



**Universidad  
Europea**

**MASTER EN ENERGÍAS  
RENOVABLES**

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

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**ANEXOS**

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

## ÍNDICE

ANEXO I – Marco teórico y metodológico.....	6
1.1.    Energía eólica marina .....	6
1.2.    Energía eólica marina en España .....	8
1.3.    Plataformas eólicas marinas flotantes .....	10
1.4.    Tipos de movimientos de las plataformas y sus impactos .....	14
1.4.1.    Sistema de Mooring .....	15
1.5.    Aerogeneradores .....	17
1.5.1.    Avances en turbinas eólicas flotantes de multi rotor .....	19
1.6.    Hidrogeno Verde.....	21
1.6.1.    Factor de compresibilidad.....	24
1.6.2.    Contenido energético .....	25
1.7.    Métodos de producción de hidrógeno.....	26
1.7.1. Electrolisis .....	28
1.7.2. Electrolizador.....	29
1.8.    Modelos de integración de eólica <i>offshore</i> con producción de hidrógeno .....	32
ANEXO II –Selección del aerogenerador .....	35
I.    Vestas V236-15.0 MW .....	35
II.    Siemens Gamesa SG 14.....	35
III.    Mingyang Ocean X.....	36
ANEXO III – Selección del electrolizador .....	37
I.    Cummins HyLYZER .....	37
II.    H-TEC SYSTEMS ME450.....	37
III.    H-TEC SYSTEMS Modular Hydrogen Platform (MHP).....	38
IV.    Resumen y elección de electrolizador .....	39
ANEXO IV –Justificación de la ausencia del sistema de compresión y de almacenamiento de la instalación .....	40
ANEXO V –Selección de la planta desaladora .....	41
ANEXO VI – Análisis de rentabilidad .....	43
ANEXO VII – Hojas de características.....	46
7.1 Electrolizador.....	46

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

## **Estudio de viabilidad para la descarbonización de una acería**



7.2 Planta desaladora .....	47
Bibliografía .....	48

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Previsión global de la energía eólica offshore .....	6
Ilustración 2: Capacidad añadida offshore 2023 .....	7
Ilustración 3: Capacidad acumulada offshore 2023 .....	7
Ilustración 4: Coste medio de la energía eólica .....	8
Ilustración 5: Capacidad de instalaciones realizadas en Europa durante 2023 .....	9
Ilustración 6: Tipos de plataformas flotantes .....	10
Ilustración 7: CapEx tecnología Nezy2 <sup>2</sup> .....	13
Ilustración 8: Tipos de plataformas flotantes incluyendo Nezy2[13] .....	13
Ilustración 9: Tipos de movimientos de plataformas eólicas marinas [15] .....	15
Ilustración 10: Componentes básicos de un aerogenerador marino .....	17
Ilustración 11: Evolución del tamaño y la potencia de las turbinas eólicas onshore y offshore (1980-2030) .....	18
Ilustración 12: Turbinas eólicas de múltiple rotor [24] .....	19
Ilustración 13: Reducción de espacio entre rotores y correcta orientación de las plataformas[26] .....	20
Ilustración 14: distancias de separación de los aerogeneradores [28]. .....	20
Ilustración 15: Representación de las estelas formadas por los aerogeneradores [27] .....	20
Ilustración 16: Tipos de producción de hidrógeno y sus correspondientes huellas ecológicas [31] .....	22
Ilustración 17: Crecimiento previsto de demanda de hidrógeno por regiones (2020-20250) ..	22
Ilustración 18: Distintos usuarios previstos del hidrógeno (2020-2050) .....	24
Ilustración 19: Volumen ocupado por 1 kg de hidrógeno en estado gaseoso y líquido[33] .....	25
Ilustración 20: Comparación de la energía producida por unidad de masa y de volumen del hidrógeno frente a otros combustibles .....	25
Ilustración 21: Clasificación del hidrógeno por colores [34] .....	26
Ilustración 22: Previsiones de producción de hidrógeno por décadas (2030-2050)[31] .....	27
Ilustración 23: Esquema de producción de hidrógeno por electrolisis .....	28
Ilustración 24: Coste previsto del hidrógeno (2030-2050) [31] .....	28
Ilustración 25: Proyección de crecimiento en la capacidad de generación de energía por regiones [31] .....	29
Ilustración 26: Esquema de electrolizadores, PEM AEC y SOEC [32]. .....	29
Ilustración 27: Evolución prevista del coste de los electrolizadores PEM y alcalino [31] .....	31
Ilustración 28: Evolución del hidrógeno verde producido mediante eólica marina .....	31
Ilustración 29: Métodos de producción de hidrógeno a través de energía eólica offshore .....	32

Ilustración 30: Distintas configuraciones para generación de hidrógeno mediante eólica offshore .....	34
Ilustración 31: Aerogenerador Vestas V236-15.0 MW .....	35
Ilustración 32: Aerogenerador Siemens Gamesa SG 14.....	36
Ilustración 33: Aerogenerador Mingyang Ocean X.....	36
Ilustración 34: Electrolizador Cummis HyLYZER .....	37
Ilustración 35: Electrolizador H-TEC SYSTEMS ME450.....	38
Ilustración 36: Electrolizador H-TEC SYSTEMS Modular Hydrogen Platform (MHP).....	38
Ilustración 37: Modelo desalinizadora TW-225K-5680 de Pure Aqua .....	42
Ilustración 38: Análisis de rentabilidad I.....	43
Ilustración 39: Análisis de rentabilidad II.....	44
Ilustración 40: Flujo de caja a origen anual durante 25 años.....	45

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características de las plataformas de eólica flotante [16] .....	11
Tabla 2: Clasificación de los movimientos de una plataforma flotante[17] .....	14
Tabla 3: Características principales de los distintos tipos de anclajes.....	16
Tabla 4: Propiedades físicas del hidrógeno [32].....	23
Tabla 5: Métodos de producción de hidrógeno y sus características principales .....	27
Tabla 6: Características principales electrolizadores AEC, PEM y SOEC [30].....	30
Tabla 7: Principales modelos de eólica offshore con hidrógeno [35].....	33
Tabla 8: Resumen de las características de los electrolizadores.....	39
Tabla 9: Características de la desalinizadora TW-225K-5680 de Pure Aqua .....	41
Tabla 10: Resultados del análisis de rentabilidad I.....	45
Tabla 11: Resultados del análisis de rentabilidad II .....	45

## ANEXO I – Marco teórico y metodológico

### 1.1. Energía eólica marina

La energía eólica marina (*offshore*) es una energía renovable destinada para capturar la energía del viento en el entorno marino y transformarla en energía eléctrica. Dentro de la energía eólica marina, existen dos tipos: la de cimentación fija y la flotante. La cimentación fija se puede instalar en profundidades de hasta 80 metros, mientras que la flotante es adecuada para profundidades de 900 metros o más. En el futuro, la mayoría de los parques eólicos flotantes estarán ubicados a entre 12 y más de 30 millas (aproximadamente 20–60 km) de la costa, anclados a grandes profundidades [1]. Esto permite que su instalación esté más alejada de la costa, aprovechando mejor la energía del viento más fuerte y constante, y también reduce el impacto visual y el rechazo social.

El GWEC Market Intelligence [2] proyecta que la eólica flotante solo se comercializará completamente al final de esta década, con la expectativa de nuevas instalaciones a gran escala a partir de 2029.

En términos regionales, se espera que Europa represente el 60% de las nuevas instalaciones entre 2024 y 2033 (Ilustración 1), mientras que la APAC (Asia-Pacífico) contribuirá con el 33% y América del Norte con el 7%. Para finales de 2033, se prevé que la capacidad global de eólica flotante alcance los 31 GW, aumentando su participación en las instalaciones totales de eólica marina del 0.3% actual al 6%.

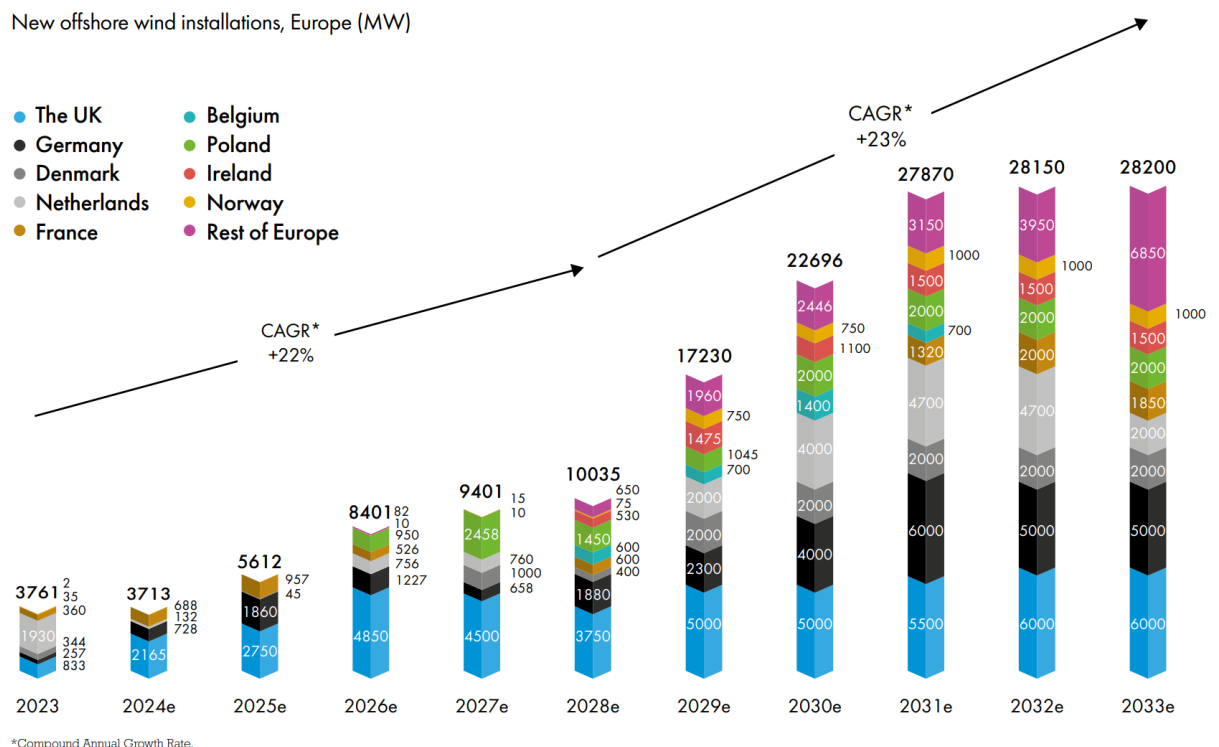


Ilustración 1: Previsión global de la energía eólica offshore

A nivel mundial, el mercado de energía eólica marina ha crecido en promedio un 22% anualmente en la última década, alcanzando a finales de 2021 una potencia instalada de 57.2

GW, 28 GW de ellos en Europa [3]. La mayoría de estos parques eólicos marinos utilizan cimentación fija, aunque cada vez más países están comenzando a desarrollar parques eólicos marinos flotantes. Una vez que la eólica marina flotante presenta ventajas significativas, como la expansión de las áreas viables para el desarrollo y la capacidad de aprovechar recursos eólicos más constantes e intensos.

En 2022, se conectaron a la red más 8.8 GW de energía eólica marina[4], alcanzando así un total de 64.3 GW de capacidad global acumulada. Aunque esta cifra represente una disminución de 58% con respecto a 2021, fue el segundo mejor año en términos de nuevas adiciones en la historia de la energía eólica marina. En 2023, la energía eólica marina continuó su expansión con la conexión a la red de más de 10.8 GW (Ilustración 2), lo que llevó la capacidad total instalada a nivel mundial a 75.2 GW (Ilustración 3). En cuanto a Europa, el año 2023 marcó un récord con 3.8 GW añadidos a la red repartidos por 11 proyectos (21% de ellos *offshore*) [5,6].

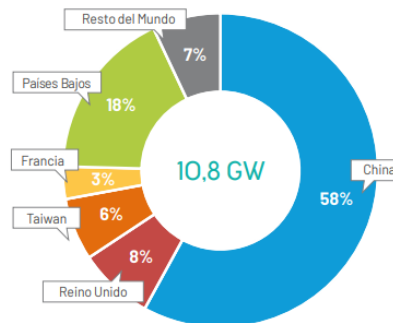


Ilustración 2: Capacidad añadida offshore 2023

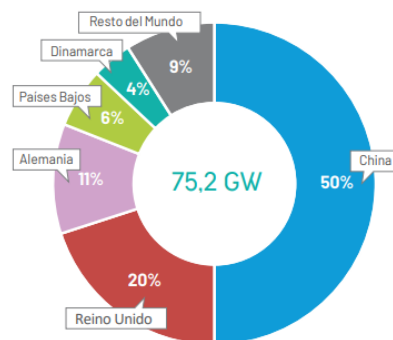


Ilustración 3: Capacidad acumulada offshore 2023

Con relación a la eólica marina flotante en 2023 se ha instalado 47.4 MW de nueva capacidad. Esto incluye 34.4 MW del proyecto noruego Hywind Tampen, el mayor parque eólico flotante del mundo, así como dos aerogeneradores en China de 4 y 7.3 MW y 2 MW en España, correspondientes al proyecto DemoSATH [5].

La energía eólica marina es clave para los objetivos de cambio climático, y según IRENA (International Renewable Energy Agency), se necesitarán casi 500 GW de capacidad instalada de energía eólica *offshore* para 2030 y 2 465 GW para 2050 para cumplir con el escenario climático que busca mantener el calentamiento global dentro de 1.5°C por encima de los niveles preindustriales [4]. Se estima un crecimiento de 28% para la energía eólica marina entre 2023 y 2028, siendo China y Europa los principales responsables, representando más del 85% de las

nuevas instalaciones [5]. Sin embargo, los fabricantes, desarrolladores e inversores de la industria eólica marina identifican la falta de sitios disponibles para proyectos y la insuficiencia de volúmenes asignados como los dos principales obstáculos para la expansión de la energía eólica marina.

Desde 2010, se ha producido una disminución significativa en el costo de las opciones de generación de energía renovable. Según el informe de IRENA de 2023 [4], el costo nivelado de electricidad (LCoE) para la energía eólica marina global se redujo en un 67% entre 2010 y 2021. Solo en 2021 el LCoE de los proyectos de energía eólica marina a gran escala disminuyó un 13% en comparación con 2020, esto refuerza a pesar de todo el impacto de las economías de escala, innovaciones y políticas de incentivo haciendo que la energía eólica marina sea más competitiva y subrayando su viabilidad económica en las transiciones sostenibles.

Según un estudio de la IEA (International Energy Agency), se prevé que en los próximos años la energía eólica flotante experimente una reducción de costos más pronunciada que la eólica terrestre (*onshore*). Esto se debe en parte al acceso a áreas con mayores recursos y, por lo tanto, a un mejor factor de capacidad. Se proyecta que los costos de esta tecnología disminuyan entre un 38% y un 50% para 2050. Estas reducciones serán impulsadas por el aumento de la producción, la estandarización de los procesos y los beneficios del aprendizaje práctico [7]. Sin embargo, actualmente como la tecnología de turbinas eólicas flotantes aún es relativamente nueva y cuenta con pocas unidades en operación, el LCoE sigue siendo bastante elevado. No obstante, según la previsión de DNV (Det Norske Veritas) de 2023, se estima que el costo medio global para la energía eólica *offshore* flotante será de aproximadamente 62 €/MWh en 2050 (USD 67/MWh, en la Ilustración 4), aunque esto puede variar entre diferentes regiones y proyectos [8].

World average levelized cost of wind energy

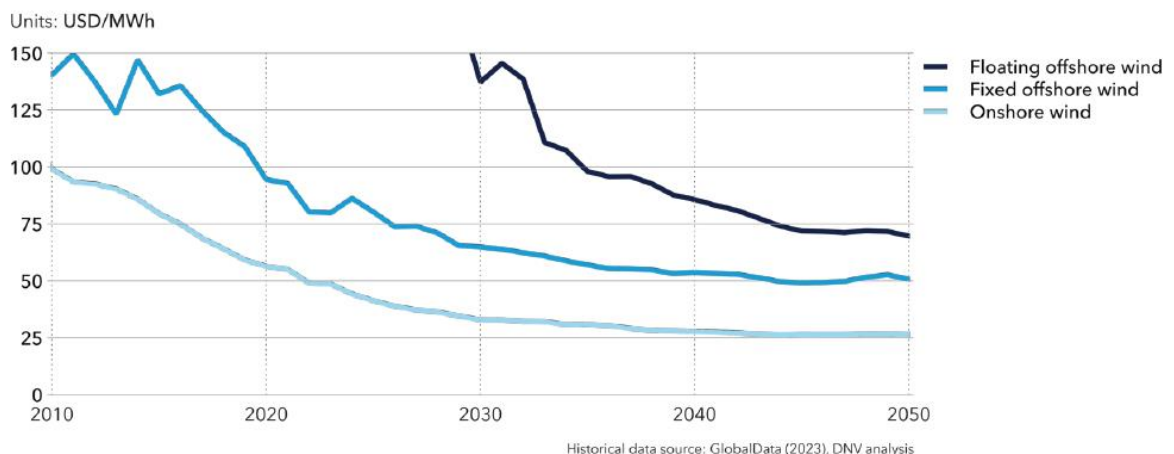


Ilustración 4: Coste medio de la energía eólica

### 1.2. Energía eólica marina en España

España ocupa una posición competitiva y estratégica a nivel mundial en el sector eólico debido a las particularidades de su costa, la tecnología eólica marina más adecuada para implementación es la flotante. Con una costa que se extiende por 7 905 km [9], el país cuenta con un recurso eólico abundante y constante, el cual puede ser explotado de manera eficiente.





