



**Universidad
Europea**

**MASTER EN ENERGÍAS
RENOVABLES**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA LA
DESCARBONIZACIÓN DE UNA ACERÍA**

TRABAJO FIN DE MÁSTER
25 DE SEPTIEMBRE DE 2024

Grupo 8:

Ana Margarida Droguete Salsas
Hugo Israel Parra Lombana
Ignacio Calvo Moya
Luis Medina Herrero
Rubén Rodríguez Aparicio

Tutor:

Juan Carlos de Haro Sánchez

Resumen

El presente Trabajo Fin de Máster consiste en un detallado estudio de viabilidad que persigue el ambicioso objetivo de descarbonizar mediante energía eólica marina una de las industrias más contaminantes del planeta: el acero. Este sector representa aproximadamente el 7% de todas las emisiones de gases de efecto invernadero. Para lograr dicha descarbonización, se implantará un parque eólico *offshore* que alimentará unos electrolizadores. De esta manera, el coque, que se emplea como combustible, será sustituido por hidrógeno, siendo este un combustible de 0 emisiones de CO₂. El proyecto está centrado en ArcelorMittal, concretamente en sus altos hornos ubicados en Gijón (España).

El análisis comienza con una evaluación exhaustiva de las zonas cercanas a la costa española y a las instalaciones de ArcelorMittal, buscando áreas sin restricciones y con buen recurso eólico, para asegurar la viabilidad del proyecto. Se considera un régimen de operación de 355 días al año, permitiendo algunos días para paradas forzadas o mantenimientos programados.

Se propone la implantación de un parque eólico marino con una capacidad de 498 MW híbrido con una potencia equivalente de electrolizadores para la producción de hidrógeno verde. Los componentes seleccionados incluyen tecnología puntera, con el uso de aerogeneradores de doble rotor instalados sobre plataformas flotantes debido a las restricciones por la profundidad de la costa española. En cuanto a los electrolizadores, se emplean módulos de 10 MW ubicados en las propias instalaciones de la acería, de forma que se elimina la necesidad de comprimir el hidrógeno para el transporte.

El estudio proporciona datos sólidos sobre la integración de ambas tecnologías y facilita la identificación de áreas clave para futuras investigaciones en la transición energética hacia una producción de acero más sostenible. Inicialmente, el proceso será híbrido, combinando el uso de hidrógeno verde con una reducción progresiva del coque en la producción de acero. Esto permitirá una transición más fluida hacia una mayor descarbonización, reduciendo tanto las emisiones de CO₂ (con una disminución de aproximadamente un 13%), como los costos asociados a la compra de coque, con un ahorro económico estimado de 77.86 M€ al año, representando un 15% respecto al valor actual y facilitando la viabilidad económica del proyecto.

Palabras clave:

Descarbonizar; Hidrógeno verde; Eólica *offshore*; Acero verde; Hibridación

Abstract

The present Master's Thesis consists of a detailed feasibility study aimed at the ambitious goal of decarbonizing one of the most polluting industries on the planet, steel, using offshore wind energy. This sector accounts for approximately 7% of all greenhouse gas emissions. To achieve this decarbonization, an offshore wind farm will be implemented to power electrolyzers. In this way, coke, which is currently used as fuel, will be replaced by hydrogen, a zero-emission CO₂ fuel. The project focuses on ArcelorMittal, specifically its blast furnaces located in Gijón (Spain).

The analysis begins with a thorough assessment of areas near the Spanish coast and the ArcelorMittal facilities, seeking unrestricted zones with good wind resources to ensure the project's viability. An operational regime of 355 days per year is considered, allowing some days for unplanned outages or scheduled maintenance.

The proposal involves the installation of an offshore wind farm with a capacity of 498 MW, hybridized with an equivalent power of electrolyzers for green hydrogen production. The selected components include cutting-edge technology, using dual-rotor wind turbines installed on floating platforms due to the depth restrictions along the Spanish coast. Regarding the electrolyzers, 10 MW modules will be located on-site at the steelworks, eliminating the need to compress hydrogen for transport.

The study provides solid data on the integration of both technologies and facilitates the identification of key areas for future research in the energy transition towards a more sustainable steel production. Initially, the process will be hybrid, combining the use of green hydrogen with a gradual reduction of coke in steel production. This will allow for a smoother transition towards greater decarbonization, reducing both CO₂ emissions (with an approximate decrease of 13%) and the costs associated with purchasing coke, with an estimated economic saving of €77.86 million per year, representing a 15% reduction in current costs and facilitating the project's economic viability.

Keywords:

Decarbonize; Green hydrogen; Offshore wind; Green steel; Hybridization

Lista de símbolos y abreviaturas

AC – Corriente Alterna

AEC – *Alkaline Electrolysis Cell*, en inglés o Pilas Electrolíticas Alcalinas

BOF – *Balance of Plant*

CapEx – Capital Expenditure, en inglés o Gastos de Capital

CD – Corriente Continua

CIER – *Chlorine Evolution Reaction*, en inglés o Reacción de Evolución de Cloro

DAFO – Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades

DNV – Det Norske Veritas

DRI – *Direct Reduced Iron*, en inglés o Hierro Reducido Directamente

EAF – *Electric Arc Furnace*, en inglés o Horno de Arco Eléctrico

EIA – Evaluación de Impacto Ambiental

FOWT – *Floating Offshore Wind Turbine*, en inglés o Turbina Eólica Marina Flutuante

GE – *General Electric*

GEI – Gases de Efecto Invernadero

GWEC – *Global Wind Energy Council*, en inglés o Consejo Global de Energía Eólica

HER – Reacción de Evolución de Hidrógeno

IEA – *International Energy Agency*, en inglés o Agencia Internacional de Energía

INE – Instituto Nacional de Estadística

IoT – *Internet of Things*, en inglés o Internet de las Cosas

IRENA – *International Renewable Energy Agency*, en inglés o Agencia Internacional de Energías Renovables

ISO – *International Organization for Standardization*, en inglés u Organización Internacional de Normalización

LCoE – *Levelized Cost of Energy*, en inglés o Costo Nivelado de Energía

O&M – Operación y Mantenimiento

OpEx – *Operational Expenditure*, en inglés o Gastos operacionales

PEM – *Polymer Electrolyte Membrane*, en inglés o Membranas de Intercambio Protónico

PHD – Perforación Horizontal Dirigida

POEM – Planes de Ordenación del Espacio Marítimo

REO – Reacción de Evolución de Oxígeno

ROV – *Remotely Operated Vehicle*, en inglés o Vehículo Operado Remotamente

SI – Sistema Internacional de Unidades

SOEC – *Solid Oxide Electrolysis Cell*, en inglés o Celda de Electrolizador de Óxido Sólido

Spar – *Single Point Anchor Reservoir*

TIR – Tasa Interna de Retorno

TDS – Sólidos Disueltos Totales

TLP – *Tensión-Leg Platform*

UAV – *Unmanned Aerial Vehicle*, en inglés o Vehículo Aéreo no Tripulado

VAN – Valor Actual Neto

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	7
2	OBJETIVOS GENERALES Y PARTICULARES	9
2.1	Alcance	9
2.2	Hipótesis de trabajo	10
2.3	Metodología	11
3	ANÁLISIS DEL EMPLAZAMIENTO	12
3.1	Ubicación Arcelor	12
3.2	Restricciones ambientales	14
3.3	Estudio de impacto ambiental y paisajístico	16
3.4	Ubicación parque eólico marino	19
4	DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO MARINO	22
4.1	Análisis energético del emplazamiento	22
4.2	Datos de partida	24
4.3	Selección del aerogenerador	27
4.3.1	Plataforma	28
4.4	Producción eólica	30
4.4.1	Conexión eléctrico	34
5	PRODUCCIÓN DEL HIDRÓGENO	41
5.1	Electrolizador	41
6	PRODUCCIÓN DE ACERO	43
7	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN	46
8	EVALUACIÓN ECONÓMICA	50
8.1	Estimación del presupuesto	50
8.2	Análisis de rentabilidad de la inversión	53
9	CONCLUSIONES	54
9.1	Resultados	54
9.2	Comparación entre hipótesis y resultados	54
9.3	Futuras líneas de investigación/ líneas abiertas con el trabajo	56
10	CONCLUSIONS	57
10.1	Results	57
10.2	Comparison Between Hypotheses and Results	57
10.3	Future Research Lines/Open Lines with the Work	59

11	BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS	60
----	----------------------------------	----

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Producción mundial de acero	7
Ilustración 2: Metodología seguida.....	11
Ilustración 3: Ubicación ArcelorMittal en España	12
Ilustración 4: Ubicación ArcelorMittal en Asturias.....	13
Ilustración 5: Ubicación ArcelorMittal en Gijón	13
Ilustración 6: Visor de información geográfica marina [8]	15
Ilustración 7: Zonas identificadas por los POEM	16
Ilustración 8: Zona inicial seleccionada para el estudio eólico	20
Ilustración 9: Zona inicial de estudio con profundidades del lecho marino	21
Ilustración 10: Zona final de estudio eólico tras aplicar restricciones de profundidad.....	21
Ilustración 11: Análisis de velocidad media del viento en la zona inicial	23
Ilustración 12: Rosa de frecuencias	23
Ilustración 13: Rosa de energías	24
Ilustración 14: Probabilidad del viento a diferentes velocidades.	24
Ilustración 15: Toneladas de CO ₂ producidas por tonelada de acero (2021-2023)	25
Ilustración 16: Funcionamiento a sotavento de las dos turbinas de la plataforma Nezy ² [24]. ...	29
Ilustración 17: Explicaciones técnicas de importantes partes mecánicas [24].	29
Ilustración 18: Energía anual disponible en la zona de estudio	30
Ilustración 19: Distribución final de los aerogeneradores.	31
Ilustración 20: Aerogeneradores situados en la zona de estudio	32
Ilustración 21: Potencia del aerogenerador y probabilidad de viento frente a velocidad del viento.	32
Ilustración 22: Conexiones entre aerogeneradores y el centro de transformación	34
Ilustración 23: Posibles configuraciones de la PDH (Perforación Horizontal Dirigida)	35
Ilustración 24: Esquema unifilar del conjunto de los aerogeneradores hasta los electrolizadores y desalinizador	39
Ilustración 25: Inspección Methods of FOWTs [30].	46
Ilustración 26: Ejemplo de sistema de monitoreo.....	47
Ilustración 27: Célula de monitoreo de voltaje adaptable en lectrolizadores [31].....	49

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Matriz Leopold - Elaboración propia	18
Tabla 2: Principales normas de energía eólica flotante	19
Tabla 3: Coordenadas de la ubicación del parque eólico.....	20
Tabla 4: Datos referentes a la producción de acero de ArcelorMittal	26
Tabla 5: Resumen de las características principales de los aerogeneradores estudiados	27
Tabla 6: Aerogeneradores con sus coordenadas y la energía que producirán según Global Wind Atlas	33
Tabla 7: Cálculos del cableado I.....	37
Tabla 8: Cálculos del cableado II	38
Tabla 9: Celdas de tensión por tramo	40
Tabla 10: Modelos de electrolizadores estudiados	41
Tabla 11: Características principales electrolizador Modular Hydrogen Platform (MHP)	42
Tabla 12: Parámetros de diseño de la instalación	43
Tabla 13: Tabla de masas molares	43
Tabla 14: Costes de emisiones de CO ₂	45
Tabla 15: Análisis D.A.F.O.	50
Tabla 16: CapEx y OpEx de la instalación	52
Tabla 17: Resumen de los parámetros más relevantes del proyecto.....	54
Table 18 Summary of the most relevant parameters of the project	57

1 INTRODUCCIÓN

El cambio climático es uno de los mayores desafíos globales de nuestro tiempo y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) son uno de sus principales motores. La acumulación de estos gases en la atmósfera, como el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4) y el óxido nitroso (N_2O), ha llevado a un aumento significativo de las temperaturas globales, alteraciones en los patrones climáticos y fenómenos meteorológicos extremos.

En consecuencia, diferentes organismos como las Naciones Unidas en el Protocolo de Kioto o el Acuerdo de París, así como la Unión Europea, están desarrollando políticas orientadas a la reducción de estas emisiones con el objetivo de lograr reducciones significativas tomando como base de cálculo el año 1990. Más concretamente, la Unión Europea, entre ellos España, ha asumido como objetivo una reducción del 55% de las emisiones netas (emisiones una vez deducidas las absorciones) [1].

De acuerdo con la Asociación Mundial del Acero (World Steel Association), la huella de carbono de la producción de acero a nivel mundial asciende a 1.91 toneladas de CO_2 por cada tonelada de acero producida [2]. De acuerdo con este mismo organismo, la producción mundial anual de acero en 2023 ascendió a 1 892 millones de toneladas [3], Ilustración 1, lo que supone unas emisiones de 3 614 millones de toneladas de CO_2 , prácticamente el 10% de las emisiones globales [4].

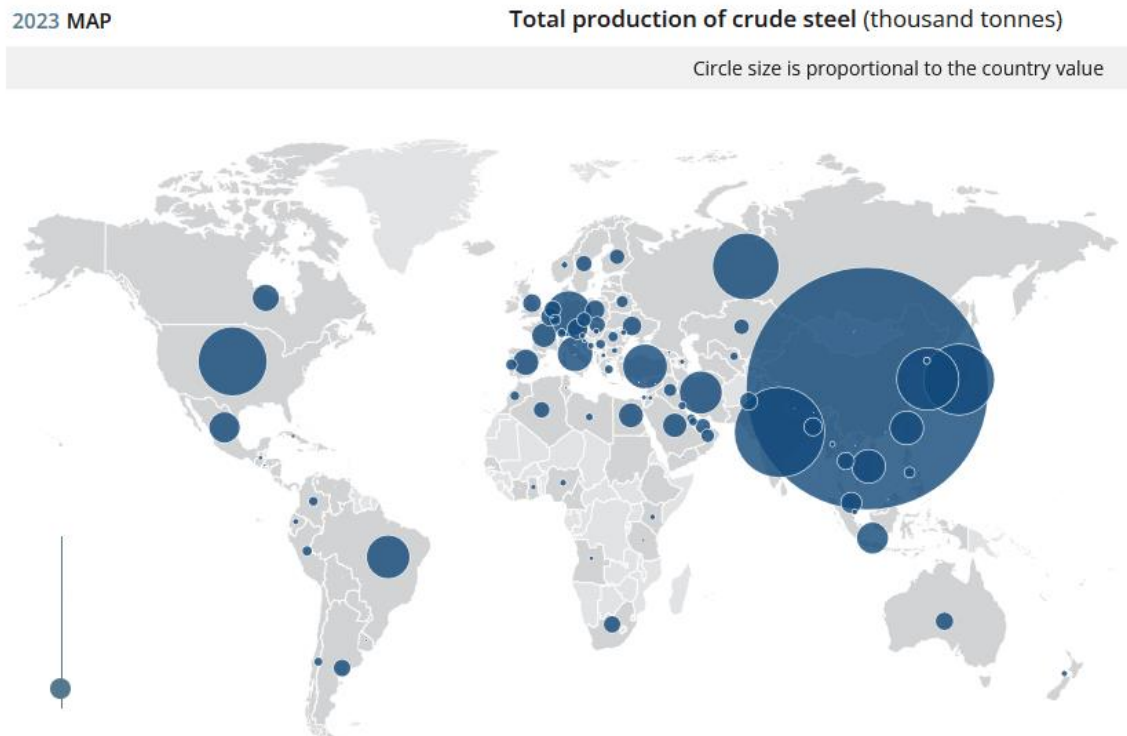


Ilustración 1: Producción mundial de acero

Por su parte, España produce un total de 11.44 millones de toneladas de acero, con unas emisiones promedio de 21.84 millones de toneladas de CO₂. Según el INE (Instituto Nacional de Estadística), las emisiones de CO₂ en España en 2023 fueron de 247 millones de toneladas, por lo que la producción de acero representa el 8.8% del total de las emisiones de nuestro país [5].

Todo ello deja clara la especial relevancia de la industria acerera de cara a cumplir con los diferentes objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a las cuales se están comprometiendo gran parte de los países más desarrollados.

En cuanto a ArcelorMittal, la empresa seleccionada en este proyecto se trata de la mayor compañía siderúrgica a nivel mundial. En España cuenta con 11 plantas industriales, aunque los altos hornos únicamente se encuentran en Gijón, los cuales producen un total de 4.5 millones de toneladas de acero anualmente [6]. Gijón ha sido la ubicación seleccionada para este proyecto por su proximidad al mar, posibilitando la implantación de un sistema de producción de hidrógeno verde para emplearlo como combustible y reducir así las emisiones de CO₂.

2 OBJETIVOS GENERALES Y PARTICULARES

El objetivo principal de este Trabajo Fin de Máster es desarrollar un parque eólico *offshore* flotante que genere energía renovable para producir hidrógeno verde, transformando el proceso de producción de acero en ArcelorMittal hacia un modelo más sostenible. Para lograrlo, se establecen los siguientes objetivos particulares:

- **Selección de la ubicación óptima:** identificar un sitio en alta mar para el parque eólico sin restricciones y con condiciones de viento favorables, de manera a maximizar la eficiencia de producción y entrega de hidrógeno y minimizar los costos logísticos;
- **Implementación de un sistema sostenible:** desarrollar un proyecto que integre el uso de hidrógeno verde, reduciendo la dependencia del coque y facilitando una transición gradual hacia procesos de producción más sostenibles;
- **Evaluación económica:** analizar el impacto financiero de la sustitución parcial del coque por hidrógeno verde, considerando las proyecciones de aumento en los precios del CO₂ y las potenciales economías a largo plazo.
- **Reducción de emisiones de CO₂:** contribuir significativamente a la disminución de las emisiones durante la producción de acero, alineándose con los objetivos climáticos globales, incluyendo el Acuerdo de París, el Pacto Verde Europeo y el paquete "Objetivo 55", que busca reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 55% para 2030 y apoyar la transición hacia una Europa climáticamente neutra para 2050;
- **Fomento de la energía eólica *offshore* y la transición energética:** asegurar que las conclusiones del proyecto orienten futuros pasos para garantizar un suministro ininterrumpido de energía limpia y sostenible.

