiento designado	204000	408	83232	74314.29
Precio del terreno	Precio asignado a la ocupación del terreno a explotar eólicamente	204000	178	36312	32421.43
Costes indirectos					
Puesta en marcha	Costes relativos al correcto estado de todos los elementos del parque previo al comienzo de la operación comercial	204000	34	6936	6192.86
Desmantelado	Coste asignado al futuro cierre de la planta al final de su vida útil	204000	117	23868	21310.71
Plan de contingencia	Fondo reservado para cubrir cualquier coste imprevisto que pueda surgir durante la construcción, puesta en marcha, o incluso la operación inicial de la planta	204000	366	74664	66664.29
Financiación de construcción	Gastos financieros asociados con los préstamos o financiamiento que se utilizan para cubrir los costes de construcción del proyecto, así como impuestos	204000	152	31008	27685.71
Seguro durante construcción	Este coste cubre las pólizas de seguro contratadas durante la fase de construcción del proyecto	204000	34	6936	6192.86
			Total CapEx (k€)		777567.86

Tabla 40: Tabla detallada cálculos de CapEx(k€)

OpEx					
Parámetro		Cantidad (kW)	Coste anual (\$/kW)	Total (k\$/año)	Total (k€/año)
Mantenimiento					
O&M materiales	Operación y mantenimiento de materiales de estructura	204000	2	408	364.29
O&M equipo	Operación y mantenimiento de equipos mecánicos y eléctricos	204000	85	17340	15482.14
Operación					
Personal técnico	Salarios correspondientes al personal de operación técnica	204000	4	816	728.57
Personal de administración	Salarios correspondientes al personal de operación administrativa	204000	2	408	364.29
Tasas portuarias	Costes exigidos por la utilización privativa especial del dominio público portuario	204000	1	204	182.14
Seguro de operación	Covertura para cubrir posibles daños durante la operación del proyecto	204000	15	3060	2732.14
Impuestos	Impuestos aplicados sobre nóminas o actividades y gastos operativos (20%)	204000	-	4447.2	3970.71
Total año 1 (k€/año)					23824.29

Tabla 41: Tabla detallada cálculo de OpEx (k€)

