

Universidad Europea de Canarias

MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Trabajo de Fin de Máster

**Producción de combustibles sintéticos para uso marítimo
mediante hibridación fotovoltaica e hidrógeno verde: viabilidad y
reducción de emisiones**

Autores:

Candela Fernández Fernández
Martina Ruiz Simón
David Martínez González
Ángel Martín Grima
Eduardo García Suárez

Tutor: Ricardo Dorda Laforet

Curso 2025–2026

Resumen

En este trabajo se analiza la descarbonización del transporte marítimo desde la perspectiva del cumplimiento del reglamento FuelEU Maritime, evaluando la viabilidad técnica, ambiental y económica de la producción de e-metanol a partir de hidrógeno verde generado mediante energía fotovoltaica. El estudio se centra en el Puerto de Palma de Mallorca, donde se caracterizan los ferris operativos en 2023 con el fin de estimar la demanda energética y las emisiones asociadas. A partir de esta caracterización se dimensiona un sistema integrado de producción de e-metanol basado en electrólisis alimentada por una planta fotovoltaica dedicada y en la captura directa de CO₂. Se estima una producción anual de aproximadamente 3,1 kt de e-metanol, suficiente para cubrir en torno al 5 % de la demanda energética de la flota analizada, lo que permitiría una reducción anual de emisiones del orden de 4,4 kt de CO₂. El sistema requiere una potencia fotovoltaica instalada de 29 MW, capaz de abastecer íntegramente los procesos de electrólisis, captura de carbono y síntesis. El análisis económico, realizado para una vida útil de 40 años bajo un esquema de *project finance*, indica que el proyecto es viable incluso en un escenario conservador.

Palabras clave: Descarbonización marítima, FuelEU Maritime, e-metanol, energía fotovoltaica, DAC.

Abstract

This paper analyses the decarbonisation of maritime transport from the perspective of compliance with the FuelEU Maritime regulation, assessing the technical, environmental, and economic viability of producing e-methanol from green hydrogen generated using photovoltaic energy. The study focuses on the Port of Palma de Mallorca, where the ferries operating in 2023 are characterised in order to estimate energy demand and associated emissions. Based on this characterisation, an integrated e-methanol production system is dimensioned, combining electrolysis supplied by a dedicated photovoltaic plant with direct CO₂ capture. An annual production of approximately 3.1 kt of e-methanol is estimated, sufficient to cover around 5 % of the energy demand of the analysed fleet, enabling an annual emissions reduction of approximately 4.4 kt of CO₂. The system requires an installed photovoltaic capacity of 29 MW, capable of fully supplying the electrolysis, carbon capture, and synthesis processes. The economic analysis, conducted for a 40-year lifetime under a project finance scheme, indicates that the project is viable even under a conservative scenario.

Keywords: Maritime decarbonisation, FuelEU Maritime, e-methanol, photovoltaic energy, DAC.

Índice

Abstract y Resumen	I
1. Presentación	1
1.1. La situación europea	2
1.2. Caso de estudio: Puerto de Palma de Mallorca	2
1.3. Objetivos	3
2. Introducción	4
2.1. Marco Europeo	4
2.2. Hidrógeno verde y e-combustibles	5
2.3. Hibridación fotovoltaica hidrógeno	7
2.4. Justificación del caso de estudio	7
3. Metanol	8
3.1. Propiedades físico-químicas	8
3.2. Sistemas de producción de metanol	8
3.2.1. Ruta Termoquímica Convencional (Metanol Gris)	8
3.2.2. Ruta de Biomasa (Bio-metanol)	9
3.2.3. Ruta Sintética o e-Metanol (Power-to-Liquid)	9
4. Metodología	10
4.1. Caracterización de la demanda	10
4.1.1. Obtención y tratamiento de datos	10
4.1.2. Potencia	11
4.1.3. Consumo energético	11
4.1.4. Demanda de metanol	12
4.2. Estimación de emisiones	13
5. Dimensionamiento del sistema de producción de metanol a partir de hidrógeno verde	14
5.1. Estimación de hidrógeno a producir	14
5.2. Método de captura de dióxido de carbono	15
5.3. Sistema de generación y gestión de hidrógeno verde	18
5.3.1. Fundamentos y selección de la tecnología de electrólisis	18
5.3.2. Dimensionamiento Energético y Balance de Planta (BoP)	18
5.3.3. Abastecimiento de agua bajo criterios de sostenibilidad	19
5.3.4. Especificación de equipos y almacenamiento	20
5.4. Sistema de generación del metanol	21
5.4.1. Requerimientos energéticos y balances del proceso de síntesis	21

5.4.2.	Tratamiento del metanol	22
5.4.3.	Capacidad de almacenamiento y gestión de inventario	22
5.4.4.	Equipamiento e infraestructura del proceso de síntesis	24
5.5.	Balance energético global de la planta de e-metanol	24
6.	Dimensionamiento de la planta solar fotovoltaica	25
6.1.	Recurso solar	26
6.1.1.	Horas de sol pico	29
6.2.	Necesidades y consumos	29
6.3.	Componentes del sistema de generación	30
6.3.1.	Paneles fotovoltaicos	30
6.3.2.	Estructura	30
6.3.3.	Inversor	31
6.3.4.	Campo solar	31
6.3.5.	Cableado	32
6.3.6.	Central de energía - transformadores	32
6.3.7.	Resultados de simulación	33
6.4.	Conclusiones del diseño del campo fotovoltaico	34
7.	Estudio de impacto ambiental	36
7.1.	Descripción de la infraestructura	36
7.2.	Marco normativo	37
7.3.	Inventario de impactos ambientales	38
7.3.1.	Impactos negativos moderados y fácilmente mitigables	39
7.3.2.	Impactos ambientales positivos	41
8.	Aspectos económicos	42
8.1.	Subvenciones aplicables al proyecto	42
8.1.1.	Plan de Acción Nacional para la Descarbonización del Transporte Marítimo	43
8.1.2.	Programa de ayudas Subastas de Hidrógeno Renovable, AaaS	43
8.1.3.	Fondo de Innovación UE	43
8.1.4.	Programa <i>Horizon Europe</i>	44
8.2.	Estudio de viabilidad económica	44
8.2.1.	Presupuestos EPC	44
8.2.2.	Análisis de <i>project finance</i>	47
8.3.	Resultados por escenarios	49
8.3.1.	Escenario 1 – Hidrógeno verde y e-metanol	49
8.3.2.	Escenario 2 – Hidrógeno verde, e-metanol y venta de energía excedente	50

8.3.3. Escenario 3 – Hidrógeno verde, e-metanol, venta de energía y sub- vención europea	50
9. Conclusiones	52
10. Conclusions	53
Referencias	55

1. Presentación

El cambio climático constituye uno de los principales problemas de la actualidad. El IPCC (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático), organismo internacional de referencia en esta materia (MITECO, 2025), indica en su sexto y más reciente informe que la temperatura media global ha aumentado aproximadamente $1,1^{\circ}\text{C}$ con respecto a 1850-1900 (IPCC, 2021). Además, se prevé un aumento de $1,5^{\circ}\text{C}$ en los próximos 20 años si no se llevan a cabo reducciones rápidas y sostenidas de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) (IPCC, 2021), estrechamente vinculadas a la actividad humana. En la Figura 1 se puede observar el aumento de las concentraciones atmosféricas de CO_2 y de la temperatura media global de la atmósfera cerca de la superficie terrestre.

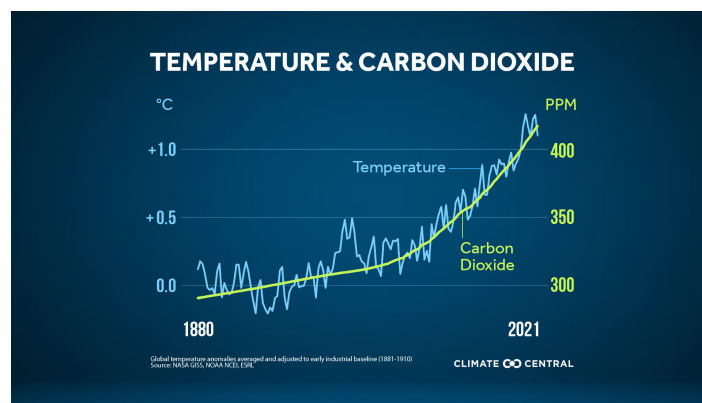


Figura 1: Evolución de las concentraciones de CO_2 curva amarilla, derecha, unidades: partes por millón) y de la temperatura media global (curva azul, izquierda, unidades: grados Celsius). Fuente: Climate Central <https://www.climatecentral.org/climate-matters/peak-co2-heat-trapping-emissions>

Los GEI contribuyen al incremento de la temperatura media global al alterar el (des)balance radiativo terrestre. Aunque la concentración de GEI comenzó a aumentar desde el inicio de la era industrial -hace aproximadamente 120 años- su incremento más rápido y pronunciado se ha producido en las últimas décadas, durante las cuales las emisiones humanas han alcanzado niveles extremadamente altos (IPCC, 2021). Este crecimiento está impulsando un cambio climático con impactos negativos sobre el medio ambiente, la economía y la salud humana.

El informe del IPCC subraya la necesidad de limitar el aumento de la temperatura global a $1,5^{\circ}\text{C}$ por encima de los niveles preindustriales, un umbral clave para evitar los efectos más graves del cambio climático. Alcanzar este objetivo requiere una transformación profunda y acelerada del sistema energético, que incluya una electrificación más amplia, la expansión a gran escala de las energías renovables y el impulso de vectores energéticos de bajas emisiones, capaces de complementar y sustituir progresivamente los combustibles fósiles.

1.1. La situación europea

La Unión Europea (UE) es el tercer mayor emisor de GEI, por detrás de China y Estados Unidos. Estas emisiones provienen principalmente del suministro energético (alrededor del 28 %) y del sector transporte (alrededor del 25 %) ([Parlamento Europeo, 2024](#)). La UE se ha comprometido a reducir las emisiones de GEI al menos un 55 % para 2030, intentando lograr que la UE sea neutra en emisiones de GEI para 2050 ([Consejo Europeo, 2026](#)).

Indagando en el sector transporte y más concretamente en el transporte marítimo -sector de interés en este estudio- se tiene que es responsable directo de alrededor del 2,9 % de las emisiones globales causadas por actividades humanas. En Europa, este porcentaje es incluso mayor, encontrándose entre el 3 y el 4 % de las emisiones totales de la UE ([MITECO, 2024](#)).

El transporte marítimo constituye uno de los pilares fundamentales del comercio internacional, ya que entre el 80-90 % de las mercancías globales se transportan por el océano, siendo esta la forma más eficiente y versátil de desplazar grandes volúmenes de carga ([Schnurr and Walker, 2019](#)). Sin embargo, a pesar de su eficiencia, presenta un impacto ambiental significativo.

El problema de este sector es la dificultad que presenta su electrificación. Las grandes potencias requeridas por los buques y las grandes distancias recorridas hacen inviable que las grandes flotas puedan funcionar únicamente mediante baterías actualmente y en el futuro cercano ([Bei et al., 2024](#)). Si bien existen casos piloto, como el de Balearia en la ruta Tarifa-Tánger ([Baleària, 2025](#)), la dificultad de electrificación directa del sector hace necesario explorar alternativas basadas en combustibles de bajo contenido en carbono y compatibles con la operativa actual de los buques.

1.2. Caso de estudio: Puerto de Palma de Mallorca

En este contexto de transición energética y descarbonización del transporte marítimo, parece pertinente comenzar a analizar casos de estudio concretos. Estos permiten evaluar la viabilidad técnica y ambiental de soluciones basadas en combustibles alternativos generados mediante fuentes de energía renovable. Para ello, se plantea el caso de estudio del Puerto de Palma de Mallorca.

El Puerto de Palma de Mallorca es uno de los puertos con mayor actividad del país. En 2023, el puerto contó con más de 3.500 atraques, de los cuales más de 480 fueron cruceros y alrededor de 3100 eran ferries y buques ro-ro, además de un número reducido de buques mercantes según la clasificación de la Autoridad Portuaria ¹ ([Port de Balears, 2024](#)).

¹En este trabajo se catalogan los buques ro-ro (*Roll-on/Roll-off*) como ferries, como se explica en la sección de metodología.

Además de ser uno de los puertos con mayor actividad, la Autoridad Portuaria de Baleares es una de las que da mayor accesibilidad a las estadísticas de atraque. En su página principal se ofrece el registro de todos los buques que han atracado en los diferentes puertos. Los datos cubren: nombre del buque, hora de llegada, hora de salida y tonelaje, además de otros datos que no son de interés para este estudio.

Por otro lado, la elección del Puerto de Palma de Mallorca no solo responde a su elevada actividad marítima, sino también a las características climáticas de la isla. Mallorca presenta un clima mediterráneo, con inviernos suaves, veranos cálidos y un elevado número de horas de sol a lo largo del año. Esta elevada disponibilidad de radiación solar convierte a la isla en un emplazamiento especialmente favorable para el aprovechamiento de energía solar fotovoltaica. Esta energía puede emplearse en procesos de electrólisis para la producción de hidrógeno verde y, a partir de este, en la síntesis de combustibles alternativos para el transporte marítimo. De este modo, es posible vincular directamente el recurso renovable local con la descarbonización, contribuyendo potencialmente a la descarbonización del tráfico marítimo asociado al puerto.