2.1 Alcance

Este proyecto tiene como objetivo transformar el proceso de producción de acero en ArcelorMittal para garantizar la autosuficiencia energética y avanzar en la descarbonización. La elección de ArcelorMittal se fundamenta en el hecho de que es un líder en la producción de acero y este es uno de los materiales más contaminantes del mundo. Las crecientes restricciones ambientales y los costos asociados a las emisiones de gases de efecto invernadero están impulsando a las empresas a modificar sus procesos.

Por otro lado, este emplazamiento en el Mar Cantábrico permite aprovechar áreas cercanas sin restricciones de acuerdo con los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM), para la instalación de infraestructuras en alta mar, beneficiándose de vientos elevados y constantes. Además, la cercanía al puerto de Gijón no solo simplifica la fase inicial de montaje del parque eólico, sino que también favorece la logística de las operaciones y mantenimiento periódicas.

Después, la proximidad a la siderurgia permite un flujo continuo de hidrógeno desde los electrolizadores instalados en la empresa, evitando la necesidad de costosos tanques de

almacenamiento, así como el consumo de energía para atender a las restricciones asociadas al almacenamiento de hidrógeno. Así, este proyecto representa un paso crucial hacia un desarrollo sostenible y la promoción de prácticas respetuosas con el medio ambiente.

2.2 Hipótesis de trabajo

En el desarrollo del proyecto de parque eólico *offshore* flotante para la producción de hidrógeno verde, se establecen las siguientes hipótesis de trabajo para orientar el análisis y la ejecución del estudio:

- Viabilidad técnica y económica: Se asume que el parque eólico *offshore* flotante será una solución implementada por ArcelorMittal que resultará técnicamente viable y económicamente competitiva para la generación de hidrógeno verde, dadas las condiciones específicas del sitio y las tecnologías disponibles. Esta hipótesis se fundamenta en la capacidad técnica de los aerogeneradores flotantes elegidos y los sistemas de producción de hidrógeno, así como en estudios de mercado y evaluaciones de costos.
- Eficiencia en la producción de hidrógeno: La energía generada por el parque eólico permitirá la producción de hidrógeno verde reduciendo significativamente las emisiones de CO₂ en la fabricación de acero en ArcelorMittal. No obstante, debido a limitaciones logísticas y espaciales, no será posible sustituir la totalidad del coque. Así, este estudio evaluará la cantidad de hidrógeno que se puede generar para reemplazar una parte significativa del coque, logrando así, en una primera fase, una notable reducción en las emisiones de CO₂ y demostrando el impacto positivo del hidrógeno verde en el proceso de producción de acero y consecuentemente su ahorro económico.
- Impacto ambiental: El impacto ambiental del parque eólico será minimizado al máximo mediante la implementación de tecnologías de monitoreo continuo (predictivo y preventivo) que protejan la fauna marina y aérea, así como la flora para asegurar la aceptación del proyecto por la comunidad local. Además, los aerogeneradores se distanciarán unos de otros lo suficiente para permitir el paso de rutas marítimas y de aves migratorias. El estudio incluirá medidas para proteger la vida marina y las aves, así como estrategias para producir un impacto positivo sobre la vida de las comunidades cercanas.
- Escalabilidad del proyecto: El proyecto será escalable para futuras expansiones basadas en su rendimiento inicial y en los avances tecnológicos. Se evaluará la viabilidad técnica y logística para ampliar la infraestructura y aumentar la producción de energía e hidrógeno, considerando que en esta fase solo se ha utilizado una parte del área planificada sin restricciones del Plan de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM).

2.3 Metodología

En este apartado se presentará la metodología utilizada para analizar, diseñar y evaluar la viabilidad técnica y económica del sistema basado en la producción de hidrógeno verde mediante energía eólica *offshore*. Se ha recopilado información de la literatura para evaluar la viabilidad del proyecto, identificando tanto las necesidades actuales como las futuras, como determinando la mejor ubicación para la instalación del parque. Las principales etapas consideradas en la metodología de este proyecto están representadas en el esquema de la Ilustración 2.

1 – Análisis Inicial:	Identificación de los requisitos y objetivos
	Determinación de la demanda energética de coque de la planta
2 – Planificación del Proyecto:	Evaluación del sitio, viabilidad técnica e impacto ambiental
	Determinación número de aerogeneradores y su ubicación (respetando las normas de distanciamiento para prevenir el efecto estela)
	Levantamiento y análisis de las tecnologías disponibles para la electrólisis y la selección de la más adecuada
3 – Diseño del Sistema:	Desarrollo del diseño y especificaciones
	Estimación de la demanda de hidrógeno para satisfacer la demanda energética
	Estimación de la demanda de agua necesaria para la producción de H ₂
	Análisis de equipos y tecnologías recientes en el mercado
	Selección de los equipos de acuerdo con las necesidades y características del proyecto
4 – Cálculos Energéticos:	Determinación de la capacidad total de los aerogeneradores instalados
	Determinación de la producción anual de energía basada en la capacidad nominal y el factor de capacidad
	Determinación de la energía requerida por el electrolizador para satisfacer la demanda de hidrógeno
	Determinación de la energía requerida por el desalinizador para satisfacer la demanda de agua
	Determinación la cantidad de emisiones de CO ₂ evitadas mediante el uso de energía eólica en lugar de combustibles fósiles (coque)

Ilustración 2: Metodología seguida

3 ANÁLISIS DEL EMPLAZAMIENTO

El proyecto se desarrollará en dos emplazamientos: la acería ArcelorMittal; donde se ubicará la parte del proyecto correspondiente a la producción, transporte y consumo de hidrógeno, y el Mar Cantábrico; donde se ubicará el parque eólico marino para la producción de la energía eléctrica necesaria.

3.1 Ubicación Arcelor

Arcelor cuenta con hasta 11 plantas industriales en España. La planta para la que se ha propuesto la implantación del proyecto será la ubicada en Gijón, en la provincia de Asturias.



Ilustración 3: Ubicación ArcelorMittal en España



Ilustración 4: Ubicación ArcelorMittal en Asturias



Ilustración 5: Ubicación ArcelorMittal en Gijón

3.2 Restricciones ambientales

De acuerdo con la Hoja de Ruta Eólica Marina y Energías del Mar en España [7], España cuenta con un 12% de la superficie marina protegida, mientras que, en línea con la Coalición de Alta Ambición y la Alianza Global de los Océanos a las que pertenece, en 2030 se habrá alcanzado el 30%.

El litoral español es una zona especialmente relevante. En términos sociales, acoge a un tercio de la población del país; en términos económicos, su atractivo turístico es uno de los principales motores económicos y, en términos medioambientales, se debe garantizar la protección de los ecosistemas marinos. Por tanto, el proyecto debe garantizar que su impacto negativo sobre estos aspectos se vea compensado por los diferentes beneficios que aporta el uso de fuentes de energías renovables que sustituyan a los combustibles fósiles.

La selección del emplazamiento se debe realizar teniendo en cuenta todas las áreas de afección medioambiental determinantes para un proyecto de energía eólica marina, incluidos los efectos en la vida marina, aves migratorias y ecosistemas costeros, a saber:

- Humedales Ramsar;
- Red Natura 2000;
- Red OSPAR de Áreas Marinas Protegidas;
- Reserva de la Biosfera (MaB);
- Zonas especialmente protegidas de importancia para el Mediterráneo (ZEPIM);
- Espacios naturales protegidos (ENP);
- Red de Áreas Marinas Protegidas de España (RAMPE);
- Zonas de uso para la Defensa Nacional y de ejercicios del Ejército;
- Reservas marinas;
- Zonas de protección pesquera;
- Plataformas de petróleo, gas, gasoductos.

A través de la plataforma disponible online "Visor de Información Geográfica Marina" (Ilustración 6) del Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible, se han verificado todas las limitaciones anteriormente mencionadas y representadas en las figuras siguientes. En particular, en amarillo y rojo se destacan las zonas con restricciones y prohibiciones para la ubicación de instalaciones eólicas marinas teniendo en cuenta la biodiversidad marina.

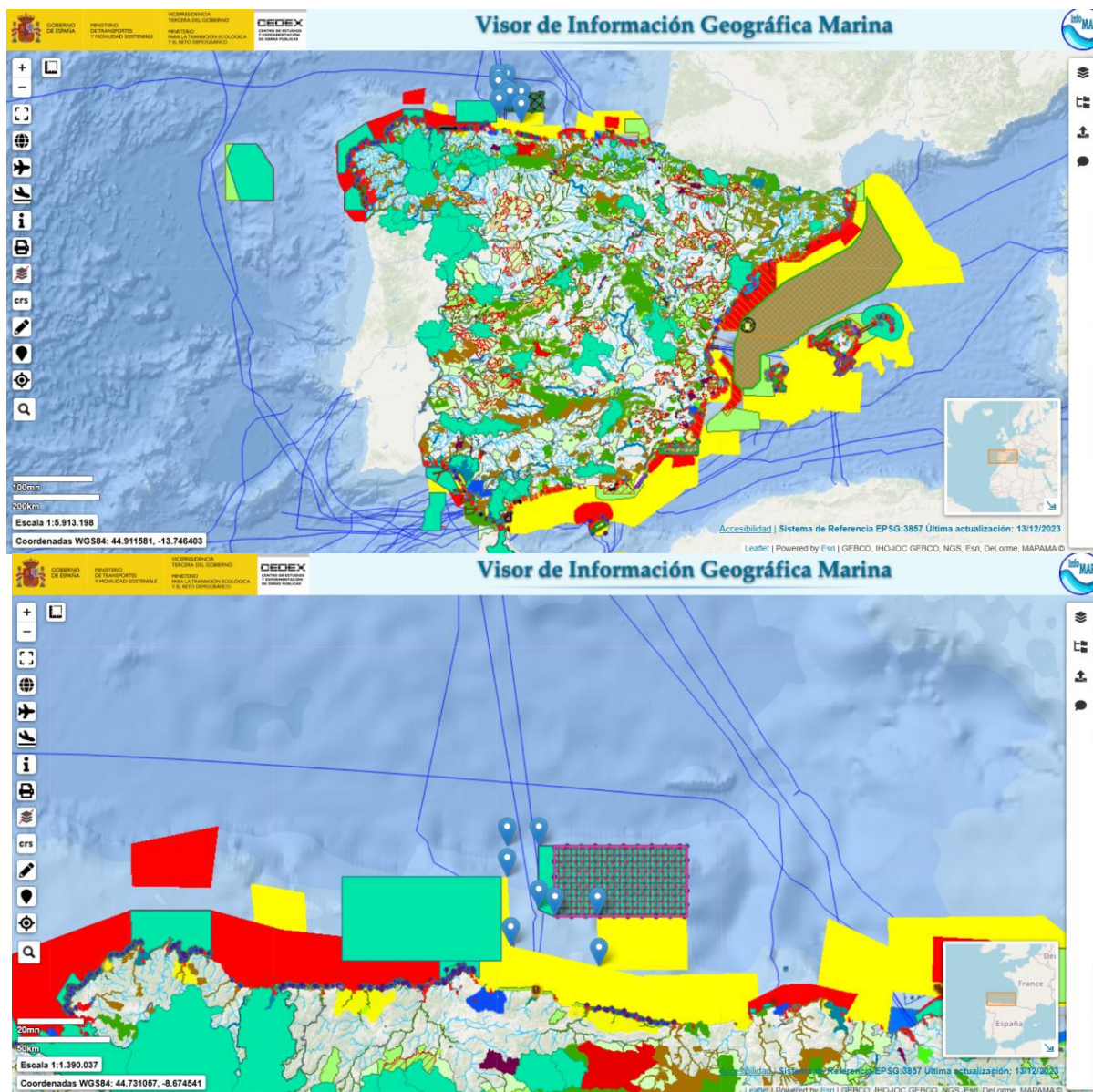


Ilustración 6: Visor de información geográfica marina [8]

A pesar de estar ubicados lejos de la costa, los parques eólicos *offshore* flotantes pueden afectar hábitats y especies protegidas, así como zonas restringidas para actividades como la pesca y la navegación. En España, el Real Decreto 363/2017 establece un marco para la ordenación del espacio marítimo, determinando zonas de uso prioritario y alto potencial. Los POEM coordinan estas regulaciones sin sustituir los procesos de autorización o las evaluaciones de impacto ambiental específicas para cada proyecto.

Las zonas identificadas por los POEM (Ilustración 7) donde las cinco demarcaciones marinas son:

1. Noratlántica
2. Levantino-balear
3. Estrecho y Alborán
4. Sudatlántica
5. Canaria

En el caso de la ubicación elegida para el parque eólico marino se encuentra en una de las demarcaciones marinas, específicamente en la región Noratlántica.



Ilustración 7: Zonas identificadas por los POEM

3.3 Estudio de impacto ambiental y paisajístico

Principales impactos ambientales a tener en cuenta [9–11]:

- Efectos sobre la avifauna: mortalidad por colisión, perturbación sobre rutas migratorias y la posible afección sobre la disponibilidad de presas.
- Afección al fondo marino: en caso de emplear estructuras fijas, las excavaciones necesarias afectarían significativamente a las comunidades bentónicas (organismos que habitan en el fondo marino, como las estrellas de mar o los corales). Si, por el contrario, se utilizan estructuras flotantes, su impacto sobre el fondo marino se ve prácticamente eliminado.
- Afección sobre el agua marina: durante la fase de construcción, el tráfico de embarcaciones aumenta considerablemente en la zona, lo que aumenta el riesgo de vertidos contaminantes. Durante la fase de explotación, este riesgo se reduce, pero sin llegar a eliminarse en ningún momento del proyecto.
- Contaminación acústica y vibraciones: durante la fase de explotación, el propio funcionamiento del aerogenerador produce perturbaciones sonoras en el entorno, del mismo modo que las vibraciones de la estructura se transmiten al agua. Estas vibraciones y el ruido pueden afectar a la comunicación de mamíferos marinos.
- Radiación electromagnética: el tendido de cables eléctricos sobre el lecho marino introduce radiación electromagnética que puede afectar a la vida marina del entorno.

Aun siguiendo todas las restricciones establecidas según los POEM, se ha recogido una serie de especies con las que se tendrá especial cuidado y se tomarán medidas cautelares en caso de que estas se vean afectadas durante la construcción u operación del parque. Estas especies se han dividido en dos grupos: fauna marina de Asturias y aves marinas de Asturias.

Respecto a la fauna marina, esta se considera menos afectada. Una vez acabada la fase de construcción solo se acudiría a las plataformas de los aerogeneradores para labores de mantenimiento, considerándose así un ámbito de afección mínima. Se pondrá especial cuidado a la hora de realizar los anclajes de las plataformas. Entre las especies que se pueden ver afectadas destacan las siguientes: tiburón peregrino (*Cetorhinus maximus*), tortuga boba (*Caretta caretta*) o la ballena franca septentrional (*Eubalaena glacialis*) [12].

En cuanto a las aves marinas de Asturias [13], destacan multitud de especies de gaviotas, págalos y paiños entre otros. Se pone especial atención en las aves migratorias e invernantes [14], ya que estas acciones hacen que las especies tengan que desplazarse, pudiéndose ver más afectadas por el parque eólico. Entre las especies migrantes destacan las anátidas, pardelas de varias especies y, en especial, el alcatraz atlántico (*Morus bassanus*) ejemplar del que entre el 20 y 21 de octubre de 2021 se registraron más de 2500 ejemplares en la zona. En cuanto a las aves invernantes destacan: Bisbitas pratenses (*Anthus pratensis*), lavanderas enlutadas (*Motacilla alba yallerrii*), espátulas comunes (*Platalea leucorodia*), petirrojos europeos (*Erithacus rubecula*).

En caso de detectarse problemas con estas especies durante la fase de operación del parque, se baraja la posibilidad de instalar dispositivos de detección de aves que permitan frenar los aerogeneradores, evitando así que las especies se vean afectadas por el parque eólico marina. Como impacto ambiental positivo, el desarrollo e implementación de un proyecto de eólica marina permite una mayor comprensión del impacto de esta tecnología sobre el ecosistema y ofrece una mejor comprensión y seguimiento del medio marino y su evolución.

Si nos referimos más específicamente a la eólica marina con plataforma flotante, existen una serie de impactos ambientales característicos, más allá de los ya mencionados previamente. Estos están principalmente relacionados con los amarres existentes entre las diferentes plataformas flotantes, amarres mucho más superficiales que pueden provocar el enredo de especies marinas o restos de la actividad humana.

Por último, se analiza el impacto visual de un parque eólico marino, como aspecto que podría afectar al atractivo turístico y paisajístico de la zona. De acuerdo con un estudio llevado a cabo por el Argonne National Laboratory [15], una instalación eólica marina ubicada a una distancia de 16 km de la costa deja de ser un elemento llamativo a los ojos del observador, mientras que a una distancia de 29 km la instalación es apenas perceptible para un observador casual. En condiciones atmosféricas favorables, el parque eólico llega a ser visible hasta a distancias de 44 km de la costa. El número de aerogeneradores también se considera relevante en el impacto visual, siendo menor cuanto menor sea el número de aerogeneradores.

La Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) es un procedimiento que busca identificar y evaluar los posibles efectos de proyectos, planes o programas sobre el entorno físico, químico, biológico, cultural y socioeconómico. Se requiere una evaluación detallada para entender y mitigar los impactos ambientales y sociales. La matriz de Leopold, a continuación, se presenta como una herramienta clave para evaluar y categorizar los impactos potenciales, priorizar las medidas de mitigación y facilitar la comunicación de los resultados. Cada celda de la matriz muestra la magnitud (M) y la intensidad (I) del impacto con una evaluación que varía entre ± 10 . Las celdas positivas o negativas indican si el impacto es beneficioso o perjudicial, respectivamente, mientras que las cifras reflejan la magnitud e intensidad relativa de esos impactos.