En este contexto, España lidera en Europa en investigación y desarrollo de energía eólica flotante, subrayando su posición de vanguardia en avance tecnológico y sostenibilidad en el sector energético [10].

A continuación, se presenta la Ilustración 5, que muestra la capacidad de instalaciones realizadas en Europa durante 2023. Se observa que España solo instaló 2 MW en ese año, lo que representa el 0.6% del total de la capacidad *offshore* instalada en el continente europeo [11].

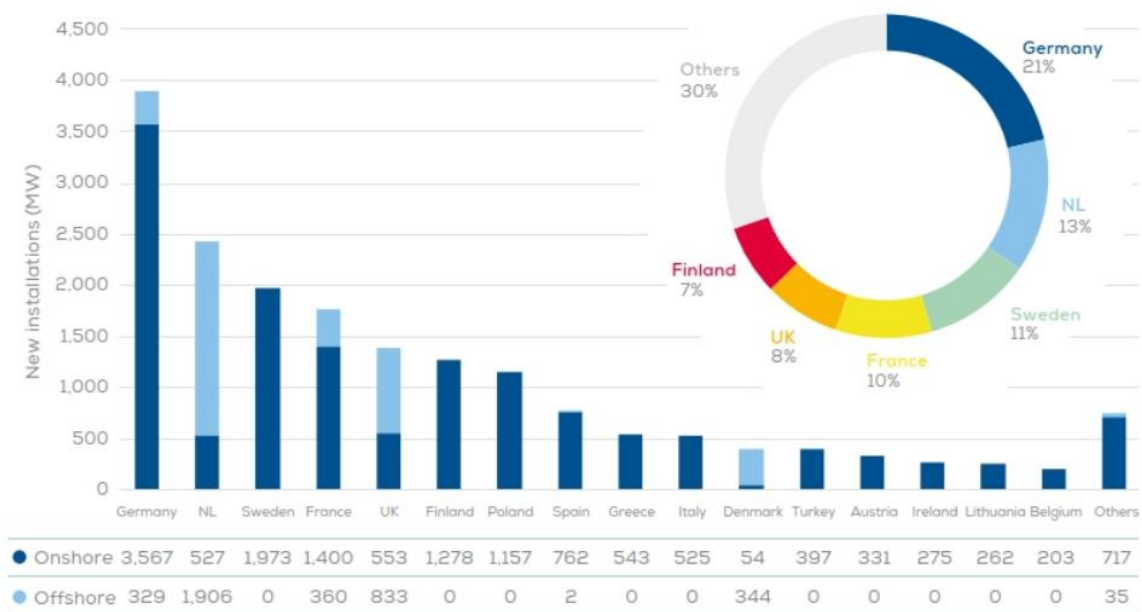


Ilustración 5: Capacidad de instalaciones realizadas en Europa durante 2023

### 1.3. Plataformas eólicas marinas flotantes

Las estructuras flotantes permiten explotar emplazamientos en aguas más profundas a las que no se puede acceder con la tecnología de cimentación fija. Esta ventaja es significativa, dado que el 80% de los recursos eólicos marinos en Europa se encuentran en zonas con más de 60 metros de profundidad [12,13]. Además, el avance en la tecnología flotante ayuda a reducir los costos y riesgos asociados con la construcción, instalación, operación y desmantelamiento de parques eólicos marinos [14].

En los parques eólicos marinos flotantes, los aerogeneradores se instalan sobre plataformas flotantes que se mantienen estables mediante sistemas de anclaje al fondo marino. Los tres tipos principales de anclajes son la catenaria, el sistema de tensión (*taut leg*) y el de semi-tensión. Los materiales más comunes utilizados en estos sistemas incluyen cadenas, cables de acero y fibras sintéticas.

La Ilustración 6 ilustra los diferentes tipos de plataformas flotantes actuales, y la Tabla 1 proporciona un resumen de sus características principales. Como se puede ver en la ilustración estas plataformas no tocan directamente el fondo marino, sino que están ancladas a él mediante sistemas como catenarias o cables. Pueden estar parcialmente sumergidas o flotando en la superficie del agua. Actualmente, la estructura más utilizada es la semi-sumergible, debido a su coste, facilidad de instalación y su evolución a partir de tecnologías del sector petrolero. Las fundaciones flotantes se construyen principalmente con acero o concreto. Las fundaciones semi-sumergibles utilizan acero, mientras que las barcazas y las estructuras tipo spar emplean concreto, que puede ser más económico y menos contaminante que el acero [15].

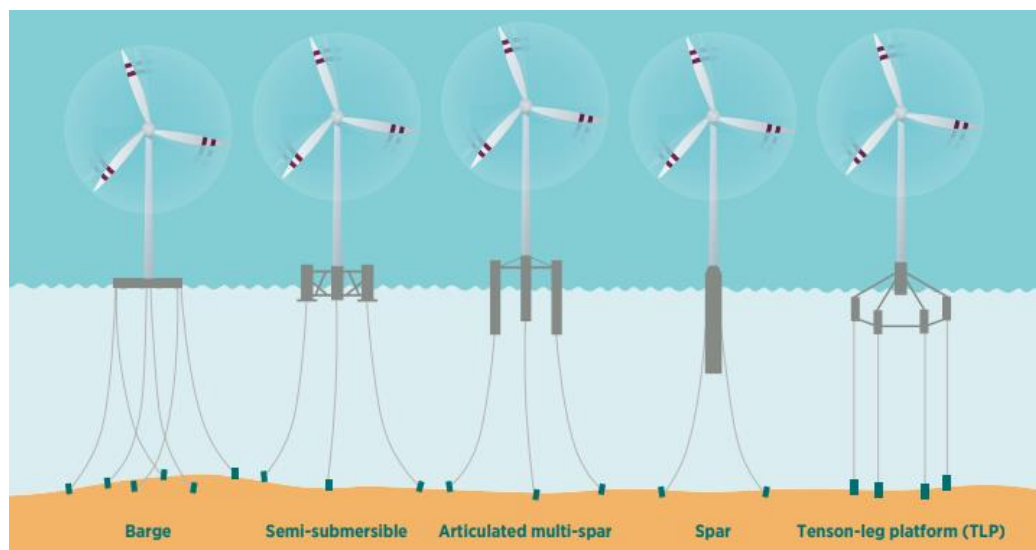


Ilustración 6: Tipos de plataformas flotantes

Tabla 1: Características de las plataformas de eólica flotante [16]

Tipo plataforma	Características	
Barge	<ul style="list-style-type: none"> <li>Algunos diseños de <i>barge</i> incluyen un reservorio para suprimir la carga inducida por las olas</li> </ul>	
	<b>Beneficios:</b>	<b>Desafíos:</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Operable en profundidades a partir de 30 metros para acomodar condiciones complejas del lecho marino</li> <li>Construible en acero, concreto o soluciones híbridas ofreciendo flexibilidad en la selección de materiales</li> <li>Escalable para soportar subestaciones pesadas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Particularmente expuesta a las olas teniendo mayores movimientos</li> <li>Exige sistemas de amarre más robustos, incrementando la complejidad</li> </ul>
Semi-sumergible	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normalmente requiere una barcaza de agua movable para limitar el lastre</li> <li>Logra estabilidad estática distribuyendo la flotabilidad por debajo de la línea de flotación</li> </ul>	
	<b>Beneficios:</b>	<b>Desafíos:</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reduce el efecto de las olas</li> <li>Independencia de la profundidad</li> <li>Sistema de amarre y anclaje barato y sencillo</li> <li>Insensibilidad a las condiciones del suelo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fabricación no industrializada</li> <li>Mayor exposición a las olas lleva a menor estabilidad y tiempos de amarre más largos</li> <li>Tiempo de construcción largo y complejo</li> <li>Problemas de movimiento lateral para exportar cables</li> </ul>
Multiplataforma Spar	<ul style="list-style-type: none"> <li>Por ejemplo, el flotador TetraSpar combina las ventajas de diseños flotantes ya existentes y es adecuado para profundidades de agua entre 10 y 1000 metros.</li> <li>Presenta una estructura tetraédrica simple y equipada con una quilla, el sistema se estabiliza en el lugar de instalación al bajar y lastrar la quilla.</li> </ul>	
SPAR (Single Point Anchor Reservoir)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Concepto más sencillo y dinámica atractiva</li> <li>Profundidad mínima de 80 metros durante el proceso de instalación</li> </ul>	
	<b>Beneficios:</b>	<b>Desafíos:</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adecuado para estados de mar más altos</li> <li>Insensibilidad a las condiciones del suelo</li> <li>Sistema de amarre y anclaje barato y simple</li> <li>Bajo riesgo operacional</li> <li>Poco susceptible a la corrosión</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Peso elevado, con largas líneas de amarre y estructura pesada</li> <li>Alta necesidad de acceso de grúas y gran espacio en el lecho marino</li> <li>Montaje en aguas profundas que requiere tiempo y es costoso</li> <li>Altas cargas de fatiga en la base inferior</li> <li>Se necesitan embarcaciones especializadas para la instalación</li> </ul>

Tipo plataforma	Características	
TLP (Tensión-Leg Platform)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Logra estabilidad estática a través de la tensión de las líneas de amarre con un tanque de flotabilidad sumergido</li> <li>Normalmente requiere un buque de instalación especializado</li> </ul>	
	Beneficios:	Desafíos:
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Flexibilidad de profundidad debido a una buena relación peso/profundidad</li> <li>Estructura ligera y simple, fácil para O&amp;M</li> <li>Menores costos de material debido al peso estructural de la subestructura</li> <li>Montaje en alta mar o en dique seco posible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ensamblaje inestable, requiriendo el uso de un buque especial</li> <li>Alta carga vertical de amarre</li> <li>Sistema de amarre complejo y costoso, lo que hace que el diseño de la plataforma sea más caro</li> <li>Los tendones de amarre presentan alto riesgo operativo en caso de fallo de amarre y agregan requisitos a los lechos marinos</li> </ul>

Además de las plataformas reconocidas en el mercado de la eólica flotante en 2014 se desarrolló una tecnología muy interesante llamada Nezy<sup>2</sup>, adecuada para turbinas eólicas en aguas profundas (a partir de 40 metros). Nezy<sup>2</sup> ha sido desarrollada, certificada (habiendo recibido una Declaración de Viabilidad por DNV) y probada en diferentes escalas para demostrar su eficiencia, calidad y capacidad de resistencia, y está lista para su implementación global a gran escala. Esta tecnología se destaca por su eficiencia y estabilidad, gracias a un mecanismo de autoalineación que reduce carga y peso, mejorando la generación de energía. La fundación de concreto (*concrete*) prefabricado es económica, flexible y de montaje rápido. Su configuración de dos rotores concentra el flujo de viento para aumentar la producción energética, mientras que el sistema de anclaje en catenaria facilita la instalación y el mantenimiento, permitiendo el reemplazo de componentes grandes sin equipos especiales [13].

Nezy<sup>2</sup> combina una turbina ligera con una subestructura autoalineable y un sistema de anclaje de punto único, permitiendo la instalación de dos turbinas en una sola fundación. Esto reduce significativamente los costos de fundación, instalación y operación, además de acelerar el proceso operativo. Las inspecciones y mantenimientos se realizan de manera más eficiente para ambas turbinas simultáneamente, utilizando un sistema de anclaje comprobado y materiales ligeros [13].

En la Ilustración 7 se presenta la distribución porcentual de los costos CapEx asociados a esta tecnología, donde se puede observar que los mayores costos corresponden a las turbinas (30%), seguidos por los de la infraestructura eléctrica (18%) y la gestión y desarrollo del proyecto (7%), sumando en total un 55% de los costes [13].

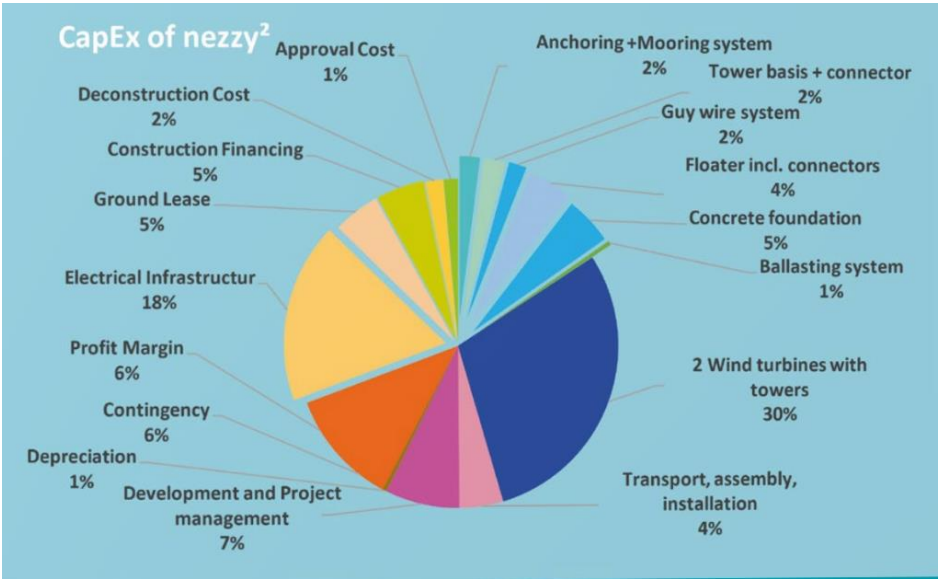


Ilustración 7: CapEx tecnología Nezy²

A continuación, la Ilustración 8 compara diversas plataformas flotantes (*spar*, *barge*, *semi-sub*, *tension-leg* y la más reciente tecnología Nezy²) en función de criterios técnicos y operativos. Se evalúan la aceleración en la torre, las cargas de las olas, el consumo de materiales, la producción en serie, el rendimiento energético, el reemplazo de componentes, la profundidad mínima y el esfuerzo de instalación. La ilustración muestra que la plataforma más ventajosa es Nezy².

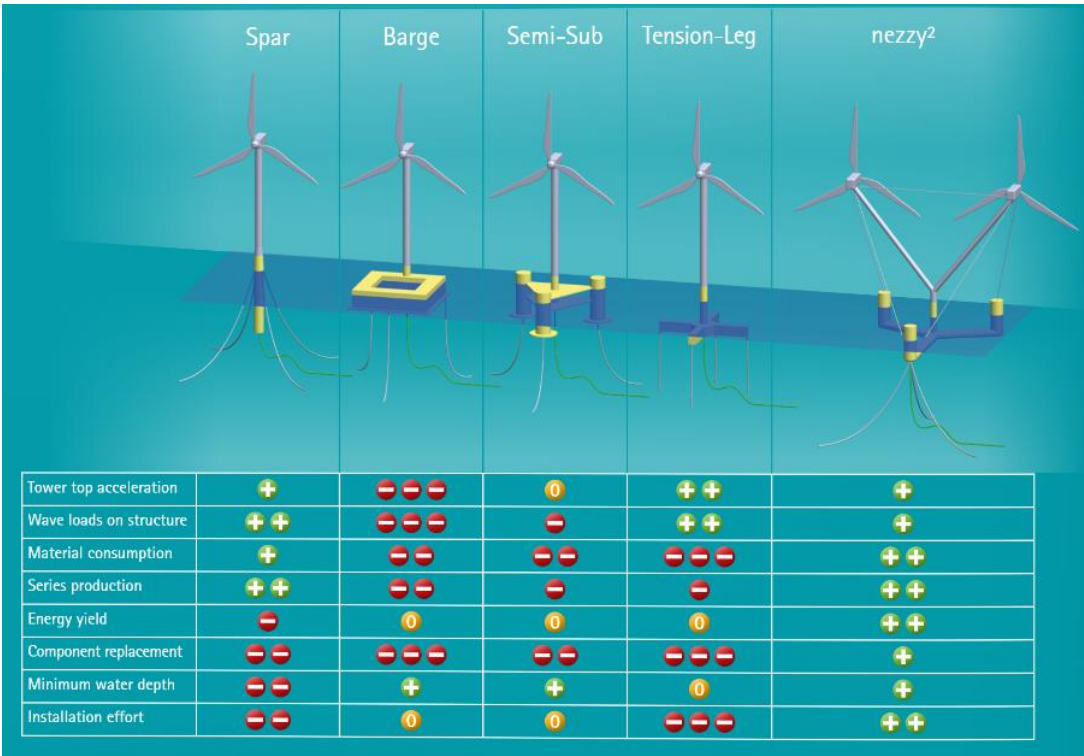


Ilustración 8: Tipos de plataformas flotantes incluyendo Nezy2[13]

#### 1.4. Tipos de movimientos de las plataformas y sus impactos

A continuación, la Ilustración 9 muestra los tipos de movimientos que una plataforma marina puede experimentar, mientras que la Tabla 2 resume estos movimientos, su impacto y la importancia de su control para garantizar la estabilidad de la turbina. En la energía eólica flotante estos movimientos son fundamentales, ya que influyen directamente en el rendimiento y la eficiencia de las turbinas. Afectan tanto la estabilidad de la estructura como el funcionamiento de componentes clave, como el rotor y la torre siendo crucial controlarlos para optimizar la producción de energía y prolongar la vida útil de las instalaciones.