FLUJOS DE CAJA																										
Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Pérdidas y ganancias por explotación																										
Ingresos de explotación		58.27	59.44	60.63	61.84	63.08	64.34	65.63	66.94	68.28	69.64	71.04	72.46	73.91	75.38	76.89	78.43	80.00	81.60	83.23	84.89	86.59	88.32	90.09	91.89	93.73
OpEx		-23.82	-24.30	-24.79	-25.28	-25.79	-26.30	-26.83	-27.37	-27.91	-28.47	-29.04	-29.62	-30.21	-30.82	-31.44	-32.06	-32.71	-33.36	-34.03	-34.71	-35.40	-36.11	-36.83	-37.57	-38.32
Impuesto sobre generación		-4.08	-4.16	-4.24	-4.33	-4.42	-4.50	-4.59	-4.69	-4.78	-4.88	-4.97	-5.07	-5.17	-5.28	-5.38	-5.49	-5.60	-5.71	-5.83	-5.94	-6.06	-6.18	-6.31	-6.43	-6.56
Amortización		-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31	-26.31
Beneficios antes de impuestos		4.06	4.67	5.29	5.92	6.56	7.22	7.89	8.58	9.27	9.99	10.71	11.45	12.21	12.98	13.76	14.56	15.38	16.22	17.07	17.93	18.82	19.72	20.64	21.58	22.54
Free cash flow																										
Beneficios anets de impuestos		4.06	4.67	5.29	5.92	6.56	7.22	7.89	8.58	9.27	9.99	10.71	11.45	12.21	12.98	13.76	14.56	15.38	16.22	17.07	17.93	18.82	19.72	20.64	21.58	22.54
Impuesto sociedades		-1.02	-1.17	-1.32	-1.48	-1.64	-1.81	-1.97	-2.14	-2.32	-2.50	-2.68	-2.86	-3.05	-3.24	-3.44	-3.64	-3.85	-4.05	-4.27	-4.48	-4.70	-4.93	-5.16	-5.40	-5.63
Amortización		26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31	26.31
Inversión inicial	-777.57																									
FCF	-777.57	30.37	29.81	30.28	30.75	31.23	31.73	32.23	32.74	33.27	33.80	34.34	34.90	35.47	36.04	36.63	37.23	37.85	38.47	39.11	39.76	40.42	41.10	41.79	42.50	43.21
Deudas y subvenciones																										
Subvención	388.78																									
Préstamo	313.78																									
Cuota fija anual		30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66	30.66
Amortización		3.99	4.33	4.70	5.09	5.53	6.00	6.51	7.06	7.66	8.31	9.02	9.79	10.62	11.52	12.50	13.56	14.71	15.96	17.32	18.79	20.39	22.12	24.00	26.04	28.26
Préstamo pendiente	313.78	309.80	305.47	300.77	295.68	290.15	284.15	277.64	270.58	262.92	254.61	245.59	235.81	225.19	213.67	201.17	187.61	172.90	156.94	139.61	120.82	100.43	78.31	54.30	28.26	0.00