1.3. Objetivos

El objetivo general de este trabajo es evaluar la viabilidad técnica y ambiental de hibridar una planta fotovoltaica con un sistema de producción de hidrógeno verde. Esta integración se plantea para la síntesis de combustibles alternativos destinados a la propulsión de buques en el Puerto de Palma de Mallorca. Asimismo, se pretende estimar el potencial de reducción de emisiones de GEI derivado de dicha implantación.

Los objetivos específicos son:

- Caracterizar la demanda energética asociada al tráfico marítimo, concretamente de ferrys, del Puerto de Palma de Mallorca.
- Estimar la cantidad de hidrógeno necesaria para la producción de combustibles sintéticos que permita cubrir una fracción de dicha demanda.
- Dimensionar la planta fotovoltaica y el sistema de electrólisis necesarios para alcanzar el objetivo de producción.
- Evaluar la viabilidad técnica y económica de la instalación propuesta.
- Calcular la reducción potencial de emisiones de gases de efecto invernadero derivada de la sustitución de combustibles convencionales.

2. Introducción

2.1. Marco Europeo

Para poder lograr los objetivos de reducción de emisiones, la UE ha aprobado diferentes reglamentos durante los últimos años que afectan a todos los Estados miembros, incluido España. Respecto al transporte marítimo, son tres los decretos que marcan el futuro de la descarbonización del sector: el régimen de comercio de emisiones de la UE (RCDE UE), el Reglamento de Infraestructura para combustibles Alternativos (AFIR, Reglamento 2023/1804) y el Reglamento 2023/1805, conocido como FuelEU Maritime.

El régimen de comercio de emisiones de la UE establece un límite máximo para la cantidad total de determinados GEI que pueden emitir las instalaciones contempladas en el régimen. Por debajo del límite, las instalaciones reciben o compran derechos de emisión con los que pueden comerciar entre sí según sus necesidades, pudiendo incluso conservar los derechos de emisión sobrantes para cubrir sus necesidades futuras ([Unión Europea, 2003](#)).

Desde el 1 de enero de 2024, el transporte marítimo ha sido incluido en el RCDE UE. Las navieras deben entregar derechos de emisión en función de las emisiones verificadas de sus buques. El régimen se aplica a buques de más de 5.000 *Gross Tonnage* (GT) y cubre el 100 % de las emisiones en trayectos entre puertos del Espacio Económico Europeo (EEE), formado por la UE, Noruega e Islandia, y el 50 % de las emisiones en viajes entre un puerto del EEE y un puerto fuera del mismo, así como el 100 % de las emisiones generadas en puerto. La implantación ha sido progresiva: en 2024 debían cubrirse el 40 % de las emisiones, en 2025 el 70 % y, a partir de 2026, el 100 % ([MITECO, 2026](#)).

Por su parte, el Reglamento (UE) 2023/1804, conocido como AFIR por sus siglas en inglés (*Alternative Fuels Infrastructure Regulation*), establece obligaciones a los Estados miembros en relación con el despliegue de infraestructuras para combustibles alternativos, con el objetivo de facilitar la descarbonización del transporte. En el ámbito marítimo, el reglamento impone requisitos a determinados puertos de la red transeuropea de transporte (TEN-T), obligando a que, a partir de 2030, aquellos que superen determinados umbrales mínimos de tráfico anual de buques portacontenedores y buques de pasajeros dispongan de suministro eléctrico en puerto, lo que se conoce como *Onshore Power Supply* (OPS). Esta medida afecta a buques de más de 5.000 GT y tiene como finalidad permitir su conexión a la red eléctrica durante su estancia en puerto, reduciendo así las emisiones asociadas al uso de motores auxiliares alimentados por combustibles fósiles ([Unión Europea, 2023](#)). En el caso del Puerto de Palma de Mallorca, el elevado número de escalas anuales de grandes buques de pasaje, principalmente cruceros que superan las 5.000 GT, sitúa al puerto dentro del grupo de instalaciones portuarias obligadas a disponer de OPS.

Por último, el Reglamento (UE) 2023/1805, conocido como FuelEU Maritime, entró en

vigor el pasado 1 de enero de 2025. Este decreto establece límites máximos para la intensidad media anual de gases de efecto invernadero (GEI) de la energía utilizada por los buques de más de 5.000 GT que hacen escala en puertos europeos, independientemente de su pabellón. Esta intensidad se define como la cantidad de GEI emitidos por unidad de energía consumida. La obligación de reducción de emisiones va aumentando progresivamente y se mide en % de reducción de emisiones respecto a 2020. En la [Figura 2](#) puede verse la reducción de emisiones media por año ([Comisión Europea, 2025](#)).

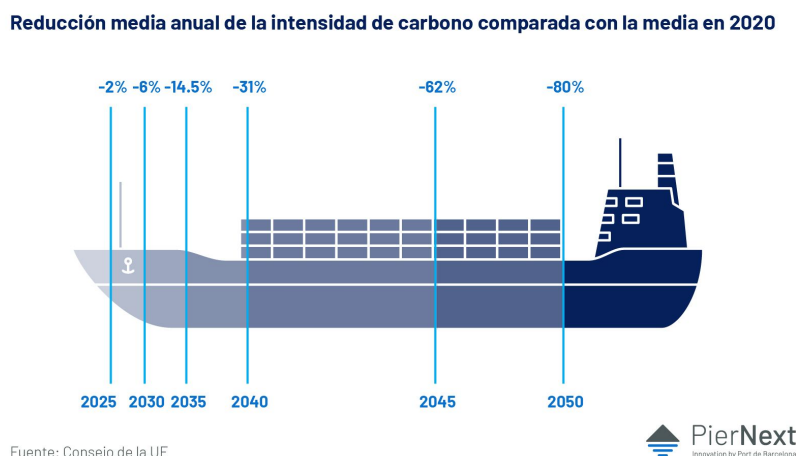


Figura 2: Evolución de la reducción media anual de la intensidad de carbono comparada con la media en 2020. Fuente: <https://piernext.portdebarcelona.cat/economia/europa-lidera-el-transporte-maritimo-verde-fit-for-55-afir-fueleu-eu-ets/>

Es precisamente este último reglamento el que dota de especial relevancia al presente trabajo. Si bien en los primeros años las reducciones exigidas podrán alcanzarse mediante mejoras operativas —como la optimización de la velocidad de navegación o un mayor control del mantenimiento—, el endurecimiento progresivo de los objetivos, tal y como se observa en la [Figura 2](#), implica que en el medio y largo plazo será necesario incorporar combustibles con baja o nula huella de carbono. En este contexto, los combustibles sintéticos producidos a partir de hidrógeno verde se presentan como una de las principales alternativas tecnológicas para cumplir con los límites de intensidad de emisiones establecidos por FuelEU Maritime. El objetivo de este trabajo es, por tanto, anticiparse a esta necesidad regulatoria y analizar la viabilidad actual de producir dichos combustibles como herramienta efectiva para la reducción de emisiones en el transporte marítimo.

2.2. Hidrógeno verde y e-combustibles

El hidrógeno se presenta como un vector energético clave en el contexto de la transición energética y la descarbonización ([Europea, 2025](#)). A medida que se necesita reducir el nivel de emisiones de gases de efecto invernadero, el hidrógeno producido mediante tecnologías de bajas (o nulas) emisiones se presenta como una opción eficaz para la sustitución de

combustibles tradicionales procedentes de energías no renovables, tales como la gasolina, el diésel o el gas natural.

El hidrógeno verde presenta un gran interés ya que su producción puede realizarse a partir de energía eléctrica renovable mediante el proceso de la electrólisis del agua, evitando así las emisiones ([Universidad Europea, 2025a](#)). La combustión del hidrógeno genera solamente vapor de agua, con lo que lo convierte en una opción solvente para entrar en sectores de difícil electrificación, como puede ser el transporte pesado, el transporte de larga distancia y el transporte marítimo ([Universidad Europea, 2025a](#)). Además, la aplicación del hidrógeno no solo abarcaría la utilización de pilas de combustible en embarcaciones, sino que también podría utilizarse para la maquinaria empleada en puertos y terminales de carga, contribuyendo de esta forma a la reducción de los GEI en ambas actividades.

Paralelamente, existen otras fuentes que pueden actuar como combustibles sustitutivos de los tradicionales. Estos combustibles son los denominados combustibles renovables de origen no biológico, comúnmente conocidos como e-combustibles o e-fuels. Particularmente, son de interés para este documento aquellos producidos a partir de H_2 : el amoníaco y metanol verdes.

El amoníaco (NH_3) se obtiene tradicionalmente mediante el proceso Haber-Bosch, reacción de hidrógeno y nitrógeno a partir de gas natural, que libera hasta dos toneladas de CO_2 por tonelada de NH_3 producida. Para evitar emisiones, se estudia el empleo del NH_3 producido por H_2 verde, que evita estas emisiones. Gracias a su alta densidad energética y a su fácil licuefacción, el NH_3 puede emplearse como combustible marítimo a gran escala ([Iberdrola, 2024a](#)).

De la misma manera, el metanol verde se produce mediante energías renovables y sin generar emisiones contaminantes. Cuando el hidrógeno verde se sintetiza junto al CO_2 capturado, se consigue destilar el metanol renovable. Este destaca como combustible alternativo especialmente atractivo para el transporte marítimo ([Journal, 2025](#)). Su forma líquida a temperatura ambiente reduce los costes logísticos frente a combustibles gaseosos y presenta la huella de carbono más baja entre los combustibles líquidos disponibles. Además, puede emplearse tanto en motores de combustión interna como en pilas de combustible, ofreciendo una gran versatilidad tecnológica ([Iberdrola, 2024b](#)).

A pesar de las grandes ventajas asociadas, la producción de estos combustibles presenta unos costes superiores a las tecnologías de comercialización actuales ([Schorn et al., 2021](#)). Además, su posible implementación requiere la creación de nuevos motores o adaptación de los ya existentes. Es por ello que a día de hoy su penetración en el sector marítimo es baja. Sin embargo, las estrictas normativas exigen que los buques tengan que adaptarse.

Por todo lo anteriormente descrito, para el caso de estudio, se opta por la producción del

H₂ mediante el método de electrólisis, empleando exclusivamente energía eléctrica de un campo fotovoltaico. Esta integración garantiza la reducción de emisiones asociadas. En relación a la valorización del H₂, se selecciona metanol verde como combustible final por ser líquido a temperatura ambiente, lo que simplifica su almacenamiento y transporte. Asimismo, su producción a partir de CO₂ capturado permite cerrar el ciclo de carbono, reforzando su contribución a la descarbonización.

2.3. Hibridación fotovoltaica hidrógeno

La generación fotovoltaica dedicada exclusivamente a la producción de hidrógeno mediante electrólisis permite garantizar que el combustible final sea de origen completamente renovable. De este modo, se elimina la dependencia del mix eléctrico y se asegura una trazabilidad clara de las emisiones (Bicer and Dincer, 2018).

Diversos estudios señalan que esta configuración maximiza el beneficio ambiental del hidrógeno cuando se destina a aplicaciones marítimas. Esto contrasta con los esquemas conectados a red en los que la electricidad no procede íntegramente de fuentes renovables (Bicer and Dincer, 2018).

Desde el punto de vista energético, la conversión de electricidad fotovoltaica en hidrógeno permite transformar una fuente de generación intermitente en un vector energético químico con alta densidad energética, apto para su almacenamiento a medio y largo plazo. Esta característica resulta especialmente relevante para el sector marítimo, donde los requerimientos de autonomía y potencia limitan severamente el uso de sistemas de almacenamiento electroquímico (Balcombe et al., 2019). Por esto, el hidrógeno presenta una mayor adecuación para buques de media y larga distancia frente a soluciones puramente eléctricas.

Por otra parte, en términos operativos, la electrólisis alimentada por plantas fotovoltaicas dedicadas permite adaptar la producción de hidrógeno a la disponibilidad solar, reduciendo la complejidad del sistema eléctrico y eliminando la necesidad de vertido de energía. La flexibilidad de los electrolizadores modernos facilita su operación en regímenes variables, lo que resulta compatible con los perfiles de generación solar y ha sido ampliamente validado en estudios experimentales y de modelización (Glenk and Reichlstein, 2019)

2.4. Justificación del caso de estudio

Palma de Mallorca se presenta como un entorno especialmente idóneo para analizar la viabilidad de un sistema de producción de hidrógeno verde asociado a energía fotovoltaica. A la elevada disponibilidad de recurso solar, entre las más altas del territorio nacional (Alonso, 2024), se suma una actividad portuaria que permite conocer la demanda energética del transporte marítimo. La localización insular añade un interés estratégico, ya que

la dependencia energética exterior y la limitada disponibilidad de combustibles convierten al hidrógeno en una opción valiosa para reforzar la seguridad energética ([Universidad Europea, 2025b](#)). Asimismo, se suma un marco regulatorio cada vez más exigente a nivel europeo, y el impulso a través del Plan Nacional de Descarbonización del Transporte Marítimo, que orienta financieramente la adopción de combustibles renovables y la modernización de flotas ([Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible, 2025a,b](#)). Todo ello configura un escenario en el que se encuentran factores climáticos, operativos, estratégicos y regulatorios, consolidando al Puerto de Palma de Mallorca como un emplazamiento adecuado para evaluar el potencial técnico, ambiental y económico de la hibridación fotovoltaica con hidrógeno verde.