Tabla 1: Matriz Leopold - Elaboración propia

	Instalación de turbinas eólicas	Construcción de la planta	Operación y mantenimiento	Transporte de hidrógeno	Decomiso de infraestructuras	Impacto
Ecosistemas marinos	M: -2, I: 5	M: -3, I: 5	M: 0, I: 1	M: -1, I: 2	M: -2, I: 1	-29
Calidad del agua	M: -1, I: 1	M: -3, I: 5	M: -1, I: 2	M: 0, I: 1	M: -1, I: 1	-19
Fauna marina	M: -2, I: 5	M: -4, I: 6	M: -2, I: 4	M: -1, I: 2	M: 1, I: 2	-42
Paisaje	M: -1, I: 1	M: -1, I: 3	M: 0, I: 1	M: 1, I: 2	M: 0, I: 2	-2
Emisiones acústicas	M: -2, I: 6	M: -2, I: 2	M: -1, I: 4	M: -1, I: 3	M: -2, I: 2	-27
Empleo	M:8,I:4	M:10,I:5	M:5,I:5	M:2,I:5	M:10,I:6	177
Impacto	-2	-11	11	5	55	58

El proyecto de energía eólica *offshore* y producción de hidrógeno verde en el Mar Cantábrico puede causar impactos variados. La contaminación química y los escombros flotantes tienen baja intensidad y significancia debido al control adecuado y la gestión de residuos. Las alteraciones en el fondo marino, la presencia física de estructuras y el ruido de las turbinas tienen impactos moderado a alto, afectando el ambiente marino y el uso del espacio. El movimiento de embarcaciones y la actividad para mantenimiento también tienen impactos moderados. La alteración del paisaje es visible, pero moderada, mientras que la creación de empleos y oportunidades locales representa un impacto positivo significativo. Globalmente, se verifica que el impacto es positivo.

Normas y requisitos técnicos [16]: Para la construcción de parques eólicos flotantes, es esencial conocer las normas y regulaciones aplicables, tanto internacionales como locales. Estas normas detallan los componentes y actividades necesarios para desarrollar turbinas eólicas flotantes *offshore*. La IEC (*International Electrotechnical Commission*) establece las normas principales, incluyendo la Especificación Técnica IEC 61400-3-2 que, aunque concisa se basa en normas IEC e ISO y también integra recomendaciones del API (*American Petroleum Institute*) sobre diseño y mantenimiento.

La tecnología eólica flotante aún está en desarrollo, lo que limita la experiencia disponible. Por ejemplo, la turbina flotante más antigua, la Hywind Demo, lleva solo 12 años operando, menos de la mitad de la vida útil esperada para un parque eólico *offshore*. Esto evidencia que algunos aspectos del diseño no están completamente cubiertos por las normas actuales, aunque estas lagunas se resolverán con el tiempo y la evolución tecnológica. A continuación, en la Tabla 2, se presentan las principales normas para la energía eólica flotante *offshore*, organizadas por área.

Tabla 2: Principales normas de energía eólica flotante

IEC TS 61400-3-2				
General	IEC 61400-1 IEC 61400-3-1			Corrosion Protection and Control System IEC 61400-1 (CS) IEC 61400-3-1 (CS) ISO 19904-1 (CP) ISO 12944-9 (CP)
Environmental and Soil Conditions	IEC 61400-1 IEC 61400-3-1 ISO 19900 ISO 19901-1	ISO 19901-4 ISO 19904-1 ISO 19906 API RP 2FPS		Stability IMO res. MSC.267(85)
Materials and Construction	ISO 19901-7 ISO 19905-1			Fatigue Limit State IEC 61400-1 IEC 61400-3-1 ISO 19904-1
Safety Levels and Safety Concepts	IEC 61400-3-1 ISO 19904-1			Ultimate Limit State IEC 61400-3-1 ISO 19904-1
Design Methods and Loads	IEC 61400-1 IEC 61400-3-1 ISO 2394 ISO 19900	ISO 19901-2 ISO 19901-4 ISO 19901-7 ISO 19904-1	ISO 19906 API RP 2FPS API RP 2T ITTC Guid. 7.5-02-07-3.8	Transport and Installation IEC 61400-3-1 ISO 19904-6
Stationkeeping System and Anchor	ISO 1901-4 ISO 19901-7 ISO 19904-1 APR RP 2T			Commissioning, Surveys and O&M IEC 61400-3-1 ISO 19901-6 ISO 19904-1
Mechanical and Electrical Equipment	IEC 61400-1 IEC 61400-3-1			Serviceability and Accidental Limit State ISO 19904-1
Wind Turbine	IEC 61400-1			

3.4 Ubicación parque eólico marino

Tras realizar el análisis de las distintas restricciones que afectan al aprovechamiento eólico marino en la zona costera de la provincia de Asturias, se ha seleccionado un primer emplazamiento que cumple con dos condiciones fundamentales: cercanía al punto de consumo y ausencia de restricciones medioambientales.

En el diseño de parques eólicos marinos los dos principales aspectos limitantes son las restricciones medioambientales y la profundidad. Por lo tanto, al contrario que en un emplazamiento terrestre, la velocidad media del viento juega un papel secundario, pues normalmente los emplazamientos con mayor velocidad del viento se encuentran alejados de la costa y en aguas demasiado profundas.

En este caso concreto, se analizan tanto las restricciones medioambientales y la profundidad y, una vez filtrada la viabilidad del área seleccionada, se procede a realizar el análisis energético del emplazamiento. La zona, marcada en amarillo (Ilustración 8), se encuentra en aguas del Mar Cantábrico. Cuenta con una superficie total de 1 464 km² y se encuentra a una distancia de entre 30 y 70 km de la acería.



Ilustración 8: Zona inicial seleccionada para el estudio eólico

A continuación, en la Tabla 3, se indican las coordenadas que delimitan el emplazamiento donde se ubicará el parque eólico.

Tabla 3: Coordenadas de la ubicación del parque eólico

Vértice	Latitud	Longitud
A	43.745997	-5.54168
B	43.654018	-4.986513
C	43.883251	-4.995955
D	43.883292	-5.266677
E	43.916638	-5.366706
F	44.199992	-5.366896
G	44.199992	-5.564107
H	44.058533	-5.564107

Por último, se analiza la batimetría de la zona seleccionada. De acuerdo con Iberdrola [17], las plataformas flotantes son viables técnica y económicamente para profundidades de entre 60 y 300 m (Ilustración 9). Por lo tanto, se descartan las profundidades superiores.



An aerial photograph of the Ribadesella estuary area. A black polygon is drawn on the map, representing a specific area. The sides of the polygon are labeled with their lengths in kilometers: 9.5 km, 7.1 km, 1.0 km, 7.4 km, 9.9 km, and 39.8 km. The area inside the polygon is labeled as 651 km². The map shows the coastline, the estuary, and surrounding land. Labels for 'Avilés', 'Gijón/Xixón', and 'Ribadesella' are visible at the bottom of the image.

Ilustración 10: Zona final de estudio eólico tras aplicar restricciones de profundidad

4 DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO MARINO

4.1 Análisis energético del emplazamiento

Es crucial analizar la caracterización del viento al seleccionar la ubicación para un parque eólico. El viento es el recurso energético principal y se evalúa mediante velocidad, dirección, densidad y perfil vertical. La velocidad determina la energía cinética disponible, con un límite de Betz del 59.25% para conversión en energía mecánica. La dirección es importante para orientar los aerogeneradores perpendicularmente al viento. La densidad del aire afecta el contenido energético, ya que depende del volumen de aire que pasa por el rotor. Generalmente, la velocidad del viento aumenta con la altura, aunque varía según condiciones climáticas, topografía y rugosidad.

En este caso, en el área seleccionada para la ubicación, se analizaron las velocidades del viento a diferentes alturas de buje (100, 150 y 200 metros) utilizando el Atlas Eólico del Banco Mundial. Se verificó que, a 100 metros de altura del buje la velocidad media del viento es de 7.67 m/s, a 150 metros la velocidad media es de 7.83 m/s, y a 200 metros la velocidad media alcanza 7.96 m/s. Aunque esta zona no tiene las velocidades de viento más altas, está cerca de la costa, lo que ayuda a reducir los costes, y se encuentra próxima a la acería de ArcelorMittal en el norte de España (Gijón), donde se consumirá la energía producida.

La proximidad a la costa es crucial para minimizar las pérdidas de energía y facilitar que el parque eólico esté lo más cerca posible del puerto, en este caso, el puerto de Gijón. Esto es especialmente importante para los parques eólicos flotantes *offshore*, ya que el montaje de las turbinas suele realizarse en tierra debido a las grandes dimensiones de los componentes, lo que simplifica el proceso. Por lo tanto, la ubicación del puerto debe permitir un transporte eficiente de los componentes desde el muelle hasta el agua, optimizando tanto el transporte como la instalación de las turbinas eólicas.

Una vez montadas en el puerto, las plataformas eólicas *offshore* son remolcadas por barcos hacia su ubicación definitiva en alta mar. Esta fase de construcción requiere una infraestructura portuaria avanzada. Las enormes y pesadas plataformas de acero necesitan muelles y/o diques secos de grandes dimensiones y con alta capacidad de carga.

Una vez definido el emplazamiento del parque eólico, se procede a realizar un análisis de la velocidad media del viento y su densidad energética (Ilustración 11). El análisis se realiza para una altura del buje de 150 m y a partir de los datos extraídos de Global Wind Atlas [18].

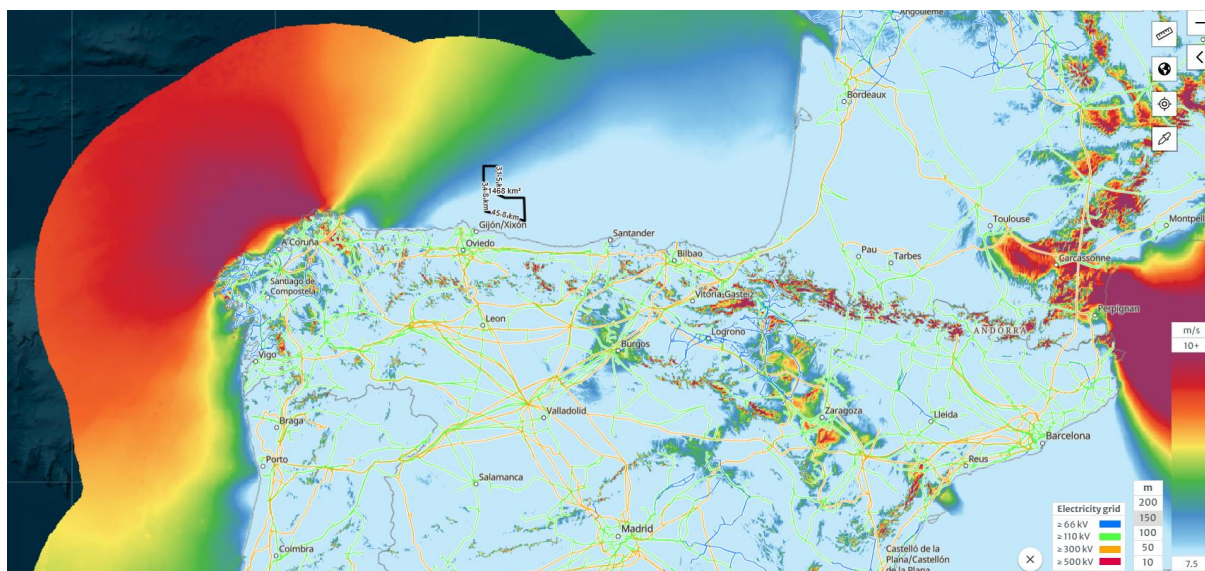


Ilustración 11: Análisis de velocidad media del viento en la zona inicial

La velocidad media del emplazamiento es de 7.18 m/s, con una densidad de potencia media de 583 W/m². Si se analiza la rosa de frecuencias (Ilustración 12), se puede comprobar que existen dos direcciones claramente predominantes, la E y la O (este y oeste).

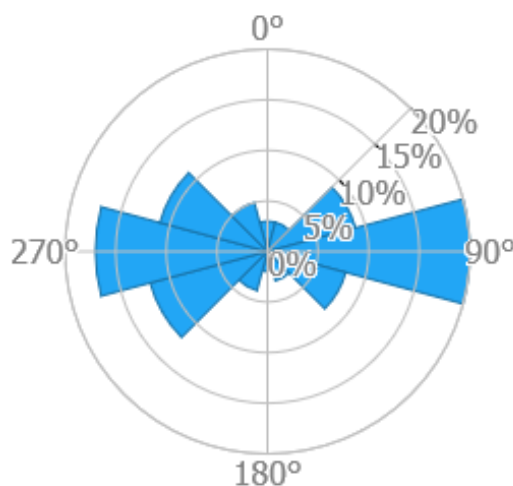


Ilustración 12: Rosa de frecuencias

Por otro lado, la rosa de energías muestra que la dirección E es la dominante en lo que a producción energética se refiere, pues es en esta dirección en la que se dan los vientos más fuertes con mayor probabilidad (Ilustración 13). Esto define claramente la distribución espacial del parque.

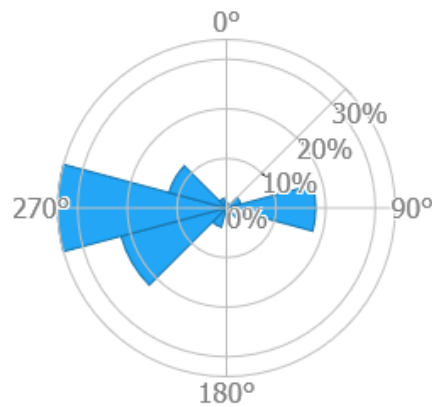


Ilustración 13: Rosa de energías

Es fundamental analizar esta rosa, porque integra la información de la rosa de frecuencia y la rosa de velocidad media del viento, ofreciendo una visión completa de la dirección preferente del recurso eólico.

Para conocer aún mejor el emplazamiento se obtiene la distribución de Weibull que nos proporciona la probabilidad del viento a diferentes velocidades (Ilustración 14). Los parámetros de Weibull son $k = 1.62$ y $c = 8.9$ m/s.

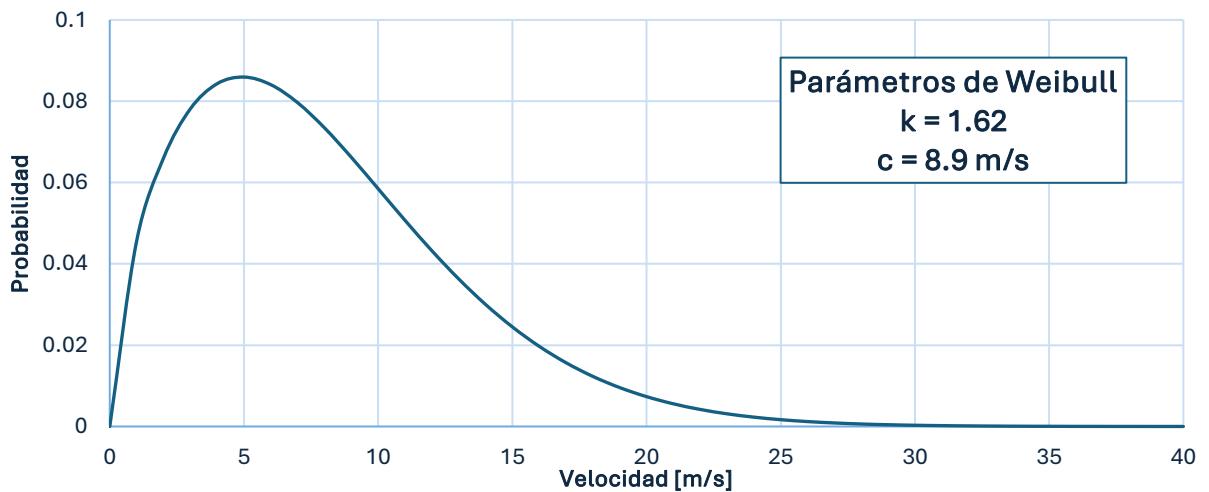


Ilustración 14: Probabilidad del viento a diferentes velocidades.

4.2 Datos de partida

En esta sección se presentan los datos iniciales del proyecto, algunos de los cuales se basan en el informe de sostenibilidad de ArcelorMittal de 2023 [6], con el objetivo de analizar su producción de acero. La producción de acero es crucial para varias industrias, según la World Steel Association los tres sectores principales son: construcción de edificios e infraestructuras (52%), maquinaria (16%) y automoción (12%) [19]. En cuanto a los métodos de producción, actualmente, la mayoría

utiliza el método convencional, con aproximadamente el 72% empleando la combinación de coque, alto horno y horno de oxígeno básico (BOF). En comparación, alrededor del 29% se produce mediante la ruta de chatarra, reducción directa de hierro (DRI) y horno de arco eléctrico (EAF) [20]. Los principales métodos son el horno eléctrico, centrado en el reciclaje y la flexibilidad, y el alto horno, que es el método tradicional de mayor volumen, ambos ampliamente utilizados por ArcelorMittal una de las mayores siderúrgicas del mundo.

El proceso de alto horno, también conocido como proceso siderúrgico integral, es el método clásico para la producción a gran escala. En este proceso, las materias primas principales son el mineral de hierro y el coque (carbón destilado). Estos materiales se calientan a altas temperaturas en los altos hornos para producir arrabio, que luego se convierte en acero líquido en las acerías mediante la inyección de oxígeno y la adición de ferroligas. Posteriormente, el acero líquido se solidifica en formas como *slabs*, *blooms* y lingotes. En la planta de ArcelorMittal en Gijón, se destacan dos altos hornos de 90 metros de altura, que son un ejemplo significativo de esta tecnología.