Intereses		26.67	26.33	25.96	25.57	25.13	24.66	24.15	23.60	23.00	22.35	21.64	20.88	20.04	19.14	18.16	17.10	15.95	14.70	13.34	11.87	10.27	8.54	6.66	4.62	2.40
Flujo de caja para préstamo																										
Préstamo	313.78																									
Intereses		-26.67	-26.33	-25.96	-25.57	-25.13	-24.66	-24.15	-23.60	-23.00	-22.35	-21.64	-20.88	-20.04	-19.14	-18.16	-17.10	-15.95	-14.70	-13.34	-11.87	-10.27	-8.54	-6.66	-4.62	-2.40
Amortización		-3.99	-4.33	-4.70	-5.09	-5.53	-6.00	-6.51	-7.06	-7.66	-8.31	-9.02	-9.79	-10.62	-11.52	-12.50	-13.56	-14.71	-15.96	-17.32	-18.79	-20.39	-22.12	-24.00	-26.04	-28.26
Flujo de caja para subv. y préstamo	313.78	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66
Cash flow																										
Free Cash Flow (FCF)	-777.57	29.36	29.81	30.28	30.75	31.23	31.73	32.23	32.74	33.27	33.80	34.34	34.90	35.47	36.04	36.63	37.23	37.85	38.47	39.11	39.76	40.42	41.10	41.79	42.50	43.21
Flujo de caja para préstamo	313.78	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66	-30.66
Cash flow accionistas	-75.00	-1.30	-0.85	-0.38	0.09	0.57	1.07	1.57	2.08	2.61	3.14	3.68	4.24	4.81	5.38	5.97	6.57	7.19	7.81	8.45	9.10	9.76	10.44	11.13	11.84	12.55

Tabla 42: Flujos de caja del proyecto para un periodo de 25 años (M€)

Anexo III. Datos de potencia y empuje aerogeneradores

Curva CT V172			
Vel	1.200	1.215	1.250
3.00	0.97	0.97	0.97
3.50	0.89	0.89	0.88
4.00	0.84	0.83	0.83
4.50	0.82	0.82	0.82
5.00	0.81	0.81	0.81
5.50	0.82	0.81	0.81
6.00	0.81	0.81	0.81
6.50	0.81	0.81	0.81
7.00	0.81	0.81	0.80
7.50	0.80	0.80	0.80
8.00	0.79	0.79	0.79
8.50	0.78	0.78	0.77
9.00	0.76	0.75	0.73
9.50	0.70	0.69	0.67
10.00	0.63	0.63	0.61
10.50	0.58	0.57	0.56
11.00	0.52	0.51	0.50
11.50	0.46	0.45	0.44
12.00	0.40	0.40	0.38
12.50	0.35	0.34	0.33
13.00	0.31	0.30	0.29
13.50	0.27	0.27	0.26
14.00	0.24	0.24	0.23
14.50	0.21	0.21	0.21
15.00	0.19	0.19	0.19
15.50	0.17	0.17	0.17
16.00	0.16	0.16	0.15
16.50	0.14	0.14	0.14
17.00	0.13	0.13	0.13
17.50	0.12	0.12	0.12
18.00	0.11	0.11	0.11
18.50	0.10	0.10	0.10
19.00	0.09	0.09	0.09
19.50	0.08	0.08	0.08
20.00	0.07	0.07	0.07
20.50	0.07	0.07	0.07
21.00	0.06	0.06	0.06
21.50	0.05	0.05	0.05
22.00	0.05	0.04	0.04
22.50	0.04	0.04	0.04
23.00	0.03	0.03	0.03
23.50	0.03	0.03	0.03
24.00	0.03	0.02	0.02
24.50	0.02	0.02	0.02
25.00	0.02	0.02	0.02