3. Metanol

3.1. Propiedades físico-químicas

El metanol (CH_3OH), también conocido como alcohol metílico, es el alcohol más sencillo y se presenta como un líquido incoloro, volátil e inflamable a temperatura y presión ambiente. En el contexto marítimo, su principal ventaja radica en que su estado líquido facilita el almacenamiento y la distribución utilizando infraestructuras similares a las de los combustibles fósiles convencionales ([IRENA and MEI, 2021](#)).

Aunque su densidad energética gravimétrica es aproximadamente la mitad que la del fuelóleo pesado, su capacidad para ser producido de forma neutra en carbono compensa esta diferencia en el marco de la transición energética global impulsada por la Organización Marítima Internacional ([International Maritime Organization, 2023](#)). Además, su biodegradabilidad en medio marino reduce significativamente el impacto ambiental en caso de vertido accidental en comparación con los hidrocarburos tradicionales, factor determinante para la protección de ecosistemas sensibles como el litoral balear ([Alvarado et al., 2024](#)).

3.2. Sistemas de producción de metanol

La producción de metanol puede llevarse a cabo mediante diversas rutas tecnológicas, las cuales se clasifican principalmente en función de la materia prima y la fuente de energía primaria utilizada en el proceso. A continuación, se describen las tres vías de obtención predominantes en el panorama industrial y tecnológico actual:

3.2.1. Ruta Termoquímica Convencional (Metanol Gris)

Es el método mayoritario a nivel global. Se basa en el reformado de gas natural (principalmente metano) con vapor de agua para producir un gas de síntesis (*syngas*) compuesto

por hidrógeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono. Aunque es una tecnología altamente madura y eficiente desde el punto de vista de costes, su dependencia de combustibles fósiles genera una huella de carbono elevada, lo que dificulta el cumplimiento de los objetivos de descarbonización marítima (Dincer and Colpan, 2023).

3.2.2. Ruta de Biomasa (Bio-metanol)

El bio-metanol se obtiene mediante la gasificación de materia orgánica residual, como residuos forestales, agrícolas o residuos sólidos urbanos. El proceso consiste en someter la biomasa a altas temperaturas en presencia de una cantidad controlada de oxígeno o vapor para producir gas de síntesis, que posteriormente se purifica y se somete a síntesis catalítica. Esta ruta se considera neutra en carbono, dado que el CO₂ liberado en su uso fue previamente absorbido por la biomasa durante su crecimiento (Methanol Institute, 2024).

3.2.3. Ruta Sintética o e-Metanol (Power-to-Liquid)

Esta vía, que constituye el núcleo tecnológico del presente estudio, desvincula la producción del combustible de los recursos fósiles mediante el concepto *Power-to-Liquid* (PtL). El proceso requiere dos insumos fundamentales:

- **Hidrógeno Verde:** Producido mediante la electrólisis del agua utilizando energía eléctrica de origen renovable (en este caso, fotovoltaica).
- **Captura de CO₂:** El carbono necesario se obtiene mediante la captura en fuentes industriales o a través de sistemas de captura directa del aire (DAC).

La reacción final de síntesis se produce en un reactor catalítico, generalmente de cobre y zinc (Cu/ZnO/Al₂O₃), operando a presiones de entre 50 y 100 bar y temperaturas de 200 a 300 °C:



El e-metanol resultante puede actuar como vector energético y como almacenamiento de energía renovable en un formato líquido de alta densidad energética. Además se puede emplear como combustible en el sector marítimo, para así poder reducir la contaminación en puertos como el de Palma de Mallorca (Bertau et al., 2024; IRENA and MEI, 2021).

4. Metodología

4.1. Caracterización de la demanda

4.1.1. Obtención y tratamiento de datos

Para poder determinar correctamente la cantidad de metanol -y por tanto de hidrógeno verde- necesaria, en primer lugar, se han descargado los datos de tráfico disponibles del puerto de Palma en 2023. Para ello, se ha accedido a la página web de la Autoridad Portuaria de Baleares². En la sección de “TRÁFICO” y “Buques en puerto” es posible acceder al registro histórico de los amarres de los buques en un período completo.

En primera instancia se cuenta con la siguiente información: barco (nombre del buque), origen (puerto de origen), destino (puerto de destino), llegada (fecha y hora de llegada), salida (fecha y hora de salida), consignatario (naviera o empresa que opera el buque) y arqueo bruto (GT, por sus siglas en inglés).

Se han adjuntado dichos datos a la herramienta de inteligencia artificial, concretamente a Copilot, para que categorice cada tipo de buque. Se le ha pedido que a partir del nombre de los buques, realice una búsqueda y los categorice entre: ferry, crucero, portacontenedor y armada. En caso de no pertenecer a ninguno de estos, los buques debían categorizarse como roro. A continuación, se ha realizado un análisis de calidad, comprobándose si la categorización ha sido o no correcta. Aquellos que contaban con una categorización errónea -una minoría- han sido corregidos.

La elección del año 2023 ha sido para facilitar esta tarea de revisión. Cada dos años aproximadamente, las Autoridades Portuarias presentan una memoria anual con toda la información relevante sobre el funcionamiento de sus puertos. Una de las secciones está dedicada exclusivamente a contabilizar el número total de atraques por tipo de buque. De este modo, ha sido posible comprobar si el total de, por ejemplo, cruceros que devolvía la IA coincidía con el de la memoria³.

Con la categorización hecha, se han filtrado exclusivamente por buques ferry y roro destinados únicamente al transporte de pasajeros. Se ha considerado como ferry aquellos buques roro categorizados como *Passenger/ Cargo Ship* y *Passenger/ Ro-Ro Ship*. Los ferrys ya estaban categorizados apropiadamente. Para dicha asignación, se ha empleado el buscador de buques VesselFinder⁴.

Finalmente, se han eliminado los registros de aquellos buques con un GT menor a 5000, al no estar sujetos, a fecha de este trabajo, a la normativa FuelEU Maritime.

²<https://www.portsdebalears.com/es>

³La memoria de 2024 se presentó después de haberse comenzado este trabajo.

⁴<https://www.vesselfinder.com/es>

4.1.2. Potencia

Determinado el número total de trayectos, alrededor de 2800 registros, se ha procedido a caracterizar el resto de variables a considerar para cada uno de los buques. Estas variables son: tiempo medio de trayecto, potencia de propulsión y combustible del motor.

Empezando por el tiempo medio de trayecto, se ha acudido a la página web de las diferentes navieras que realizan los trayectos Palma-Destino. Se ha encontrado que, en muchos casos, los buques que realizaron el trayecto en 2023 ya no cubren el trayecto en 2026. En aquellos casos en los que el buque actual y el previo tenían condiciones similares, se ha extrapolado el tiempo de ruta. También se ha encontrado que algunas navieras ya no realizan el trayecto que cubrían en 2023. Como se trataban de muestras pequeñas en comparación al total de registros (menos de 100 registros), se han eliminado dichos trayectos.

Conocidos los tiempos de trayecto, se ha procedido a intentar determinar la potencia de propulsión de cada buque. No ha sido posible hallar de forma efectiva todas las potencias. Por tanto, cuando se ha conocido la potencia de un buque que cubría una determinada ruta, si otro buque de la misma naviera tardaba el mismo tiempo que el primero, se ha extrapolado la potencia al segundo. De este modo, se ha determinado la potencia de todos los buques de los que se tenía registro.

Finalmente, se ha estimado el combustible empleado por cada buque. Se ha seguido la misma metodología que para la potencia de propulsión. Sin embargo, se han realizado dos aproximaciones más:

- Si el buque contaba con motores duales de fueloil y gas natural licuado (GNL en adelante), se ha considerado que trabaja solo con GNL. Esto porque no es posible mediante información pública determinar la proporción correcta de cada combustible y dificultaría significativamente la futura estimación de emisiones asociadas.
- Se ha considerado que aquellos buques cuyo combustible no ha sido posible determinar emplean fueloil pesado.

4.1.3. Consumo energético

Conocida la potencia y la duración de los trayectos, el cálculo de la energía total consumida por un buque en un trayecto es directo. Sin embargo, es importante tener en cuenta que la potencia de propulsión anteriormente definida representa la potencia máxima disponible, no la potencia operativa. En la realidad, un buque en movimiento nunca funciona al 100 % de su potencia de propulsión. Por ello, se ha considerado un factor de utilización, o de potencia, que varía entre el 60 % y el 80 %, tal y como establece [Solutions \(2024\)](#) y en base al estudio de [Vergara et al. \(2023\)](#).

De este modo, la energía consumida por trayecto vendrá dada por la siguiente expresión:

$$\text{Energía} = \text{Potencia instalada} \cdot \text{Tiempo de ruta} \cdot \text{Factor de potencia} \quad (2)$$

Puesto que no es posible determinar con precisión el factor de potencia particular de cada buque, se ha procedido de la siguiente forma:

- Se ha calculado la energía mínima total. Esto es, se ha considerado para todos los buques un factor de potencia de 0,6.
- Se ha calculado la energía máxima total. Esto es, se ha considerado para todos los buques un factor de potencia de 0,8.
- Se ha estimado un escenario medio, tomando como factor de potencia medio 0,7. Se ha escogido este escenario para el dimensionamiento final de la planta.

Así, se ha determinado la energía necesaria para cada trayecto y además para tres escenarios distintos.

Conocida la energía, se ha estimado qué porcentaje de metanol sería necesario para cumplir con la normativa de emisiones. Dicho porcentaje es de alrededor de un 5 %. Se ha considerado para estimar dicho valor que los buques funcionarán principalmente mediante GNL, siguiendo la tendencia actual. Además, por limitaciones propias de un trabajo de estas características, se ha considerado que todos los buques que se han usado como muestra adaptarán sus motores para poder emplear metanol. En la realidad, esto sería una limitación, pero al tratarse de un caso de estudio concreto se ha procedido de esta forma.

4.1.4. Demanda de metanol

Fijado el porcentaje de energía a cubrir mediante metanol, es posible determinar la cantidad de este que se debe producir a partir de su poder calorífico. Dado que este es de 19.900 kJ/kg ([Solutions, 2024](#)), y considerando la conversión entre unidades de energía, se ha obtenido el siguiente factor de conversión:

$$\frac{\text{kg}_{\text{Metanol}}}{\text{MWh}} = \frac{3,6 \cdot 10^6 \text{ kJ/MWh}}{19,900 \text{ kJ/kg}} = 180,9 \text{ kg/MWh} \quad (3)$$

Se ha aplicado este factor de conversión para todos los trayectos y para todas las demandas. Es decir, para cada trayecto se tiene una cantidad mínima, media y máxima de metanol que se debe producir.

Por último, se ha agrupado la cantidad de metanol a producir por semanas y meses. De este modo, será posible estudiar la viabilidad de una forma más sencilla, al permitir

sobrepasar en días con una mayor cantidad de radiación solar. En [Tabla 1](#) se ha recogido la cantidad total de metanol a producir cada mes y a lo largo del año en función del factor de potencia de los buques.

Mes	M. mínimo (kg)	M. medio (kg)	M. máximo (kg)
Enero	$2,24 \cdot 10^5$	$2,61 \cdot 10^5$	$2,98 \cdot 10^5$
Febrero	$1,94 \cdot 10^5$	$2,26 \cdot 10^5$	$2,58 \cdot 10^5$
Marzo	$2,31 \cdot 10^5$	$2,70 \cdot 10^5$	$3,08 \cdot 10^5$
Abril	$2,26 \cdot 10^5$	$2,64 \cdot 10^5$	$3,01 \cdot 10^5$
Mayo	$2,35 \cdot 10^5$	$2,75 \cdot 10^5$	$3,14 \cdot 10^5$
Junio	$2,21 \cdot 10^5$	$2,58 \cdot 10^5$	$2,95 \cdot 10^5$
Julio	$2,46 \cdot 10^5$	$2,87 \cdot 10^5$	$3,28 \cdot 10^5$
Agosto	$2,38 \cdot 10^5$	$2,78 \cdot 10^5$	$3,17 \cdot 10^5$
Septiembre	$1,99 \cdot 10^5$	$2,33 \cdot 10^5$	$2,66 \cdot 10^5$
Octubre	$2,11 \cdot 10^5$	$2,46 \cdot 10^5$	$2,81 \cdot 10^5$
Noviembre	$2,10 \cdot 10^5$	$2,45 \cdot 10^5$	$2,80 \cdot 10^5$
Diciembre	$2,10 \cdot 10^5$	$2,45 \cdot 10^5$	$2,81 \cdot 10^5$
Total anual	$2,65 \cdot 10^6$	$3,09 \cdot 10^6$	$3,53 \cdot 10^6$

[Tabla 1](#): Cantidad de metanol a producir cada mes y en el total del año en función del factor de potencia de los buques y el escenario. Fuente: elaboración propia.