Según la información de ArcelorMittal, se ha verificado que su producción de acero en 2023 en España fue de 4.5 millones de toneladas. Además, se obtuvieron datos sobre las emisiones de CO₂ en la producción de acero (Ilustración 15), a partir de los cuales se concluye que entre 2021 y 2023 estas emisiones han disminuido con una tasa de reducción del 1.3%.

Una de las formas de avanzar en la descarbonización y ayudar a ArcelorMittal a reducir aún más sus emisiones es invertir en la producción de acero utilizando hidrógeno verde generado mediante energía eléctrica obtenida del parque eólico *offshore*. Este enfoque no solo contribuirá a la sostenibilidad de la empresa, sino que también resultará en una disminución significativa de su huella de carbono, fortaleciendo su compromiso con el medio ambiente.

A partir de estos datos, se puede inferir que la industria siderúrgica enfrenta desafíos significativos en relación con el consumo energético y las emisiones de CO₂. La sustitución del coque por hidrógeno, por ejemplo, presenta una oportunidad para reducir las emisiones.

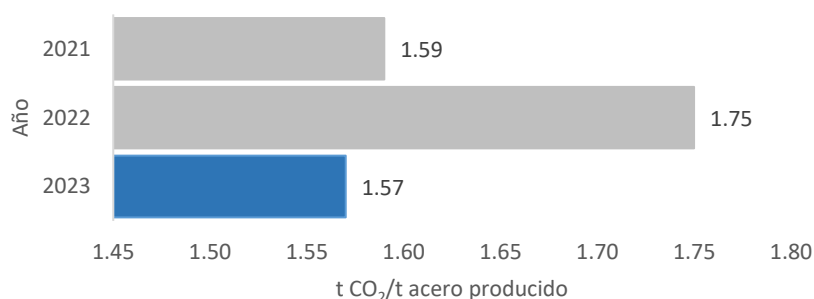


Ilustración 15: Toneladas de CO₂ producidas por tonelada de acero (2021-2023)

A continuación, se presenta la Tabla 4 con datos clave relacionados con la producción de acero y la eficiencia energética en ArcelorMittal. Estos indicadores reflejan tanto el impacto de las

inversiones en sostenibilidad como el consumo energético de la empresa, así como algunas de las características técnicas de los materiales utilizados en el proceso siderúrgico, que serán fundamentales para las proyecciones y dimensionamientos del proyecto.

Tabla 4: Datos referentes a la producción de acero de ArcelorMittal

Indicador	Valor	Unidad
Acero reciclado	2	M toneladas
Inversiones en sostenibilidad	15.7	M €
Consumo eléctrico Arcelor	4 000	GWh
Altos hornos	2	Ud
Consumo energético	100	kg coque/ 100 kg acero
Poder calorífico coque	35 000	kJ/kg
Poder calorífico superior H ₂	141 700	kJ/kg
Poder calorífico inferior H ₂	120 100	kJ/kg

Considerando que se sustituirá directamente el coque por hidrógeno (H₂) en la producción de acero, se debe calcular la cantidad de H₂ requerida en función del poder calorífico de los materiales y el consumo energético actual del coque. El proceso es el siguiente:

1. Determinar la cantidad total de coque utilizada (1):

$$\text{Total coque necesario} = \frac{100 \text{ kg coque}}{100 \text{ kg acero}} \times 4.5 \cdot 10^9 \text{ kg acero} = 4.5 \text{ M toneladas} \quad (1)$$

2. Calcular la energía total proporcionada por el coque (2):

$$\text{Energía total coque} = 4.5 \cdot 10^9 \text{ kg} \times 35\,000 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} = 1.6 \cdot 10^{14} \text{ kJ} \quad (2)$$

3. Determinar la cantidad de H₂ necesaria (3):

$$\text{Cantidad H}_2 \text{ necesaria} = \frac{\text{Energía total coque}}{\text{Poder calorífico H}_2} \cong 1.3 \cdot 10^6 \text{ ton} \quad (3)$$

Para sustituir directamente el coque por hidrógeno en la producción de 4.5 toneladas de acero, se necesitarían aproximadamente 1.3 millones de toneladas de H₂. Se verifica que se usa una cantidad de H₂ inferior en comparación con el coque lo que puede ser explicado por la diferencia del poder calorífico entre los dos combustibles. Es decir, la energía proporcionada por el hidrógeno es mayor que la del coque, por lo que se espera usar menos hidrógeno. En comparación con el coque, se usa aproximadamente un 71% menos de hidrógeno para proporcionar la misma cantidad de energía, para un poder calorífico inferior de 120 100 kJ/kg de H₂.

Este valor de 1.3 millones de toneladas de hidrógeno será la base de cálculo para el dimensionado del resto de componentes necesarios para el proyecto. Luego, para calcular la cantidad necesaria de aerogeneradores, se partió de la determinación de la cantidad requerida de hidrógeno para la

producción. Considerando que el proveedor de electrolizadores especifica una producción de 51 kWh de hidrógeno por hora, se estimó que serían necesarios 754 aerogeneradores. Este requerimiento de infraestructura hacía que el proyecto fuera inviable desde una perspectiva práctica y logística. En consecuencia, se llevó a cabo un nuevo enfoque para optimizar el diseño del proyecto.

Se ha calculado el número de aerogeneradores necesarios para diferentes niveles de consumo de hidrógeno, considerando la eficiencia de los electrolizadores. Para alcanzar un consumo del 5% de hidrógeno, se estimó que serían necesarios 60 aerogeneradores, basados en una eficiencia de 51 kWh/kg H₂. En este escenario, se consumirían 5% de 1.3 x 10⁶ toneladas, es decir, 65 570 toneladas de hidrógeno.

Posteriormente, con base en la cantidad de energía producida anualmente en la región (29 GWh) y el número de aerogeneradores necesarios para hacer viable el proyecto, así como en las características y eficiencia de los electrolizadores, se determinó el número requerido de estos equipos. Utilizando la información proporcionada por el proveedor, se estableció la cantidad de hidrógeno producido por cada electrolizador, la energía consumida para su producción y el caudal de agua necesario para su operación anual. Con esta información, se realizaron cálculos de dimensionamiento considerando los equipos disponibles en el mercado y la disponibilidad del espacio para el parque eólico.

4.3 Selección del aerogenerador

A continuación, se muestra una tabla resumen con las características técnicas de las turbinas analizadas. Cabe destacar que algunas de las turbinas aún están en fases iniciales o previas a la comercialización, por lo que no existen datos de los parámetros que definen su comportamiento. En la Tabla 5 se encuentra resumida la información presente en el ANEXO II:

Tabla 5: Resumen de las características principales de los aerogeneradores estudiados

	Opción 1 [21]	Opción 2 [22]	Opción 3 [23]
Modelo	V236-15	SG 14	OceanX
Fabricante	Vestas	Siemens Gamesa	Mingyang
Potencia nominal	15 MW	14 MW	2 x 8.3 MW
Diámetro	236 m	222 - 236 m	2 x 182 m
Longitud de la pala	115.5 m	115 m	97 m
Área de barrido	43 742 m ²	43 500 m ²	2 x 26000 m ²
Velocidad de arranque	3 m/s	4 m/s	3 m/s
Velocidad nominal	11.1 m/s	12 m/s	10 m/s
Velocidad de parada	31 m/s	32 m/s	30 m/s
Clase de viento	S, T	I, S	S, T

En función de las características analizadas, se decide realizar el diseño del parque eólico marino con el modelo de aerogenerador OceanX de Mingyang. El principal motivo ha sido que dicho modelo está específicamente diseñado para operar en una plataforma flotante, lo que coincide con

las limitaciones del emplazamiento elegido. Además, cuenta con la mayor potencia nominal a una menor velocidad nominal, tiene una de las menores velocidad de arranque lo que permite aprovechar mejor el recurso eólico y se trata del modelo más innovador del mercado.

Como aspecto negativo, al tratarse de un modelo que aún se encuentra en una etapa inicial, los tiempos de suministro serán más largos que en los otros dos casos. Por otra parte, el fabricante Mingyang prevé que esta estructura reduzca los costos operacionales, incluidos los de montaje inicial, logística y mantenimiento correctivo y preventivo (a medio y largo plazo). Mingyang OceanX espera que, mediante esta estructura, se logre un incremento de más del 4% en la generación de energía, junto con una reducción del 50% en las cargas estructurales de las torres gracias a las estructuras de cables en comparación con otros modelos convencionales del mercado.

4.3.1 Plataforma

La plataforma seleccionada para el presente proyecto será el Nezy², un sistema innovador de fundación flotante para turbinas eólicas, diseñado para operar en diversas condiciones marítimas. Este sistema destaca por sus características técnicas, operativas y logísticas que lo hacen superior a otras opciones conocidas en el mercado de la eólica flotante *offshore*, como se analiza en el Anexo 1.3.

El Nezy² se distingue de cualquier aerogenerador actual por tener turbinas que operan a sotavento (Ilustración 16), lo que simplifica el sistema de orientación y reduce tanto el peso como el mantenimiento. El sistema emplea una barcaza semi-sumergible para un montaje eficiente Ilustración 17, con capacidad para ensamblar hasta 50 fundaciones al año en un ciclo de una semana. Los componentes llegan pre-montados y verificados, y la barcaza puede desmontarse en tres partes para facilitar el transporte y la instalación. Una vez montadas, las fundaciones se trasladan al muelle para la instalación de las turbinas y el pre-comisionamiento, antes de ser remolcadas al sitio definitivo.

Esta tecnología puede ser completamente removida al final de su vida útil, con el sistema de anclaje siendo totalmente desmontada, minimizando el impacto en el fondo marino. El material principal de la fundación es el concreto (*concrete*), que reduce significativamente las emisiones de CO₂ en comparación con el acero, además de ser reciclable y disponible globalmente, lo que disminuye la logística y los costos.

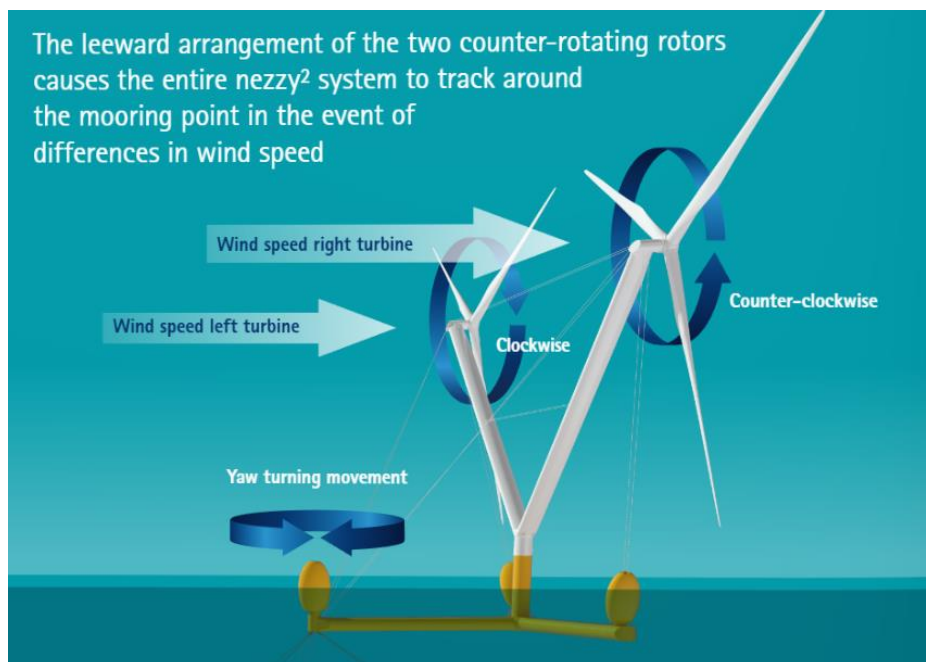


Ilustración 16: Funcionamiento a sotavento de las dos turbinas de la plataforma Nezy² [24].

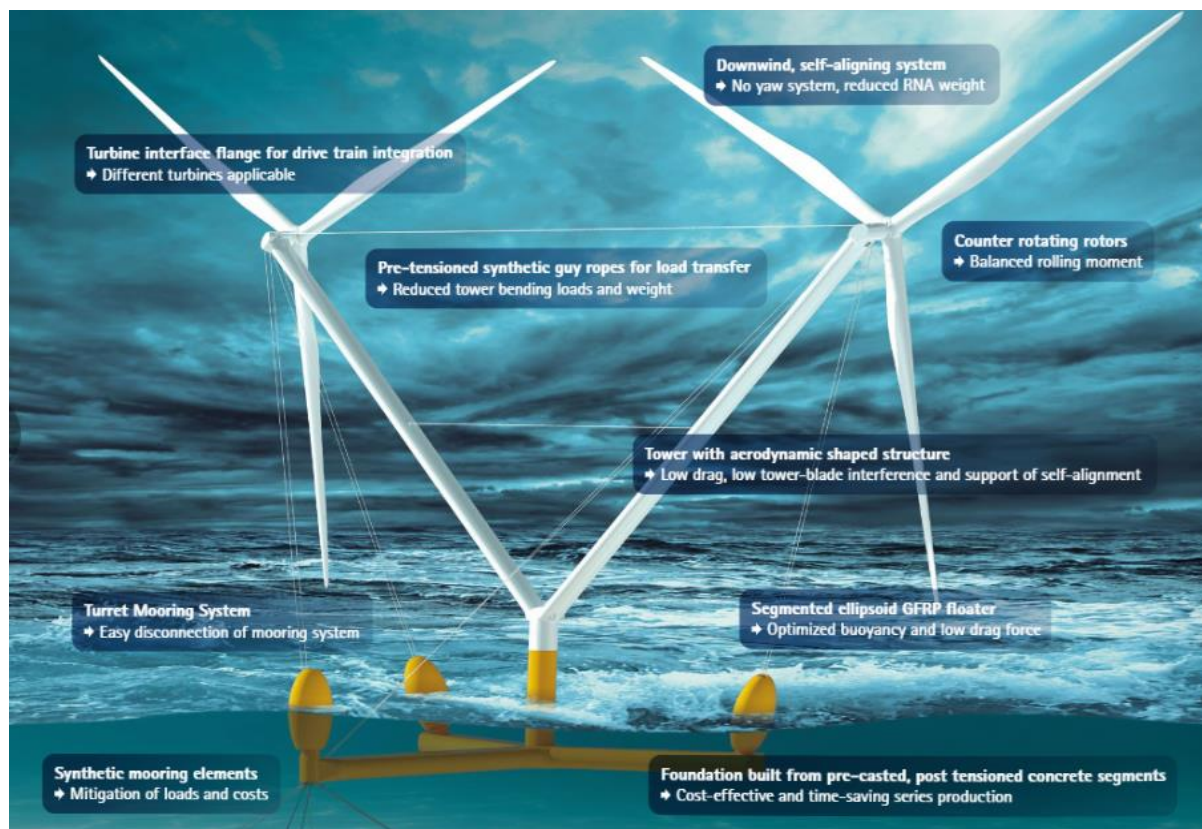


Ilustración 17: Explicaciones técnicas de importantes partes mecánicas [24].

Así, la elección de esta plataforma se fundamenta en varios aspectos clave:

- 30

Como se observa, la zona en la que se podrá obtener una mayor cantidad de energía se corresponde con la esquina superior izquierda que se ha seleccionado de la zona de estudio. Además, se tiene en consideración la rosa de energías, de manera que se conozca la dirección que más energía provee. De esta manera, se colocarán los aerogeneradores perpendiculares a la dirección mostrada en (Ilustración 13).

Por último, para que no se produzcan turbulencias entre los aerogeneradores, se respeta una distancia de 5 diámetros en la misma línea perpendicular a la dirección más energética del viento y una distancia de 10 diámetros entre líneas paralelas (como diámetro de dimensionamiento se considerará la suma de los diámetros de los aerogeneradores que hay en cada plataforma, 364 m).

Una vez conocidos todos estos datos, se proceden a colocar los aerogeneradores (Ilustración 19):

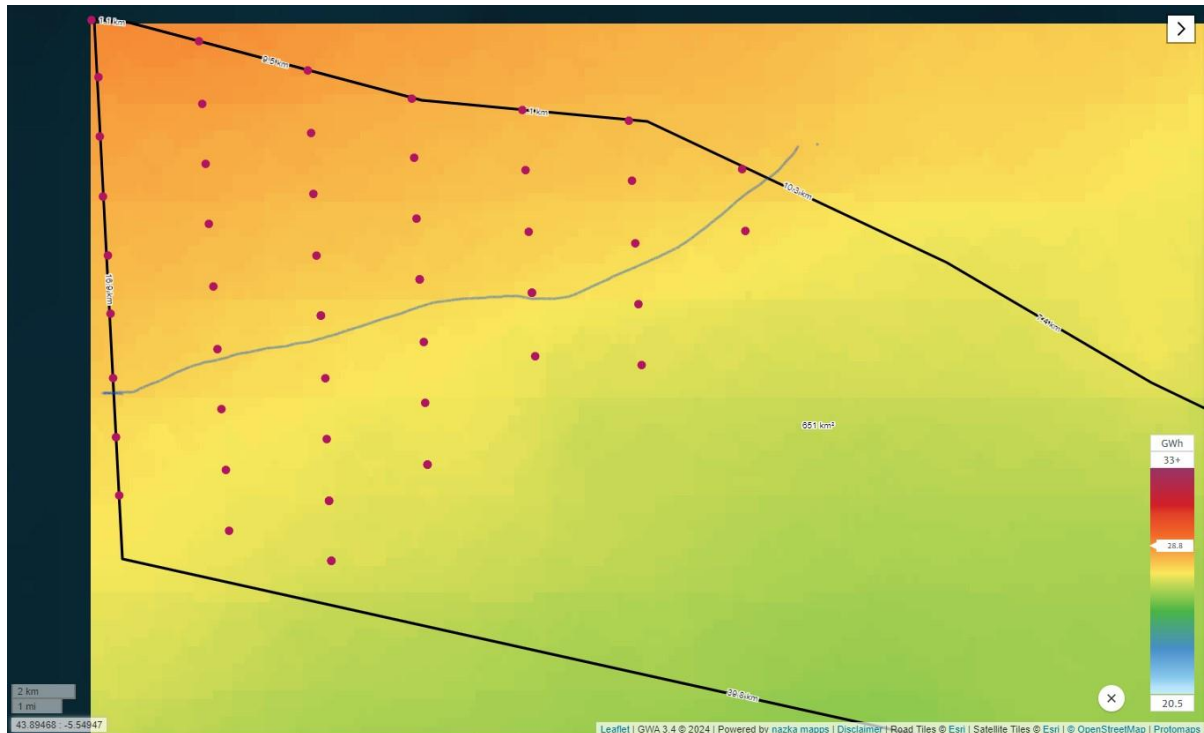


Ilustración 19: Distribución final de los aerogeneradores.