Tabla 43: Coef. empuje V172

Curva potencia V172			
Vel	1.200	1.215	1.250
3.00	30.00	31.20	34
3.50	124.00	127.00	134
4.00	279.00	284.10	296
4.50	469.00	476.20	493
5.00	698.00	708.20	732
5.50	976.00	989.80	1022
6.00	1 310.00	1328.00	1370
6.50	1 701.00	1723.50	1776
7.00	2 156.00	2183.90	2249
7.50	2 672.00	2705.90	2785
8.00	3 256.00	3296.50	3391
8.50	3 907.00	3953.20	4061
9.00	4 599.00	4640.40	4737
9.50	5 229.00	5260.80	5335
10.00	5 817.00	5844.60	5909
10.50	6 358.00	6382.90	6441
11.00	6 789.00	6807.30	6850
11.50	7 045.00	7054.30	7076
12.00	7 147.00	7150.60	7159
12.50	7 188.00	7189.80	7194
13.00	7 199.00	7199.30	7200
13.50	7 200.00	7200.00	7200
14.00	7 200.00	7200.00	7200
14.50	7 200.00	7200.00	7200
15.00	7 200.00	7200.00	7200
15.50	7 200.00	7200.00	7200
16.00	7 200.00	7200.00	7200
16.50	7 200.00	7200.00	7200
17.00	7 200.00	7200.00	7200
17.50	7 192.00	7192.90	7195
18.00	7 118.00	7121.60	7130
18.50	6 951.00	6955.80	6967
19.00	6 782.00	6786.50	6797
19.50	6 622.00	6626.50	6637
20.00	6 464.00	6469.10	6481
20.50	6 250.00	6257.50	6275
21.00	5 928.00	6238.80	6964
21.50	5 516.00	5528.60	5558
22.00	5 050.00	5062.00	5090
22.50	4 577.00	4588.10	4614
23.00	4 102.00	4112.20	4136
23.50	3 619.00	3628.60	3651
24.00	3 155.00	3163.70	3184
24.50	2 709.00	2716.50	2734
25.00	2 318.00	2323.10	2335

Tabla 44: Datos potencia V172

Curva CT V162			
Vel	1.200	1.215	1.250
3.00	0.909	0.9087	0.908
3.50	0.883	0.8824	0.881
4.00	0.854	0.8537	0.853
4.50	0.838	0.8377	0.837
5.00	0.820	0.8200	0.820
5.50	0.814	0.8140	0.814
6.00	0.812	0.8120	0.812
6.50	0.810	0.8100	0.810
7.00	0.808	0.8077	0.807
7.50	0.805	0.8044	0.803
8.00	0.800	0.7997	0.799
8.50	0.794	0.7931	0.791
9.00	0.767	0.7640	0.757
9.50	0.707	0.7034	0.695
10.00	0.642	0.6372	0.626
10.50	0.569	0.5630	0.549
11.00	0.495	0.4884	0.473
11.50	0.424	0.4180	0.404
12.00	0.365	0.3602	0.349
12.50	0.318	0.3138	0.304
13.00	0.279	0.2754	0.267
13.50	0.247	0.2440	0.237
14.00	0.220	0.2173	0.211
14.50	0.197	0.1949	0.190
15.00	0.178	0.1759	0.171
15.50	0.161	0.1592	0.155
16.00	0.147	0.1452	0.141
16.50	0.134	0.1325	0.129
17.00	0.123	0.1215	0.118
17.50	0.113	0.1118	0.109
18.00	0.102	0.1011	0.099
18.50	0.090	0.0894	0.088
19.00	0.080	0.0794	0.078
19.50	0.071	0.0704	0.069
20.00	0.063	0.0624	0.061
20.50	0.056	0.0554	0.054
21.00	0.049	0.0487	0.048
21.50	0.043	0.0427	0.042
22.00	0.038	0.0377	0.037
22.50	0.033	0.0330	0.033
23.00	0.030	0.0297	0.029
23.50	0.026	0.0257	0.025
24.00	0.022	0.0220	0.022