4.2. Estimación de emisiones

El cálculo de las emisiones se ha realizado siguiendo la metodología *bottom-up* descrita en [IMO \(2020\)](#). Esta metodología consiste en calcular de forma aislada las emisiones de cada buque, para posteriormente sumarlas todas y así conocer el total.

Para estimar las emisiones asociadas a la demanda energética calculada en [Subsubsección 4.1.3](#), es necesario conocer tanto el poder calorífico del GNL y del fueloil pesado, como su contenido en carbono. Estos valores se han tomado directamente de [Solutions \(2024\)](#).

Conocidos dichos valores, pueden calcularse de forma directa las emisiones para cada trayecto. Del mismo modo que se ha hecho con la demanda de metanol, en la siguiente expresión puede verse el factor de conversión necesario para determinar la cantidad de emisiones, particularmente para el GNL:

$$\frac{\text{kg}_{\text{CO}_2}}{\text{MWh}} = \frac{3,6 \cdot 10^6 \text{ kJ/MWh}}{48,000 \text{ kJ/kg}} \cdot 2,75 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{kg}} = 206,25 \text{ kg CO}_2/\text{MWh} \quad (4)$$

Se ha aplicado el factor de conversión correspondiente para todos los trayectos y para todas las demandas. Es decir, para cada trayecto se tiene una cantidad mínima, media y máxima de emisiones de CO_2 .

Finalmente, para evaluar el beneficio ambiental de la adopción de metanol como combustible marino, se ha procedido a cuantificar las emisiones de CO₂ evitadas mediante su implementación. Para ello -como se ha establecido antes- se ha considerado un escenario en el que el metanol cubriría el 5 % de la demanda energética de la flota.

Puesto que -como se verá más adelante- la forma contemplada de producción de metanol es mediante captura de CO₂, las emisiones netas ahorradas se corresponden con las que se emitirían con un consumo puro de GNL o fueloil pesado. Los resultados se han agregado a escala semanal y mensual. En la [Tabla 2](#) se recogen los ahorros totales mensuales y el acumulado anual.

Mes	E. mínimas (kg CO ₂)	E. medias (kg CO ₂)	E. máximas (kg CO ₂)
Enero	$3,17 \cdot 10^5$	$3,73 \cdot 10^5$	$4,23 \cdot 10^5$
Febrero	$2,75 \cdot 10^5$	$3,21 \cdot 10^5$	$3,66 \cdot 10^5$
Marzo	$3,28 \cdot 10^5$	$3,83 \cdot 10^5$	$4,37 \cdot 10^5$
Abril	$3,23 \cdot 10^5$	$3,75 \cdot 10^5$	$4,31 \cdot 10^5$
Mayo	$3,34 \cdot 10^5$	$3,92 \cdot 10^5$	$4,45 \cdot 10^5$
Junio	$3,14 \cdot 10^5$	$3,66 \cdot 10^5$	$4,19 \cdot 10^5$
Julio	$3,50 \cdot 10^5$	$4,09 \cdot 10^5$	$4,67 \cdot 10^5$
Agosto	$3,37 \cdot 10^5$	$3,95 \cdot 10^5$	$4,50 \cdot 10^5$
Septiembre	$2,83 \cdot 10^5$	$3,30 \cdot 10^5$	$3,78 \cdot 10^5$
Octubre	$2,99 \cdot 10^5$	$3,47 \cdot 10^5$	$3,99 \cdot 10^5$
Noviembre	$2,98 \cdot 10^5$	$3,49 \cdot 10^5$	$3,97 \cdot 10^5$
Diciembre	$3,00 \cdot 10^5$	$3,49 \cdot 10^5$	$3,99 \cdot 10^5$
Total anual	$3,76 \cdot 10^6$	$4,39 \cdot 10^6$	$5,01 \cdot 10^6$

[Tabla 2](#): Emisiones netas ahorradas por meses y total anual en función de la demanda de metanol y el escenario. Fuente: elaboración propia.

5. Dimensionamiento del sistema de producción de metanol a partir de hidrógeno verde

5.1. Estimación de hidrógeno a producir

Para poder dimensionar de forma apropiada la planta de hidrógeno primero es necesario estimar la cantidad de H₂ que es necesario producir en base a las necesidades de metanol. La cantidad de metanol necesaria ya es conocida y puede verse en la [Tabla 1](#).

Para estimar el H₂ necesario, es obligatorio conocer primero la relación estequiométrica entre hidrógeno y metanol. Puesto que este último se va a producir mediante captura de CO₂ del aire, la relación estequiométrica viene dada la expresión [Ecuación 5](#).



Conocidas las masas molares, puede determinarse directamente la cantidad de hidrógeno necesaria para conseguir la cantidad de metanol objetivo. Esta relación es la siguiente:

$$m_{\text{H}_2} = m_{\text{CH}_3\text{OH}} \cdot \frac{1 \text{ mol CH}_3\text{OH}}{32 \text{ g CH}_3\text{OH}} \cdot \frac{3 \text{ mol H}_2}{1 \text{ mol CH}_3\text{OH}} \cdot \frac{2 \text{ g H}_2}{1 \text{ mol H}_2} = \frac{6}{32} m_{\text{CH}_3\text{OH}} \quad (6)$$

Entonces, para conocer la producción de H_2 necesaria cada mes, basta con multiplicar todos los valores de la [Tabla 1](#) por 6/32. De este modo es posible obtener la cantidad total de hidrógeno a producir cada mes. Los resultado se han recogido en la [Tabla 3](#).

Mes	H_2 mínimo (kg)	H_2 medio (kg)	H_2 máximo (kg)
Enero	$4,19 \cdot 10^4$	$4,89 \cdot 10^4$	$5,59 \cdot 10^4$
Febrero	$3,63 \cdot 10^4$	$4,24 \cdot 10^4$	$4,84 \cdot 10^4$
Marzo	$4,34 \cdot 10^4$	$5,06 \cdot 10^4$	$5,78 \cdot 10^4$
Abril	$4,24 \cdot 10^4$	$4,94 \cdot 10^4$	$5,65 \cdot 10^4$
Mayo	$4,41 \cdot 10^4$	$5,15 \cdot 10^4$	$5,89 \cdot 10^4$
Junio	$4,15 \cdot 10^4$	$4,84 \cdot 10^4$	$5,53 \cdot 10^4$
Julio	$4,62 \cdot 10^4$	$5,38 \cdot 10^4$	$6,15 \cdot 10^4$
Agosto	$4,46 \cdot 10^4$	$5,20 \cdot 10^4$	$5,95 \cdot 10^4$
Septiembre	$3,75 \cdot 10^4$	$4,37 \cdot 10^4$	$5,00 \cdot 10^4$
Octubre	$3,95 \cdot 10^4$	$4,61 \cdot 10^4$	$5,26 \cdot 10^4$
Noviembre	$3,94 \cdot 10^4$	$4,60 \cdot 10^4$	$5,26 \cdot 10^4$
Diciembre	$3,95 \cdot 10^4$	$4,60 \cdot 10^4$	$5,26 \cdot 10^4$
Total anual	$4,96 \cdot 10^5$	$5,79 \cdot 10^5$	$6,62 \cdot 10^5$

[Tabla 3](#): Cantidad de hidrógeno a producir cada mes y total anual considerando los escenarios mínimo, medio y máximo. Fuente: elaboración propia.

5.2. Método de captura de dióxido de carbono

Para la síntesis del metanol verde, como se ve en la [Ecuación 5](#), además del hidrógeno, resulta fundamental disponer de una fuente de dióxido de carbono con un suministro continuo y estable. En este trabajo se considera la captura directa del aire (DAC) como fuente de CO_2 .

La selección de DAC como método de captura responde a criterios técnicos. Esto evita la dependencia de fuentes industriales emisoras de CO_2 y resulta especialmente adecuado en las inmediaciones del Puerto de Palma de Mallorca donde las principales emisiones se deben a condiciones logísticas del puerto. De esta forma se asegura el suministro constante y ajustado a las necesidades mensuales de producción identificadas.

Actualmente, las tecnologías de captura directa de CO₂ del aire se agrupan en distintas categorías. La adsorción en sólidos utiliza sorbentes capaces de retener selectivamente el CO₂ presente en la atmósfera y constituye una de las tecnologías más consolidadas. La absorción en líquidos se basa en solventes que reaccionan químicamente con el CO₂ y permiten su captura mediante procesos térmicos. Los métodos de *electro-swing adsorption* modifican la afinidad del sorbente para la captura de CO₂ mediante la aplicación de un potencial eléctrico, lo que facilita tanto su captura como su liberación. También están presentes los métodos basados en membranas, que recurren a materiales que pueden separar el CO₂ del resto de los componentes del aire gracias a sus propiedades (Kotowicz et al., 2025).

Para el presente caso de estudio, se opta por la tecnología de adsorción por sorbentes sólidos, ya que es una de las más consolidadas y operativas en la actualidad (Kotowicz et al., 2025). Además, su demanda energética es inferior a la de otros tipos de tecnologías, lo que hace la hace más eficiente (MacElroy, D. and De Vynck, J., 2025). A ello se suma un carácter modular, que facilita su fabricación en serie y la ampliación progresiva de la capacidad instalada si fuese necesario (PatSnap, 2025). Cabe destacar también que se trata de una tecnología que ya está ampliamente demostrada a nivel comercial, mientras que otras, como pueden ser las electroquímicas o de membranas, aún están en etapas más experimentales (Kotowicz et al., 2025).

Esta tecnología se basa en hacer pasar el aire a través de materiales porosos, que pueden ser aminas o *metal-organic frameworks*, capaces de unirse químicamente al CO₂. Una vez que el material está saturado, este se regenera gracias a la aportación de calor en un rango de 80-120°. Después de esta etapa se libera un flujo de CO₂ con una pureza superior al 95 % (Ward et al., 2024) y se deja el sorbente listo para iniciar un nuevo ciclo de captura (MacElroy, D. and De Vynck, J., 2025).

En cuanto a la cantidad de CO₂ necesaria, se puede obtener mediante la relación estequiométrica y los datos de las masas molares, siendo:

$$m_{CO_2} = m_{CH_3OH} \cdot \frac{1 \text{ mol } CH_3OH}{32 \text{ g } CH_3OH} \cdot \frac{1 \text{ mol } CO_2}{1 \text{ mol } CH_3OH} \cdot \frac{44 \text{ g } CO_2}{1 \text{ mol } CO_2} = \frac{44}{32} m_{CH_3OH} \quad (7)$$

Una vez obtenida la relación, se pueden conocer las cantidades de CO₂ necesarias para cada mes, mostradas en la [Tabla 4](#).

Para dimensionar adecuadamente el sistema de captura directa de aire mediante adsorción en sólidos, es necesario estimar la energía requerida por el proceso. Las plantas DAC comerciales basadas en sorbentes sólidos presentan típicamente consumos de 1,5 - 2,5 MWh/t CO₂ de energía eléctrica y 6 - 8 GJ/t CO₂, lo que equivale a 1,67 - 2,22 MWh/t CO₂ (WifiTalents, 2026). Con el objetivo de evitar el infradimensionamiento de la ins-

Mes	CO ₂ mínimo (kg)	CO ₂ medio (kg)	CO ₂ máximo (kg)
Enero	$3,08 \cdot 10^5$	$3,59 \cdot 10^5$	$4,10 \cdot 10^5$
Febrero	$2,67 \cdot 10^5$	$3,11 \cdot 10^5$	$3,55 \cdot 10^5$
Marzo	$3,18 \cdot 10^5$	$3,71 \cdot 10^5$	$4,24 \cdot 10^5$
Abril	$3,11 \cdot 10^5$	$3,63 \cdot 10^5$	$4,14 \cdot 10^5$
Mayo	$3,23 \cdot 10^5$	$3,78 \cdot 10^5$	$4,32 \cdot 10^5$
Junio	$3,04 \cdot 10^5$	$3,55 \cdot 10^5$	$4,06 \cdot 10^5$
Julio	$3,38 \cdot 10^5$	$3,95 \cdot 10^5$	$4,51 \cdot 10^5$
Agosto	$3,27 \cdot 10^5$	$3,82 \cdot 10^5$	$4,36 \cdot 10^5$
Septiembre	$2,74 \cdot 10^5$	$3,20 \cdot 10^5$	$3,66 \cdot 10^5$
Octubre	$2,90 \cdot 10^5$	$3,38 \cdot 10^5$	$3,86 \cdot 10^5$
Noviembre	$2,89 \cdot 10^5$	$3,37 \cdot 10^5$	$3,85 \cdot 10^5$
Diciembre	$2,89 \cdot 10^5$	$3,37 \cdot 10^5$	$3,86 \cdot 10^5$
Total anual	$3,64 \cdot 10^6$	$4,25 \cdot 10^6$	$4,86 \cdot 10^6$

Tabla 4: Cantidad de CO₂ a capturar para la producción del metanol a producir cada mes y total anual considerando los escenarios mínimo, medio y máximo. Fuente: elaboración propia.

talación y establecer un escenario conservador, se seleccionan los valores superiores de ambos rangos: 2,5 y 2,22 MWh/t CO₂, lo que establece una energía total de 4,72 MWh/t CO₂. La energía requerida mensual para la captura de CO₂ puede verse en la [Tabla 5](#). Considerando el valor anual del escenario medio, la energía total anual alcanza los 20,1 GWh.