Se opta por esta distribución final ya que es en la que se aprovecha de manera óptima la energía disponible en el emplazamiento. A continuación, se presenta la Ilustración 20 con las 30 plataformas en Google Earth y sus correspondientes coordenadas:

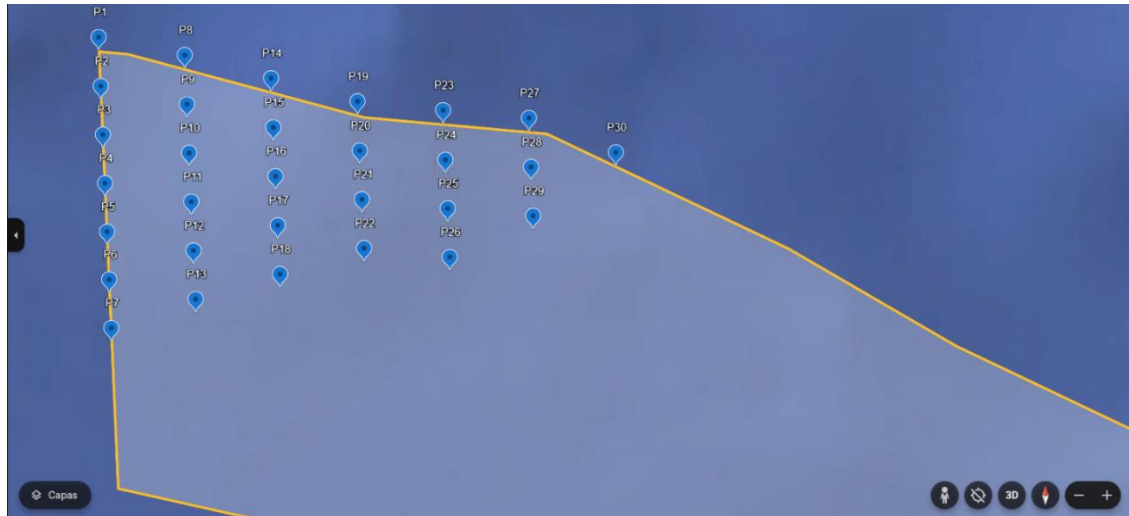


Ilustración 20: Aerogeneradores situados en la zona de estudio

Para el cálculo de la energía producida en cada aerogenerador (Tabla 6) se han considerado un 2.61% de pérdidas. En estas pérdidas se incluyen las pequeñas interferencias entre las estelas de un aerogenerador con la zona de barrido del siguiente, aunque en este caso son prácticamente insignificantes al ser la rosa de energías tan direccionada (Ilustración 13) y dejarse el doble de espacio entre aerogeneradores debido a que se ha tenido en cuenta como diámetro, la suma de los dos diámetros de los dos aerogeneradores de cada plataforma. Por otro lado, el mayor contribuyente a las pérdidas estimadas, son los mantenimientos y las posibles paradas imprevistas.

En la Ilustración 21 se presenta la potencia del aerogenerador y la probabilidad de viento superpuestas frente a velocidad del viento. Este aerogenerador nos permite aprovechar mejor el recurso eólico disponible debido a que tiene por diseño una baja velocidad de arranque.

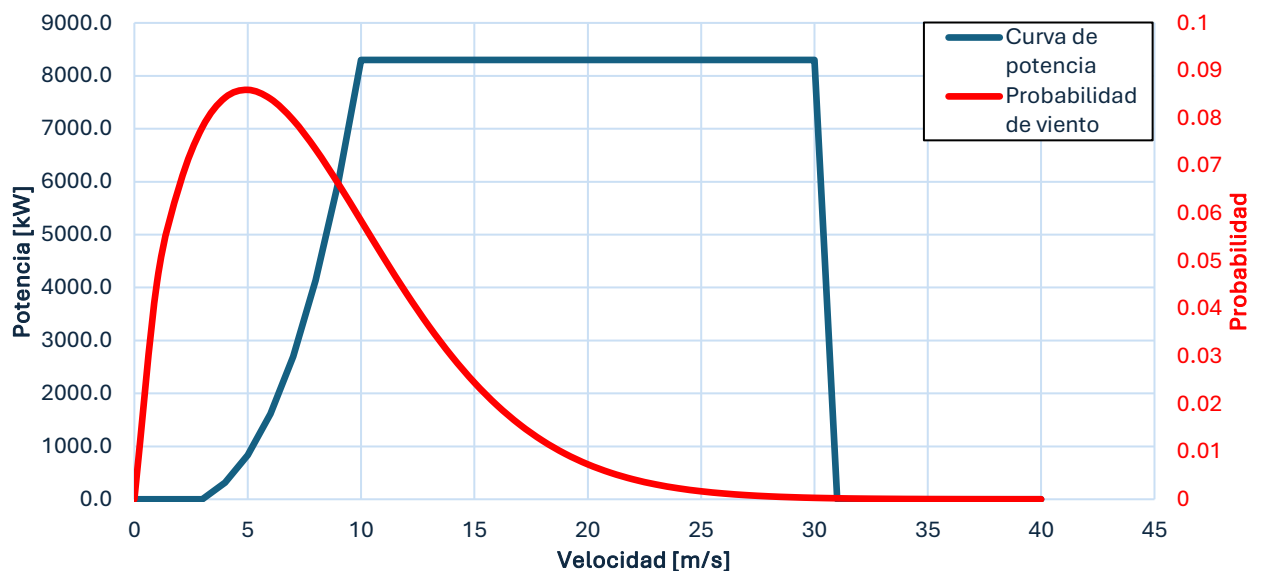


Ilustración 21: Potencia del aerogenerador y probabilidad de viento frente a velocidad del viento.

Tabla 6: Aerogeneradores con sus coordenadas y la energía que producirán según Global Wind Atlas

Aerogenerador	Coordenadas	Energía producida al año (GWh)
P1	43°53'48"N 5°33'07"W	29.53
P2	43°52'47"N 5°33'03"W	29.42
P3	43°51'47"N 5°32'59"W	29.12
P4	43°50'46"N 5°32'56"W	28.91
P5	43°49'46"N 5°32'52"W	28.81
P6	43°48'47"N 5°32'48"W	28.60
P7	43°47'46"N 5°32'44"W	28.40
P8	43°53'26"N 5°30'38"W	29.42
P9	43°52'25"N 5°30'34"W	29.32
P10	43°51'24"N 5°30'30"W	29.01
P11	43°50'23"N 5°30'26"W	28.91
P12	43°49'23"N 5°30'22"W	28.81
P13	43°48'22"N 5°30'18"W	28.50
P14	43°52'57"N 5°28'08"W	29.22
P15	43°51'56"N 5°28'04"W	28.91
P16	43°50'55"N 5°28'00"W	28.81
P17	43°49'54"N 5°27'56"W	28.60
P18	43°48'53"N 5°27'52"W	28.50
P19	43°52'29"N 5°25'39"W	28.91
P20	43°51'27"N 5°25'35"W	28.71
P21	43°50'27"N 5°25'31"W	28.60
P22	43°49'26"N 5°25'27"W	28.40
P23	43°52'18"N 5°23'10"W	28.71
P24	43°51'16"N 5°23'06"W	28.60
P25	43°50'15"N 5°23'03"W	28.50
P26	43°49'15"N 5°22'59"W	28.30
P27	43°52'08"N 5°20'42"W	28.60
P28	43°51'07"N 5°20'38"W	28.50
P29	43°50'06"N 5°20'35"W	28.40
P30	43°51'25"N 5°18'12"W	28.40
Total Parque	1726.82	

En definitiva, la producción estimada anual es de 1726.82 GWh, con un factor de capacidad del 39.58%.

4.4.1 Conexionado eléctrico

El parque eólico contará con un total de 30 plataformas, las cuales se conectarán en serie de la forma en que indican las líneas azules, mientras que cada línea de aerogeneradores se conectará con el centro de transformación con la configuración que muestran las líneas negras de la Ilustración 22.



Ilustración 22: Conexiones entre aerogeneradores y el centro de transformación

En total, el parque eólico flotante contará con aproximadamente 78.4 km de cable submarino. Posteriormente, el centro de transformación se conectará a tierra con un cable de 33.3 km. Para minimizar las pérdidas eléctricas, se eleva la tensión de los 690 V en los que se genera a 33 kV en el centro de transformación integrado en cada aerogenerador para el transporte dentro del propio parque y, posteriormente, se elevará a 150 kV para el transporte de toda la energía generada a los dos puntos de consumo, donde se adecuará la tensión a la requerida por los electrolizadores y la desaladora. Para ello, se contará con otro centro de transformación de 150 kV a 480 V.

Para el dimensionado de los cables que conectarán toda la instalación se ha supuesto un coseno de ϕ [$\cos(\phi)$] de 0.9 debido a que la tensión se retrasa sobre la corriente en el generador eléctrico que poseen los aerogeneradores.

Los cables deben ir por el fondo marino para no interrumpir rutas marítimas ni pesqueras. La construcción se denomina perforación horizontal dirigida (PHD) la cual puede ser realizada de dos

formas diferentes según criterios técnico-económicos. Las opciones para la PHD se muestran en la siguiente Ilustración 23.

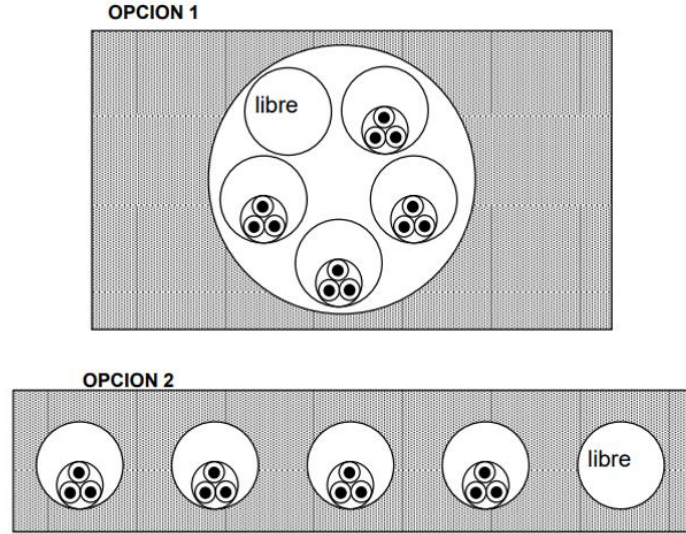


Ilustración 23: Posibles configuraciones de la PHD (Perforación Horizontal Dirigida)

La opción escogida es la opción 2 debido a que es menos invasiva en la superficie del terreno y supone menores costes económicos. Además, esta opción tiene menores pérdidas energéticas debido a que cada uno de los cables se encuentra aislado y no se concentran mayores temperaturas como en la opción 1. El coeficiente del cable (C_{cable}) es un parámetro que influye enormemente a la hora del cálculo de la intensidad y el dimensionado de la sección del cable. Para obtener la intensidad que circula por el cable, se ha utilizado la siguiente ecuación (4).

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos(\phi) \cdot C_{cable}} \quad (4)$$

Donde I es la intensidad, P la potencia que debe transportar el cable, U la tensión, $\cos(\phi)$ el coseno de phi y C_{cable} el coeficiente del cable.

El $\cos(\phi)$ que producen los generadores de los aerogeneradores se ha supuesto en 0.9. El C_{cable} es un coeficiente que tiene en cuenta el aislante que lo rodea, al número de cables que circulan juntos y numerosos parámetros como si se encuentran en el aire, enterrados o en una zona ventilada. Como la configuración elegida para los cables es enterrados de forma aislada, el coeficiente del cable finalmente se ha tomado como 0.94.

El siguiente paso del proceso es escoger una sección normalizada que, al realizar el cálculo de la caída de tensión, esta no supere el porcentaje establecido de un 5% entre generador y transformador. El cálculo de caída de tensión se realiza según la ecuación (5).

$$\Delta U(V) = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \rho \cdot \cos(\varnothing)}{S} \quad (5)$$

Donde ΔU es la caída de tensión en V, L es la longitud del cable en m, I es la intensidad en A, ρ la resistividad del cobre (tomada comúnmente como $1/56 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$), $\cos(\varnothing)$ el coseno de phi y S la sección normalizada escogida en mm^2 .

Después, para obtener la caída de tensión en % ($\Delta U(\%)$) se divide la anterior ecuación por la tensión de la línea (U) como indica la ecuación (6).

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U(V)}{U} \quad (6)$$

Por último, se calcularán las pérdidas de potencia desde un aerogenerador al siguiente y se tendrá en cuenta esa pérdida de potencia para el cálculo de la sección de los cables subsiguientes. Las mayores pérdidas son las térmicas calculadas según la ecuación (7).

$$\Delta U(W) = 3 \cdot \frac{\rho \cdot L}{S} \cdot I^2 \quad (7)$$

Donde el 3 es debido a que hay tres cables (trifásica), ρ la resistividad del cobre en $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$, L es la longitud del cable en m, S la sección normalizada en mm^2 y I es la intensidad en A. Las pérdidas se calcularán en MW y se restarán a la potencia del punto de inicio del cable. Todos estos cálculos han sido recogidos en la

Tabla 7.

Cada una de las filas es el cálculo del cable de un aerogenerador a otro, la potencia se incrementa en cada cable debido a que se suma la potencia que viene por el cable anterior menos las pérdidas más la potencia de una plataforma con dos aerogeneradores. Los cálculos se han realizado suponiendo que la potencia que entregan todos los aerogeneradores es máxima.

A continuación, en la Ilustración 24 se presenta un diagrama unifilar del conjunto de la instalación, indicando las longitudes de cada conexión, así como las tensiones de cada nudo:

Tabla 7: Cálculos del cableado I

Conexiones	Tensión (V)	Potencia (MW)	Coseno (Φ)	Coef. Cable	Intensidad (A)	Longitud (m)	Caída de tensión (%)	Perdidas (MW)	Potencia real (MW)
A30-A29	33000	16.60	0.9	0.94	343.29	4000	0.33%	0.102	16.50
A29-A28	33000	33.10	0.9	0.94	684.48	1820	0.30%	0.184	32.91
A28-A27	33000	49.51	0.9	0.94	1023.97	1820	0.36%	0.329	49.19
A27-A23	33000	65.79	0.9	0.94	1360.46	3330	0.66%	0.797	64.99
A23-A24	33000	81.59	0.9	0.94	1687.27	1820	0.36%	0.536	81.05
A24-A25	33000	97.65	0.9	0.94	2019.48	1820	0.43%	0.768	96.88
A25-A26	33000	113.48	0.9	0.94	2346.89	1820	0.50%	1.037	112.45
A26-Trafo	33000	129.05	0.9	0.94	2668.74	13500	0.60%	1.421	127.63
A22-A21	33000	16.60	0.9	0.94	343.29	1820	0.30%	0.092	16.51
A21-A20	33000	33.11	0.9	0.94	684.67	1820	0.60%	0.368	32.74
A20-A19	33000	49.34	0.9	0.94	1020.36	1820	0.45%	0.408	48.93
A19-A14	33000	65.53	0.9	0.94	1355.20	3410	0.67%	0.810	64.72
A14-A15	33000	81.32	0.9	0.94	1681.75	1820	0.45%	0.666	80.66
A15-A16	33000	97.26	0.9	0.94	2011.27	1820	0.53%	0.952	96.30
A16-A17	33000	112.90	0.9	0.94	2334.88	1820	0.39%	0.815	112.09
A17-A18	33000	128.69	0.9	0.94	2661.32	1820	0.45%	1.058	127.63
A18-Trafo	33000	144.23	0.9	0.94	2982.73	7200	0.63%	1.657	142.57



Tabla 8: Cálculos del cableado II

Conexiones	Tensión (V)	Potencia (MW)	Coseno (Φ)	Coef. Cable	Intensidad (A)	Longitud (m)	Caída de tensión (%)	Perdidas (MW)	Potencia real (MW)
A8-A9	33000	16.60	0.9	0.94	343.29	1820	0.30%	0.092	16.51
A9-A10	33000	33.11	0.9	0.94	684.67	1820	0.60%	0.368	32.74
A10-A11	33000	49.34	0.9	0.94	1020.36	1820	0.45%	0.408	48.93
A11-A12	33000	65.53	0.9	0.94	1355.20	1820	0.60%	0.720	64.81
A12-A13	33000	81.41	0.9	0.94	1683.60	1820	0.60%	0.889	80.52
A13-Trafo	33000	97.12	0.9	0.94	2008.50	3900	0.46%	0.814	96.31
A1-A2	33000	16.60	0.9	0.94	343.29	1820	0.30%	0.092	16.51
A2-A3	33000	33.11	0.9	0.94	684.67	1820	0.60%	0.368	32.74
A3-A4	33000	49.34	0.9	0.94	1020.36	1820	0.45%	0.408	48.93
A4-A5	33000	65.53	0.9	0.94	1355.20	1820	0.60%	0.720	64.81
A5-A6	33000	81.41	0.9	0.94	1683.60	1820	0.60%	0.889	80.52
A6-A7	33000	97.12	0.9	0.94	2008.50	1820	0.53%	0.949	96.17
A7-Trafo	33000	112.77	0.9	0.94	2332.15	1200	0.41%	0.844	111.93
TrafoMar-TrafoArcelor	150000	478.44	0.9	0.94	2176.72	33000	0.26%	2.311	476.13