Tabla 45: Coef. empuje V16

Curva potencia V162			
Vel	1.200	1.215	1.250
3.00	30	31.500	35
3.50	145	148.000	155
4.00	284	288.800	300
4.50	455	461.900	478
5.00	660	669.300	691
5.50	907	919.300	948
6.00	1202	1217.900	1255
6.50	1550	1570.400	1618
7.00	1958	1983.200	2042
7.50	2424	2454.900	2527
8.00	2955	2992.200	3079
8.50	3551	3594.500	3696
9.00	4183	4230.400	4341
9.50	4776	4824.000	4936
10.00	5306	5346.800	5442
10.50	5684	5709.800	5770
11.00	5910	5920.200	5944
11.50	5976	5979.300	5987
12.00	5996	5996.900	5999
12.50	6000	6000.000	6000
13.00	6000	6000.000	6000
13.50	6000	6000.000	6000
14.00	6000	6000.000	6000
14.50	6000	6000.000	6000
15.00	6000	6000.000	6000
15.50	6000	6000.000	6000
16.00	6000	6000.000	6000
16.50	6000	6000.000	6000
17.00	6000	6000.000	6000
17.50	6000	6000.000	6000
18.00	5834	5841.200	5858
18.50	5571	5577.600	5593
19.00	5351	5356.400	5369
19.50	5117	5123.600	5139
20.00	4833	4839.300	4854
20.50	4545	4551.000	4565
21.00	4259	4264.700	4278
21.50	3976	3981.100	3993
22.00	3681	3686.400	3699
22.50	3376	3380.500	3391
23.00	3095	3099.200	3109
23.50	2795	2799.200	2809
24.00	2471	2474.900	2484
24.50	30	31.500	35
25.00	145	148.000	155