Mes	E. mínima (MWh)	E. media (MWh)	E. máxima (MWh)
Enero	$1,45 \cdot 10^3$	$1,69 \cdot 10^3$	$1,94 \cdot 10^3$
Febrero	$1,26 \cdot 10^3$	$1,47 \cdot 10^3$	$1,68 \cdot 10^3$
Marzo	$1,50 \cdot 10^3$	$1,75 \cdot 10^3$	$2,00 \cdot 10^3$
Abril	$1,47 \cdot 10^3$	$1,71 \cdot 10^3$	$1,95 \cdot 10^3$
Mayo	$1,52 \cdot 10^3$	$1,78 \cdot 10^3$	$2,04 \cdot 10^3$
Junio	$1,43 \cdot 10^3$	$1,68 \cdot 10^3$	$1,92 \cdot 10^3$
Julio	$1,60 \cdot 10^3$	$1,86 \cdot 10^3$	$2,13 \cdot 10^3$
Agosto	$1,54 \cdot 10^3$	$1,80 \cdot 10^3$	$2,06 \cdot 10^3$
Septiembre	$1,29 \cdot 10^3$	$1,51 \cdot 10^3$	$1,73 \cdot 10^3$
Octubre	$1,37 \cdot 10^3$	$1,59 \cdot 10^3$	$1,82 \cdot 10^3$
Noviembre	$1,36 \cdot 10^3$	$1,59 \cdot 10^3$	$1,82 \cdot 10^3$
Diciembre	$1,36 \cdot 10^3$	$1,59 \cdot 10^3$	$1,82 \cdot 10^3$
Total anual	$1,72 \cdot 10^4$	$2,01 \cdot 10^4$	$2,29 \cdot 10^4$

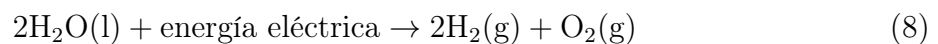
Tabla 5: Energía requerida para la captura de CO₂ mediante DAC para la producción mensual de metanol en escenarios mínimo, medio y máximo. Fuente: elaboración propia.

En cuanto a la cantidad de CO₂ requerida en este estudio, existen plantas DAC actualmente operativas capaces de superar ampliamente dicho valor. En Islandia, las instalaciones de Climeworks alcanzan capacidades de captura muy superiores. La planta Mammoth puede capturar hasta 36.000 toneladas anuales de CO₂, mientras que la de Orca alcanza unas 4.000 toneladas anuales ([WifiTalents, 2026](#)). Por esta razón, la obtención de aproximadamente 4.250 toneladas resulta viable dentro de las tecnologías disponibles.

5.3. Sistema de generación y gestión de hidrógeno verde

5.3.1. Fundamentos y selección de la tecnología de electrólisis

La producción de hidrógeno verde constituye el núcleo energético del proyecto. Este proceso se fundamenta en la electrólisis, una reacción electroquímica endotérmica donde se suministra energía eléctrica de origen renovable para romper los enlaces de la molécula de agua. La reacción global se expresa según la [Ecuación 8](#):



En la actualidad, la madurez tecnológica permite distinguir tres arquitecturas principales, cuyas características determinan su viabilidad según el perfil de generación eléctrica ([Dincer and Colpan, 2023](#)):

- **Electrólisis Alcalina (AEL):** Utiliza un electrolito líquido (KOH). Es la tecnología más madura, pero presenta una inercia térmica elevada y un rango de regulación limitado (20 %–100 %), lo que dificulta su seguimiento de la curva fotovoltaica.
- **Electrólisis de Membrana de Intercambio Protónico (PEM):** Emplea un polímero sólido como electrolito. Es la tecnología seleccionada para este estudio debido a su excelente respuesta transitoria, permitiendo fluctuaciones de carga que se ajustan a la intermitencia solar sin degradación prematura.
- **Electrólisis de Óxidos Sólidos (SOEC):** Opera a alta temperatura, optimizando la eficiencia mediante calor residual, aunque su madurez comercial es aún limitada para aplicaciones industriales a gran escala.

5.3.2. Dimensionamiento Energético y Balance de Planta (BoP)

El dimensionamiento parte de una demanda anual de $5,79 \cdot 10^5$ kg de H₂. Es imperativo considerar que la eficiencia del *stack* no representa el consumo total; el balance de planta (BoP) integra los sistemas auxiliares críticos ([Bertau et al., 2024](#)):

1. **Electrónica de potencia:** Rectificadores para la conversión DC/DC desde la planta fotovoltaica.

2. Gestión térmica: Intercambiadores para mantener el sistema PEM entre 50–80 °C.
3. Acondicionamiento de gases: Sistemas *de-oxo* y secado para garantizar una pureza del 99,999%.

Con un consumo específico de 52,5 kWh/kg más un 5 % de margen para el BoP, se ha determinado una potencia media requerida de 3,47 MW al año, con picos estacionales detallados en la [Tabla 6](#).

Mes	H ₂ producido (kg)	Energía necesaria (MWh)	Potencia media (MW)
Enero	$4,92 \cdot 10^4$	$2,59 \cdot 10^3$	3,47
Febrero	$4,23 \cdot 10^4$	$2,22 \cdot 10^3$	3,31
Marzo	$5,06 \cdot 10^4$	$2,66 \cdot 10^3$	3,57
Abril	$4,92 \cdot 10^4$	$2,58 \cdot 10^3$	3,59
Mayo	$5,17 \cdot 10^4$	$2,72 \cdot 10^3$	3,65
Junio	$4,83 \cdot 10^4$	$2,53 \cdot 10^3$	3,52
Julio	$5,39 \cdot 10^4$	$2,83 \cdot 10^3$	3,80
Agosto	$5,22 \cdot 10^4$	$2,74 \cdot 10^3$	3,68
Septiembre	$4,36 \cdot 10^4$	$2,29 \cdot 10^3$	3,18
Octubre	$4,59 \cdot 10^4$	$2,41 \cdot 10^3$	3,24
Noviembre	$4,62 \cdot 10^4$	$2,42 \cdot 10^3$	3,37
Diciembre	$4,60 \cdot 10^4$	$2,41 \cdot 10^3$	3,24
Total anual	$5,79 \cdot 10^5$	$3,04 \cdot 10^4$	3,47

Tabla 6: Desglose mensual de producción de hidrógeno, demanda eléctrica y potencia media. Fuente: elaboración propia.

5.3.3. Abastecimiento de agua bajo criterios de sostenibilidad

El consumo de agua es un factor crítico en Mallorca. Se estima un requerimiento de 10–11 L/kg de H₂, lo que supone un total anual de $6,37 \cdot 10^6$ litros de agua, lo que equivale a 6.370 metros cúbicos ([IRENA, 2021](#)). Para mitigar el impacto, se ha planteado un modelo que prioriza el uso de fuentes no potables y la integración de principios de economía circular del agua. En este esquema, la síntesis de e-metanol actúa como fuente hídrica secundaria, recuperando estequiométricamente 0,56 kg de H₂O por cada kg de metanol, cubriendo así el 30 % de la demanda bruta ([Institute, 2024](#)).

Se propone abastecer la planta mediante agua desalada suministrada por instalaciones presentes en la isla. Mallorca cuenta con una amplia red de desalación de agua, lo que asegura disponibilidad suficiente y estabilidad del suministro incluso en periodos de sequía ([Agència Balear de l'Aigua i la Qualitat Ambiental, 2026](#)).

La instalación seleccionada es la Desaladora de la Bahía de Palma. Esta planta cuenta con una capacidad de producción de 60.000 m³/día ([Govern de les Illes Balears, 2025](#)). La demanda de hidrógeno anual del proyecto asciende a $5,79 \cdot 10^5$ kg, lo que requiere un

consumo hídrico aproximado de $6.370 \text{ m}^3/\text{año}$. Esto se traduce en una necesidad diaria de $17,45 \text{ m}^3$, representando apenas un $0,03\%$ de la capacidad operativa de la desaladora. Aunque el acceso a esta fracción de la producción requiere de acuerdos administrativos, el volumen solicitado no compromete el suministro hídrico de Mallorca. Su ubicación estratégica cerca del Puerto de Palma optimiza además la logística de transporte y minimiza pérdidas. Por tanto, se confirma como la opción técnica y ambientalmente más viable.

A pesar de que la desaladora genera agua potable de alta calidad, esta no cumple con los requisitos de pureza que exige un electrolizador PEM ([ASTM International, 2026](#)). La presencia de iones, sílice o compuestos orgánicos disueltos puede dañar la membrana PEM, reducir su vida útil, disminuir la eficiencia de electrólisis e incrementar los costes. Por ello, el agua desalada deberá someterse a un tratamiento adicional antes de su utilización ([Becker et al., 2023](#)). Será necesario disponer de un sistema específico de tratamiento de agua, capaz de elevar la calidad del agua desalada hasta los estándares exigidos por la electrólisis PEM. Este sistema deberá integrar etapas de filtración, ósmosis inversa de pulido y, especialmente, electrodesionización (EDI), que permiten eliminar prácticamente la totalidad de iones, sílice y materia orgánica, obteniendo así agua ultrapura ([Almawatech, 2024](#)). Para esto, se contempla la subcontratación del pretratamiento a la empresa Aquateam Balear, especializada en soluciones industriales de ósmosis inversa y filtración avanzada, garantizando así la calidad del agua requerida para la electrólisis ([Aquateam Balear, 2026](#)). Además, su localización, cerca del Puerto de Palma, facilita la logística y el soporte técnico requerido por la planta.

5.3.4. Especificación de equipos y almacenamiento

Se han seleccionado componentes comerciales líderes para asegurar la operatividad de la planta, priorizando la flexibilidad operativa requerida por la fuente fotovoltaica:

1. Electrolizador PEM (Nel Hydrogen): Se ha seleccionado la solución modular Nel Hydrogen M-Series (Modelo MC500) ([Nel Hydrogen, 2024](#)). Este equipo destaca por su diseño *Plug & Play* en contenedor ISO, lo que minimiza la obra civil en el Puerto de Palma. Su tecnología de membrana de intercambio protónico (PEM) permite una respuesta dinámica rápida ante la intermitencia solar y entrega el hidrógeno a una presión directa de 30 bar, optimizando el balance de planta (BoP) al reducir la necesidad de compresión intermedia para la síntesis de metanol ([Tabla 20](#)).
2. Almacenamiento de H_2 : Para garantizar un flujo constante al reactor, se utiliza un *buffer* a 40 bar compuesto por racks de acero del fabricante Calvera Hydrogen ([Calvera Hydrogen, 2024](#)), diseñados específicamente para evitar la fragilización por hidrógeno ([Tabla 21](#)).

5.4. Sistema de generación del metanol

5.4.1. Requerimientos energéticos y balances del proceso de síntesis

Una vez obtenido el hidrógeno verde, la producción de e-metanol se realiza mediante la hidrogenación catalítica del dióxido de carbono, vista en la [Ecuación 5](#). Para el balance de masa de esta etapa, considerando las eficiencias de conversión del reactor y los sistemas de purificación, se requiere un ratio de 0,189 kg de H₂ por cada kg de metanol producido.

El balance de planta (BoP) específico de la unidad de síntesis integra los siguientes sistemas auxiliares críticos ([Bertau et al., 2024](#)):

1. Compresión de reactivos: Elevación de la presión de la mezcla gaseosa (H₂ y CO₂) hasta las condiciones de operación del reactor (entre 50–80 bar).
2. Gestión de recirculación: Compresores de pequeña escala para el retorno de los gases que no han reaccionado en el primer paso por el lecho catalítico.
3. Purificación de producto: Tren de destilación para la separación del metanol y el agua, garantizando el grado de pureza requerido.

Para cubrir el consumo de estos equipos auxiliares, se ha determinado un requerimiento energético específico de 0,6 kWh por cada kg de metanol. En la [Tabla 7](#) se detalla el balance mensual de producción y la carga energética asociada a esta fase de síntesis.