*Tabla 2: Clasificación de los movimientos de una plataforma flotante[17]*

Tipo de Movimiento	Descripción	Impacto en la Plataforma
<b>Movimientos lineales horizontales</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Avance (Surge): Movimiento hacia adelante o hacia atrás</li> <li>• Deriva (Sway): Movimiento lateral</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La plataforma tiene la capacidad de desplazarse entre 20 y 50 metros en torno a un punto fijo, dependiendo de la flexibilidad de los anclajes y la profundidad del mar</li> </ul>
<b>Movimiento vertical</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Arfada (Heave): Movimiento hacia arriba y hacia abajo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Este movimiento debe reducirse mediante el diseño de la plataforma, una vez que influye en la posición del buje y la velocidad del viento</li> </ul>
<b>Movimientos angulares</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Balanceo (Roll): Movimiento de inclinación lateral</li> <li>• Guiñada (Yaw): Movimiento de rotación horizontal</li> <li>• Cabeceo (Pitch): Movimiento de inclinación vertical</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es fundamental limitar y controlar los movimientos para evitar aceleraciones en la turbina, que se encuentra a más de 120 metros de altura, ya que podrían dañar los componentes mecánicos de la góndola</li> </ul>



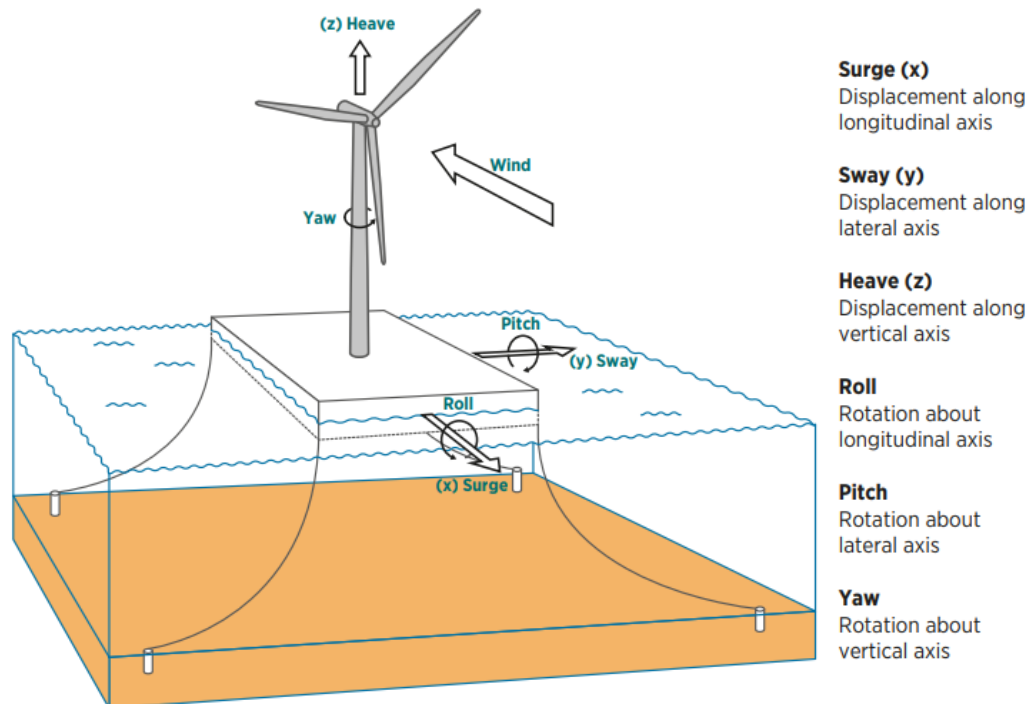


Ilustración 9: Tipos de movimientos de plataformas eólicas marinas [15]

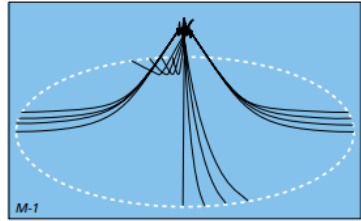
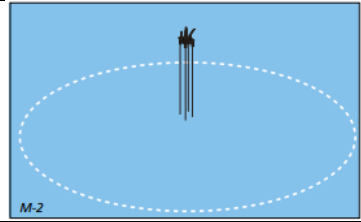

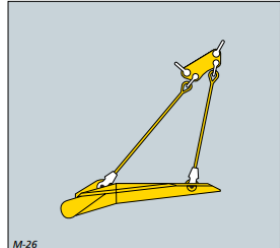


### 1.4.1. Sistema de Mooring

El sistema de *mooring* es crucial para mantener la plataforma flotante en la posición adecuada, asegurando la eficiencia y seguridad de la turbina eólica. Un anclaje eficaz previene movimientos excesivos que podrían comprometer el rendimiento y la propia estructura. Además, el diseño del sistema de anclaje impacta directamente en los costos de instalación y mantenimiento, así como en la viabilidad económica del proyecto y su impacto ambiental.


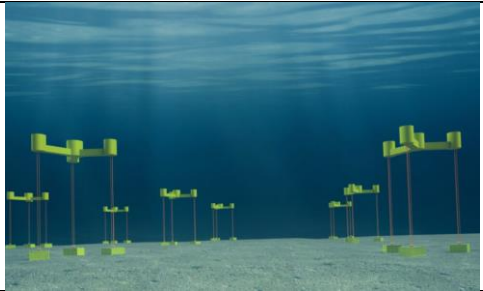
La elección del tipo de ancla es fundamental, ya que cada tipo influye en la estabilidad y eficiencia del sistema. Las anclas compartidas, por ejemplo, ofrecen una solución innovadora al permitir que varias turbinas se soporten con menos anclas, lo que disminuye costos y reduce el impacto ambiental sobre el lecho marino. No obstante, presentan desafíos como la necesidad de un mayor monitoreo para prevenir problemas en las líneas, el riesgo de que una falla afecte a múltiples turbinas, la dificultad de lograr un posicionamiento óptimo, y una mayor complejidad en instalación y mantenimiento.

En la Tabla 3 se detallan los principales tipos de anclaje para sistemas eólicos flotantes.

Tabla 3: Características principales de los distintos tipos de anclajes

Tipo de Ancla	Características principales	
<b>Catenaria</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cable que no está tensionado</li> <li>• Predomina la fuerza horizontal</li> <li>• El peso y la geometría de la línea de anclaje generan la fuerza restauradora</li> <li>• Sin elevación de la cadena en el ancla</li> </ul>	
<b>Tenso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fuerza vertical aplicada en el ancla</li> <li>• La línea de anclaje llega al ancla en un ángulo con el lecho marino</li> </ul>	
<b>Anclas de arrastre</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Penetración en el lecho marino determinada por el tipo de suelo</li> <li>• No adecuado para lechos marinos más duros</li> <li>• Innovaciones como Stevshark y Bruce Razor con hojas dentadas y opción de lastre con pellets de acero</li> </ul>	
<b>Anclas de carga vertical</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Soportan carga vertical</li> <li>• Adecuadas para configuraciones semi-tensas y tensas</li> <li>• La instalación es similar a las anclas de arrastre, pero con un vástago liberable después de la instalación por arrastre</li> </ul>	
<b>Anclaje de cubo de succión</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cilindro de acero largo, abierto en la parte inferior y sellado en la parte superior</li> <li>• Penetra en el lecho marino creando presión negativa con un vehículo operado remotamente (ROV)</li> <li>• Ideal para arcillas, pero puede usarse en arenas</li> </ul>	
<b>Pilotes impulsados</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cilindros huecos de acero embutidos e impulsados para mayor profundidad usando martillos o maquinaria vibratoria</li> <li>• Adecuados para una variedad de lechos marinos, pero pueden enfrentar dificultades en lechos duros o con guijarros</li> </ul>	



Tipo de Ancla	Características principales	
<b>Pilotes perforados</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utilizados en condiciones de lecho marino no perforables</li> <li>• Uso de pilotes perforados y enrejados con tubos de acero</li> <li>• Adecuados para cualquier condición de lecho marino, pero el proceso es lento y existen alternativas más económicas para sedimentos más blandos</li> </ul>	
<b>Base de gravedad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ancla de peso muerto pesado adecuada para la mayoría de los tipos de lechos marinos</li> <li>• Puede requerir preparación del lecho marino debido al tamaño y cantidad de material necesario para alcanzar la capacidad de sujeción</li> </ul>	
<b>Referencias</b>	[18–20]	

### 1.5. Aerogeneradores

Un aerogenerador marino de una plataforma flotante está formado por los elementos básicos representados en la Ilustración 10 [12]. Las palas están conectadas a un eje que gira lentamente. Un sistema de engranajes aumenta esta rotación y transmite el movimiento rápido a un generador en la góndola o *nacelle*, que convierte la energía cinética del viento en electricidad. Después, el generador produce electricidad en corriente alterna (AC), que se transmite a través de un cable grueso dentro de la torre y luego por cables subterráneos a una subestación. Allí, la tensión se ajusta para integrarla a la red eléctrica y distribuirla a los consumidores. Aunque los aerogeneradores varían en forma y tamaño, el diseño más común es el de tres palas en un eje horizontal.

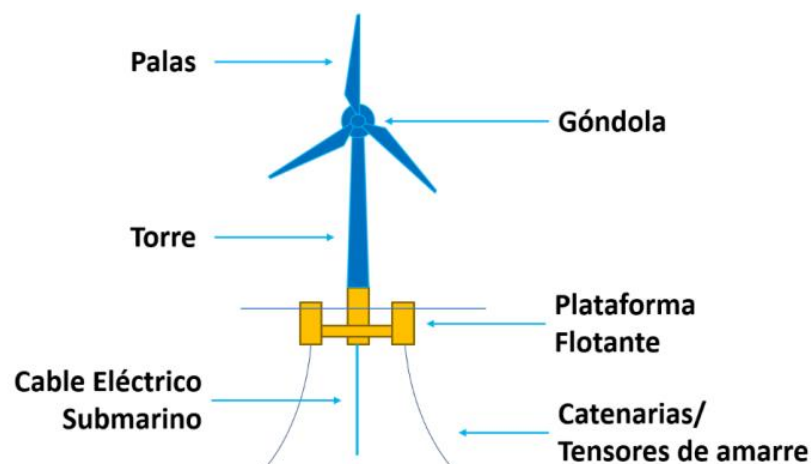


Ilustración 10: Componentes básicos de un aerogenerador marino

Un aspecto crucial en todos los sectores, incluida la energía eólica, es la capacidad de evolución, adaptación e innovación. Las turbinas eólicas han avanzado significativamente para aumentar la capacidad de energía extraída del viento y convertida en electricidad, como se puede verificar en la Ilustración 11. Según el informe “Global Wind Report de 2024” de GWEC, en el caso de las turbinas eólicas *onshore* han evolucionado a potencias superiores a 10 MW, con modelos recientes alcanzando 11 MW y rotores de hasta 230 metros. En el sector *offshore* las turbinas están siendo aún más grandes, con Vestas liderando con modelos de 15 MW y rotores de 236 metros superando las turbinas anteriores de GE (General Electric) [21].

Se proyecta la creación de turbinas aún más grandes con capacidades de 22 MW y rotores que superan los 310 metros.

No obstante, esta rápida expansión intensifica la demanda de materiales y complica los problemas logísticos, haciendo que la competencia feroz sea un obstáculo para un crecimiento sostenible. Aunque las turbinas de mayor tamaño suelen ofrecer un mejor factor de capacidad es fundamental adaptar las soluciones a las condiciones locales, estandarizar componentes y optimizar la cadena de suministro para reducir los costos a largo plazo. La modularización podría ser una solución efectiva para mejorar la eficiencia en el montaje, abordar problemas logísticos y manejar la variabilidad en los recursos eólicos. Además, es relevante destacar que la industria eólica sigue avanzando constantemente, y el 85-90% de las turbinas ya son reciclables [22].

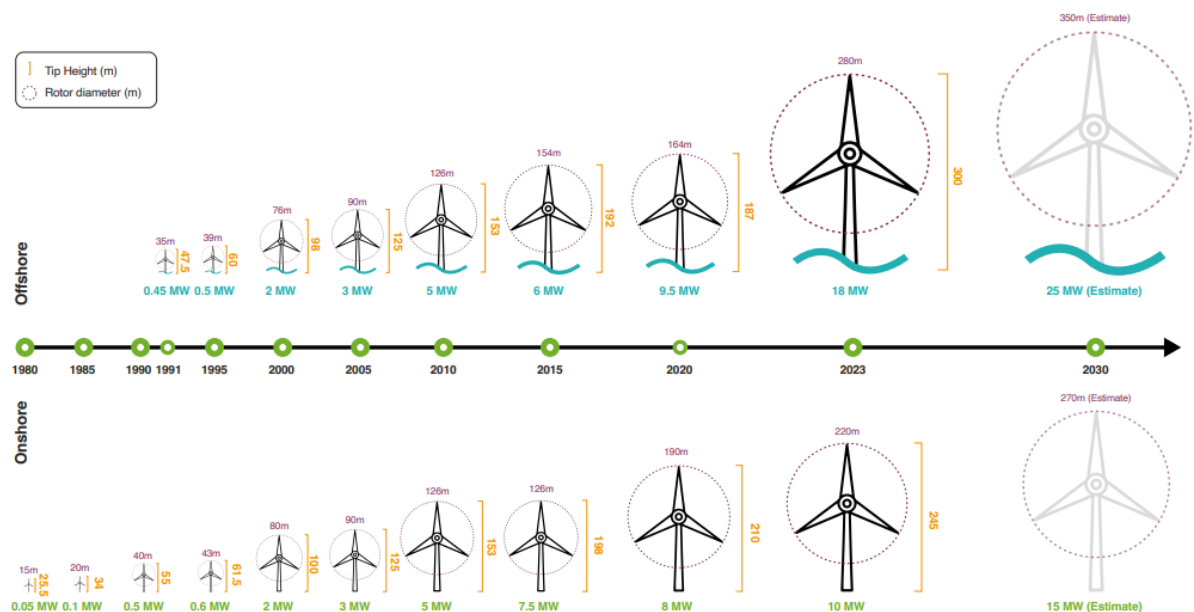


Ilustración 11: Evolución del tamaño y la potencia de las turbinas eólicas onshore y offshore (1980-2030)

### 1.5.1. Avances en turbinas eólicas flotantes de multi rotor

Con el auge de la energía eólica *offshore*, la búsqueda de turbinas más grandes y eficientes ha impulsado el desarrollo de turbinas eólicas flotantes con múltiples rotores. Aunque la investigación en esta área está en crecimiento, aún existen aspectos que necesitan más atención, como las interacciones de vórtices y los efectos del movimiento de las plataformas flotantes. Estos sistemas ofrecen una mayor resiliencia, ya que la falla de un rotor afecta solo una parte de la capacidad total de generación. También presentan una menor sensibilidad a la dirección del viento debido a las fuerzas de Coriolis en la capa límite atmosférica [23]. A pesar de estos beneficios, las turbinas eólicas de múltiple rotor (Ilustración 12) no se utilizan ampliamente por varias razones. La principal es la complejidad técnica y económica asociada con su diseño y mantenimiento. Las turbinas de múltiples rotores requieren sistemas avanzados para gestionar el flujo de viento y las cargas dinámicas, lo que incrementa significativamente los costos y la dificultad de operación. Además, el impacto en la eficiencia energética debido a las interacciones entre los rotores y el desafío de integrar múltiples rotores en una única plataforma flotante también son consideraciones importantes que limitan su adopción en comparación con las turbinas tradicionales de rotor único.

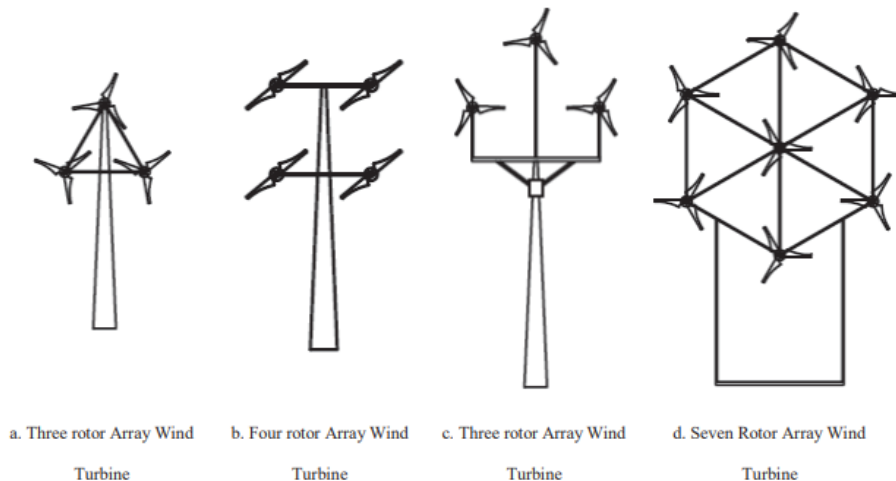


Ilustración 12: Turbinas eólicas de múltiple rotor [24]

No obstante, una alternativa ya estudiada y prometedora a las tradicionales de rotor único son las turbinas de rotor doble. Las turbinas de rotor doble pueden incrementar significativamente la capacidad de generación de energía, aunque enfrentan desafíos como la carga por fatiga en palas grandes y flexibles. Un ejemplo reciente es la instalación de la turbina flotante más potente del mundo en el parque eólico Yangjiang Mingyang Qingzhou IV (China) [25]. Estudios muestran que estas turbinas pueden aumentar la potencia media hasta un 13% y mejorar la recuperación del efecto estela que afecta la eficiencia de otras turbinas en parques eólicos [23]. La reducción del espacio entre rotores y la correcta orientación al viento son factores clave para este incremento (Ilustración 13).



Ilustración 13: Reducción de espacio entre rotores y correcta orientación de las plataformas[26]

Para optimizar la producción de energía en parques eólicos, las turbinas deben ser posicionadas en dirección perpendicular a la indicada por la rosa de los vientos de energía. Deben estar espaciadas entre 5 a 9 veces el diámetro del rotor entre alineaciones y 3 a 5 veces el diámetro del rotor dentro de una misma alineación (Ilustración 14) [27].