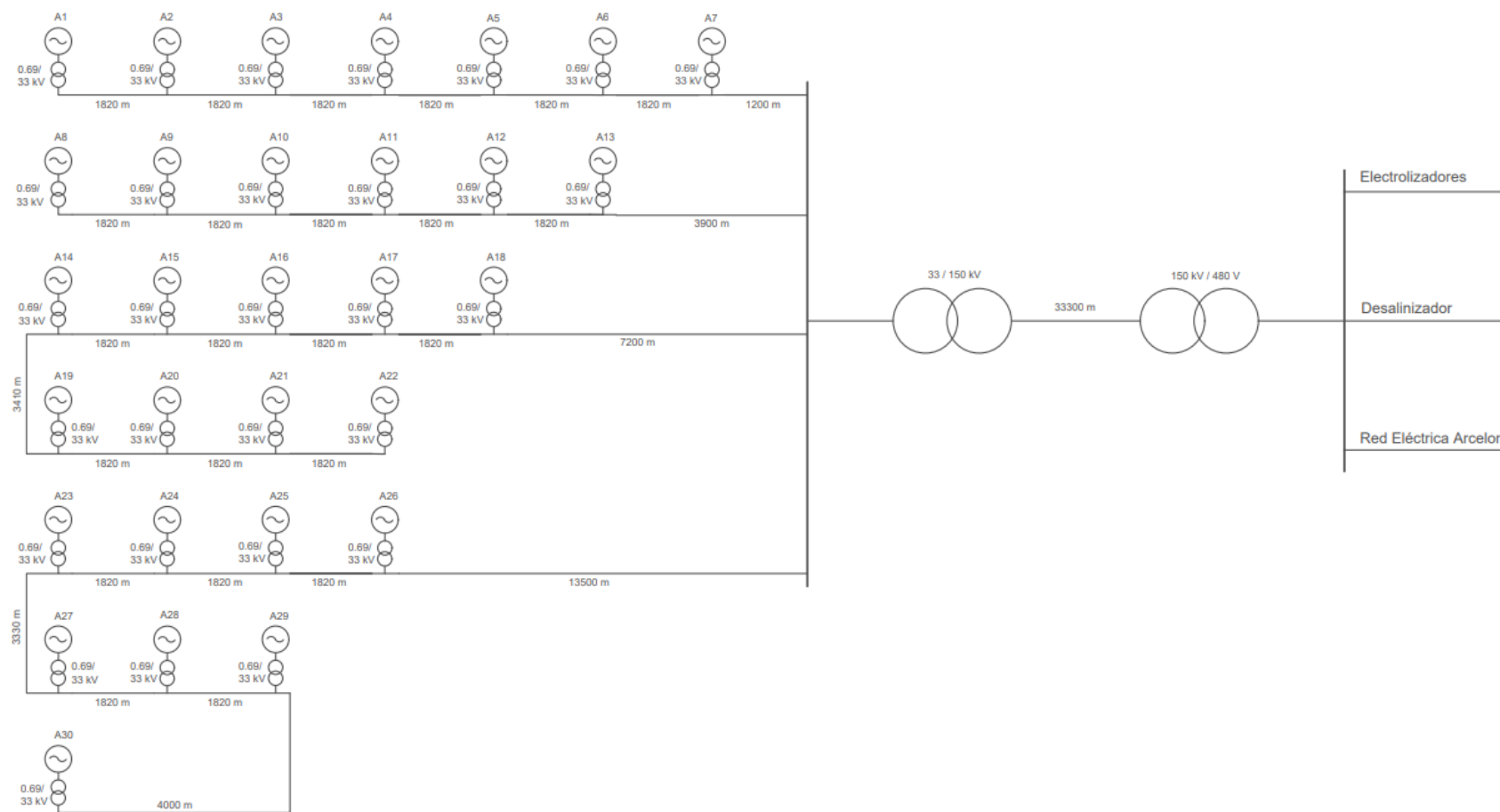


Ilustración 24: Esquema unifilar del conjunto de los aerogeneradores hasta los electrolizadores y desalinizador

Por último, se han calculado las pérdidas de tensión de cada una de las líneas completas teniendo en cuenta desde el primer aerogenerador hasta el primer transformador (trafo). También se han añadido las pérdidas desde el trafa en alta mar hasta el trafa que se encuentra en la costa al lado de Arcelor. Los resultados se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9: Celdas de tensión por tramo

Tramos completos	Caídas de tensión totales (%)
Aerogenerador 30-TrafoMar	3.54 %
Aerogenerador 22-TrafoMar	4.48 %
Aerogenerador 8-TrafoMar	3.01 %
Aerogenerador 1-TrafoMar	3.49 %
TrafoMar-TrafoArcelor	0.26 %

Ninguno de los tramos supera el 5% de caída de tensión por lo tanto las secciones impuestas se dan por válidas. La potencia total final después de pérdidas es 476.13 MW como puede observarse en la Tabla 8, habiéndose calculado unas pérdidas totales de un 4.39% respecto de los 498 MW de potencia eólica instalada.

Si la energía total generada antes de pérdidas por transportes era de 1 726.82 GWh y se le aplica el valor de pérdidas debido a los cables de 4.39 %, se obtiene que la energía total que llega a los electrolizadores es de 1 650.97 GWh.

5 PRODUCCIÓN DEL HIDRÓGENO

5.1 Electrolizador

El electrolizador es el componente principal para la producción de hidrógeno verde destinado a los altos hornos de la industria. En la Tabla 10 se muestran las características principales de los electrolizadores analizados, que se encuentran más detallados en el ANEXO III:

Tabla 10: Modelos de electrolizadores estudiados

Modelo	HyLYZER [25]	ME450 [26]	Modular Hydrogen Platform (MHP) [27]
Fabricante	Cummins	H-TEC SYSTEMS	H-TEC SYSTEMS
Producción nominal de H ₂	2160 kg/d	450 kg/d	4600 kg/d
Consumo de energía	48 kWh/kg	53 kWh/kg	51 kWh/kg
Rango de operación	5-125%	20-100%	10-100%
Presión de salida	30 bar	20-30 bar	30 bar
Consumo de agua por hidrógeno generado	9 L/kg	260 kg/h	1850 kg/h

El electrolizador seleccionado para efectuar este proyecto ha sido el electrolizador industrial de la empresa francesa H-TEC SYSTEMS. Se ha decidido seleccionar el bloque de 10 MW, ya que este es el electrolizador comercial que más cantidad de hidrógeno era capaz de producir diariamente. Se trata de una solución escalable para la producción industrial de hidrógeno verde que utiliza tecnología PEM. Los módulos de 10 MW se pueden agrupar en sistemas de mayor capacidad, permitiendo un rango de electrólisis que va de 10 a más de 100 MW sobre estructuras preensambladas.

Hay que destacar que se trata de un electrolizador tipo PEM cuyas ventajas principales son la alta eficiencia (77%), diseño compacto o alta presión de salida (30 bar). Destaca también su alta flexibilidad de carga (30 s de carga mínima a nominal), convirtiéndolo en el candidato idóneo para trabajar juntamente con un parque eólico.

En la siguiente tabla se presentan las características técnicas principales del mismo (Tabla 11):

Tabla 11: Características principales electrolizador Modular Hydrogen Platform (MHP)

Propiedad	Cantidad
Producción nominal de H ₂	4600 kg/d 2130Nm ³ /h
Consumo de energía	4.6 kWh/Nm ³ H ₂ 51 kWh/kg
Eficiencia del sistema	77%
Performance class	10 MW
Rango de modulación de producción de H ₂	213-2130 Nm ³ /h 10-100%
Pureza del H ₂ incluyendo la purificación opcional de este	3.0 o 5.0 (siguiendo la ISO 14687:2019 tabla 2)
Pureza del H ₂ sin incluir la purificación opcional de este	Agua saturada a 65°C y 30 bar (g)
Presión de salida del H ₂	30 bar (g)
Tiempo de cambio de carga	30 s (de carga mínima a carga nominal)
Calidad del H ₂ O requerida, incluyendo el tratamiento opcional de agua fresca	TrinkwV 2020 EU Directive 2020/2184-EU
Calidad del H ₂ O requerida, sin incluir el tratamiento opcional de agua fresca	Agua completamente desalinizada (DI)
Consumo nominal de agua DI	1850 kg/h
Dimensiones LxWxH (interiores)	10x24x4.5 m
Temperatura (interior)	+5°C hasta +40°C

Al tratarse de un proyecto de gran envergadura no es suficiente con un único electrolizador. Es por este motivo que se van a implementar 48 electrolizadores para satisfacer la demanda requerida de hidrógeno instalando una potencia total de 480 MW. Esta potencia permite absorber los picos de potencia que los aerogeneradores pueden llegar a suministrar ya que después de pérdidas la potencia asciende a 476.13 MW. Esto permite, de cara a futuro, hibridar este proyecto con parques solares para generar un flujo constante de hidrógeno a lo largo del día ya que la solar complementa a la eólica en las horas del día en los que la intensidad del viento es menor.

Con la elección de este modelo de electrolizador, el hidrógeno generado, según la ecuación (10) es un total de 32 371.96 kg consumiendo un total de 312.45 Hm³ (11) ya que el consumo de agua por kilo de H₂ es de 9.652 kg/kg y suponiendo una densidad de 1 000 kg/m³.

$$\text{Hidrógeno anual} = \frac{\text{Energía anual}}{\text{Consumo por kg}} = \frac{1\,650.97 \cdot 10^6}{51} = 32\,371.97 \text{ ton } H_2 \quad (8)$$

$$\begin{aligned} \text{Agua necesaria} &= \text{Hidrógeno anual} \cdot \frac{\text{Consumo de agua}}{\text{kg } H_2} = 32\,371.97 \cdot 9.652 \\ &= 312.45 \text{ Hm}^3 \end{aligned} \quad (9)$$

Después, cuando el hidrógeno sale de los electrolizadores, será transportado a través de tuberías que ofrecen un flujo continuo y consistente, reduciendo así la necesidad de instalaciones de almacenamiento a lo largo de la cadena de suministro hasta llegar a su destino final para la producción de acero de la manera más sostenible posible.

6 PRODUCCIÓN DE ACERO

Una vez conocida la energía renovable disponible gracias al parque eólico marino, se determina que el número de electrolizadores instalados será de 48, en el que se ha optado por sobredimensionar la instalación en vistas a futuras ampliaciones o hibridación con otras tecnologías. La

Tabla 12 muestra un resumen de los parámetros de diseño de la instalación.

Tabla 12: Parámetros de diseño de la instalación

Producción eólica bruta	1 726.82 GWh/año
Energía que llega a los electrolizadores	1 650.97 GWh/año
Hidrógeno producido	32 371.96 ton/año
Agua necesaria	312.454 Hm ³ /año

Actualmente, ArcelorMittal produce 4.5 millones de toneladas de acero utilizando coque como materia prima. Para hacer el proceso más sostenible, la empresa podrá sustituir el coque por hidrógeno. Según los datos proporcionados por el proveedor del electrolizador elegido, se producirán anualmente 32 371.96 toneladas de hidrógeno.

Para calcular la cantidad anual de acero que se puede producir a partir del hidrógeno disponible, se utiliza la reacción química de reducción directa del mineral de hierro (Fe₂O₃) con hidrógeno. La ecuación química involucrada es la siguiente (10):



A continuación, se detallan los cálculos (Tabla 13). La ecuación química indica que 3 moles de H₂ reaccionan con 1 mol de Fe₂O₃ para producir 2 moles de Fe (11).

Tabla 13: Tabla de masas molares

Fórmula Química	Masa molar (g/mol)
Fe ₂ O ₃	159.7
H ₂	2.02
Fe	55.85

$$\begin{aligned}
 \text{Produccion Fe} &= \text{Hidrógeno producido} \cdot \frac{\text{mol de H}_2}{\text{masa de H}_2} \cdot \frac{\text{moles de Fe}}{\text{moles de H}_2} \cdot \frac{\text{masa de Fe}}{\text{mol de Fe}} \\
 &= 32\,371.957 \cdot \frac{1}{2.02} \cdot \frac{2}{3} \cdot \frac{55.85}{1} = 596\,691.01 \text{ ton H}_2
 \end{aligned} \quad (11)$$

Este cambio en el proceso de producción de acero en ArcelorMittal permitirá que el 13% del acero sea producido a partir de hidrógeno, contribuyendo a la reducción de las emisiones de CO₂ y haciendo el proceso mucho más sostenible. Sin embargo, es importante mencionar que el acero

verde sigue siendo una aleación de hierro (Fe) y carbono (C), por lo que no es posible lograr una 'fabricación de acero sin carbono' en su totalidad. Por lo tanto, siempre habrá una cierta cantidad de carbono en el acero. Al utilizar hidrógeno verde en lugar de coque, se pueden eliminar las emisiones directas de CO₂, ya que la reacción química con hidrógeno produce agua en lugar de dióxido de carbono. Sin embargo, el carbono sigue formando parte de la estructura del acero debido a su composición. Después de esta etapa, el hierro metálico producido pasa por un proceso adicional en el que se añade una cantidad controlada de carbono para formar la aleación de acero.

Por lo tanto, el acero verde mantiene sus propiedades como una aleación de hierro y carbono, con la ventaja de ser producido de manera más sostenible y con emisiones significativamente reducidas de dióxido de carbono.

En un proceso híbrido, donde se utiliza parcialmente hidrógeno como agente reductor y el coque se usa en menor cantidad, parte del carbono puede provenir del propio coque. Este coque, que en el proceso tradicional se usa tanto como fuente de calor como agente reductor, podría utilizarse solo como una fuente controlada de carbono, reduciendo significativamente las emisiones de CO₂. Para simplificar, se ha considerado una eficiencia de conversión del 100% en la producción de acero, es decir, la producción de acero será aproximadamente igual a la producción de hierro. Por tanto, la diferencia radica en el proceso de reducción del mineral de hierro, que utiliza hidrógeno en lugar de coque (carbón), pero el carbono aún se añade más tarde en el proceso de fabricación del acero.

Además, cabe destacar que no es posible producir la cantidad total de hidrógeno necesaria para reemplazar completamente el coque y lograr una producción de acero completamente verde. Por lo tanto, se podrán producir 596 691.01 toneladas de acero a partir del hidrógeno, que podrán verse aumentadas si la empresa aumenta la producción eléctrica renovable mediante la hibridación con otras tecnologías como la solar fotovoltaica.

La transición hacia el uso de hidrógeno permitirá un ahorro significativo en emisiones de CO₂, valorado en 77.86 M€ al año, lo que representa un ahorro del 15%. En términos de impacto ambiental, se reducirán 936 805 toneladas de CO₂, lo que supone un 13% menos en comparación con una producción totalmente basada en coque (7.1 millones de toneladas). Además, se debe tener en cuenta el posible escenario en el que el precio por tonelada de CO₂ continúe en aumento, lo que haría que el ahorro se disparase.

A continuación, se presenta la Tabla 14, que detalla los costos y las emisiones de CO₂ tanto en el escenario actual como en el futuro (considerando unas emisiones de 1.57 ton CO₂/ton acero según el informe de Arcelor [6]), tras la implementación del nuevo proceso de producción de acero.

Tabla 14: Costes de emisiones de CO₂

Descripción	Valor
Precio medio por tonelada de CO ₂ (2023)	83.50 €
Escenario Actual ArcelorMittal:	
Emisiones totales de CO ₂ (para producir 4,5 M ton de acero)	7.07 M ton
Costo total (emisiones de CO ₂ para producir 4.5 M ton de acero)	590 M €
Escenario Futuro ArcelorMittal:	
Producción de acero (a partir de coque) para mantener la producción anual de 4.5 M ton	3.90 M ton
Emisiones totales de CO ₂	6.13 M ton
Costo total (emisiones de CO ₂)	512 M €
Ahorro de emisiones CO₂ (futuro):	
Ahorro en euros	78.22 M €
Ahorro en toneladas	936 805 ton

7 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

En los últimos 20 años, la gestión del mantenimiento ha ganado relevancia por su impacto en los costos de producción, que pueden oscilar entre el 15% y el 60%. Adoptar estrategias de mantenimiento efectivas es esencial para reducir costos y mejorar la eficiencia operativa [28,29].

Para las turbinas eólicas flotantes, el mantenimiento preventivo y predictivo es crucial. El uso de drones para inspección en tiempo real y la recopilación de datos permite un análisis detallado. Diversos métodos de inspección, como sensores permanentes, robots de escalada, ROVs (*Remotely Operated Vehicle*) y UAVs (*Unmanned Aerial Vehicle*), facilitan este proceso. Los UAVs, en particular, ofrecen una solución económica y eficiente para recolectar datos detallados.

El objetivo es lograr inspecciones autónomas con mínima intervención humana. La integración de plataformas robóticas y operadores en tierra optimiza la eficiencia y reduce costos. Dado que la operación y mantenimiento (O&M) puede representar más del 30% del costo total en energía eólica *offshore*, las técnicas robóticas y sensores permanentes son una alternativa más efectiva en comparación con métodos tradicionales, que son más costosos y lentos. Para enfrentar los desafíos de los entornos *offshore* severos, es crucial explorar y adoptar tecnologías avanzadas y soluciones robóticas (Ilustración 25).