Mes	Metanol producido (kg)	Energía necesaria (MWh)	Potencia media (kW)
Enero	$2,61 \cdot 10^5$	$1,57 \cdot 10^2$	$2,10 \cdot 10^2$
Febrero	$2,26 \cdot 10^5$	$1,36 \cdot 10^2$	$2,02 \cdot 10^2$
Marzo	$2,70 \cdot 10^5$	$1,62 \cdot 10^2$	$2,18 \cdot 10^2$
Abril	$2,64 \cdot 10^5$	$1,58 \cdot 10^2$	$2,20 \cdot 10^2$
Mayo	$2,75 \cdot 10^5$	$1,65 \cdot 10^2$	$2,22 \cdot 10^2$
Junio	$2,58 \cdot 10^5$	$1,55 \cdot 10^2$	$2,15 \cdot 10^2$
Julio	$2,87 \cdot 10^5$	$1,72 \cdot 10^2$	$2,31 \cdot 10^2$
Agosto	$2,78 \cdot 10^5$	$1,67 \cdot 10^2$	$2,24 \cdot 10^2$
Septiembre	$2,33 \cdot 10^5$	$1,40 \cdot 10^2$	$1,94 \cdot 10^2$
Octubre	$2,46 \cdot 10^5$	$1,48 \cdot 10^2$	$1,98 \cdot 10^2$
Noviembre	$2,45 \cdot 10^5$	$1,47 \cdot 10^2$	$2,04 \cdot 10^2$
Diciembre	$2,45 \cdot 10^5$	$1,47 \cdot 10^2$	$1,98 \cdot 10^2$
Total Anual	$3,09 \cdot 10^6$	$1,85 \cdot 10^3$	$2,12 \cdot 10^2$

[Tabla 7](#): Balance mensual de producción de metanol y requerimientos energéticos de la etapa de síntesis. Fuente: elaboración propia.

Como se observa en los resultados obtenidos, la potencia media requerida para mantener la operación de la unidad de síntesis presenta una estabilidad relativa, con un máximo de 231,45 kW en el mes de julio, mes de mayor producción debido a la demanda estacional.

5.4.2. Tratamiento del metanol

El metanol producido se almacenará en tanques atmosféricos de acero al carbono sobre el terreno, diseñados específicamente para líquidos inflamables y siguiendo los estándares internacionales aplicables ([Methanol Institute, 2018](#)). Las guías de almacenamiento de metanol establecen que deben almacenarse en tanques atmosféricos equipados con sistemas de control de vapores, válvulas de seguridad y una atmósfera inerte para evitar variaciones de presión ([Methanol Institute, 2018](#)). Estos tanques se encontrarán ubicados en una zona específica de la parcela destinada al almacenamiento de productos inflamables, alejada del electrolizador y la instalación de captura de CO₂, con el fin de reducir los riesgos operativos.

La capacidad se determinará a partir de la producción mensual calculada anteriormente. En el escenario medio, la cantidad de metanol se sitúa entre los 2,26-2,87·10⁵ kg al mes. Considerando una densidad de 0,79 kg/l, ([Universidad Nacional Autónoma de México, 2008](#)) equivale a aproximadamente 320-350 m³ de metanol líquido mensual. Con el fin de garantizar un funcionamiento seguro y continuo de la planta, se incorpora un margen operativo, que permite absorber variaciones de producción, periodos de mantenimiento o retrasos en la retirada del producto. Por esta razón, se seleccionarán tanques de 500 m³. Además, para poder alternar servicio y reserva, se utilizarán dos tanques, cumpliendo con las prácticas habituales en la industria.

Los tanques seleccionados serán suministrados por *CGH South Africa*, fabricante especializado en tanques industriales de acero al carbono para almacenamiento de metanol ([CGH Group, 2026](#)). Estos se fabrican conforme a normativas internacionales y con capacidades adaptables a las necesidades del proyecto, pudiendo alcanzar volúmenes del orden de los 500 m³, requeridos para esta instalación ([CGH Group, 2026](#)).

En lo que respecta al transporte a puerto y su posterior inyección en los buques, queda fuera de la operación de este proyecto. Serán la Autoridad Portuaria de Baleares y las respectivas navieras las encargadas de dichas logísticas, al estar estas operaciones fuera del alcance del proyecto generador.

5.4.3. Capacidad de almacenamiento y gestión de inventario

El dimensionamiento del sistema de almacenamiento es crítico para desacoplar la producción continua de e-metanol de la demanda discreta de los buques en el Puerto de Palma. Se han especificado dos tanques de almacenamiento de 500 m³ cada uno, sumando una capacidad total de 1,000 m³.

Para validar esta capacidad, se considera la densidad del metanol ($\rho \approx 792 \text{ kg/m}^3$). La conversión de la producción mensual de masa a volumen se detalla a continuación:

1. Producción media mensual: $2,57 \cdot 10^5 \text{ kg} \approx 325 \text{ m}^3$.
2. Producción máxima (Julio): $2,87 \cdot 10^5 \text{ kg} \approx 362 \text{ m}^3$.

Con una capacidad instalada de $1,000 \text{ m}^3$, la planta puede almacenar aproximadamente 2,7 meses de producción máxima. Esto garantiza una alta resiliencia frente a:

- Paradas por mantenimiento programado de la unidad de síntesis o los electrolizadores.
- Variaciones estacionales en la radiación fotovoltaica.
- Picos de demanda inesperados por parte de la flota marítima.

Además, facilita la posibilidad de ampliar la producción en un futuro, sin tener que redimensionar los equipos de almacenamiento.

En la [Tabla 8](#) se observa el balance volumétrico mensual. Se asume un escenario de despacho donde el inventario se gestiona para mantener un stock de seguridad del 20 %.

Mes	Producción (kg)	Volumen (m^3)	Ocupación Tanques (%)
Enero	$2,61 \cdot 10^5$	$3,30 \cdot 10^2$	$3,29 \cdot 10^1$
Febrero	$2,26 \cdot 10^5$	$2,85 \cdot 10^2$	$2,85 \cdot 10^1$
Marzo	$2,70 \cdot 10^5$	$3,41 \cdot 10^2$	$3,41 \cdot 10^1$
Abril	$2,64 \cdot 10^5$	$3,33 \cdot 10^2$	$3,33 \cdot 10^1$
Mayo	$2,75 \cdot 10^5$	$3,47 \cdot 10^2$	$3,47 \cdot 10^1$
Junio	$2,58 \cdot 10^5$	$3,26 \cdot 10^2$	$3,26 \cdot 10^1$
Julio	$2,87 \cdot 10^5$	$3,62 \cdot 10^2$	$3,62 \cdot 10^1$
Agosto	$2,78 \cdot 10^5$	$3,51 \cdot 10^2$	$3,51 \cdot 10^1$
Septiembre	$2,33 \cdot 10^5$	$2,94 \cdot 10^2$	$2,94 \cdot 10^1$
Octubre	$2,46 \cdot 10^5$	$3,11 \cdot 10^2$	$3,11 \cdot 10^1$
Noviembre	$2,45 \cdot 10^5$	$3,09 \cdot 10^2$	$3,09 \cdot 10^1$
Diciembre	$2,45 \cdot 10^5$	$3,09 \cdot 10^2$	$3,09 \cdot 10^1$
Media	$2,57 \cdot 10^5$	$3,25 \cdot 10^2$	$3,25 \cdot 10^1$

Tabla 8: Análisis de ocupación del sistema de almacenamiento de metanol ($1,000 \text{ m}^3$). Fuente: elaboración propia.

La utilización de dos tanques permite además la operatividad en modo “tanque de servicio” y “tanque de llenado”, facilitando las tareas de inspección técnica sin interrumpir la producción ni el suministro al puerto.

5.4.4. Equipamiento e infraestructura del proceso de síntesis

Para la implementación técnica del proyecto, se ha seleccionado la solución modular *uMethanol®* desarrollada por *Thyssenkrupp Uhde* [Uhde \(2023\)](#). Esta elección se justifica por ser un sistema diseñado específicamente para la producción de e-metanol mediante la hidrogenación directa de CO_2 con hidrógeno verde. Su arquitectura modular facilita una integración eficiente con los sistemas de electrólisis analizados en capítulos previos, permitiendo minimizar las pérdidas energéticas en el lazo de síntesis y garantizando de forma constante una pureza del producto final Grado AA ($> 99,85\%$), conforme a los estándares internacionales de comercialización. ([Tabla 23](#)).

5.5. Balance energético global de la planta de e-metanol

Una vez analizados de forma independiente los requerimientos de cada etapa del proceso, se procede a integrar los consumos para determinar la demanda eléctrica total que deberá suministrar la planta fotovoltaica. El balance global integra tres procesos principales:

1. Producción de H_2 Verde: Basada en el consumo del electrolizador PEM y su balance de planta (BoP).
2. Captura de CO_2 (DAC): Energía necesaria para la extracción del dióxido de carbono directamente del aire. Para este cálculo, según los datos de la Sección 5.2, se considera un consumo de 2,42 kWh por kg de CO_2 capturado.
3. Síntesis de Metanol: Energía para la compresión, reacción y destilación detallada en el punto 5.4.1.

En la [Tabla 9](#) se presenta el desglose mensual de la energía necesaria para cada proceso y la potencia media total que la instalación debe ser capaz de gestionar de forma combinada.

Como resultado de esta integración, la planta requiere una energía anual de aproximadamente 42,72 GWh. La potencia media se sitúa en 4,87 MW, con un pico máximo en el mes de julio de 5,34 MW. Estos valores establecen la base técnica para el diseño del campo fotovoltaico que se detallará en el siguiente capítulo.

Mes	H ₂ (MWh)	CO ₂ (MWh)	Sín. Metanol (MWh)	E. Total (MWh)	Potencia Media (MW)
Enero	$2,59 \cdot 10^3$	$8,65 \cdot 10^2$	$1,57 \cdot 10^2$	$3,61 \cdot 10^3$	$4,85 \cdot 10^0$
Febrero	$2,22 \cdot 10^3$	$7,49 \cdot 10^2$	$1,36 \cdot 10^2$	$3,10 \cdot 10^3$	$4,62 \cdot 10^0$
Marzo	$2,68 \cdot 10^3$	$8,95 \cdot 10^2$	$1,62 \cdot 10^2$	$3,74 \cdot 10^3$	$5,02 \cdot 10^0$
Abril	$2,62 \cdot 10^3$	$8,75 \cdot 10^2$	$1,58 \cdot 10^2$	$3,65 \cdot 10^3$	$5,07 \cdot 10^0$
Mayo	$2,73 \cdot 10^3$	$9,12 \cdot 10^2$	$1,65 \cdot 10^2$	$3,81 \cdot 10^3$	$5,12 \cdot 10^0$
Junio	$2,56 \cdot 10^3$	$8,55 \cdot 10^2$	$1,55 \cdot 10^2$	$3,57 \cdot 10^3$	$4,96 \cdot 10^0$
Julio	$2,85 \cdot 10^3$	$9,51 \cdot 10^2$	$1,72 \cdot 10^2$	$3,97 \cdot 10^3$	$5,34 \cdot 10^0$
Agosto	$2,76 \cdot 10^3$	$9,22 \cdot 10^2$	$1,67 \cdot 10^2$	$3,85 \cdot 10^3$	$5,17 \cdot 10^0$
Septiembre	$2,31 \cdot 10^3$	$7,72 \cdot 10^2$	$1,40 \cdot 10^2$	$3,22 \cdot 10^3$	$4,48 \cdot 10^0$
Octubre	$2,44 \cdot 10^3$	$8,15 \cdot 10^2$	$1,48 \cdot 10^2$	$3,40 \cdot 10^3$	$4,57 \cdot 10^0$
Noviembre	$2,43 \cdot 10^3$	$8,12 \cdot 10^2$	$1,47 \cdot 10^2$	$3,39 \cdot 10^3$	$4,71 \cdot 10^0$
Diciembre	$2,43 \cdot 10^3$	$8,12 \cdot 10^2$	$1,47 \cdot 10^2$	$3,39 \cdot 10^3$	$4,56 \cdot 10^0$
Total Anual	$3,06 \cdot 10^4$	$1,02 \cdot 10^4$	$1,85 \cdot 10^3$	$4,27 \cdot 10^4$	$4,87 \cdot 10^0$

Tabla 9: Resumen energético global de la planta de producción de e-metanol. Fuente: elaboración propia.

6. Dimensionamiento de la planta solar fotovoltaica

Una vez determinada la demanda energética que debe cubrir la planta fotovoltaica para sostener la producción de hidrógeno, captura de CO_2 y generación de e-metanol establecida en la sección anterior, se procede al dimensionamiento de la instalación.

El emplazamiento seleccionado para la planta fotovoltaica, así como para el resto de infraestructuras del proyecto, se muestra en la [Figura 3](#). Se trata de una parcela de aproximadamente 32,8 ha, situada al sureste del Puerto de Palma, con un perímetro de 3,47 km. Esta superficie contempla la totalidad de la instalación, considerando tanto la instalación fotovoltaica, como el resto de infraestructuras (centrales de producción, centrales de energía, caminos de servidumbre, etc...) Se ha tenido en cuenta la suficiente separación entre estructuras para no ocasionar sombras unas sobre otras.

El suelo es de uso predominantemente agrícola, con zonas parcialmente sin cultivar, lo que minimiza el impacto sobre actividades productivas existentes y es coherente con los criterios de selección de emplazamiento contemplados para minimizar el impacto ambiental ⁵. La superficie escogida supera la estrictamente necesaria para la instalación, lo que otorga margen de flexibilidad frente a posibles restricciones en la disponibilidad de alguna de las parcelas que la componen. A su vez, permitiría ampliar la instalación en caso de que un futuro fuera necesario y viable.