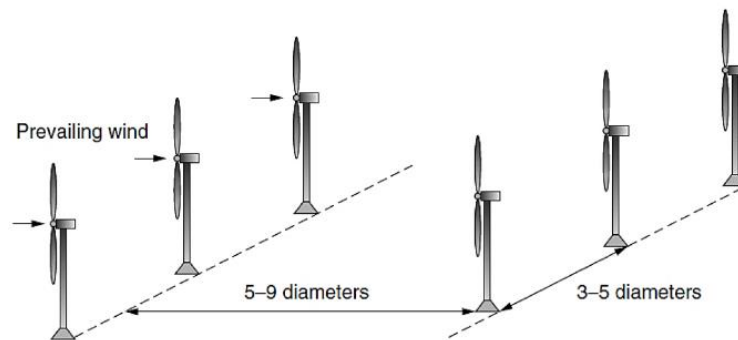


Ilustración 14: distancias de separación de los aerogeneradores [28].

Cuando el viento pasa por una turbina eólica, su velocidad disminuye y su dirección cambia creando una zona de viento más lento y turbulento conocida como "efecto estela". Si otra turbina se encuentra en esta zona, su eficiencia y producción de energía se reducen, y hay un mayor desgaste de los componentes (Ilustración 15).

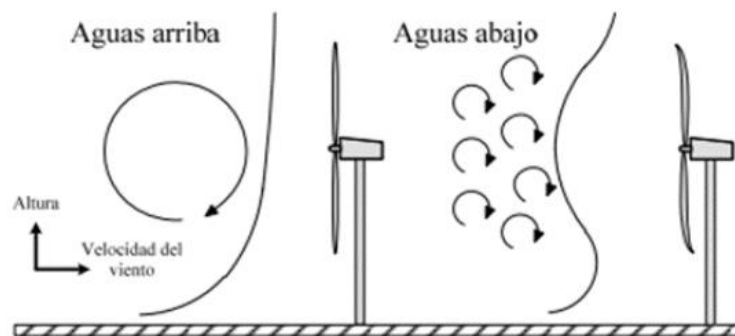


Ilustración 15: Representación de las estelas formadas por los aerogeneradores [27]

### 1.6. Hidrógeno Verde

El hidrógeno (H) constituye la mayor parte del universo, encontrándose en estrellas y planetas gaseosos. En la Tierra, no se encuentra libre, sino en compuestos como el agua y los hidrocarburos, requiriendo tecnología para su separación. Es un elemento ligero y altamente reactivo formando moléculas diatómicas ( $H_2$ ) que se dispersan rápidamente en caso de fuga [32].

Ampliamente utilizado durante décadas en las industrias química y petroquímica, el hidrógeno registra una producción anual que supera los 95 millones de toneladas [29]. Sus principales aplicaciones incluyen la fabricación de amoníaco, la refinación de combustibles, la industria alimentaria, la producción de vidrio, la metalurgia y diversos procesos térmicos especializados.

Aunque actualmente se obtiene principalmente de combustibles fósiles, el aumento de los precios del carbono y la presión para descarbonizar están impulsando la transición hacia hidrógeno azul y verde. Este hidrógeno es clave en el plan REPowerEU, que busca reducir la dependencia de combustibles fósiles rusos y apoyar la descarbonización en Europa. Existen varias estrategias que respaldan la necesidad de un compromiso para alcanzar la descarbonización a través del hidrógeno.

Un ejemplo es la Estrategia Europea del Hidrógeno que define tres fases temporales: 2020-2024, 2025-2030 y 2030-2050. El objetivo inicial es instalar al menos 6 GW de electrolizadores en la Unión Europea y producir hasta 1 millón de toneladas de hidrógeno renovable. Posteriormente, la meta es alcanzar al menos 40 GW de electrolizadores y producir 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable. Finalmente, se pretende alcanzar la madurez tecnológica y ampliar el uso del hidrógeno a los sectores más complicados de descarbonizar [30].

Dado su papel clave en la transición energética, el hidrógeno no solo se utiliza en procesos industriales, sino también en pilas de combustible, motores y turbinas de gas. Además, puede almacenarse y transportarse comprimido o combinado con otras moléculas como amoníaco o metanol. Fundación Naturgy estima que la demanda mundial de hidrógeno alcanzará 800 millones de toneladas para 2050, cerca de siete veces más que en 2018. En España, el consumo anual ronda las 500 000 toneladas, siendo predominantemente de hidrógeno gris usado en refinerías (70%) y en la producción de productos químicos (25%) [30].

La cadena de valor del hidrógeno verde abarca desde su producción hasta su uso final en diversas aplicaciones, detallando las etapas y sistemas involucrados. El proceso comienza con la selección de la fuente renovable (solar, eólica, hidráulica, nuclear) para la producción de hidrógeno mediante electrólisis, fotólisis, biofotólisis, fermentación o conversión termoquímica. También incluye el almacenamiento y transporte del hidrógeno, ya sea en estado gaseoso o líquido (criogenia), a través de tuberías, camiones o barcos.

Sus aplicaciones incluyen la generación de electricidad y calor, almacenamiento energético, transporte, industria, la producción de fertilizantes y acero. Como se muestra en la Ilustración 16, la producción de hidrógeno con menor huella ecológica y emisiones de gases de efecto invernadero se logra mediante energía solar, eólica y el proceso de electrólisis. La ilustración muestra los flujos de producción y uso del hidrógeno en 2050, subrayando que la mayor parte del hidrógeno producido será de bajo carbono.



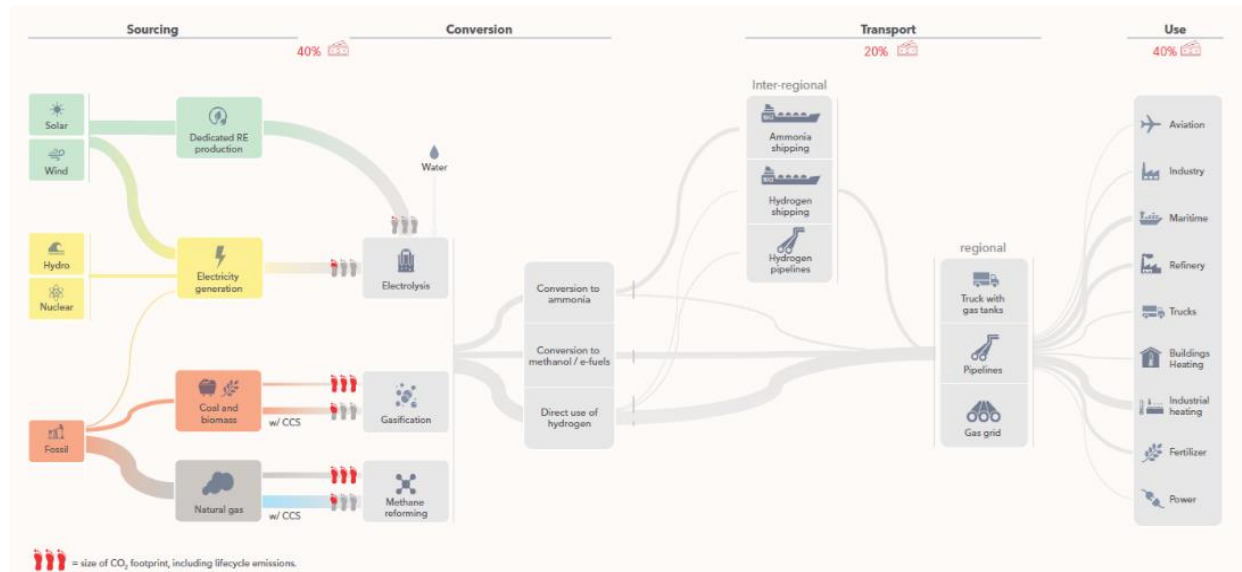


Ilustración 16: Tipos de producción de hidrógeno y sus correspondientes huellas ecológicas [31]

La adopción futura del hidrógeno variará según políticas nacionales e incentivos gubernamentales. Se prevé que Europa lidere con un 11% de su matriz energética en hidrógeno para 2050, mientras que otras regiones como el Pacífico de la OCDE, América del Norte y China también tendrán una participación significativa superior a la media global del 5.1%. Juntas, estas regiones representarán dos tercios de la demanda global de hidrógeno para energía [31]. La Ilustración 17 ilustra el crecimiento previsto entre 2020 y 2050 en estas regiones.

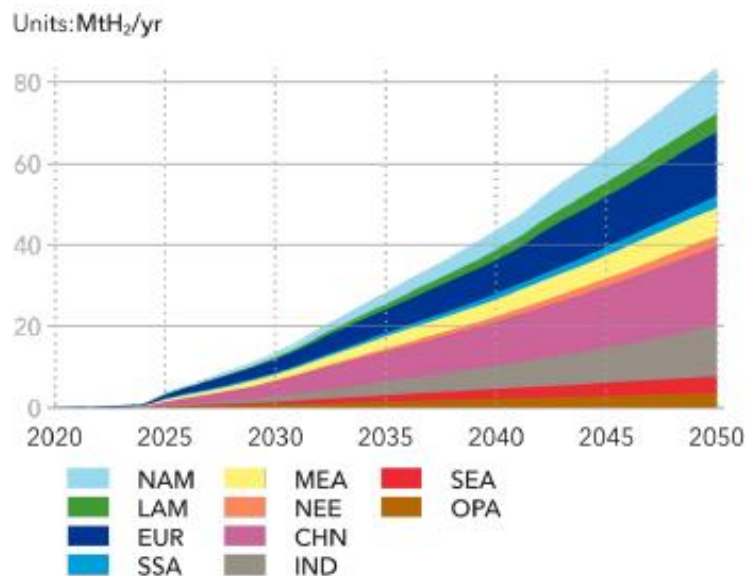


Ilustración 17: Crecimiento previsto de demanda de hidrógeno por regiones (2020-2050)

En cuanto a sus características, el hidrógeno tiene una densidad mucho menor que el gas natural requiriendo más espacio para almacenar la misma cantidad de masa. Sin embargo, proporciona el doble de energía por unidad de masa, lo que significa que se necesita tres veces más volumen de hidrógeno que de gas natural para obtener la misma cantidad de calor [32].

Debido a su baja densidad energética por volumen, el almacenamiento y transporte del hidrógeno presentan desafíos adicionales, limitando su uso en áreas como el transporte marítimo y la aviación. Para superar estas limitaciones, el hidrógeno puede ser condensado a estado líquido (-253°C) o convertido en derivados como amoníaco, metanol o combustibles sintéticos, aunque estos procesos pueden ser ineficientes y costosos.

También presenta un índice de Wobbe, que se usa para caracterizar la calidad de los gases combustibles en términos de su capacidad para generar calor al quemarse, ligeramente inferior al del gas natural. Por lo tanto, no puede sustituirlo completamente sin realizar ajustes en las aplicaciones. El resumen de las propiedades físicas del hidrógeno está en la Tabla 4.

Tabla 4: Propiedades físicas del hidrógeno [32]

Propiedad Hidrógeno	
Densidad (gas)	0.089 kg/m <sup>3</sup> (0 °C, 1bar)
Densidad (líquido)	70.79 kg/m <sup>3</sup> (-253 °C, 1bar)
Punto ebullición	-253°C (1 bar)
Densidad energética (masa)	120 MJ/kg
Densidad energética (volumen)	10.8 MJ/Nm <sup>3</sup>
Índice de Wobbe	11.29 kWh/Nm <sup>3</sup>

El hidrógeno comprimido es más económico para grandes volúmenes y largas distancias, pero requiere *pipelines* y presenta desafíos técnicos, como presiones diferentes a las del gas natural y posibles efectos adversos en los materiales.

Aunque el hidrógeno no es tóxico ni contaminante, su alta reactividad requiere precauciones especiales para prevenir accidentes. Las fugas de hidrógeno presentan un alto riesgo de incendio al mezclarse con el aire. Como el hidrógeno es incoloro e inodoro y su llama es casi invisible, se necesitan sensores específicos para su detección.

El hidrógeno renovable o verde es un vector energético<sup>1</sup> generado a partir de fuentes renovables y crucial para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París y descarbonizar diversos sectores. Para mediados de siglo debería satisfacer alrededor del 15% de la demanda mundial de energía. Sin embargo, la adopción global del hidrógeno está retrasada, y se espera que represente solo el 0.5% de la energía mundial en 2030 y el 5% en 2050. Se estima que la inversión global en hidrógeno hasta 2050 sea de 6.8 billones de dólares, además de 180 mil millones para oleoductos y 530 mil millones para terminales de amoníaco [31]. La expansión del uso global del hidrógeno enfrenta desafíos como disponibilidad, costos, aceptación, seguridad, eficiencia y pureza. Aunque sea urgente aumentar su uso para cumplir con el Acuerdo de París, el ritmo actual de desarrollo es mucho más lento en comparación con las energías renovables, las redes

<sup>1</sup> Sustancia o tecnología que almacena y transporta energía, actuando como intermediario y permitiendo su conversión en diferentes formas para su uso final.

eléctricas y el almacenamiento de baterías. Tal y como se puede observar en la Ilustración 18, el sector industrial será el principal usuario directo del hidrógeno, reemplazando el carbón y el gas en procesos de alta temperatura. Industrias como la del acero serán las primeras en adoptar esta tecnología a finales de la década de 2020 [31].

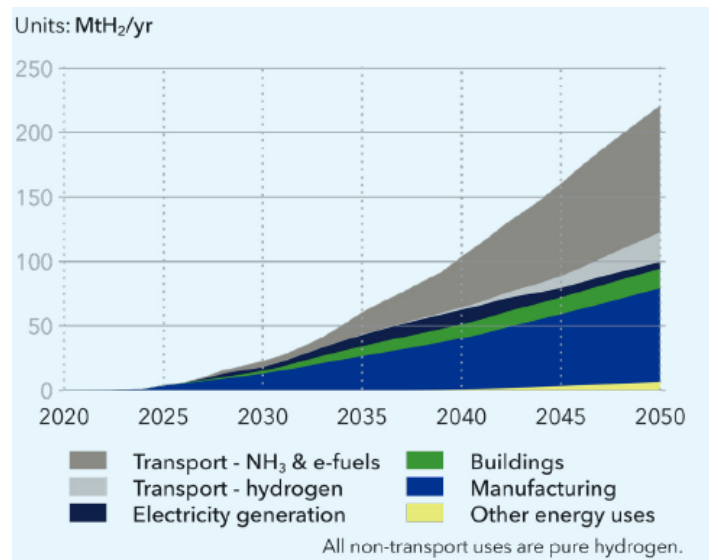


Ilustración 18: Distintos usuarios previstos del hidrógeno (2020-2050)

### 1.6.1. Factor de compresibilidad

El factor de compresibilidad es un ajuste que se añade a la ecuación de estado de los gases ideales para representar mejor el comportamiento de los gases reales. Un gas real exhibe un comportamiento similar al de un gas ideal cuando se encuentra en condiciones de baja presión y alta temperatura en relación con su punto crítico. Es decir, cuando la temperatura es considerablemente mayor que la del punto crítico o cuando la presión se encuentra muy por debajo de este, el gas puede considerarse ideal. Sin embargo, la desviación de un gas respecto a su comportamiento ideal aumenta a medida que se acerca al punto crítico.

Este factor es una herramienta útil para determinar la cantidad de hidrógeno en un contenedor. Por ejemplo, se puede calcular que el volumen de hidrógeno a 0°C en una botella estándar (50 litros a 200 bar) es de 8.834 Nm<sup>3</sup>. Además, este factor permite también mostrar cómo el volumen de 1 kg de hidrógeno gaseoso (aproximadamente 11 120 litros a presión atmosférica) disminuye al aumentar la presión. Sin embargo, una vez que la presión supera los 800 bar, cualquier incremento adicional tiene un efecto mínimo en la reducción del volumen como se representa en la Ilustración 19, para una cantidad fija de hidrógeno, al aumentar la presión de almacenamiento, el volumen disminuye. El volumen más pequeño se alcanza con el hidrógeno líquido.



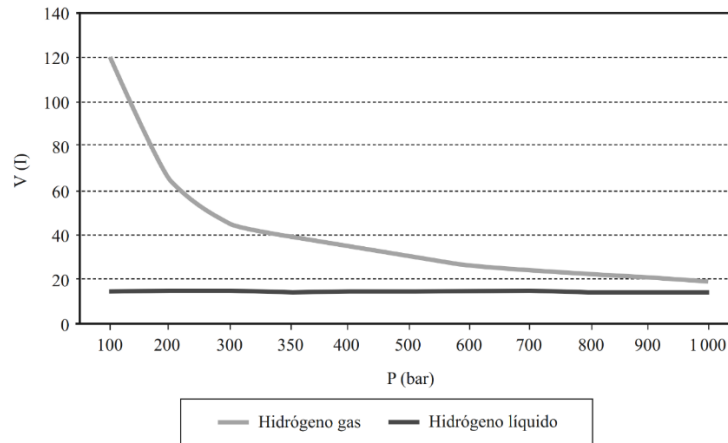


Ilustración 19: Volumen ocupado por 1 kg de hidrógeno en estado gaseoso y líquido[33]

Es claro que, al presurizar el hidrógeno gaseoso, se puede reducir de manera significativa el volumen que ocupa, lo cual es útil para su almacenamiento. De hecho, el almacenamiento de hidrógeno comprimido es el método más común, aunque la cantidad de energía necesaria para realizar esta compresión es considerable.

### 1.6.2. Contenido energético

El hidrógeno gaseoso es el combustible con el mayor contenido de energía por unidad de masa, tiene un alto contenido energético, lo que significa que una explosión de gas hidrógeno libera aproximadamente 2.5 veces más energía que una explosión de hidrocarburo común (Ilustración 20). Esto hace que, en términos de masa las explosiones de hidrógeno sean más destructivas. Sin embargo, debido a que la duración de una deflagración es inversamente proporcional a la energía del combustible, los incendios de hidrógeno se extinguen más rápidamente que los de hidrocarburos.