Tabla 46: Datos potencia V162

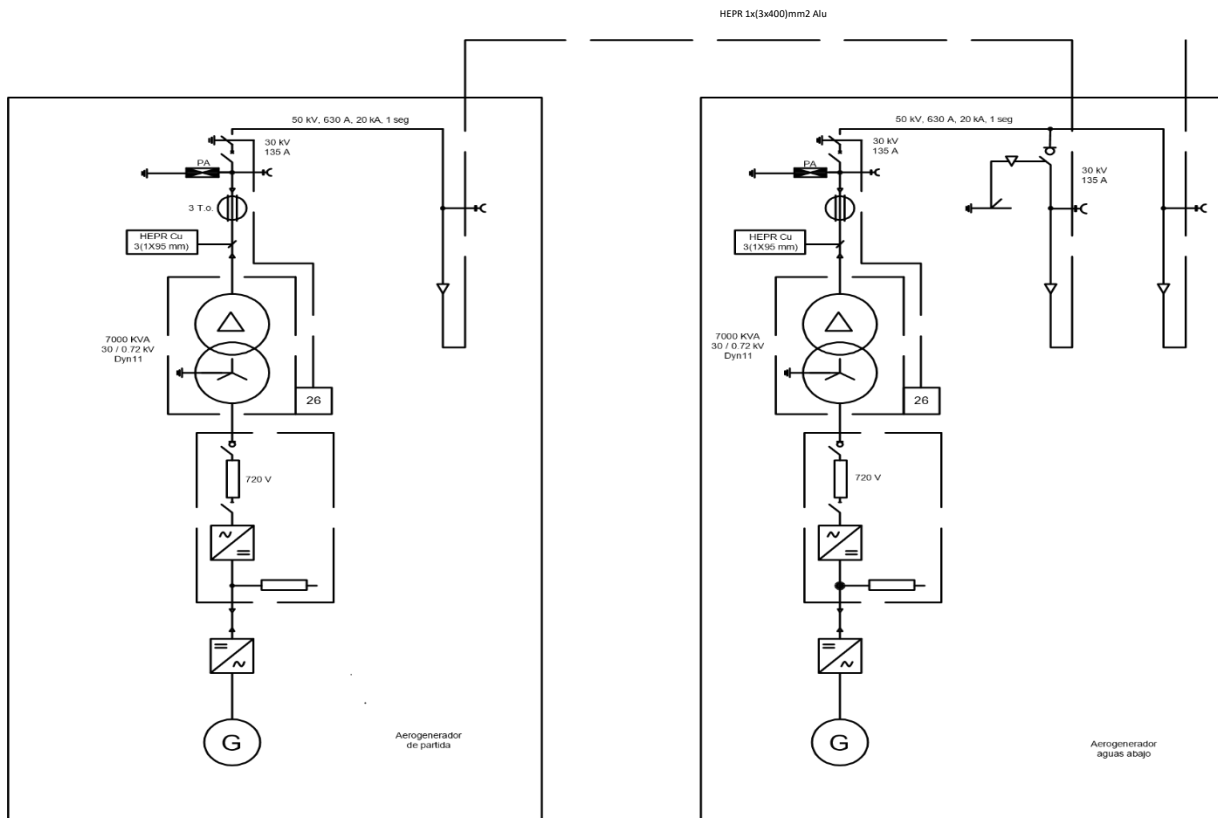
	Curva CT SG170		
Vel	1210	1215	1240
3.00	0.953	0.953	0.953
3.50	0.88	0.88	0.88
4.00	0.847	0.847	0.847
4.50	0.828	0.828	0.828
5.00	0.824	0.824	0.824
5.50	0.828	0.828	0.828
6.00	0.833	0.833	0.833
6.50	0.836	0.836	0.836
7.00	0.837	0.837	0.837
7.50	0.835	0.835	0.835
8.00	0.825	0.825	0.825
8.50	0.803	0.803	0.803
9.00	0.765	0.7647	0.764
9.50	0.711	0.7098	0.707
10.00	0.643	0.6412	0.637
10.50	0.57	0.5673	0.561
11.00	0.498	0.495	0.488
11.50	0.433	0.43	0.423
12.00	0.376	0.373	0.366
12.50	0.328	0.3253	0.319
13.00	0.288	0.2856	0.28
13.50	0.254	0.2522	0.248
14.00	0.226	0.2242	0.22
14.50	0.202	0.2005	0.197
15.00	0.182	0.1805	0.177
15.50	0.164	0.1628	0.16
16.00	0.149	0.1481	0.146
16.50	0.136	0.1351	0.133
17.00	0.125	0.1241	0.122
17.50	0.116	0.1151	0.113
18.00	0.107	0.1064	0.105
18.50	0.1	0.0994	0.098
19.00	0.094	0.0931	0.091
19.50	0.088	0.0874	0.086
20.00	0.083	0.0824	0.081
20.50	0.07	0.0697	0.069
21.00	0.064	0.0637	0.063
21.50	0.059	0.0587	0.058
22.00	0.054	0.0537	0.053
22.50	0.05	0.0497	0.049
23.00	0.046	0.0457	0.045
23.50	0.043	0.0427	0.042
24.00	0.039	0.039	0.039
24.50	0.037	0.0367	0.036
25.00	0.034	0.0337	0.033