⁵Para mayor información ver [Tabla 14](#)

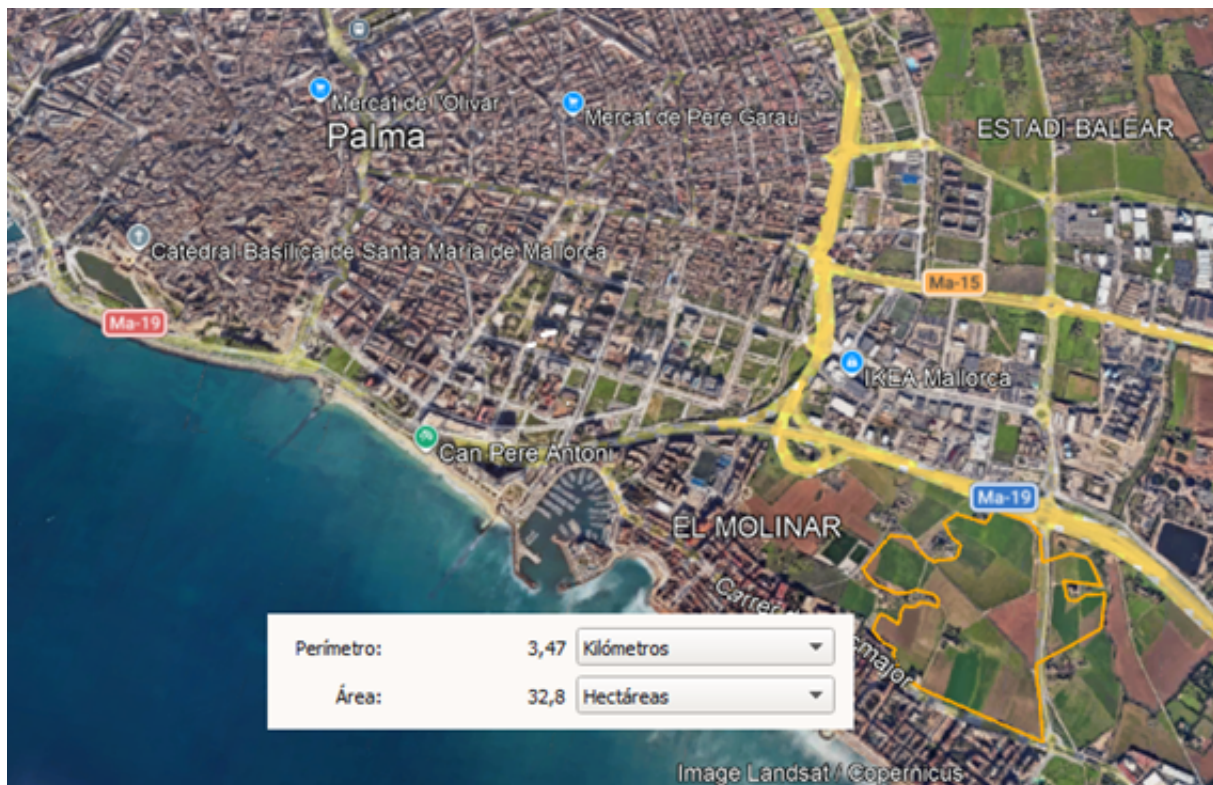


Figura 3: Ubicación de la planta fotovoltaica y las centrales de producción. Coordenadas UTM: 31T 472000 4380000. Fuente: Propia, obtenida a partir del software Google Earth

6.1. Recurso solar

Para dimensionar adecuadamente la planta fotovoltaica es necesario cuantificar el recurso solar disponible en Palma de Mallorca. Como se ha señalado en la [Subsección 2.4](#), la isla presenta condiciones climáticas mediterráneas con una elevada disponibilidad de radiación solar a lo largo de todo el año, lo que la convierte en un emplazamiento especialmente favorable para este tipo de instalaciones.

La variable principal utilizada para caracterizar dicho recurso es la irradiación global horizontal (GHI), que representa la energía solar total recibida por unidad de superficie sobre un plano horizontal, integrando tanto la componente directa como la difusa. Para su estimación se ha empleado la herramienta PVGIS⁶, tomando como punto de referencia las coordenadas del Puerto de Palma de Mallorca. Los resultados obtenidos muestran una irradiación global horizontal anual de aproximadamente 1.790–1.800 kWh/m², situando a las Islas Baleares entre las regiones europeas con mayor disponibilidad de recurso solar.

Otros de los parámetros que se deben tener en cuenta para el estudio del recurso solar son la irradiancia directa normal (DNI) y la irradiancia difusa horizontal (DHI). La DNI se define como la irradiancia solar que llega directamente desde el Sol, sin haber sido dispersada por la atmósfera, medida sobre una superficie perpendicular a los rayos

⁶https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

solares. Por otro lado, la DHI representa la irradiancia solar que llega al suelo tras ser dispersada por la atmósfera, medida sobre una superficie horizontal.

Mediante la siguiente expresión se obtiene la irradiancia global horizontal, que es la que definirá la capacidad de producción de la planta fotovoltaica:

$$GHI = DNI + DHI \tag{9}$$

En particular, para la ubicación escogida de instalación, la irradiación incidente es de 1.778 kWh/m2 anual.

La irradiación horizontal global del emplazamiento -además de otros datos climatológicos- para el campo fotovoltaico mes a mes puede ver en la [Figura 4](#). Se ha obtenido a partir del programa PVSYST y se ha utilizado como base de datos la información histórica del Meteonorm 8.2 (años 2001-2020):

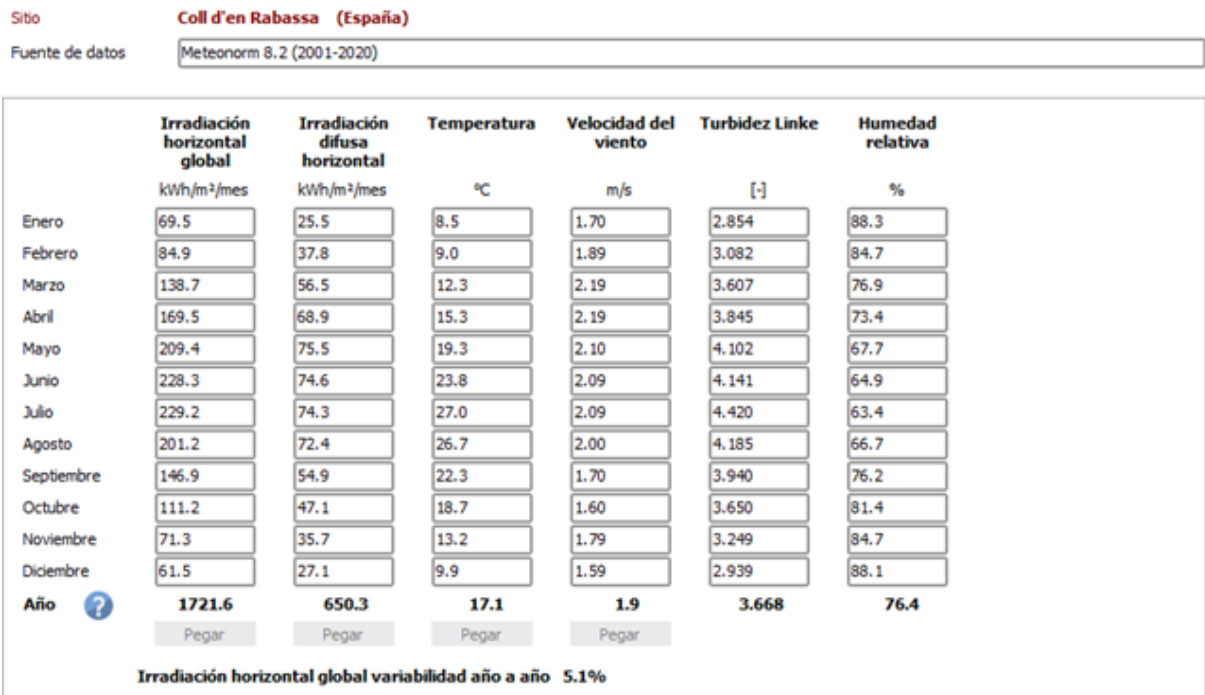


Figura 4: Resultados de cálculo parámetros climatológicos en el emplazamientos. Fuente: Propia, obtenida a partir del software PVSYST

A continuación, se han obtenido los mismos datos de irradiación con PVGIS. Por un lado, en la [Tabla 10](#) se han recogido los valores de la irradiación directa normal en el período 2018-2023. Por otro lado, en la [Tabla 11](#) se han recogidos los valores de la irradiación global en el mismo periodo.

Finalmente, en la [Tabla 12](#) se han comparados los resultados obtenidos mediante PVGIS y PVSYST para la irradiación global horizontal. Para PVGIS, se han tomado los registros del año más desfavorable, 2023.

Mes	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Enero	$1,41 \cdot 10^2$	$1,45 \cdot 10^2$	$1,15 \cdot 10^2$	$1,25 \cdot 10^2$	$1,36 \cdot 10^2$	$1,31 \cdot 10^2$
Febrero	$7,32 \cdot 10^1$	$1,59 \cdot 10^2$	$1,44 \cdot 10^2$	$1,18 \cdot 10^2$	$1,49 \cdot 10^2$	$1,32 \cdot 10^2$
Marzo	$1,37 \cdot 10^2$	$1,77 \cdot 10^2$	$1,33 \cdot 10^2$	$1,66 \cdot 10^2$	$7,63 \cdot 10^1$	$1,99 \cdot 10^2$
Abril	$1,67 \cdot 10^2$	$1,55 \cdot 10^2$	$1,58 \cdot 10^2$	$1,48 \cdot 10^2$	$1,60 \cdot 10^2$	$2,23 \cdot 10^2$
Mayo	$1,77 \cdot 10^2$	$2,04 \cdot 10^2$	$2,27 \cdot 10^2$	$2,07 \cdot 10^2$	$2,13 \cdot 10^2$	$1,57 \cdot 10^2$
Junio	$2,21 \cdot 10^2$	$2,34 \cdot 10^2$	$2,23 \cdot 10^2$	$2,00 \cdot 10^2$	$2,32 \cdot 10^2$	$1,99 \cdot 10^2$
Julio	$2,41 \cdot 10^2$	$2,38 \cdot 10^2$	$2,40 \cdot 10^2$	$2,41 \cdot 10^2$	$2,56 \cdot 10^2$	$2,26 \cdot 10^2$
Agosto	$2,02 \cdot 10^2$	$2,31 \cdot 10^2$	$2,22 \cdot 10^2$	$2,06 \cdot 10^2$	$2,26 \cdot 10^2$	$2,40 \cdot 10^2$
Septiembre	$1,48 \cdot 10^2$	$1,61 \cdot 10^2$	$1,89 \cdot 10^2$	$1,51 \cdot 10^2$	$1,53 \cdot 10^2$	$1,56 \cdot 10^2$
Octubre	$1,31 \cdot 10^2$	$1,52 \cdot 10^2$	$1,57 \cdot 10^2$	$1,21 \cdot 10^2$	$1,59 \cdot 10^2$	$1,50 \cdot 10^2$
Noviembre	$1,03 \cdot 10^2$	$1,05 \cdot 10^2$	$1,20 \cdot 10^2$	$7,51 \cdot 10^1$	$1,17 \cdot 10^2$	$1,24 \cdot 10^2$
Diciembre	$1,33 \cdot 10^2$	$1,19 \cdot 10^2$	$1,12 \cdot 10^2$	$1,03 \cdot 10^2$	$1,05 \cdot 10^2$	$1,30 \cdot 10^2$

Tabla 10: Irradiación directa normal mensual (kWh/m²) en el emplazamientos para los años 2018–2023. Fuente: Propia, obtenida a partir del software PVGIS.