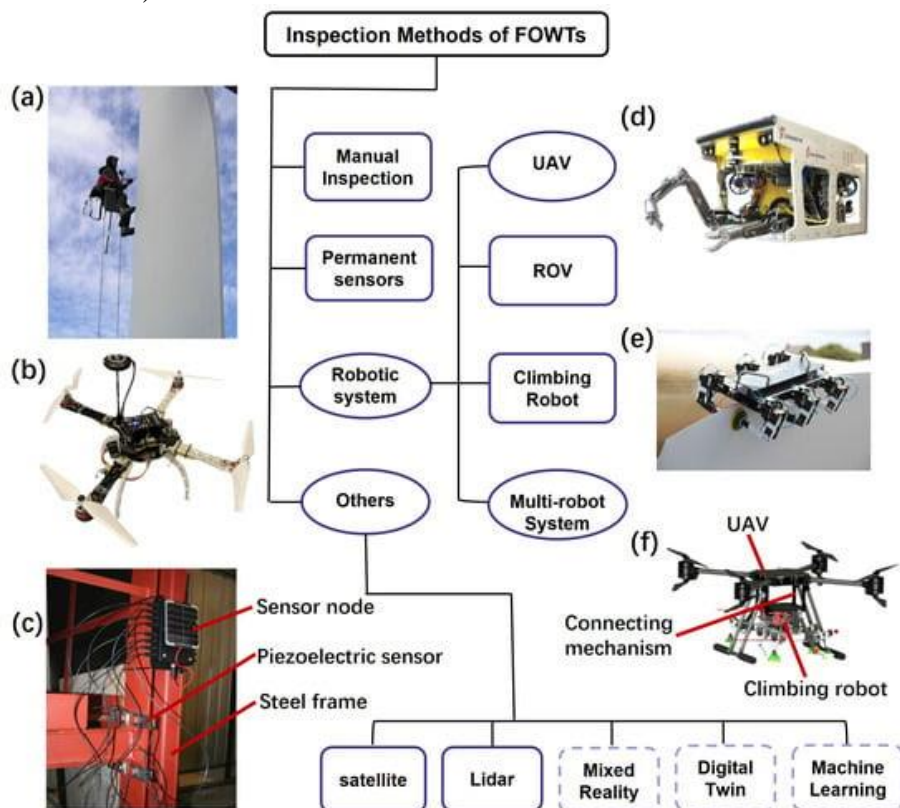


Ilustración 25: Inspección Methods of FOWTs [30].

Se llevó a cabo una evaluación de las condiciones de implantación para considerar todos los factores clave que puedan influir en la instalación, como la velocidad promedio del viento, su dirección predominante y las condiciones ambientales del entorno.

Durante el proceso de selección de tecnología, se buscarán proveedores con buena reputación en la industria eólica y producción de hidrógeno, teniendo en cuenta la disponibilidad de repuestos y su compatibilidad con nuestros sistemas de monitoreo y mantenimiento.

Es necesario implementar un sistema de monitoreo continuo para verificar si todo opera correctamente o si se requiere alguna revisión (Ilustración 26). Este tipo de sistemas informa sobre el rendimiento de las turbinas, o en los electrolizadores, posibles fallas o desgaste, y otros indicadores clave de la producción de energía e hidrógeno.



Ilustración 26: Ejemplo de sistema de monitoreo

Mantenimiento periódico: La instalación requiere inspecciones programadas de carácter preventivo que incluyen la verificación del par de apriete y la comprobación de pernos cada tres meses, así como inspecciones visuales, limpieza y lubricación regular.

Revisión de componentes:

- Cambio de aceite en la multiplicadora: se debe realizar cada año y medio de operación;
- Cambio de aceite en el grupo hidráulico: debe efectuarse a partir de los cuatro años de funcionamiento, sin exceder los cinco años sin sustitución.

Mantenimiento Predictivo: Incluye pruebas de funcionamiento y análisis de vibraciones para extender la vida útil de los equipos. Estas prácticas permiten detectar anomalías antes de que se conviertan en problemas graves, optimizando así el rendimiento y la fiabilidad de los sistemas. Implementar un mantenimiento predictivo eficaz contribuye a reducir tiempos de inactividad y

costos inesperados, mejorando la eficiencia operativa a largo plazo. Para realizar el mantenimiento predictivo, se utilizan diversos sistemas y tecnologías de inspección, incluyendo:

1. Análisis de vibraciones: Sensores monitorean patrones de vibración para detectar problemas como el desgaste;
2. Termografía infrarroja: Cámaras infrarrojas identifican puntos calientes y variaciones de temperatura en los equipos;
3. Análisis de aceite: Se analizan muestras de lubricantes para identificar contaminantes y desgaste de componentes;
4. Monitoreo acústico: Sistemas acústicos detectan ruidos anormales que pueden indicar fallas mecánicas;
5. Inspección visual con drones: Drones proporcionan imágenes detalladas y datos en tiempo real de áreas de difícil acceso;
6. Monitoreo de condiciones: Sensores recopilan datos sobre temperatura, presión y vibración para detectar tendencias y prever fallas;
7. Sensores inteligentes: Sensores conectados a IoT (*Internet of Things*) proporcionan datos en tiempo real y utilizan algoritmos para predecir fallas.

Mantenimiento Correctivo:

Es necesario llevar a cabo mantenimiento correctivo en caso de averías como el *repowering* de equipos eólicos y electrolizadores. Esto puede incluir la sustitución de componentes críticos tales como el rotor, el generador, la multiplicadora, la corona, entre otros.

Por otro lado, un electrolizador está compuesto principalmente por un ánodo y un cátodo que distribuyen las tensiones entre las placas bipolares o celdas. El electrolito fluye o se encuentra entre estas celdas, y mediante una reacción electroquímica, el agua se descompone en hidrógeno y oxígeno. Para evitar que las celdas se deterioren por corrosión y asegurar la mayor eficiencia posible, es importante que las tensiones se distribuyan de manera equitativa (dependiendo de la tecnología, estas tensiones varían entre 2 y 4 voltios).

Para saber qué tensiones están presentes realmente y cómo detectar posibles desviaciones, se puede implementar un sistema de conectores que permitan medir las tensiones en las celdas (sistema conocido como monitoreo de voltaje de celdas) y enviar esas señales a un PLC. Además, los sistemas predictivos que recojan y analicen estos datos nos ayudarán a comprender el estado del electrolizador, optimizar su rendimiento y reducir costos mediante el mantenimiento preventivo, evitando fallos y prolongando la vida útil del equipo (Ilustración 27).

También es posible agregar sensores de temperatura y vibración, y junto con los datos mencionados, incluso la información de estaciones meteorológicas, se podrá gestionar la planta de manera óptima, minimizando los costos de producción, independientemente de la ubicación geográfica o las tecnologías empleadas.

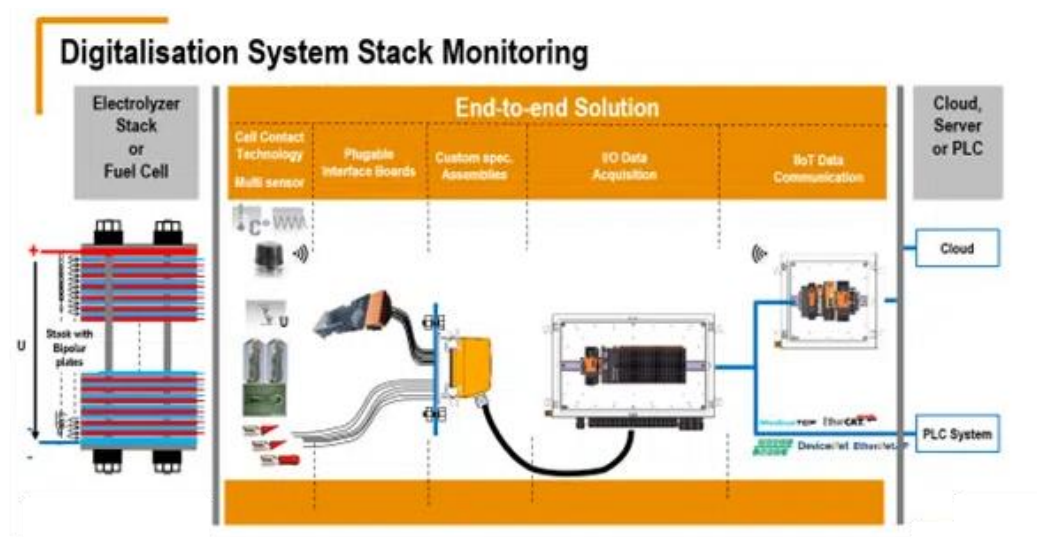


Ilustración 27: Célula de monitoreo de voltaje adaptable en electrolizadores [31].

8 EVALUACIÓN ECONÓMICA

El objetivo de este apartado es analizar la viabilidad financiera del proyecto de energía eólica *offshore* flotante, teniendo en cuenta tanto los costes iniciales de inversión (CapEx) como los costes operativos (OpEx) a lo largo de la vida útil del proyecto.

Se estiman también indicadores financieros clave, como el Periodo de Recuperación de la Inversión (*Payback Period*), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN), con el objetivo de evaluar la viabilidad económica y la rentabilidad a largo plazo del proyecto. Así este análisis más detallado permitirá determinar si el proyecto es rentable bajo las condiciones actuales del mercado energético, y si ofrece un retorno adecuado sobre la inversión inicial.

Para complementar el análisis se ha elaborado una matriz DAFO (Tabla 15), que identifica las Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades del proyecto, proporcionando una visión estratégica de los factores internos y externos que pueden influir en su éxito.

Tabla 15: Análisis D.A.F.O.

Debilidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> Fase inicial de desarrollo tecnológico Altos costes de implementación Dificultad para asegurar financiamiento competitivo frente a proyectos energéticos tradicionales 	<ul style="list-style-type: none"> Competencia de empresas ya especializadas Fluctuación en los precios del hidrógeno verde y la electricidad
Fortalezas	Oportunidades
<ul style="list-style-type: none"> Recurso energético ilimitado y sostenible Independencia de las limitaciones del fondo marino Reducción significativa de la huella de carbono Menor impacto visual y social en comparación con otras fuentes energéticas Reducir la dependencia de combustibles fósiles y de importaciones energéticas 	<ul style="list-style-type: none"> Expansión global debido a la creciente demanda de energías renovables Aumento de la demanda de energía limpia Desarrollo de la economía del hidrógeno Incentivos gubernamentales y políticas favorables a la sostenibilidad Potencial para atraer inversiones internacionales y alianzas estratégicas Creación de empleo y desarrollo local

8.1 Estimación del presupuesto

Al tratarse de un proyecto de eólica flotante, que incluye componentes muy poco comercializados, no es posible conocer precios de mercado estándar. En consecuencia, los valores mostrados en el cálculo económico son estimaciones basadas en aproximaciones a partir del precio de dos proyectos de Iberdrola de eólica marina con estructuras fijas:

- Parque eólico marino Wikinger [32]: con fecha de puesta en marcha de finales de 2017, cuenta con 350 MW de potencia instalada y una inversión total de 1 400 M€, lo que supone un coste unitario de 4 M€/MW. Se instalan un total de 70 turbinas de 5 MW.

- Parque eólico marino Saint-Brieuc [33]: con fecha de puesta en marcha en 2024, cuenta con 496 MW de potencia instalada y una inversión total de 2 400 M€, lo que supone un coste unitario de 4.93 M€/MW. Se instalan un total de 62 turbinas de 8 MW.

Estos costes incluyen no solo a los aerogeneradores, sino también a las materias primas, la mano de obra y todos los costes asociados a la obra civil. Puesto que la eólica marina flotante aún está en una fase muy temprana, se asume que el coste unitario será un 20% mayor al coste del Parque eólico marino de Saint-Brieuc.

Se decide tomar este proyecto como referencia por contar con un número similar de aerogeneradores, una potencia similar a la proyectada y una longitud de cableado de 90 km, similar también a los valores calculados en este proyecto. Además, pese a que el número de plataformas flotantes será la mitad que, de estructuras fijas, su coste se prevé más elevado. En definitiva, se estima que el coste de la parte del proyecto correspondiente al parque eólico marino será de 5.91 M€/MW.

En cuanto al coste del electrolizador, se hace estima a partir de a un estudio titulado “Cost-competitive green hydrogen: how to lower the cost of electrolyzers?” [34], en el que se estima que el coste por kW para electrolizadores de 1 MW de tecnología PEM oscila entre los 667 €/kW y 1450 €/kW. Promediando estos valores y extrapolando a 10 MW, se estima que el coste de cada electrolizador será de 10.85 M€.

De manera natural, los parques eólicos *offshore* suelen presentar una diferencial del orden de 2.5 a 3 veces mayor en costos que un parque onshore. De acuerdo con un estudio de Xavier Turc sobre “*Operations and maintenance costs for offshore wind farm*” [35], para una planta *offshore* de 50 turbinas de 8 MW, a 20 km de la costa y una profundidad de 200 m los costes de operación y mantenimiento se estiman en 0.0282 €/kWh anuales.

En cuanto a los gastos de operación y mantenimiento de los electrolizadores, de acuerdo con un estudio de la empresa especializada en hidrógeno FRV, para electrolizadores PEM de 10 MW se estima un coste del 2% del CapEx al año [36].

Con todo ello, los costes anuales de Operación y Mantenimiento ascienden a 58 857 805€, es decir, cincuenta y ocho millones ochocientos cincuenta y siete mil ochocientos cinco euros.

Una vez justificadas las estimaciones para el CapEx y el OpEx del proyecto, se muestran en la Tabla 16 el cómputo global de la estimación:

Tabla 16: CapEx y OpEx de la instalación

Coste Parque eólico y Producción de Hidrógeno Verde						
Tipo de Coste	Potencia (MW)	Cantidad	Precio/Unidad	€/MW	Precio	%
CapEx						
Parque eólico marino flotante	498	-	-	5 910 000	2 943 180 000 €	59.77%
Electrolizadores	-	48	10 585 000 €	-	508 080 000 €	10.32%
Desalinizador	-	1	1 620 000 €	-	1 620 000 €	0.03%
Total, CapEx					3 452 880 000 €	70.12%
OpEx						
Operación y Mantenimiento					1 471 445 131 €	
Total, OpEx					1 471 445 131 €	29.88%
Total					4 924 325 131 €	100.00%

El elevado valor del CapEx resalta la necesidad de contar con un financiamiento robusto y obtener un retorno significativo para justificar la inversión inicial. Además, es crucial considerar los costos continuos de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil del proyecto (25 años). Estos costos pueden incluir mantenimiento preventivo y correctivo, así como el personal necesario para la operación y garantizar la longevidad del proyecto.

8.2 Análisis de rentabilidad de la inversión

Para el análisis de rentabilidad de la inversión, se considera que Arcelor generará un ahorro económico procedente de dos fuentes distintas:

- Ahorro en materia prima [37]: la producción propia de H_2 permite reducir las necesidades de coque, lo que supone un ahorro económico considerable. De acuerdo con un informe del U.S. Energy Information Administration, en 2022 el precio del coque fue de 0.119 €/kg. La producción de hidrógeno permitirá reducir la demanda de coque en 593 890 283 kg al año, lo que supone un ahorro en materia prima de 71 M€ al año.
- Ahorro en derechos de emisión de CO_2 : los costes derivados de las emisiones de CO_2 para Arcelor ascienden a 590 M€, de acuerdo con el precio medio indicado en el Informe de Sostenibilidad de 2023 de Arcelor [6]. Este mismo informe indica que el coste de 2023 dobla el asumido en 2021, por lo que una tendencia así supone una ventaja más para la rentabilidad del proyecto.

Por último, para la estimación temporal, se tienen en cuenta diferentes estimaciones:

- Pérdida de rendimiento de la instalación: se supone una pérdida de rendimiento anual del 0.5% por desgaste de los diferentes componentes.
- Ratio de actualización del precio del coque: al proceder del carbón un material limitado, se plantea un escenario en el que su precio aumenta un 2% anualmente.
- Ratio de actualización de los derechos de emisión de CO_2 : aunque su precio se está viendo fuertemente afectado por factores especulativos en los últimos años, todo hace indicar que su precio irá en aumento de una forma más marcada, por lo que se ha supuesto un 7.5% de aumento anual. De acuerdo con SENDECO₂ [38], entre el 2020 y el 2024, su precio ha subido un 163%, por lo que la tendencia es alcista.

Teniendo en cuenta todas estas consideraciones, se obtiene que el periodo de retorno de la inversión sería de 15 años y medio, con un TIR (Tasa Interna de Retorno) del 3.15%. Si se tiene en cuenta un coste del capital del 2%, el periodo de retorno de la inversión sería de 23 años, con un VAN (Valor Actual Neto) a 25 años de 637 M€. En el ANEXO VI se detallan los cálculos y resultados del análisis de rentabilidad comentados en este apartado.

9 CONCLUSIONES

9.1 Resultados

Con este trabajo se ha conseguido realizar un proyecto de hibridación de energía eólica marina con hidrógeno que permite contribuir a la descarbonización de la acería ArcelorMittal. Al tratarse de una empresa con una elevada producción, es inviable alcanzar la descarbonización completa de la empresa. Por ello, se ha dimensionado una instalación de 30 plataformas marinas con 2 aerogeneradores cada una. De esta manera, al año se consiguen generar 1726.8 GWh de energía renovable, que se emplean en 48 electrolizadores para la producción de hidrógeno verde.