Tabla 47: Coef. empuje SG170

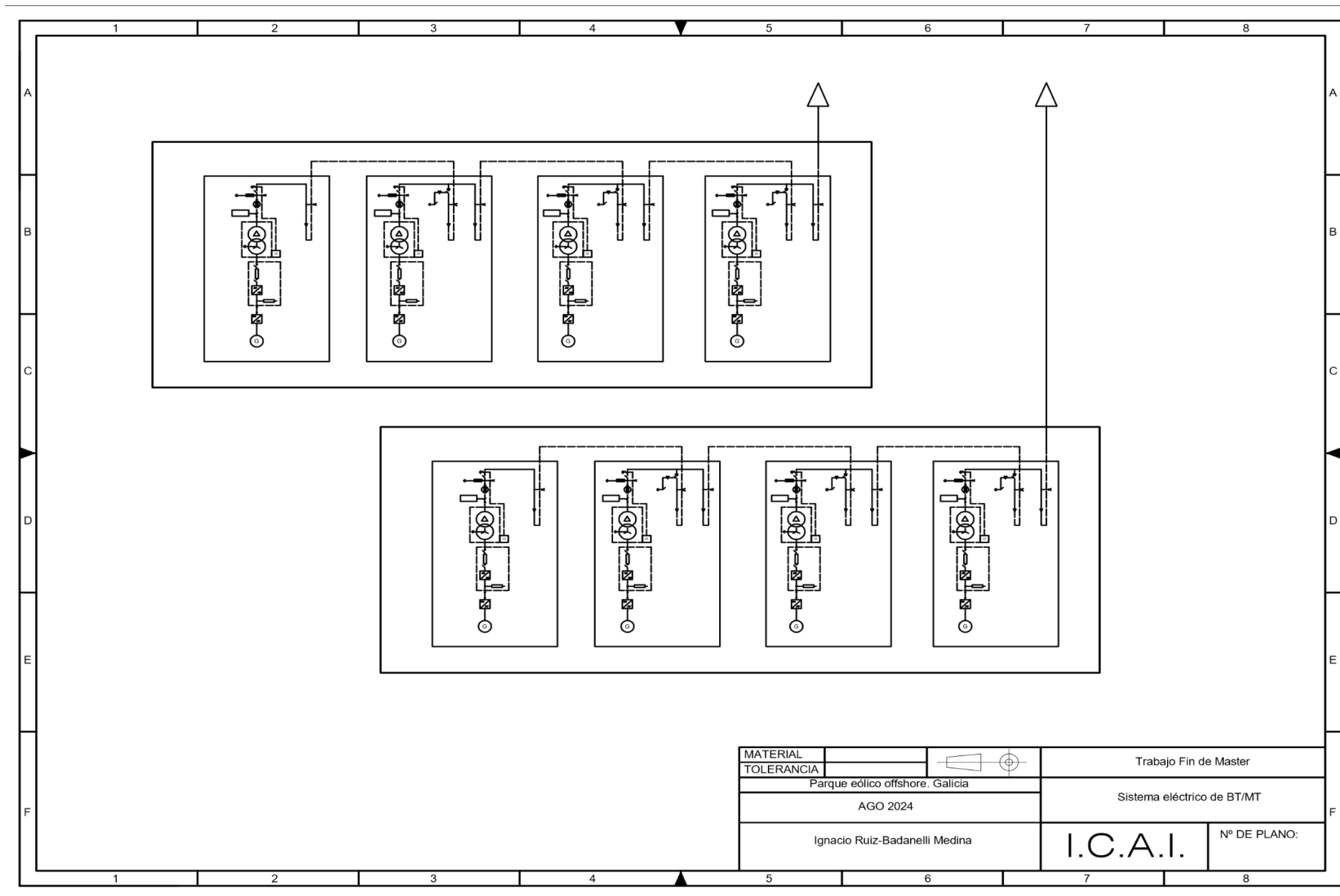
	Curva potencia SG170		
Vel	1210	1215	1240
3.00	88	88.60	90
3.50	175	176.80	181
4.00	323	326.00	333
4.50	515	519.50	530
5.00	749	755.00	769
5.50	1033	1041.10	1060
6.00	1375	1385.80	1411
6.50	1778	1791.80	1824
7.00	2243	2260.40	2301
7.50	2774	2795.00	2844
8.00	3365	3390.20	3449
8.50	3996	4025.40	4094
9.00	4632	4663.80	4738
9.50	5219	5250.50	5324
10.00	5707	5733.70	5796
10.50	6067	6087.10	6134
11.00	6304	6317.50	6349
11.50	6445	6453.10	6472
12.00	6523	6527.50	6538
12.50	6563	6565.40	6571
13.00	6583	6584.20	6587
13.50	6592	6592.60	6594
14.00	6596	6596.30	6597
14.50	6598	6598.30	6599
15.00	6599	6599.00	6599
15.50	6600	6600.00	6600
16.00	6600	6600.00	6600
16.50	6600	6600.00	6600
17.00	6600	6600.00	6600
17.50	6600	6600.00	6600
18.00	6600	6600.00	6600
18.50	6600	6600.00	6600
19.00	6600	6600.00	6600
19.50	6600	6600.00	6600
20.00	6600	6600.00	6600
20.50	6468	6468.00	6468
21.00	6336	6336.00	6336
21.50	6204	6204.00	6204
22.00	6072	6072.00	6072
22.50	5940	5940.00	5940
23.00	5808	5808.00	5808
23.50	5676	5676.00	5676
24.00	5544	5544.00	5544
24.50	5412	5412.00	5412
25.00	5280	5280.00	5280