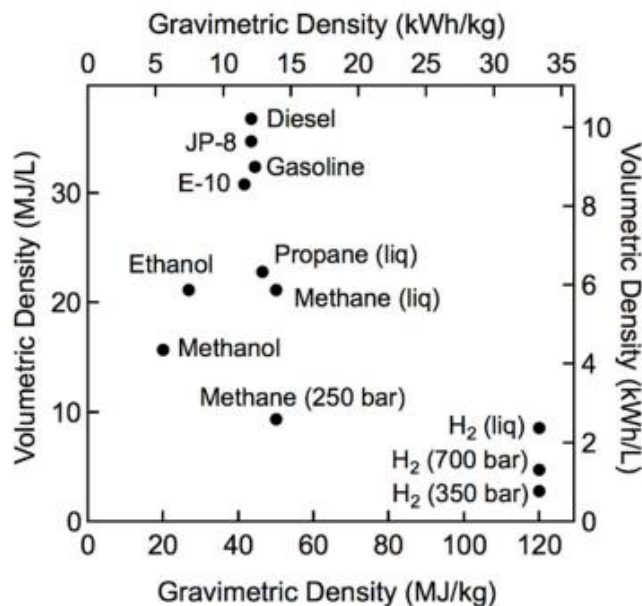


Ilustración 20: Comparación de la energía producida por unidad de masa y de volumen del hidrógeno frente a otros combustibles

Mientras que el contenido energético indica la cantidad de energía en un peso específico de combustible, la densidad energética muestra la cantidad de energía en un volumen específico de combustible. Esta densidad se calcula como el producto del contenido energético y la densidad del combustible.

La densidad energética refleja cómo se agrupan los átomos de hidrógeno en un combustible. Cuanto más compleja sea la estructura molecular del combustible, mayor será su densidad energética. Los hidrocarburos con más átomos de carbono en sus moléculas tienen una mayor densidad energética.

En términos de volumen, la densidad energética del hidrógeno es muy baja. Aunque tiene el mayor contenido energético por unidad de masa, el hidrógeno es el compuesto más ligero que existe.

### 1.7. Métodos de producción de hidrógeno

El hidrógeno se produce mediante varios métodos, cada uno con diferentes eficiencias e impactos ambientales. El método más común es el reformado de hidrocarburos que utiliza gas natural, petróleo y metanol. No obstante, la electrólisis del agua se perfila como el método más prometedor para el futuro.

La clasificación del hidrógeno por colores indica el método de producción (Tabla 5) y su huella de carbono. Cada color refleja las emisiones de CO<sub>2</sub> mostrando la sostenibilidad del proceso. El hidrógeno verde es el único con emisión de 0 kg CO<sub>2</sub>eq<sup>2</sup>, según la Ilustración 21.

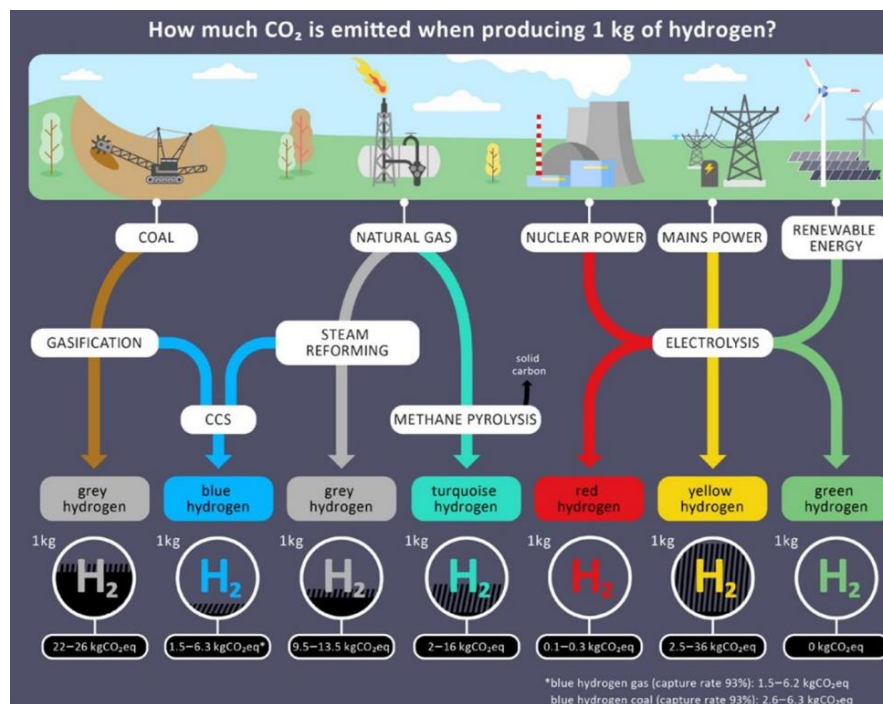


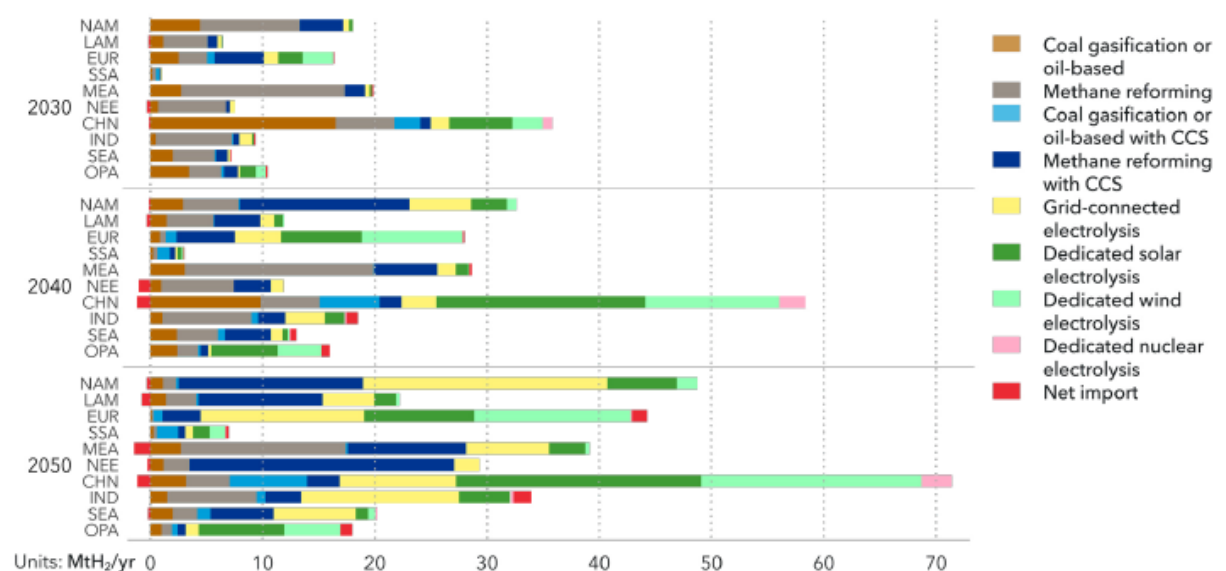
Ilustración 21: Clasificación del hidrógeno por colores [34]

<sup>2</sup> El dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>eq) es una medida internacional que convierte todos los gases de efecto invernadero en CO<sub>2</sub> para facilitar la evaluación de su impacto en el calentamiento global.

*Tabla 5: Métodos de producción de hidrógeno y sus características principales*

Método de Producción	Fuentes de Energía	Emisiones de CO <sub>2</sub>	Pureza del Hidrógeno	Costo
Reformado de gas natural	Gas Natural	Alta	Media	Moderado
Gasificación de carbón	Carbón	Alta	Media	Moderado
Electrólisis del agua	Electricidad (puede ser renovable)	Baja	Alta	Alto
Fotólisis del agua	Energía Solar	Baja	Alta	Alto
Biofotólisis	Energía Solar	Baja	Media	Alto
Fermentación	Materia Orgánica	Baja	Media	Moderado
Conversión termoquímica	Biomasa	Moderada	Alta	Moderado
Reforma de metanol	Metanol	Moderada	Alta	Moderado

A partir de la Ilustración 22, se puede observar que entre 2030 y 2050 se prevé un aumento en la producción de hidrógeno mediante electrólisis, especialmente a partir de energía eólica y, en menor medida, de energía solar. Este crecimiento será especialmente notable en Europa y China.



*Ilustración 22: Previsiones de producción de hidrógeno por décadas (2030-2050)[31]*

## 1.7.1. Electrolisis

La electrolisis del agua está definida como la descomposición de agua en los gases oxígeno ( $O_2$ ) e hidrógeno ( $H_2$ ) por medio de una corriente eléctrica continua conectada al agua por medio de electrodos.

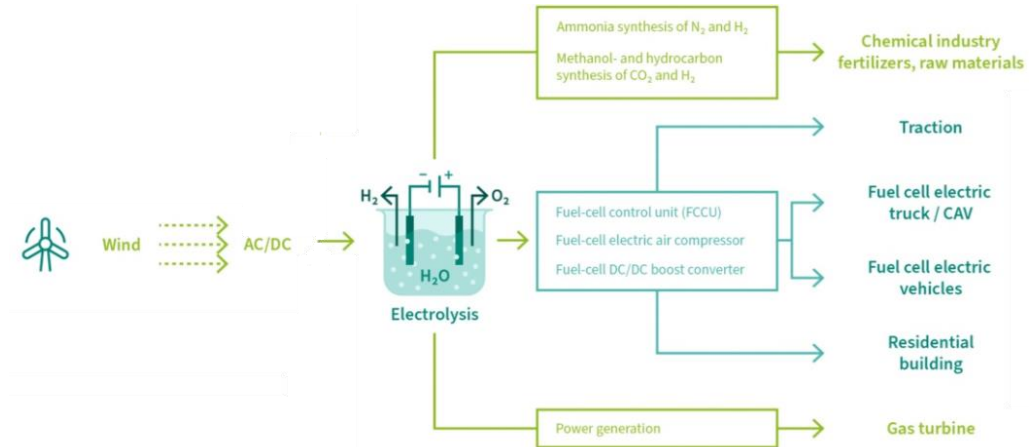


Ilustración 23: Esquema de producción de hidrógeno por electrolisis

Para que se produzca el proceso electroquímico denominado electrólisis (Ilustración 23), son necesarios dos elementos, además de la corriente eléctrica que hará posible la reacción química no espontánea: los electrodos y el electrolito.

Según el estudio [31], DNV prevé una disminución significativa en los costos de electrólisis para la producción de hidrógeno hasta 2050 (Ilustración 24), con un promedio de alrededor de 1.4 €/kg. Para ese año, el costo del hidrógeno verde producido por electrólisis renovable será comparable al del hidrógeno azul, especialmente en regiones con gas barato como EE. UU., donde los costos ya son de 1.8 €/kg. A nivel global, el hidrógeno verde alcanzará paridad de costos con el hidrógeno azul en la próxima década. Para 2050, se estima que el 72% del hidrógeno utilizado será verde y el 28% será azul, con una mayor presencia de hidrógeno azul en regiones con gas natural barato. Además, más del 50% de los oleoductos de hidrógeno se reutilizarán a partir de oleoductos de gas natural, con costos de reutilización menores que los de construcción de nuevos oleoductos.

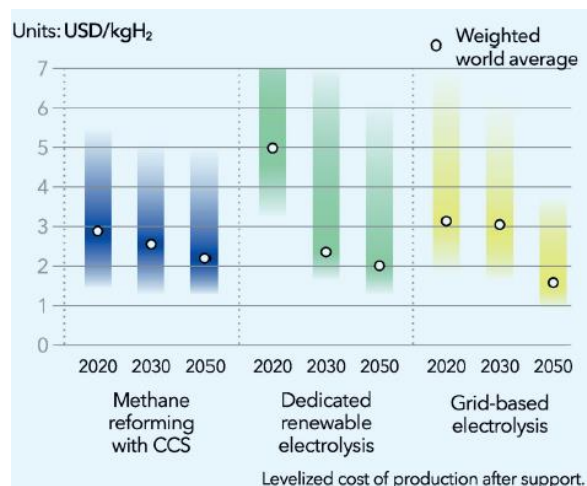


Ilustración 24: Coste previsto del hidrógeno (2030-2050) [31]

A continuación, se muestra la Ilustración 25 con las proyecciones del crecimiento en la capacidad de generación de energía en gigavatios a nivel mundial para 2030, 2040 y 2050. Se observa un aumento significativo en todas las regiones, destacando el crecimiento en China, Europa y la India. En Europa, la capacidad de generación de energía aumentará en 240 GW entre 2030 y 2040, un crecimiento del 216%. Para 2050, el aumento será de 463 GW respecto a 2030, lo que representa un crecimiento del 417%.

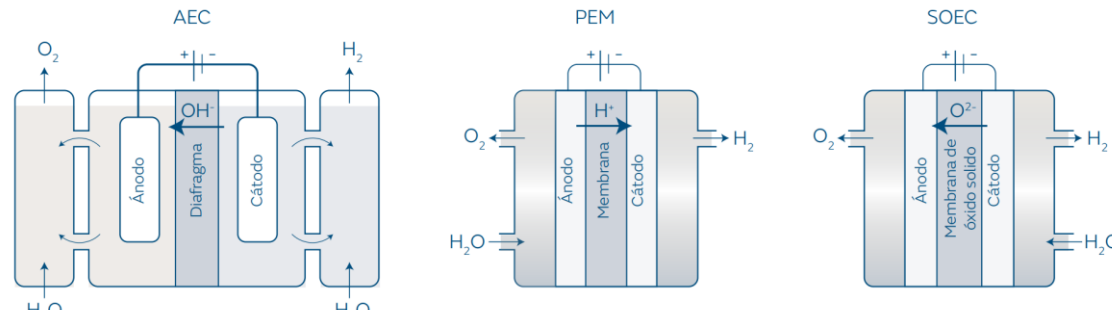
Units: GW

		2030	2040	2050
NAM	North America	10	120	305
LAM	Latin America	4	27	83
EUR	Europe	111	351	574
SSA	Sub-Saharan Africa	4	16	66
MEA	Middle East & North Africa	8	35	147
NEE	North East Eurasia	3	13	22
CHN	Greater China	258	899	1248
IND	Indian Subcontinent	18	80	263
SEA	South East Asia	3	27	123
OPA	OECD Pacific	45	180	244
<b>World</b>		<b>465</b>	<b>1748</b>	<b>3075</b>

Ilustración 25: Proyección de crecimiento en la capacidad de generación de energía por regiones [31]

### 1.7.2. Electrolizador

A lo largo de la última década, las tecnologías de electrólisis han mostrado su mayor progreso comercial. Hoy en día, hay tres tipos principales de electrolizadores, que se distinguen por el tipo de electrolito que utilizan. En orden de mayor a menor avance tecnológico, estos son: los electrolizadores alcalinos (AEC), los de membrana de intercambio de protones (PEM), y los de estado sólido o de alta temperatura (SOEC) (Ilustración 26). A continuación, se detallan sus características principales (Tabla 6):



	AEC	PEM	SOEC
Reacción en el ánodo	$2\text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$	$\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$
Reacción en el cátodo	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$
Portador de carga	$\text{OH}^-$	$\text{H}^+$	$\text{O}^{2-}$
Rango de temperaturas de operación	40 – 90 °C	20 – 100 °C	700 – 1.000 °C

Ilustración 26: Esquema de electrolizadores, PEM AEC y SOEC [32].

*Tabla 6: Características principales electrolizadores AEC, PEM y SOEC [30]*

Tecnología	Características Principales
<b>AEC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tecnología más madura y sencilla</li> <li>• Utiliza solución acuosa de KOH (Hidróxido de Potasio) o NaOH (Hidróxido de Sodio) como electrolito</li> <li>• Opera a temperaturas entre 60-80°C</li> <li>• Opera a presión entre 1-30 bar</li> <li>• Los electrolitos alcalinos tienen una vida útil de 60 000–90 000 horas</li> <li>• Enfoque en mejorar el rendimiento, reducir costos y ampliar la escala</li> </ul>
<b>PEM</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utiliza una membrana polimérica de intercambio de protones como electrolito</li> <li>• Gran desarrollo en la última década</li> <li>• Altas densidades de corrientes: permiten generar energía de manera más eficiente en áreas con fuertes corrientes</li> <li>• Alta pureza de los gases: garantiza la producción de gases de alta calidad, como hidrógeno verde, y asegura altas eficiencias</li> <li>• Opera a temperaturas entre 50-80°C</li> <li>• Opera a presión entre 30-80 bar</li> <li>• Los electrolitos PEM tienen una vida útil de 30 000–90 000 horas</li> <li>• Enfoque en reducir costos y reciclar materiales raros (iridio y platino)</li> </ul>
<b>SOEC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Comercializada recientemente</li> <li>• Utiliza un óxido sólido o un material cerámico como electrolito</li> <li>• Opera a temperaturas entre 650-1000°C</li> <li>• Opera a presión entre 1 bar</li> <li>• Alta eficiencia y uso de vapor en lugar de agua líquida</li> <li>• Capaz de formar <i>syngas</i> directamente</li> <li>• Puede actuar como célula de combustible reversible</li> <li>• Los electrolitos SOEC tienen una vida útil de 10 000–30 000 horas</li> </ul>

Sin embargo, existe ya otra tecnología llamada AEM (Membrana de Intercambio de Aniones) que es la más reciente y todavía no ha sido comercializada a gran escala. Es muy similar a la PEM en diseño, pero utiliza materiales más económicos. El objetivo principal del desarrollo es aumentar la durabilidad, reducir costos y hacer otras mejoras antes de su comercialización.