La inversión en este proyecto tardaría 23 años en recuperarse, debido principalmente al alto coste de los equipos empleados. Además, la TIR y el VAN, como indicadores económicos clave, han arrojado resultados positivos, lo que confirma la viabilidad del proyecto. A continuación, se muestra una tabla con los resultados más relevantes obtenidos con este proyecto (Tabla 17):

Tabla 17: Resumen de los parámetros más relevantes del proyecto

Número de aerogeneradores	60
Número de electrolizadores	48
Pérdidas totales (cableado)	4.39%
Potencia total final (después pérdidas)	476 MW
Energía total generada	1 726.82 GWh
Energía total generada (después pérdidas)	1 650.97 GWh
Hidrogeno producido	32 371.96 ton/año
Reducción demanda coque	596 691.01 ton/año
Ahorro en materia prima (coque)	71.26 M€/año
Ahorro CO ₂	936 805 ton/año
Inversión	3 452 880 000 €
Periodo de retorno de la inversión	23 años
TIR	3.15 %
VAN	624 070 382 €

9.2 Comparación entre hipótesis y resultados

En este apartado se valora en qué medida las hipótesis de partida se han visto validadas. Los puntos sobre los que se realizaron hipótesis fueron los siguientes:

Viabilidad Técnica y Económica:

- **Hipótesis:** Se asume que el parque eólico *offshore* flotante será una solución implementada por ArcelorMittal que resultará técnicamente viable y económicamente competitiva para la generación de hidrógeno verde, dadas las condiciones específicas del sitio y las tecnologías disponibles. Esta hipótesis se fundamenta en la capacidad técnica de los aerogeneradores

flotantes elegidos y los sistemas de producción de hidrógeno, así como en estudios de mercado y evaluaciones de costos.

- Resultado: se llega a un resultado técnicamente viable con las tecnologías actuales de electrolizadores y aerogeneradores.
- Valoración: esta primera hipótesis se puede considerar como validada ya que se consigue que el proyecto sea viable. Es importante recalcar que la viabilidad es a muy largo plazo, pero dado que nos encontramos frente a unas tecnologías emergentes es muy probable que en unos años encontremos tecnologías que lo hagan mucho más factible.

Eficiencia en la Producción de Hidrógeno:

- Hipótesis: La energía generada por el parque eólico permitirá la producción de hidrógeno verde reduciendo significativamente las emisiones de CO₂ en la fabricación de acero en ArcelorMittal. No obstante, debido a limitaciones logísticas y espaciales, no será posible sustituir la totalidad del coque. Así, este estudio evaluará la cantidad de hidrógeno que se puede generar para reemplazar una parte significativa del coque, logrando así, en una primera fase, una notable reducción en las emisiones de CO₂ y demostrando el impacto positivo del hidrógeno verde en el proceso de producción de acero y consecuentemente su ahorro económico.
- Valoración: gracias a este proyecto se estarían ahorrando unas emisiones totales de CO₂ que ascienden a la cantidad de 932 408 ton, de forma que la hipótesis de partida se puede considerar validada.

Impacto Ambiental:

- Impacto ambiental: El impacto ambiental del parque eólico será minimizado al máximo mediante la implementación de tecnologías de monitoreo continuo (predictivo y preventivo) que protejan la fauna marina y aérea, así como la flora para asegurar la aceptación del proyecto por la comunidad local. Además, los aerogeneradores se distanciarán unos de otros lo suficiente para permitir el paso de rutas marítimas y de aves migratorias. El estudio incluirá medidas para proteger la vida marina y las aves, así como estrategias para producir un impacto positivo sobre la vida de las comunidades cercanas.
- Resultado: el parque eólico se ha diseñado a distancia suficiente para que no suponga un problema visual para las personas. Además, se tiene en cuenta que los anclajes no dañen el lecho marino. Las distancias entre aerogeneradores son suficientes para permitir el paso de barcos y no entorpecer a las aves en su vuelo.
- Valoración: se consigue de esta manera minimizar el impacto ambiental total generado por el parque eólico de manera que sea el mínimo posible.

Escalabilidad del Proyecto:

- Hipótesis: El proyecto será escalable para futuras expansiones basadas en su rendimiento inicial y en los avances tecnológicos. Se evaluará la viabilidad técnica y logística para ampliar la infraestructura y aumentar la producción de energía e hidrógeno, considerando que en esta fase solo se ha utilizado una parte del área planificada sin restricciones del Plan de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM).
- Valoración: en efecto, para escalar el proyecto a futuro solo se tendría que aumentar el número de aerogeneradores o electrolizadores o, en caso de repotenciación, sustituir los actuales por los nuevos modelos.

9.3 Futuras líneas de investigación/ líneas abiertas con el trabajo

En cuanto a las futuras líneas de investigación, el enfoque podría estar en aumentar la eficiencia de la producción de hidrógeno sin necesidad de expandir la infraestructura actual de aerogeneradores, que ya cuenta con 60 unidades. Aunque no se planea aumentar el número de turbinas eólicas, existen otras formas de optimizar el sistema actual para incrementar la producción de hidrógeno y reducir la dependencia del coque en la producción de acero.

Como los electrolizadores se han dimensionado para absorber los picos de potencia del parque eólico, existen horas del día en los que el recurso eólico es bajo. Una posible línea abierta para trabajo futuro es la implementación de pequeños parques solares que permitan mantener un perfil de potencia constante a lo largo del día para maximizar la producción de hidrógeno sin necesidad de aumentar el número de electrolizadores.

Este enfoque permitiría a ArcelorMittal disminuir progresivamente el uso de coque, reduciendo así las emisiones de CO₂ sin necesidad de grandes cambios en la infraestructura actual.

10 CONCLUSIONS

10.1 Results

This work has successfully developed a hybrid project combining offshore wind energy with hydrogen, contributing to the decarbonization of ArcelorMittal's steelworks. Given the company's high production levels, complete decarbonization is unfeasible. Therefore, a system consisting of 30 offshore platforms, each equipped with 2 wind turbines, has been designed. This setup is projected to generate 1726.8 GWh of renewable energy annually, which will be used in 48 electrolyzers for green hydrogen production.

The investment in this project would take 23 years to recover, primarily due to the high cost of the equipment used. Additionally, the IRR (Internal Rate of Return) and NPV (Net Present Value), as key economic indicators, have yielded positive results, confirming the project's viability. Below is a table displaying the most relevant results obtained from this project (Tabla 17):

Table 18 Summary of the most relevant parameters of the project

Number of wind turbines	60
Number of electrolyzers	48
Total losses (wiring)	4.39%
Final total power (after losses)	476 MW
Total energy generated	1 726.82 GWh
Total energy generated (after losses)	1 650.97 GWh
Hydrogen produced	32 371.96 ton/año
Reduction in coke demand	596 691.01 ton/año
Savings in raw materials (coke)	71.26 M€/año
CO ₂ savings	936 805 ton/año
Investment	3 452 880 000 €
Payback period	23 años
IRR	3.15 %
NPV	624 070 382 €

10.2 Comparison Between Hypotheses and Results

In this section, we assess the extent to which the initial hypotheses have been validated. The points on which hypotheses were made are as follows:

Technical and Economic Viability:

- **Hypothesis:** It is assumed that the floating offshore wind farm will be a solution implemented by ArcelorMittal that will be technically viable and economically competitive for green hydrogen generation, given the site's specific conditions and the available technologies. This hypothesis is based on the technical capacity of the chosen floating wind turbines and hydrogen production systems, as well as market studies and cost assessments.

- Result: a technically viable outcome has been achieved with the current technologies of electrolyzers and wind turbines.
- Assessment: this initial hypothesis can be considered validated, as the project is feasible. It is important to emphasize that the viability is very long-term, but given that we are dealing with emerging technologies, it is very likely that in a few years we will find technologies that make it much more feasible.

Efficiency in Hydrogen Production:

- Hypothesis: The energy generated by the wind farm will allow to produce green hydrogen, significantly reducing CO₂ emissions in steel manufacturing at ArcelorMittal. However, due to logistical and spatial limitations, it will not be possible to completely replace coke. Thus, this study will evaluate the amount of hydrogen that can be generated to replace a significant portion of the coke, achieving a notable reduction in CO₂ emissions in the initial phase and demonstrating the positive impact of green hydrogen on the steel production process and its economic savings.
- Assessment: thanks to this project, total CO₂ emissions would be reduced by approximately 932 408 tons, thus the initial hypothesis can be considered validated.

Environmental Impact:

- Environmental Impact: The environmental impact of the wind farm will be minimized through the implementation of continuous monitoring technologies (predictive and preventive) to protect marine and aerial fauna, as well as flora, to ensure community acceptance of the project. Additionally, the wind turbines will be spaced sufficiently apart to allow for maritime routes and migratory birds. The study will include measures to protect marine life and birds, as well as strategies to produce a positive impact on the lives of nearby communities.
- Result: the wind farm has been designed at a sufficient distance to avoid visual disturbance for people. Furthermore, it considers that the anchors do not damage the seabed. The distances between wind turbines are adequate to allow for boat passage and do not obstruct birds in flight.
- Assessment: this approach successfully minimizes the total environmental impact generated by the wind farm to the least possible extent.

Scalability of the Project:

- Hypothesis: The project will be scalable for future expansions based on its initial performance and technological advancements. The technical and logistical feasibility for

expanding the infrastructure and increasing energy and hydrogen production will be evaluated, considering that in this phase only a portion of the planned area has been utilized without restrictions from the Maritime Spatial Planning (POEM).

Assessment: indeed, to scale the project in the future, it would only be necessary to increase the number of wind turbines or electrolyzers or, in the case of repowering, replace the current models with new ones.

10.3 Future Research Lines/Open Lines with the Work

Regarding future research lines, the focus could be on increasing hydrogen production efficiency without the need to expand the current infrastructure of wind turbines, which already consists of 60 units. Although there are no plans to increase the number of wind turbines, there are other ways to optimize the existing system to enhance hydrogen production and reduce dependence on coke in steel production.

As the electrolyzers have been sized to absorb the power peaks of the wind farm, there are times of the day when the wind resource is low. A possible open line for future work is the implementation of small solar parks that allow a constant power profile to be maintained throughout the day to maximize hydrogen production without the need to increase the number of electrolyzers.

This approach would allow ArcelorMittal to gradually decrease the use of coke, thus reducing CO₂ emissions without requiring major changes to the current infrastructure.

11 BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

- [1] Objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, Ministerio Para La Transición Ecológica y El Reto Demográfico (n.d.). <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/objetivos.html> (accessed September 18, 2024).
- [2] Sustainability Indicators 2023 report, World Steel Association (n.d.). <https://worldsteel.org/steel-topics/sustainability/sustainability-indicators-2023-report/> (accessed September 18, 2024).
- [3] Total production of crude steel. World total 2023, World Steel Association (n.d.). https://worldsteel.org/data/annual-production-steel-data/?ind=P1_crude_steel_total_pub/WORLD_ALL (accessed September 18, 2024).
- [4] Emisiones mundiales de CO2 de 1995 a 2023, Statista (n.d.). <https://es.statista.com/estadisticas/635894/emisiones-mundiales-de-dioxido-de-carbono/> (accessed September 18, 2024).
- [5] Emisiones de gases de efecto invernadero, Instituto Nacional de Estadística (n.d.). https://www.ine.es/dyngs/INEbase/es/operacion.htm?c=Estadistica_C&cid=1254736176941&menu=ultiDatos&idp=1254735976603 (accessed September 18, 2024).
- [6] Informe de Sostenibilidad 2023 ArcelorMittal España, ArcelorMittal (n.d.). <https://spain.arcelormittal.com/wp-content/uploads/Informe-Sostenibilidad-2023.pdf> (accessed September 18, 2024).
- [7] Hoja de Ruta Eólica Marina y Energías del Mar en España, Ministerio Para La Transición Ecológica y El Reto Demográfico (n.d.). https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/eshreolicamarina-pdfaccesiblev5_tcm30-534163.pdf (accessed September 18, 2024).
- [8] Zonificación para la ubicación de instalaciones eólicas marinas teniendo en cuenta la biodiversidad marina, Ministerio Para La Transición Ecológica y El Reto Demográfico (n.d.). https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/eolicasmarinas_mapaweb2023_tcm30-550742.pdf (accessed September 18, 2024).

- [9] Estudio de Impacto Ambiental de un Parque Eólico Marino, Ideas Medioambientales (n.d.). <https://ideasmedioambientales.com/estudio-impacto-ambiental-eolico-marino/> (accessed September 18, 2024).
- [10] Energías renovables marinas, SEO Bird Life (n.d.). <https://seo.org/energias-renovables-marinas/> (accessed September 18, 2024).
- [11] Impacto medioambiental de la energía eólica marina, Inspecnet (n.d.). <https://inspenet.com/articulo/impacto-medioambiental-de-la-energia-eolica/> (accessed September 18, 2024).
- [12] Biodiversidad del mar Cantábrico, Pakea Bizkaia (n.d.). <https://www.pakeabizkaia.com/mar-de-futuro/biodiversidad/ficha/biodiversidad-del-mar-cantabrico/> (accessed September 18, 2024).
- [13] Aves marinas de Asturias, Autoridad Portuaria de Gijón (n.d.). <https://www.puertogijon.es/wp-content/uploads/2017/02/Aves-Marinas-de-Asturias.pdf> (accessed September 18, 2024).
- [14] Aves en Gijón, (n.d.). <https://avesporgijon.blogspot.com/2021/12/paso-migratorio-e-invernantes.html> (accessed September 18, 2024).
- [15] R.G. Sullivan, L.B. Kirchler, J. Cothren, S.L. Winters, Offshore Wind Turbine Visibility and Visual Impact Threshold Distances Offshore Wind Turbine Visibility 1, Environmental Practice (2013). <https://doi.org/10.1017/S1466046612000464>.
- [16] Floating Offshore Wind – Application Of Standards, Regulations, Project Certification & Classification – Risks And Opportunities, Ramboll (n.d.). https://cms.ore.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2021/09/PN000405-RPT-002-D1-FOW-Standards-Certification-and-Classification-Mapping-Report_Formatted.pdf (accessed September 18, 2024).
- [17] La energía eólica marina flotante: un hito para impulsar las renovables gracias a la innovación, Iberdrola (n.d.). <https://www.iberdrola.com/innovacion/eolica-marina-flotante> (accessed September 18, 2024).
- [18] Global Wind Atlas, (n.d.). <https://globalwindatlas.info/es> (accessed September 18, 2024).
- [19] World Steel in Figures 2024, World Steel Association (n.d.). <https://worldsteel.org/data/world-steel-in-figures-2024/> (accessed September 18, 2024).
- [20] N. Bristow, C. Barrington, OBMs and Carbon-Neutral Steelmaking: Hydrogen in Iron & Steelmaking, International Iron Metallurgy Association (2024).

- [21] Datasheet Vestas V236-15.0, Wind Turbine Models (n.d.). <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/2317-vestas-v236-15.0> (accessed September 18, 2024).
- [22] Datasheet Siemens Gamesa SG 14-236 DD, Wind Turbine Models (n.d.).
- [23] Datasheet MingYang MySE8.3-(One turbine), Wind Turbine Models (n.d.). <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/2427-mingyang-myse8.3-180> (accessed September 18, 2024).
- [24] The cutting edge technology to minimize LCoE, Aerodyn Engineering GMBH (n.d.). https://aerodyn-engineering.com/fileadmin/Flipbook_Brochure/ae_engineering_Brochure/index.php?folder=ae_engineering_Brochure&file=ae_e_Prospekt_nezzy_hoch2_2023_54.pdf&utm_source=substack&utm_medium=email (accessed September 18, 2024).
- [25] HyLYZER® Water Electrolyzers, Cummins (n.d.). <https://www.cummins.com/sites/default/files/2021-08/cummins-hylyzer-1000-specsheet.pdf> (accessed September 18, 2024).
- [26] Electrolizador PEM ME450 H-TEC, H-TEC Systems (n.d.). <https://www.h-tec.com/es/productos/detalle/h-tec-pem-elektrolyseur-me450/me450/> (accessed September 18, 2024).
- [27] Electrolizador PEM Modular Hydrogen Platform de H-TEC, H-TEC Systems (n.d.). <https://www.h-tec.com/es/productos/detalle/mhp-serie/mhp-electrolizador/> (accessed September 18, 2024).
- [28] A. Gray, An explanation of O&M models in the offshore renewable energy sector, ORE Catapult (n.d.). https://cms.ore.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2020/08/OM_Model_Review_Paper_FINAL-2.pdf (accessed September 18, 2024).
- [29] The wind energy value chain: Step 4: Operation and maintenance, FORCE Technology (n.d.). <https://forcetechnology.com/en/wind-energy/wind-energy-operation-and-maintenance> (accessed September 18, 2024).
- [30] K. Zhang, V. Pakrashi, J. Murphy, G. Hao, Inspection of Floating Offshore Wind Turbines Using Multi-Rotor Unmanned Aerial Vehicles: Literature Review and Trends, Sensors 24 (2024). <https://doi.org/10.3390/s24030911>.
- [31] Mantenimiento predictivo en hidrogeneras, Sección Española (n.d.). <https://isa-spain.org/mantenimiento-predictivo-en-hidrogeneras/> (accessed September 18, 2024).

- [32] Wikinger, el parque eólico marino que consolida a Alemania como un mercado estratégico, Iberdrola (n.d.). <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-eolica-offshore/parque-eolico-marino-wikinger> (accessed September 18, 2024).
- [33] Saint-Brieuc: el primer gran proyecto de energía eólica marina de Iberdrola en la Bretaña francesa, Iberdrola (n.d.). <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-eolica-offshore/parque-eolico-marino-saint-brieuc> (accessed September 18, 2024).
- [34] Aliaksei. Patonia, Rahmatallah. Poudineh, Cost-competitive green hydrogen : how to lower the cost of electrolyzers?, Oxford Institute for Energy Studies (2022).
- [35] X. Turc Castellà, Operations and Maintenance Costs for Offshore Wind Farm, (n.d.). <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/329731/master-thesis-xavier-turc-castell-.pdf> (accessed September 18, 2024).
- [36] Posibles modelos de negocio para proyectos de hidrógeno verde, FRV (n.d.). https://www.unepfi.org/wordpress/wp-content/uploads/2021/07/Segunda-sesio%CC%81n_Modelos-de-Negocio_H2-verde.pdf (accessed September 18, 2024).
- [37] Petroleum coke price and expenditure estimates, U.S. Energy Information Administration (n.d.). https://www.eia.gov/state/seds/sep_fuel/html/pdf/fuel_pr_pc.pdf (accessed September 18, 2024).
- [38] Precios Emisiones de CO2, SENDECO2 (n.d.). <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2> (accessed September 18, 2024).