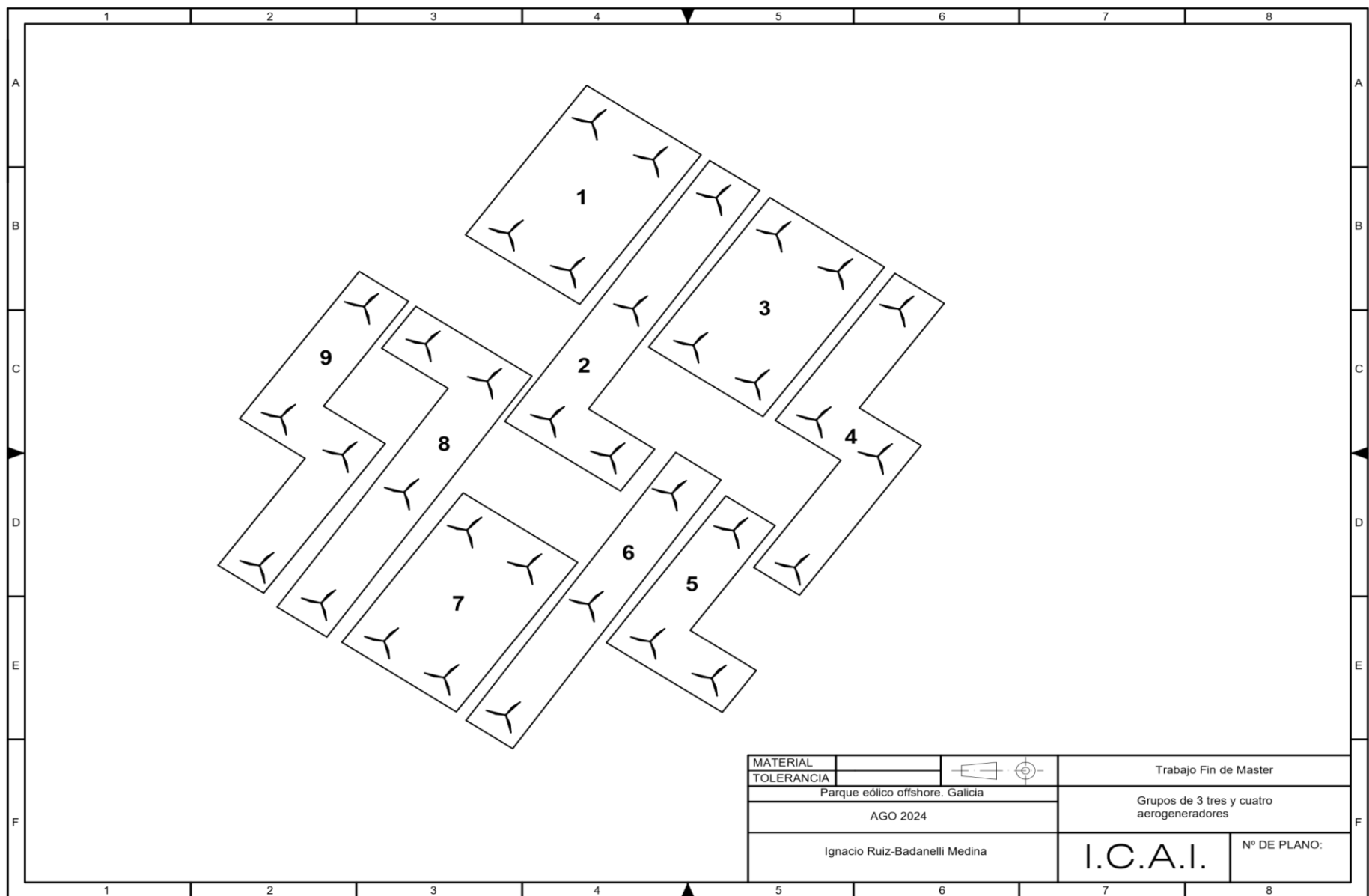
Tabla 48: Datos potencia SG170

Anexo IV. Planos eléctricos y distribución de generadores



MATERIAL		 	Trabajo Fin de Master	
TOLERANCIA			Sistema eléctrico de BT/MT	
Parque eólico offshore. Galicia			AGO 2024	
Ignacio Ruiz-Badanelli Medina			I.C.A.I.	Nº DE PLANO:





Anexo V. Coordenadas de los aerogeneradores

Numero de aerogenerador	V172		V162		SG170	
	X	Y	X	Y	X	Y
1	543773	4840190	542888	4838609	544272	4839535
2	544227	4839502	543333	4837933	544726	4838847
3	544681	4838814	543778	4837257	545171	4838171
4	545135	4838126	544223	4836581	545616	4837495
5	545589	4837438	544668	4835905	546061	4836819
6	546043	4836750	543773	4840190	545213	4841131
7	546497	4836062	544218	4839514	545667	4840443
8	545168	4841098	544663	4838838	546112	4839767
9	545622	4840410	545108	4838162	546557	4839091
10	546076	4839722	545553	4837486	547002	4838415
11	546530	4839034	545998	4836810	547447	4837739
12	546984	4838346	546443	4836134	547892	4837063
13	547438	4837658	546888	4835458	546608	4842039
14	547892	4836970	545103	4841095	547062	4841351
15	546563	4842006	545548	4840419	547507	4840675
16	547017	4841318	545993	4839743	547952	4839999
17	547471	4840630	546438	4839067	548397	4839323
18	547925	4839942	546883	4838391	548842	4838647
19	548379	4839254	547328	4837715	549287	4837971
20	548833	4838566	547773	4837039	549732	4837295
21	549287	4837878	548218	4836363	548457	4842259
22	548866	4841538	546878	4841324	548911	4841571
23	549320	4840850	547323	4840648	549365	4840883
24	549774	4840162	547768	4839972	549819	4840195
25	543286	4837906	548213	4839296	550273	4839507
26	543740	4837218	548658	4838620	550727	4838819
27	544194	4836530	549103	4837944	549852	4843167
28	544648	4835842	549548	4837268	550306	4842479
29	-	-	548208	4842229	550760	4841791
30	-	-	548653	4841553	551214	4841103
31	-	-	549098	4840877	551668	4840415
32	-	-	549543	4840201	-	-
33	-	-	549988	4839525	-	-
34	-	-	550433	4838849	-	-

Tabla 49: Coordenadas UTM de los aerogeneradores propuestos