Actualmente, los costos de los electrolizadores varían bastante, pero se espera que disminuyan un 25% para 2030 y un 50% para 2050 [31]. Esta reducción de costos afectará a todas las tecnologías. A partir de los años 2030, los costos de las tecnologías PEM y alcalina probablemente se igualarán. Tecnologías como SOEC y AEM como aún están en etapas iniciales y es difícil predecir su evolución de costos. Se espera que la SOEC se use en industrias con calor residual y en procesos de conversión como amoníaco o *syngas*, mientras que la AEM podría reducir los costos significativamente si se desarrolla con éxito. Su aplicación será similar a la de las tecnologías Alcalina y PEM, pero con costos de materiales potencialmente más bajos (Ilustración 27).



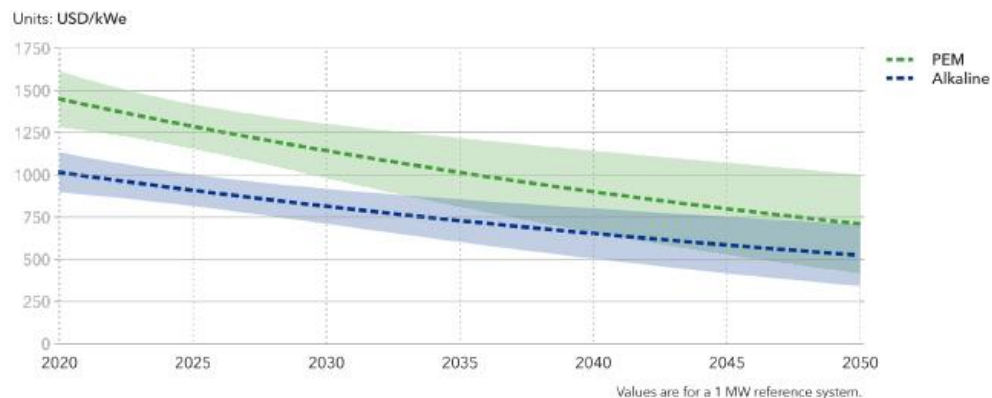


Ilustración 27: Evolución prevista del coste de los electrolizadores PEM y alcalino [31]

El costo de la electrólisis basada en energías renovables dedicadas es actualmente extremadamente alto, con un promedio global de aproximadamente 4.6 €/kgH<sub>2</sub> en 2020. Sin embargo, en la próxima década, se espera que el costo de la electrólisis con capacidad solar o eólica dedicada se reduzca significativamente, acercándose a unos 1.8 €/kgH<sub>2</sub>. El principal factor de esta tendencia será la reducción del 40% en los costos de los paneles solares y del 27% en los costos de las turbinas eólicas. Con los avances tecnológicos continuos, las horas de operación anual aumentarán entre un 10 y un 30%, dependiendo de las tecnologías y las regiones. Además, el costo de capital para la electrólisis de cualquier tipo experimentará una disminución del 25-30% debido a la reducción del riesgo financiero [31].

La producción de hidrógeno verde a partir de parques eólicos *offshore* puede resultar económicamente viable a largo plazo. Según el informe de Arthur D. Little de 2023, se prevé una reducción de costos del 56% para 2050 (Ilustración 28), gracias a la disminución de los costos de energía y electrolizadores. Aunque actualmente el hidrógeno es más caro y menos eficiente para la producción de electricidad en comparación con el gas natural, el uso de electrolizadores *offshore* en comparación con los *onshore* podría reducir el costo nivelado del hidrógeno (LCoH) hasta en un 20%, debido a su mayor eficiencia en el transporte de energía y menores costos de infraestructura [35].

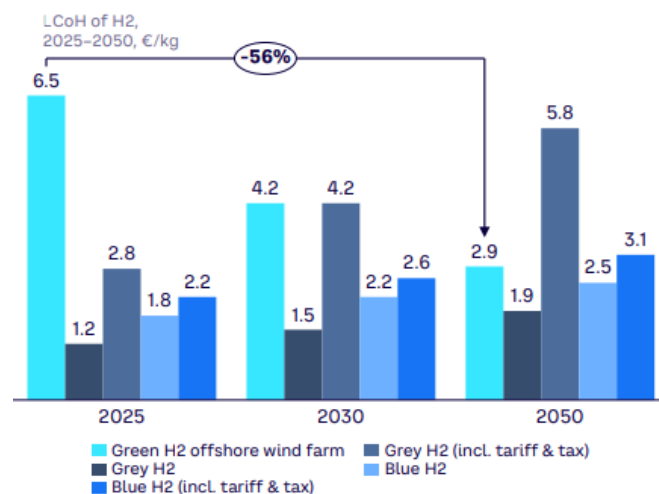


Ilustración 28: Evolución del hidrógeno verde producido mediante eólica marina

### 1.8. Modelos de integración de eólica *offshore* con producción de hidrógeno

Para evaluar la viabilidad económica de la integración de hidrógeno con parques eólicos *offshore*, se deben considerar tres modelos diferentes (Tabla 7), cada uno con sus ventajas y desventajas. La selección del modelo más adecuado depende de la situación y del país, y se evalúa en función de costo-beneficio, flexibilidad y escalabilidad.

Según el artículo [36], la energía eólica *offshore* enfrenta problemas de corrosión y pérdidas de energía (3-5% para un solo cable), haciendo que el transporte de hidrógeno por tuberías sea más rentable. Aunque la producción directa de hidrógeno verde en instalaciones *offshore* (Ilustración 29) podría reducir costos, enfrenta desafíos como corrosión y mantenimiento. La electrólisis del agua de mar preferida para la producción de hidrógeno presenta problemas debido a la necesidad de eliminar sólidos y sales, lo que puede dañar los electrolizadores.

Para avanzar en la electrólisis directa del agua de mar, es crucial desarrollar electrocatalizadores y electrodos que resistan la corrosión y optimizar su diseño para mejorar la eficiencia. Esto implica promover eficazmente la Reacción de Evolución de Oxígeno (REO) y la Reacción de Evolución de Hidrógeno (HER), y reducir la Reacción de Evolución de Cloro (CIER). Además, se deben mejorar los diseños para minimizar el gradiente de pH y la pérdida de energía, haciendo la electrólisis más eficiente y viable.

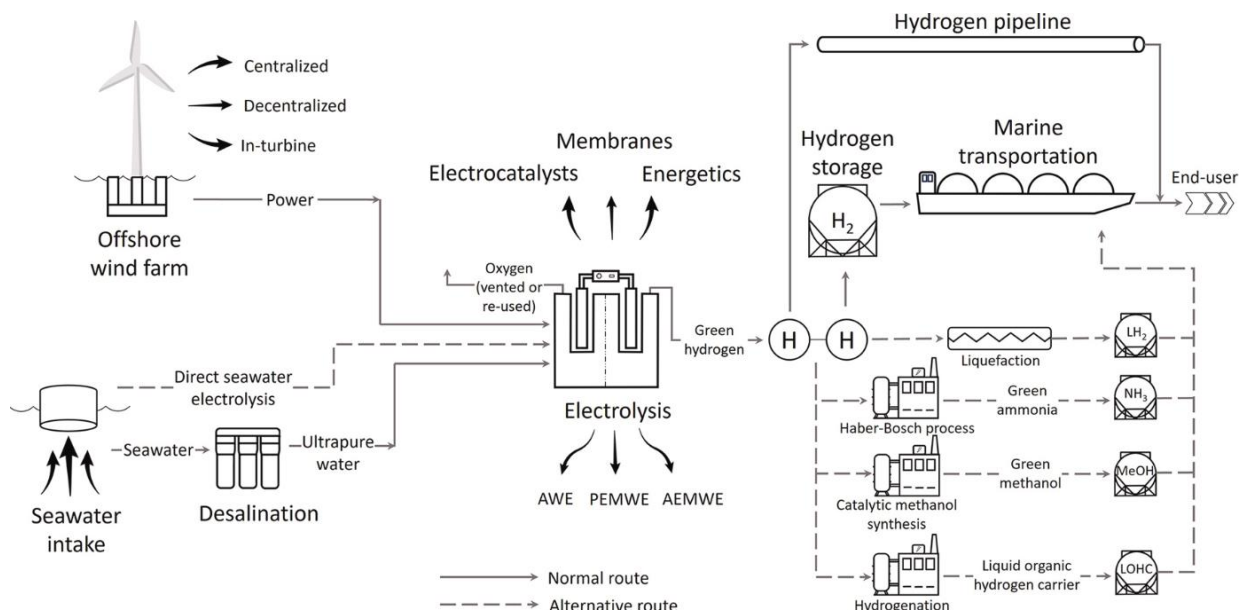


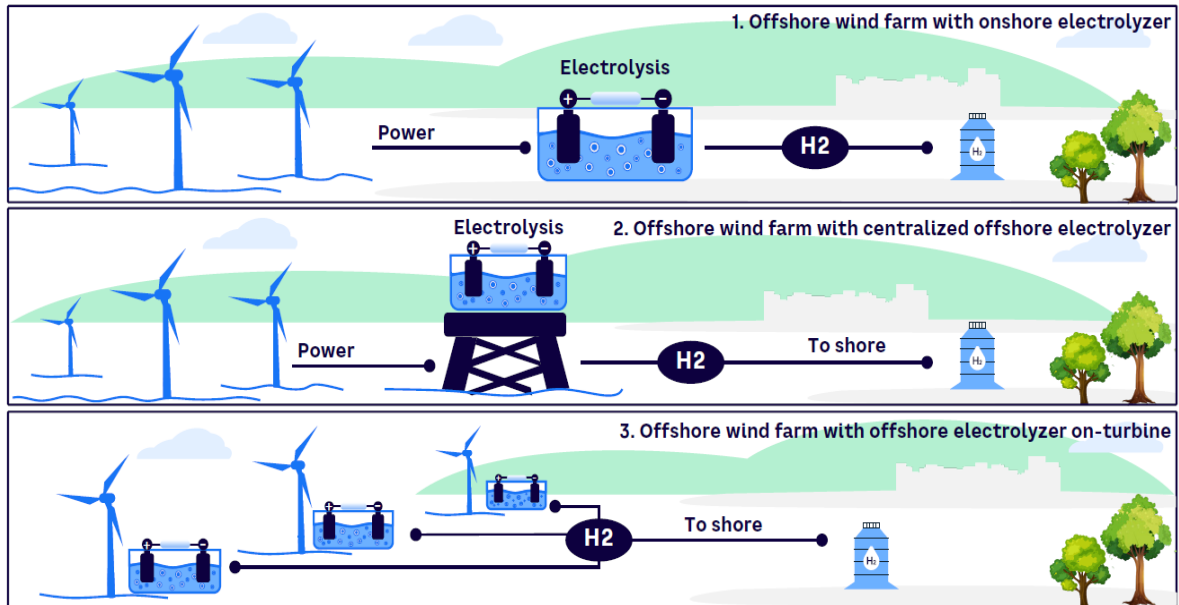
Ilustración 29: Métodos de producción de hidrógeno a través de energía eólica *offshore*



Tabla 7: Principales modelos de eólica offshore con hidrógeno [35]

Modelo	Descripción
<b>Eólica offshore con electrolizador onshore</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La energía generada por los parques eólicos <i>offshore</i> se transmite a tierra mediante cables eléctricos</li> <li>En la costa, la electricidad se usa para producir hidrógeno o se suministra directamente a la red eléctrica o en la industria</li> <li>El costo por kilómetro de los cables de exportación de energía es más alto que el del oleoducto de hidrógeno</li> <li>Los cables CA (Corriente Alterna) y CD (Corriente Continua) tienen pérdidas de energía entre 1-0.3% por cada 100 km, en comparación con el oleoducto de hidrógeno, cuyas pérdidas son inferiores a 0.1%</li> <li>La producción centralizada de hidrógeno facilita la expansión de la capacidad de electrólisis y los volúmenes de producción</li> <li>Parques eólicos más grandes y alejados de la costa afectan negativamente a las costas y a la eficiencia energética de la conexión</li> </ul>
<b>Eólica offshore con electrolizador (Centralizado)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La energía eólica se captura en una plataforma <i>offshore</i>, donde un electrolizador produce hidrógeno</li> <li>El hidrógeno se envía a tierra a través de un oleoducto, lo que hace que la conexión sea más barata y energéticamente eficiente</li> <li>La producción centralizada de hidrógeno facilita la expansión de la capacidad de electrólisis y los volúmenes de producción. El oleoducto de hidrógeno permite la instalación de grandes parques eólicos más alejados del mar</li> <li>Menor CapEx (despesas de capital)</li> </ul>
<b>Eólica offshore con electrolizador integrado en la turbina</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Toda la electricidad producida debe convertirse en hidrógeno</li> <li>Este modelo produce hidrógeno directamente en las turbinas mediante pequeños electrolizadores</li> <li>Es ventajoso para proyectos piloto y permite la producción de hidrógeno más lejos de la costa, donde los vientos son más fuertes</li> <li>Puede ser más caro y complejo debido al costo y mantenimiento de los pequeños electrolizadores</li> <li>Es escalable con aumentos en la capacidad de las turbinas eólicas, pero la escalabilidad es limitada por el tamaño total del parque eólico, ya que cada turbina requiere un electrolizador individual</li> </ul>

A continuación, la Ilustración 30 muestra tres configuraciones diferentes que pueden ser utilizadas para generar hidrógeno verde utilizando viento *offshore*.



*Ilustración 30: Distintas configuraciones para generación de hidrógeno mediante eólica offshore*

## ANEXO II –Selección del aerogenerador

De acuerdo con BloombergNEF, los principales productores de turbinas para eólica marina en 2022 fueron Vestas, Siemens Gamesa y Mingyang.

### **I. Vestas V236-15.0 MW**

El principal productor de eólica marina en el mundo cuenta con un único modelo de turbina, con una potencia nominal de 15 MW y un diámetro de rotor de 236 m. De acuerdo con el fabricante, operando con velocidades de viento de entre 3 y 31 m/s [37].



*Ilustración 31: Aerogenerador Vestas V236-15.0 MW*

### **II. Siemens Gamesa SG 14**

En cuanto al principal competidor de Vestas, cuenta con hasta 4 modelos de aerogeneradores diseñados para eólica marina, con potencias nominales que van desde los 8 MW hasta los 14 MW. En este caso se ha realizado el análisis de los dos aerogeneradores de última tecnología, comenzando su comercialización en 2024.

Estos modelos cuentan ambos con una potencia nominal de 14 MW, variando el diámetro del rotor, que puede ser de 222 o 236 metros. Cuentan con tecnología Direct Drive, la cual permite reducir el número de componentes en el sistema de transmisión de potencia y facilitar su mantenimiento. También llevan integrado el sistema High Wind Ride Through el cual, al superarse una velocidad de viento de 25 m/s, comienza a reducir progresivamente la potencia que la turbina entrega a la red hasta la velocidad de corte, en lugar de la parada brusca de producción que suele ser habitual [38].



*Ilustración 32: Aerogenerador Siemens Gamesa SG 14*

### III. Mingyang Ocean X

El gigante chino se posiciona como el principal exponente en lo que a tecnología de eólica marina respecta, con su puesta en comercialización de la mayor potencia eólica en una plataforma flotante. Para lograrlo, la plataforma OceanX incluye dos turbinas de 8.3 MW cada una, alcanzando una potencia nominal de 16.6 MW a velocidad nominal de 10 m/s del viento. La plataforma flotante ha sido especialmente diseñada para instalaciones con profundidades de hasta 100 m, olas de hasta 30 m y velocidades de viento de hasta 72.2 m/s.

Estas turbinas utilizan la tecnología *adaptive yaw typhoon*, que se refiere a un sistema avanzado de control utilizado en turbinas eólicas para gestionar la orientación de la turbina en relación con el viento (guinada). Este sistema ajusta automáticamente la posición de la turbina para optimizar su eficiencia y proteger los componentes de la turbina en condiciones de viento extremas [39].



*Ilustración 33: Aerogenerador Mingyang Ocean X*

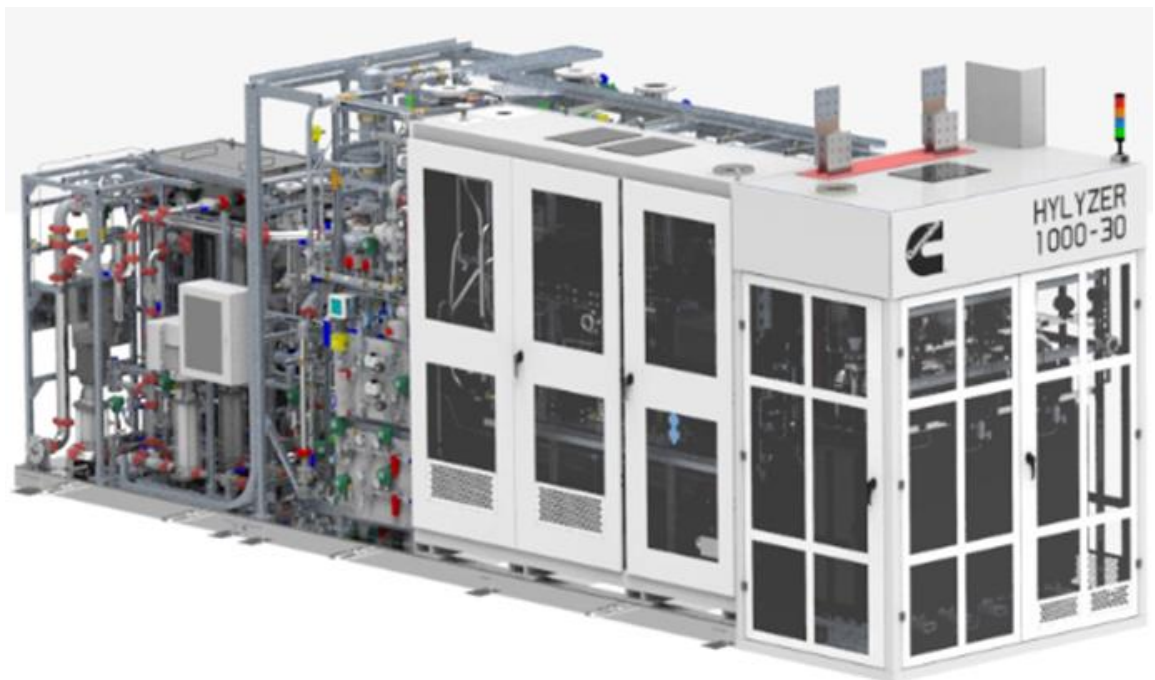


## ANEXO III – Selección del electrolizador

El electrolizador es el componente principal para la producción de hidrógeno verde destinado a los altos hornos de la industria. A continuación, se analizan diferentes alternativas:

### **I. Cummins HyLYZER**

Cummins es una empresa estadounidense que cuenta con un electrolizador de tecnología PEM (Proton Exchange Membrane) diseñado específicamente para ser escalable y cuya producción diaria asciende a 2160 kg/día por cada módulo. La presión de salida del hidrógeno sería de 30 bar y es capaz de operar en rangos de entre un 5% y un 125% [40].



*Ilustración 34: Electrolizador Cummins HyLYZER*

### **II. H-TEC SYSTEMS ME450**

H-TEC SYSTEMS es una empresa alemana que desarrolla y produce electrolizadores de hidrógenos con el objetivo de convertirlo en el principal vector energético a nivel mundial. El modelo en cuestión es un electrolizador de tecnología PEM (por sus siglas en inglés de *Proton Exchange Membrane*), con una producción diaria de 450 kg de hidrógeno y un rango de operación de entre el 20% y el 100%. La presión de salida es de entre 20 y 30 bar [41].



*Ilustración 35: Electrolizador H-TEC SYSTEMS ME450*

### III. H-TEC SYSTEMS Modular Hydrogen Platform (MHP)

Se trata de un electrolizador modular en bloques de 10 MW comercializado por la misma empresa que el electrolizador anterior. Los bloques pueden ser combinados hasta alcanzar una potencia de 100 MW. La producción diaria de cada módulo es de 4 600 kg de hidrógeno, con un rango de operación de entre el 10% y el 100% y una presión de salida de 30 bar [42].



*Ilustración 36: Electrolizador H-TEC SYSTEMS Modular Hydrogen Platform (MHP)*

#### IV. Resumen y elección de electrolizador

A continuación, se muestra una tabla resumen con las características principales de los electrolizadores analizados (Tabla 8):

*Tabla 8: Resumen de las características de los electrolizadores*

Modelo	HyLYZER	ME450	Modular Hydrogen Platform (MHP)
Fabricante	Cummis	H-TEC SYSTEMS	H-TEC SYSTEMS
Producción nominal de H <sub>2</sub>	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 kg	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 en proporción a la energía consumida y se pueden montar varios módulos más fácilmente que con los otros electrolizadores.

## ANEXO IV –Justificación de la ausencia del sistema de compresión y de almacenamiento de la instalación

En las instalaciones de producción de hidrógeno, un elemento fundamental es el sistema de compresión y los sistemas de almacenamiento de este. Normalmente, el hidrógeno se comprime a altas presiones debido a su baja densidad volumétrica, permitiendo que se pueda almacenar una mayor cantidad de este por recipiente. Sin embargo, por las características técnicas de este proyecto, se ha decidido prescindir del almacenamiento del hidrógeno. Las razones son las siguientes:

- Aumento de inversión en elementos de la instalación: los sistemas de compresión a altas presiones tienen altos precios, aumentando exponencialmente cuanto mayores presiones se quieren alcanzar. En cuanto a los sistemas de almacenamiento, en el caso de ser estacionarios, lo más típico es el uso de contenedores metálicos tipo I. El hidrógeno, al presentar una baja densidad volumétrica, ocupa mucho espacio. De esta manera, se necesitaría un elevado gasto en depósitos si se quieren almacenar grandes cantidades de hidrógeno.
- Presión de salida del electrolizador suficiente: la presión de salida del electrolizador seleccionado es de 30 bar. Se considera que esta presión es suficiente para transportar el hidrógeno del electrolizador hasta el propio horno. De esta manera se eliminan sistemas auxiliares que aumentan los costes de la instalación.
- Aumento de espacio ocupado: para el almacenaje se necesitaría un gran espacio, ya que las necesidades de hidrógeno de la instalación son muy elevadas. Además, se tendrían que colocar los sistemas de compresión, aumentando el espacio ocupado.
- Altos gastos energéticos en la compresión: por último, para poder almacenar tanto hidrógeno se tendría que comprimir a altas presiones. Para alimentar estos sistemas de compresión se necesitaría una gran cantidad de energía eléctrica. De esta manera, si se eliminan los sistemas de compresión, se está disminuyendo el gasto energético total y aumentando la eficiencia de todo el sistema.

Una situación desfavorable que puede ocurrir es que los dos hornos se encuentren parados por alguna avería o mantenimientos no programados. Al no disponer de un sistema de almacenamiento en la instalación, los electrolizadores se desconectarían y toda la energía eléctrica que se generase en ese instante podría ser suministrada a la propia fábrica para otros procesos industriales que la requieran, así como iluminación, máquinas, oficinas, etc. En el caso de que la energía eléctrica generada superase a la consumida por la fábrica, se procedería a la parada de los aerogeneradores.



## **ANEXO V –Selección de la planta desaladora**

La fuente de agua es agua del Mar Cantábrico, por lo que se requieren varios pasos para alcanzar una pureza de agua de menos de 1 ppm de sólidos disueltos totales (TDS) o salinidad, que es la pureza recomendada para alimentar el electrolizador y la subsecuente producción de hidrógeno. El sistema recomendado por el fabricante Pure Aqua [43] consiste en tres etapas:

**Primera Etapa:** Pretratamiento: Incluye la dosificación de pre-cloración y la utilización de filtros multimedia para eliminar partículas y sedimentos. Además, se realiza la descloración y la dosificación de antiescala para proteger las membranas del sistema de ósmosis inversa. La ósmosis inversa de agua de mar reduce la salinidad del agua a 355 ppm TDS.

**Segunda Etapa:** Pretratamiento adicional: Consiste en el uso de un tanque de ruptura, una bomba de alimentación y ajustes del pH para optimizar las condiciones para la ósmosis inversa de agua salobre. Este proceso reduce la salinidad a 3.55 ppm TDS.

**Tercera Etapa:** Tratamiento final: Incluye un tanque de ruptura, una bomba de alimentación para la electrodiálisis y el proceso de electrodiálisis para alcanzar una pureza del agua de menos de 1 ppm TDS. Además, se cuenta con un *skid* de limpieza que es un sistema compacto y modular diseñado para mantener las membranas en condiciones óptimas.

Este enfoque de múltiples etapas garantiza que el agua esté debidamente purificada para una producción eficiente de hidrógeno en los electrolizadores.

La purificación se llevará a cabo mediante un sistema de ósmosis inversa que, según el proveedor, puede alcanzar una pureza del 99%. Posteriormente, el agua purificada será transportada a cada electrolizador a través de tuberías. La empresa proveedora del equipo seleccionada cuenta con modelos de desalinizador que van desde 757 m<sup>3</sup>/día hasta 3 407 m<sup>3</sup>/día. En este caso cuanto, al dimensionado de la planta desaladora, la demanda final estimada de agua será de 300 403 m<sup>3</sup>/año u 823 m<sup>3</sup>/día. Por lo tanto, el modelo que ofrece un caudal ligeramente superior al requerido es el modelo TW-225K-5680 de Pure Aqua (Ilustración 37) cuyas características se muestran en la Tabla 9:

Características	Valor
Caudal diario	852 m <sup>3</sup>
Potencia desalinizadora	22.37 kW
Consumo eléctrico anual (considerando hasta 10 días de paradas)	191 MWh
Dimensiones (LxWxH)	7x1.14x2.03 m

*Tabla 9: Características de la desalinizadora TW-225K-5680 de Pure Aqua*



*Ilustración 37: Modelo desalinizadora TW-225K-5680 de Pure Aqua*

En cuanto al pH, el Mar Cantábrico tiene un pH de 8 [44], lo cual está dentro del rango de tolerancia del equipo, que es de 3 a 11. Por lo tanto, el equipo es adecuado para esta aplicación.

El principal subproducto de este proceso es la salmuera que es una solución salina que tiende a hundirse en el fondo marino debido a su densidad. Esto puede reducir los niveles de oxígeno y aumentar la salinidad del agua, que en el caso del Mar Cantábrico es de 35.5 g/L [44], afectando a algunas especies y alterando los ecosistemas marinos. Por ello, es crucial gestionar adecuadamente los residuos de salmuera para minimizar los impactos ambientales y preservar el equilibrio del ecosistema [45]. Para mitigar estos efectos, se instalarán emisores con difusores en la salida del sistema de descarga. Estos dispositivos facilitan una dispersión rápida y amplia de la salmuera en las corrientes marinas, promoviendo su dilución y mezcla con el agua del mar, lo que reduce la concentración local y minimiza el impacto ambiental. No obstante, se requiere un monitoreo continuo para asegurar que el agua devuelta al mar no cause daños al entorno marino.

## ANEXO VI – Análisis de rentabilidad

Para realizar el análisis de rentabilidad se tendrán en cuenta la inversión inicial, la producción energética, una tasa de rendimiento y los datos más actualizados correspondientes a emisiones de CO<sub>2</sub> y coque.

	TASA DE RENDIMIENTO	PRODUCCIÓN (kWh)	PRECIO COQUE (€/kg)	PRECIO EMISIONES CO <sub>2</sub> (€/ton)	RATIO ACT. PRECIO COQUE	RATIO ACT. PRECIO CO <sub>2</sub>			
	0.5%	1650969783	0.119	83.50	2%	7.5%			
AÑO	INVERSION	PÉRDIDA DE RENDIMIENTO	PRODUCCIÓN ESTIMADA	AHORRO COQUE (kg)	AHORRO EMISIONES CO <sub>2</sub> (ton)	PRECIO COQUE (€/kg)	PRECIO EMISIONES CO <sub>2</sub>	AHORRO EN MATERIA PRIMA	AHORRO EMISIONES CO <sub>2</sub>
0	3,452,880,000 €								
1		100.00%	1,650,969,783	596,691,014	936,805	0.119	83.50	71,259,519 €	78,223,208 €
2		99.50%	1,642,714,935	593,707,559	932,121	0.122	89.76	72,321,286 €	83,669,499 €
3		99.00%	1,634,501,360	590,739,021	927,460	0.124	96.49	73,398,873 €	89,494,988 €
4		98.51%	1,626,328,853	587,785,326	922,823	0.127	103.73	74,492,516 €	95,726,077 €
5		98.01%	1,618,197,209	584,846,399	918,209	0.129	111.51	75,602,454 €	102,391,005 €
6		97.52%	1,610,106,223	581,922,167	913,618	0.132	119.88	76,728,931 €	109,519,979 €
7		97.04%	1,602,055,692	579,012,557	909,050	0.134	128.87	77,872,192 €	117,145,307 €
8		96.55%	1,594,045,413	576,117,494	904,504	0.137	138.53	79,032,488 €	125,301,549 €
9		96.07%	1,586,075,186	573,236,906	899,982	0.140	148.92	80,210,072 €	134,025,670 €
10		95.59%	1,578,144,810	570,370,722	895,482	0.143	160.09	81,405,202 €	143,357,207 €
11		95.11%	1,570,254,086	567,518,868	891,005	0.146	172.10	82,618,139 €	153,338,452 €
12		94.64%	1,562,402,816	564,681,274	886,550	0.148	185.00	83,849,150 €	164,014,642 €
13		94.16%	1,554,590,802	561,857,868	882,117	0.151	198.88	85,098,502 €	175,434,161 €
14		93.69%	1,546,817,848	559,048,578	877,706	0.154	213.79	86,366,470 €	187,648,765 €
15		93.22%	1,539,083,758	556,253,335	873,318	0.158	229.83	87,653,330 €	200,713,810 €
16		92.76%	1,531,388,340	553,472,069	868,951	0.161	247.07	88,959,365 €	214,688,509 €
17		92.29%	1,523,731,398	550,704,708	864,606	0.164	265.60	90,284,859 €	229,636,197 €
18		91.83%	1,516,112,741	547,951,185	860,283	0.167	285.52	91,630,104 €	245,624,617 €
19		91.37%	1,508,532,177	545,211,429	855,982	0.171	306.93	92,995,392 €	262,726,231 €
20		90.92%	1,500,989,516	542,485,372	851,702	0.174	329.95	94,381,023 €	281,018,545 €
21		90.46%	1,493,484,569	539,772,945	847,444	0.177	354.70	95,787,301 €	300,584,461 €
22		90.01%	1,486,017,146	537,074,080	843,206	0.181	381.30	97,214,531 €	321,512,654 €
23		89.56%	1,478,587,060	534,388,710	838,990	0.185	409.90	98,663,028 €	343,897,973 €
24		89.11%	1,471,194,125	531,716,766	834,795	0.188	440.64	100,133,107 €	367,841,869 €
25		88.67%	1,463,838,154	529,058,182	830,621	0.192	473.68	101,625,090 €	393,452,859 €

*Ilustración 38: Análisis de rentabilidad I*

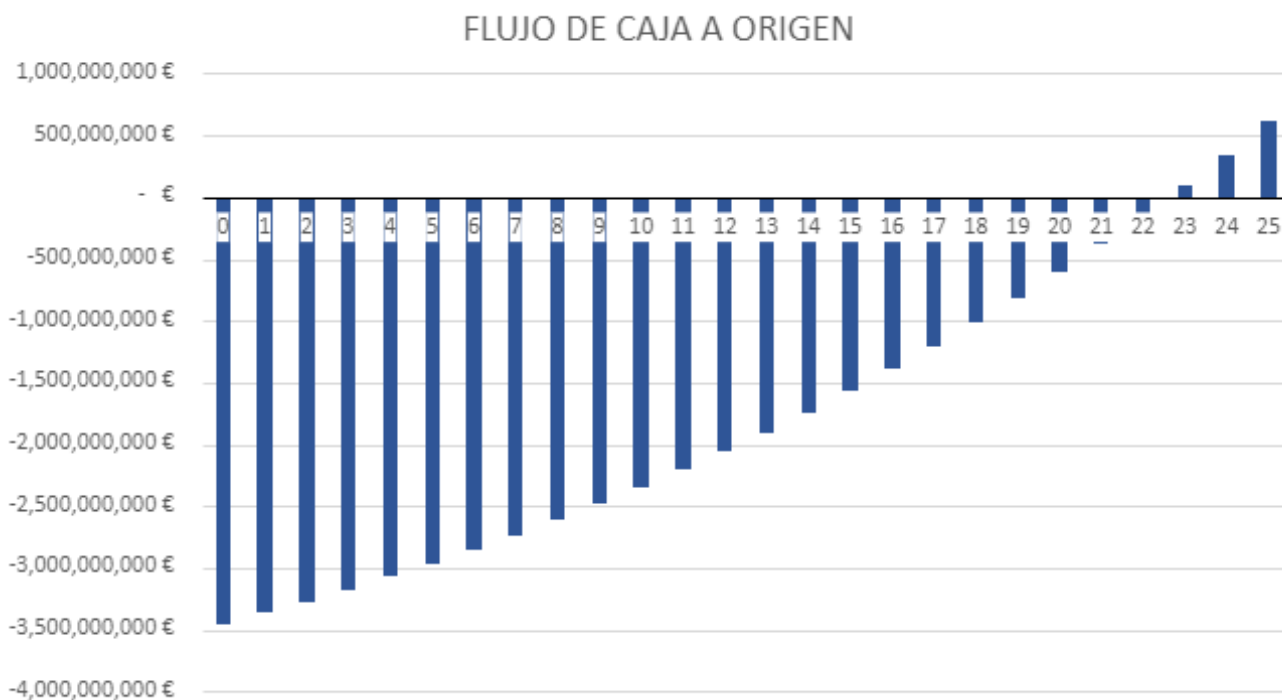
Ana Margarida Droguete Salsas  
Hugo Israel Parra Lombana  
Ignacio Calvo Moya  
Luis Medina Herrero  
Rubén Rodríguez Aparicio

## Estudio de viabilidad para la descarbonización de una acería



RATIO O&M (€/kWh)			SIN COSTE DE CAPITAL		COSTE DE CAPITAL						
0.0282					2.0%						
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	RATIO	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	FLUJO DE CAJA ANUAL	FLUJO DE CAJA A ORIGEN	RATIO ACTUALIZACIÓN DE CAPITAL	INVERSIÓN	AHORRO TOTAL	TASAS	O&M	FLUJO DE CAJA ANUAL	FLUJO DE CAJA A ORIGEN
			- 3,452,880,000 €	- 3,452,880,000 €	1.00	3,452,880,000 €	- €	- €	- €	3,452,880,000 €	- 3,452,880,000 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	90,624,922 €	3,362,255,078 €	0.98	- €	146,551,693 €	- €	57,703,731 €	88,847,963 €	- 3,364,032,037 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	97,132,980 €	3,265,122,098 €	0.96	- €	149,933,473 €	- €	56,572,285 €	93,361,188 €	- 3,270,670,850 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	104,036,056 €	3,161,086,043 €	0.94	- €	153,498,523 €	- €	55,463,024 €	98,035,499 €	- 3,172,635,351 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	111,360,787 €	3,049,725,255 €	0.92	- €	157,255,668 €	- €	54,375,514 €	102,880,154 €	- 3,069,755,197 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	119,135,654 €	2,930,589,601 €	0.91	- €	161,214,160 €	- €	53,309,328 €	107,904,832 €	- 2,961,850,364 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	127,391,104 €	2,803,198,497 €	0.89	- €	165,383,702 €	- €	52,264,047 €	113,119,655 €	- 2,848,730,709 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	136,159,694 €	2,667,038,803 €	0.87	- €	169,774,469 €	- €	51,239,261 €	118,535,207 €	- 2,730,195,502 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	145,476,232 €	2,521,562,571 €	0.85	- €	174,397,133 €	- €	50,234,570 €	124,162,563 €	- 2,606,032,939 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	155,377,936 €	2,366,184,635 €	0.84	- €	179,262,885 €	- €	49,249,578 €	130,013,306 €	- 2,476,019,633 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	165,904,603 €	2,200,280,032 €	0.82	- €	184,383,460 €	- €	48,283,900 €	136,099,559 €	- 2,339,920,073 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	177,098,786 €	2,023,181,246 €	0.80	- €	189,771,165 €	- €	47,337,157 €	142,434,008 €	- 2,197,486,065 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	189,005,986 €	1,834,175,259 €	0.79	- €	195,438,908 €	- €	46,408,978 €	149,029,930 €	- 2,048,456,135 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	201,674,858 €	1,632,500,401 €	0.77	- €	201,400,223 €	- €	45,498,998 €	155,901,225 €	- 1,892,554,910 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	215,157,429 €	1,417,342,972 €	0.76	- €	207,669,303 €	- €	44,606,861 €	163,062,442 €	- 1,729,492,468 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	229,509,335 €	1,187,833,637 €	0.74	- €	214,261,033 €	- €	43,732,216 €	170,528,817 €	- 1,558,963,651 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	244,790,069 €	943,043,568 €	0.73	- €	221,191,023 €	- €	42,874,722 €	178,316,301 €	- 1,380,647,351 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	261,063,251 €	681,980,317 €	0.71	- €	228,475,641 €	- €	42,034,041 €	186,441,600 €	- 1,194,205,751 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	278,396,915 €	403,583,402 €	0.70	- €	236,132,054 €	- €	41,209,844 €	194,922,210 €	- 999,283,540 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	296,863,818 €	106,719,584 €	0.69	- €	244,178,264 €	- €	40,401,808 €	203,776,456 €	- 795,507,084 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	316,541,763 €	209,822,178 €	0.67	- €	252,633,148 €	- €	39,609,616 €	213,023,532 €	- 582,483,552 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	337,513,956 €	547,336,135 €	0.66	- €	261,516,503 €	- €	38,832,957 €	222,683,546 €	- 359,800,006 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	359,869,380 €	907,205,515 €	0.65	- €	270,849,089 €	- €	38,071,526 €	232,777,563 €	- 127,022,443 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	383,703,195 €	1,290,908,710 €	0.63	- €	280,652,677 €	- €	37,325,025 €	243,327,652 €	- 116,305,209 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	409,117,171 €	1,700,025,881 €	0.62	- €	290,950,098 €	- €	36,593,162 €	254,356,936 €	- 370,662,145 €
58,857,805 €	1.00	58,857,805 €	436,220,144 €	2,136,246,025 €	0.61	- €	301,765,293 €	- €	35,875,649 €	265,889,644 €	- 636,551,789 €

Ilustración 39: Análisis de rentabilidad II



*Ilustración 40: Flujo de caja a origen anual durante 25 años.*

*Tabla 10: Resultados del análisis de rentabilidad I.*

<b>TIR</b>	3.15%
<b>Payback Simple (años)</b>	15.4
<b>ROI</b>	0.06

*Tabla 11: Resultados del análisis de rentabilidad II*

<b>Payback Compuesto</b>	21.11
<b>ÍNDICE POTENCIA</b>	230,192.00 €
<b>ÍNDICE DE ENERGÍA</b>	2.09 €/kWh
<b>ÍNDICE DE ENERGÍA PROMEDIO</b>	2.22 €/kWh
<b>Coste Beneficio</b>	1.138321051
<b>VAN</b>	624,070,382 €

## ANEXO VII – Hojas de características

### 7.1 Electrolizador

#### 10 MW Block

<b>H<sub>2</sub> production nominal</b>	4600 kg / d   2130 Nm <sup>3</sup> / h
<b>Energy consumption<sup>†</sup></b>	4.6 kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>   51 kWh/kg
<b>System efficiency<sup>†</sup></b>	77 %
<b>Performance class</b>	10 MW
<b>H<sub>2</sub> production modulation range</b>	213 – 2130 Nm <sup>3</sup> /h   10 – 100 %
<b>H<sub>2</sub> purity including optional hydrogen purification</b>	3.0 or 5.0 (meets ISO 14687:2019 Table 2)
<b>H<sub>2</sub> purity without optional hydrogen purification</b>	Water saturated at 65°C and 30 bar(g)
<b>H<sub>2</sub> output pressure</b>	30 bar (g)
<b>Load change</b>	30s (Minimal load to nominal load)
<b>H<sub>2</sub>O required quality, including optional fresh water treatment</b>	TrinkwV 2020   EU Directive 2020/2184-EU
<b>H<sub>2</sub>O required quality, without optional fresh water treatment</b>	DI water (fully desalinated)
<b>DI water consumption nominal</b>	1850 kg / h
<b>Dimensions L x W x H (indoor)</b>	ca. 10 x 24 x 4.5 m
<b>Temperature (indoor)</b>	+5°C to +40°C

Technical changes reserved  
<sup>†</sup> Battery limit for the efficiency: stacks and converters; standard conditions: BoL (Begin of Life), 15°C, 30 bar(g) H<sub>2</sub> transfer pressure, 2000 Nm<sup>3</sup>/h, based on Higher Heating Value (HHV).



## 7.2 Planta desaladora

Industrial Brackish Water Reverse Osmosis Systems RO-500							
Model Number	Permeate Flow Rate		Quantity of 8" Membranes	Motor HP Rating at 1,000 ppm		Approx. Weight (lbs)	Dimensions L" x W" x H"
	GPD	M <sup>3</sup> /D		60Hz	50Hz		
TW-200K-4780	200,000	757	28	25	30	4,700	340x45x85
TW-225K-5680	225,000	852	30	30	30	4,850	275x45x80
TW-270K-6680	270,000	1,022	36	30	40	5,050	275x65x80
TW-320K-7680	320,000	1,211	42	40	40	5,200	275x65x80
TW-360K-8680	360,000	1,363	48	40	50	5,750	275x75x80
TW-410K-9680	410,000	1,552	54	40	50	6,250	275x75x80
TW-450K-10680	450,000	1,703	60	50	60	7,500	275x75x80
TW-500K-11680	500,000	1,893	66	60	60	8,500	275x75x80
TW-550K-11780	550,000	2,083	77	60	60	8,750	310x85x100
TW-600K-13780	600,000	2,271	91	75	75	9,250	310x85x100
TW-700K-14780	700,000	2,650	98	100	100	9,650	310x85x100
TW-800K-16780	800,000	3,028	112	80	150	10,200	310x85x100

## Bibliografía

- [1] R. Danovaro, S. Bianchelli, P. Brambilla, G. Brussa, C. Corinaldesi, A. Del Borghi, A. Dell’Anno, S. Frascchetti, S. Greco, M. Grosso, E. Nepote, L. Rigamonti, F. Boero, Making eco-sustainable floating offshore wind farms: Siting, mitigations, and compensations, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 197 (2024). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114386>.
- [2] Global Offshore Wind Report 2024, Global Wind Energy Council (n.d.). [https://gwec.net/wp-content/uploads/2024/06/GOWR-2024\\_digital\\_final\\_v2.pdf](https://gwec.net/wp-content/uploads/2024/06/GOWR-2024_digital_final_v2.pdf) (accessed September 18, 2024).
- [3] Libro Blanco de la Industria Eólica Marina en España, Asociación Empresarial Eólica (n.d.). [https://aeolica.org/wp-content/uploads/2022/12/AF\\_AEE-Libro-Blanco-web-19122022.pdf](https://aeolica.org/wp-content/uploads/2022/12/AF_AEE-Libro-Blanco-web-19122022.pdf) (accessed September 18, 2024).
- [4] Enabling Frameworks for Offshore Wind Scale Up Innovations in Permitting, International Renewable Energy Agency (n.d.). [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Sep/IRENA\\_GWEC\\_Enabling\\_frameworks\\_offshore\\_wind\\_2023.pdf?rev=21ceb7d04dad4200811720f42728e068](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Sep/IRENA_GWEC_Enabling_frameworks_offshore_wind_2023.pdf?rev=21ceb7d04dad4200811720f42728e068) (accessed September 18, 2024).
- [5] Anuario Eólico 2024. La voz del sector, Asociación Empresarial Eólica (n.d.). [https://aeolica.org/wp-content/uploads/2024/06/AF-ANUARIO-AEE-2024-WEB\\_compressed.pdf](https://aeolica.org/wp-content/uploads/2024/06/AF-ANUARIO-AEE-2024-WEB_compressed.pdf) (accessed September 18, 2024).
- [6] Sector eólico europeo: situación actual, WeMake Consultores (n.d.). <https://wemakeconsultores.com/sector-eolico-europeo-situacion-actual/> (accessed September 18, 2024).
- [7] Roadmap Offshore Wind and Marine Energy in Spain, 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/enhreolicamarina-pdf\\_accesible\\_tcm30-538999.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/enhreolicamarina-pdf_accesible_tcm30-538999.pdf) (accessed September 18, 2024).
- [8] Floating Wind: Turning Ambition Into Action, DNV (n.d.). <https://www.dnv.com/focus-areas/floating-offshore-wind/floating-wind-turning-ambition-into-action/> (accessed September 18, 2024).
- [9] Perfil ambiental en España, Ministerio Para La Transición Ecológica y El Reto Demográfico (n.d.). [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/perfilamb2006\\_marco\\_gral\\_tcm30-185487.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/perfilamb2006_marco_gral_tcm30-185487.pdf) (accessed September 18, 2024).
- [10] Eólica Marina y Energías del Mar en España , Instituto Para La Diversificación y Ahorro de La Energía (n.d.). <https://www.idae.es/index.php/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/eolica/eolica-marina/eolica-marina-y-energias-del-mar> (accessed September 18, 2024).

- [11] Sector eólico europeo: situación actual, WeMake Consultores (n.d.). <https://wemakeconsultores.com/sector-eolico-europeo-situacion-actual/> (accessed September 18, 2024).
- [12] Eólica Marina en España. Preguntas frecuentes, Asociación Empresarial Eólica (n.d.).
- [13] 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](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).
- [14] Libro Blanco de la Industria Eólica Marina en España, Asociación Empresarial Eólica (n.d.). [https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2022/12/AF\\_AEE-Libro-Blanco-web-19122022.pdf](https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2022/12/AF_AEE-Libro-Blanco-web-19122022.pdf) (accessed September 18, 2024).
- [15] Floating Offshore Wind Outlook, International Renewable Energy Agency (n.d.). [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Jul/IRENA\\_G7\\_Floating\\_offshore\\_wind\\_outlook\\_2024.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Jul/IRENA_G7_Floating_offshore_wind_outlook_2024.pdf) (accessed September 18, 2024).
- [16] Floating Offshore Wind – A Global Opportunity, Global Wind Energy Council (n.d.). <https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/03/GWEC-Report-Floating-Offshore-Wind-A-Global-Opportunity.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] Floating Offshore Wind Anchor Review, ORE Catapult and ARUP (n.d.). <https://fowcoe.co.uk/wp-content/uploads/2024/03/FOWCoE-Report-Anchor-Review-PN000585-RPT-005-MA03.pdf> (accessed September 18, 2024).
- [19] Vryhof Manual. The Guide To Anchoring, VRYHOF (n.d.). [https://www.plaisance-pratique.com/IMG/pdf/Vryhof\\_Anchor\\_Manual2015.pdf](https://www.plaisance-pratique.com/IMG/pdf/Vryhof_Anchor_Manual2015.pdf) (accessed September 18, 2024).
- [20] Gravity Anchors, Offshore Wind Design AS (n.d.). <https://www.offshorwinddesign.com/gravity-anchors/> (accessed September 18, 2024).
- [21] Global Offshore Wind Report 2024, Global Wind Energy Council (n.d.). [https://gwec.net/wp-content/uploads/2024/06/GOWR-2024\\_digital\\_final\\_v2.pdf](https://gwec.net/wp-content/uploads/2024/06/GOWR-2024_digital_final_v2.pdf) (accessed September 18, 2024).
- [22] Wind energy today, WindEurope (n.d.). <https://windeurope.org/about-wind/wind-energy-today/> (accessed September 18, 2024).
- [23] Z. Zhang, L. Kuang, Y. Zhao, Z. Han, D. Zhou, J. Tu, M. Chen, X. Ji, Numerical investigation of the aerodynamic and wake characteristics of a floating twin-rotor

- wind turbine under surge motion, *Energy Convers Manag* 283 (2023). <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116957>.
- [24] S.A. Kale, S.N. Sapali, A review of multi-rotor wind turbine systems *Journal of Sustainable Manufacturing and Renewable Energy A REVIEW OF MULTI-ROTOR WIND TURBINE SYSTEMS*, *Journal of Sustainable Manufacturing and Renewable Energy* 2 (n.d.). <https://www.researchgate.net/publication/260407586>.
- [25] La turbina eólica flotante más potente del mundo ya está funcionando en alta mar, *El Periódico de La Energía* (n.d.). <https://elperiodicodelaenergia.com/la-turbina-eolica-flotante-mas-potente-del-mundo-ya-esta-funcionando-en-alta-mar/> (accessed September 18, 2024).
- [26] Floating wind power: Multi-use at sea using the W2Power platform as an innovation tool, *Innovation News Network* (n.d.). <https://www.innovationnewsnetwork.com/floating-wind-power-multi-use-at-sea-using-w2power-platform-innovation-tool/35889/> (accessed September 18, 2024).
- [27] F. González-Longatt, E. Gavorskis, O. Ravelo, Evaluación del efecto de la estela en el desempeño de un parque eólico, *UNEFA* (n.d.).
- [28] S. Nomandela, M.E.S. Mnguni, A.K. Raji, Modeling and Simulation of a Large-Scale Wind Power Plant Considering Grid Code Requirements, *Energies* (Basel) 16 (2023). <https://doi.org/10.3390/en16062897>.
- [29] Esther De Aragón, El informe 2023 de la AIE se centra en cómo promover la demanda de hidrógeno, *Hidrógeno Verde* (2023). <https://hidrogeno-verde.es/informe-2023-aie-hidrogeno/> (accessed September 18, 2024).
- [30] Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable, Ministerio Para La Transición Ecológica y El Reto Demográfico (n.d.). [https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno/hojarutahidrogenorenovable\\_tcm30-525000.PDF](https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno/hojarutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF) (accessed September 18, 2024).
- [31] Hydrogen Forecast to 2050, *DNV* (n.d.). <https://www.dnv.com/focus-areas/hydrogen/forecast-to-2050/> (accessed September 18, 2024).
- [32] Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada, *Fundación Naturgy* (n.d.). <https://www.energetica21.com/images/ckfinder/files/LIBRO%20HIDROGENO%20Fundaci%C3%B3n%20Naturgy.pdf> (accessed September 18, 2024).
- [33] E.M.<sup>a</sup> Llera Sastresa, I. Zabalza Bribián, *Hidrógeno: producción, almacenamiento y usos energéticos*, *Prensas Universitarias de Zaragoza* (n.d.). <https://zaguan.unizar.es/record/119583/files/BOOK-2022-037.pdf> (accessed September 18, 2024).
- [34] J.L. Cabo Sánchez, Desarrollo e impulso a la Hoja de Ruta del Hidrógeno en España, *Universidad Internacional Menéndez Pelayo* (n.d.). <https://ph2c.es/wp->

- content/uploads/2024/08/20240625\_Curso-UIMP-publica-1.pdf (accessed September 18, 2024).
- [35] Offshore Wind & Hydrogen Integration, Arthur D. Little (n.d.). [https://www.adlittle.com/sites/default/files/reports/ADL\\_Offshore\\_wind\\_and\\_hydrogen\\_2023.pdf](https://www.adlittle.com/sites/default/files/reports/ADL_Offshore_wind_and_hydrogen_2023.pdf) (accessed September 18, 2024).
- [36] S. Ramakrishnan, M. Delpisheh, C. Convery, D. Niblett, M. Vinothkannan, M. Mamlouk, Offshore green hydrogen production from wind energy: Critical review and perspective, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 195 (2024). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114320>.
- [37] Aerogenerador V236-15.0 MW, Vestas (n.d.). <https://www.vestas.com/en/energy-solutions/offshore-wind-turbines/V236-15MW> (accessed September 18, 2024).
- [38] Aerogenerador SG14-222 DD, Siemens Gamesa Renewable Energy (n.d.). <https://www.siemensgamesa.com/global/en/home/products-and-services/offshore/wind-turbine-sg-14-222-dd.html> (accessed September 18, 2024).
- [39] Aerogenerador Ocean X, Mingyang (n.d.). <https://www.myse.com.cn/en/wind-turbine/index.aspx> (accessed September 18, 2024).
- [40] HyLYZER® Water Electrolyzers, Cummins (n.d.). <https://www.cummins.com/sites/default/files/2021-08/cummins-hylyzer-1000-specsheet.pdf> (accessed September 18, 2024).
- [41] 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).
- [42] 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).
- [43] Sistema Ósmosis Inversa Industrial para Agua Salobre, Pure Aqua (n.d.). <https://es.pureaqua.com/sistemas-osmosis-inversa-industrial-para-agua-salobre/> (accessed September 18, 2024).
- [44] Mar Cantábrico, (n.d.). <https://kosteraarraiak.blogspot.com/p/mar-cantabrico.html> (accessed September 18, 2024).
- [45] Desalination Is Booming. But What About All That Toxic Brine?, *Wired* (n.d.). <https://www.wired.com/story/desalination-is-booming-but-what-about-all-that-toxic-brine/> (accessed September 18, 2024).