Mes	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Enero	$7,91 \cdot 10^1$	$8,05 \cdot 10^1$	$7,23 \cdot 10^1$	$7,52 \cdot 10^1$	$7,67 \cdot 10^1$	$7,62 \cdot 10^1$
Febrero	$6,85 \cdot 10^1$	$1,05 \cdot 10^2$	$1,02 \cdot 10^2$	$9,00 \cdot 10^1$	$1,01 \cdot 10^2$	$9,14 \cdot 10^1$
Marzo	$1,34 \cdot 10^2$	$1,49 \cdot 10^2$	$1,30 \cdot 10^2$	$1,42 \cdot 10^2$	$1,03 \cdot 10^2$	$1,59 \cdot 10^2$
Abril	$1,73 \cdot 10^2$	$1,65 \cdot 10^2$	$1,69 \cdot 10^2$	$1,59 \cdot 10^2$	$1,67 \cdot 10^2$	$1,98 \cdot 10^2$
Mayo	$1,91 \cdot 10^2$	$2,10 \cdot 10^2$	$2,22 \cdot 10^2$	$2,14 \cdot 10^2$	$2,18 \cdot 10^2$	$1,89 \cdot 10^2$
Junio	$2,25 \cdot 10^2$	$2,36 \cdot 10^2$	$2,29 \cdot 10^2$	$2,18 \cdot 10^2$	$2,34 \cdot 10^2$	$2,15 \cdot 10^2$
Julio	$2,38 \cdot 10^2$	$2,35 \cdot 10^2$	$2,35 \cdot 10^2$	$2,39 \cdot 10^2$	$2,44 \cdot 10^2$	$2,33 \cdot 10^2$
Agosto	$1,99 \cdot 10^2$	$2,12 \cdot 10^2$	$2,07 \cdot 10^2$	$2,04 \cdot 10^2$	$2,08 \cdot 10^2$	$2,16 \cdot 10^2$
Septiembre	$1,44 \cdot 10^2$	$1,52 \cdot 10^2$	$1,54 \cdot 10^2$	$1,49 \cdot 10^2$	$1,50 \cdot 10^2$	$1,48 \cdot 10^2$
Octubre	$1,05 \cdot 10^2$	$1,20 \cdot 10^2$	$1,21 \cdot 10^2$	$1,05 \cdot 10^2$	$1,23 \cdot 10^2$	$1,21 \cdot 10^2$
Noviembre	$7,45 \cdot 10^1$	$7,37 \cdot 10^1$	$7,95 \cdot 10^1$	$6,21 \cdot 10^1$	$7,96 \cdot 10^1$	$8,30 \cdot 10^1$
Diciembre	$7,28 \cdot 10^1$	$6,76 \cdot 10^1$	$6,40 \cdot 10^1$	$6,43 \cdot 10^1$	$6,42 \cdot 10^1$	$7,24 \cdot 10^1$

Tabla 11: Irradiación global horizontal mensual (kWh/m²) en el emplazamiento para los años 2018–2023. Fuente: propia, obtenida a partir del software PVGIS.

Mes	PVGIS 2023	PVSYST
Enero	$7,62 \cdot 10^1$	$6,95 \cdot 10^1$
Febrero	$9,21 \cdot 10^1$	$8,49 \cdot 10^1$
Marzo	$1,59 \cdot 10^2$	$1,39 \cdot 10^2$
Abril	$1,98 \cdot 10^2$	$1,70 \cdot 10^2$
Mayo	$1,89 \cdot 10^2$	$2,10 \cdot 10^2$
Junio	$2,15 \cdot 10^2$	$2,28 \cdot 10^2$
Julio	$2,33 \cdot 10^2$	$2,29 \cdot 10^2$
Agosto	$2,16 \cdot 10^2$	$2,01 \cdot 10^2$
Septiembre	$1,48 \cdot 10^2$	$1,47 \cdot 10^2$
Octubre	$1,21 \cdot 10^2$	$1,11 \cdot 10^2$
Noviembre	$8,30 \cdot 10^1$	$7,13 \cdot 10^1$
Diciembre	$7,24 \cdot 10^1$	$6,15 \cdot 10^1$

Tabla 12: Comparativa de irradiación global horizontal entre las bases de datos PVGIS y PVSYST. Fuente: elaboración propia.

Analizando los resultados obtenidos por diferentes bases de datos, se han considerado válidos los datos obtenidos mediante PVSYST. Por ello, los cálculos necesarios para el resto de este trabajo se han realizado empleando este software.

6.1.1. Horas de sol pico

Las Horas de Sol Pico (HSP) es otro de los parámetros que se debe de tener en cuenta a la hora de realizar el estudio del recurso solar disponible en el emplazamiento seleccionado. Representa una medida utilizada para expresar la cantidad de irradiación solar diaria equivalente a una hora con una potencia de 1.000 W/m^2 (la irradiancia en condiciones estándar).

Para obtener este resultado se ha empleado la irradiación obtenida en la herramienta PVSYST, puesto que se puede obtener a partir de la siguiente expresión:

$$\text{HSP} = \text{Irradiación diaria}(\text{W/m}^2)/1.000 \quad (10)$$

Aplicando la ecuación anterior y tomando como referencia los datos de irradiación anteriormente comentados y extraídos de PVSYST, se han estimado unas 7,88 HSP.

6.2. Necesidades y consumos

Para poder dimensionar apropiadamente la planta fotovoltaica es necesario conocer la energía eléctrica que será necesaria. En la [Tabla 9](#) pueden verse las necesidades energéticas mensuales. Por su clima y ubicación, durante los meses de noviembre, diciembre, enero y febrero la cantidad de irradiación será menor. Además, el objetivo del proyecto es cubrir el 100 % de las necesidades de energía eléctrica mediante placas fotovoltaicas. Es por esto por lo que se ha sobredimensionado la planta, alcanzando los 29 MW de potencia instalada. De este modo es posible cubrir la demanda energética durante todos los meses.

A partir de los datos de partida mencionados, en la [Tabla 13](#) se ha recogido la energía eléctrica fotovoltaica que se produciría cada mes. Como era de esperar, en los meses de verano se produce mayor cantidad de energía eléctrica que la necesaria. Podría estudiarse, como ampliación de este trabajo, la posible venta de este exceso a la red, abaratando los costes de mantenimiento y funcionamiento. También podría considerarse, ya que el almacenamiento lo permite, sobreproducir en los meses de verano y almacenar el metanol sobrante.

Mes	Energía producida (MWh)
Enero	3.753
Febrero	3.896
Marzo	5.171
Abril	5.689
Mayo	6.661
Junio	7.760
Julio	7.800
Agosto	6.887
Septiembre	5.544
Octubre	4.711
Noviembre	3.449
Diciembre	3.488

Tabla 13: Producción de energía eléctrica mensual a través del campo FV. Fuente: elaboración propia, obtenido a partir del software de cálculo PVSYST.

6.3. Componentes del sistema de generación

6.3.1. Paneles fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son los generadores primarios del sistema. Llevan a cabo la conversión de la irradiancia incidente, tanto directa como difusa, en corriente eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Esta conversión se basa en la excitación de electrones con materiales semiconductores como el silicio.

Los paneles fotovoltaicos seleccionados para el campo solar son AIKO-A620-MAH72Mw ⁷, que se ajustan a los requerimientos técnicos y necesidades del sistema. Las características del módulo se han recogido en [Tabla 22](#).

6.3.2. Estructura

Es el elemento que une los paneles fotovoltaicos con el terreno. Debe garantizar la correcta fijación de los paneles, de manera que queden protegidos frente a fuertes vendavales. Para ello, es necesario anclarnos debidamente al terreno utilizando las técnicas de cimentación necesarias.

Para optimizar el diseño y garantizar una máxima producción empleando todos los recursos disponibles, se ha optado por la selección de una estructura con seguimiento a dos ejes, dispuestas en el terreno de manera que no generen sombreados sobre otras estructuras colindantes.

⁷<https://efectosolar.es/tienda/paneles-solares/panel-solar-aiko-620w-aiko-a620-mah72mw/?srsltid=AfmB0oq7omKZfsZpU7G7vRSUHGnIZSMEMP6jcXGMz5f172WugKf8T-c6>

6.3.3. Inversor

El inversor es el centro de control, acondicionamiento y gestión energética del sistema. Asegura que la energía generada por los módulos pueda ser utilizada de forma segura, eficiente y compatible con la red eléctrica así como con la gran mayoría de equipos industriales que se utilizarán para este proyecto. Los paneles fotovoltaicos producen electricidad en corriente continua, cuya tensión y comportamiento dependen directamente de las condiciones de irradiancia, temperatura y del propio estado del módulo. Sin embargo, tanto la red eléctrica como la gran mayoría de los equipos industriales funcionan en corriente alterna, con parámetros normalizados de frecuencia, tensión y calidad de onda.

El inversor actúa como el dispositivo encargado de transformar esa energía DC variable en una señal AC estable, perfectamente sincronizada con la red y los equipos de consumo. Para producir la energía eléctrica necesaria se han seleccionado 17 inversores Ingecon Sun 1600TL U B615⁸, que presentan una potencia nominal de 1.438 kVA, proporcionando una potencia total instalada de 24,446 MVA. Estos inversores garantizan el correcto funcionamiento del sistema y también disponen de las prestaciones necesarias para cumplir los requerimientos técnicos del proyecto.

6.3.4. Campo solar

El campo solar está formado por el conjunto de los paneles, estructuras e inversores. Es la superficie por la cual se distribuyen los elementos mencionados. En esta parte, es importante entender el concepto de cadena fotovoltaica o *string*. En una instalación fotovoltaica, los módulos no funcionan de manera aislada, sino que se agrupan eléctricamente formando estas cadenas.

Los *strings* permiten modular y organizar el generador fotovoltaico en bloques manejables, facilitando tanto el montaje como el mantenimiento. Cada cadena puede monitorizarse de manera independiente, lo que permite detectar fallos, degradaciones o comportamientos anómalos en una parte concreta del campo solar sin afectar al resto de la instalación. Esta estructura modular también simplifica la ampliación o reconfiguración del sistema, ya que es posible añadir o redistribuir cadenas sin alterar la arquitectura global

La disposición elegida de las cadenas fotovoltaicas que forman el campo solar consiste en:

- 25 paneles AIKO-A620-MAH72Mw conectados en serie, formando 110 cadenas que se conectan a un inversor Ingecon Sun 1600TL U B615. Esta agrupación se realiza en 16 de los 17 inversores, teniendo de esta manera 110 cadenas en cada uno de los 16 inversores mencionados.
- 25 paneles AIKO-A620-MAH72Mw conectados en serie, formando 111 cadenas que

⁸<https://sun.store/en/product/ingeteam-1600tl-u-b615-22793>

se al inversor Ingecon Sun 1600TL U B615 restante para de esta forma tener bien distribuidos y equilibrados el conjunto de inversores que forman el campo fotovoltaico.

6.3.5. Cableado

Para la interconexión de los paneles fotovoltaicos y los inversores, se ha utilizado cableado de tensión asignada 0,6-1 kV. El diseño de este cableado cumplirá la normativa IEC 60364-5-52 y IEC 60502-2, garantizando que la sección del cable, caídas de tensión y corriente de cortocircuito consideradas, se ajustan a dichas normativas.

Por otra parte, para la interconexión entre inversores-central de energía y la central de producción de hidrógeno y metanol, se ha considerado una distancia aproximada de 300 metros (el caso más desfavorable dentro de los límites de las parcelas seleccionadas) la cual evacuará la energía a una tensión de 30 kV para minimizar las pérdidas.

6.3.6. Central de energía - transformadores

Las centrales de energía son edificios internos o contenerizados que integran transformadores y celdas para elevar la tensión del sistema. La tensión de la energía captada en la planta solar se eleva a un nivel superior para facilitar la evacuación de la energía generada, minimizar las pérdidas en el transporte de la energía y reducir el amperaje obtenido en la salida de los inversores. Los transformadores de potencia se instalarán en la central de energía.

Las centrales de energía deberán estar equipadas con celdas o cabinas de media tensión que incluyan una unidad de protección de transformadores, una unidad de entrada directa, una unidad de salida directa y cuadros eléctricos. Los cimientos de las subestaciones además deberán cumplir con la normativa del código técnico de construcción.

Las características de la central de energía son las siguientes:

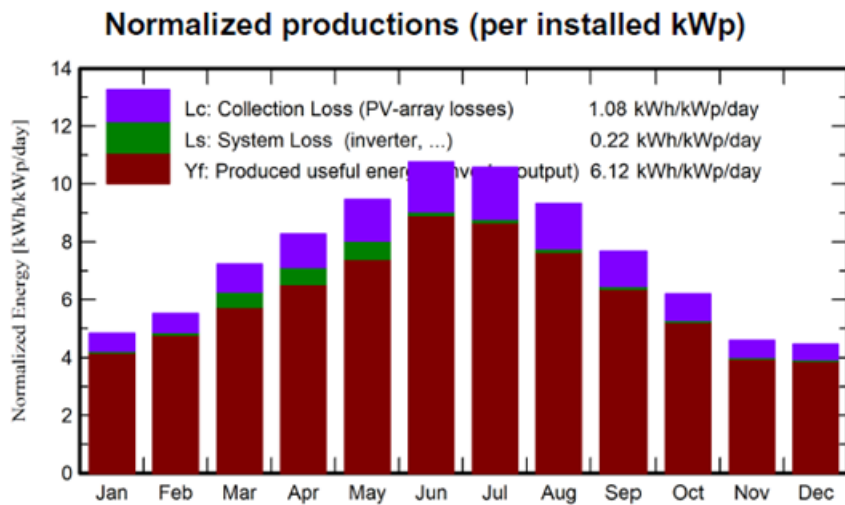
- Ratio de transformación 0,6V / 30kV
- Sistema de Refrigeración del transformador ONAN
- Intercambiador de tomas del transformador 2,5 %, 5 %, 7,5 %, 10 %

Dado que la potencia nominal del sistema es de 24,446 MWac y se ha considerado un factor de potencia igual a 1, cada inversor evacua una potencia de 1,435MVA. Por lo tanto, se ha optimizado el diseño de la planta fotovoltaica de tal forma que se minimice el número de centrales de energía a instalar. Para ello se ha decidido agrupar por bloques de potencia varios inversores, en concreto, se instalarán 3 unidades de centrales de energía con una capacidad de 7,2 MVA que agruparán 5 inversores cada una. Para completar

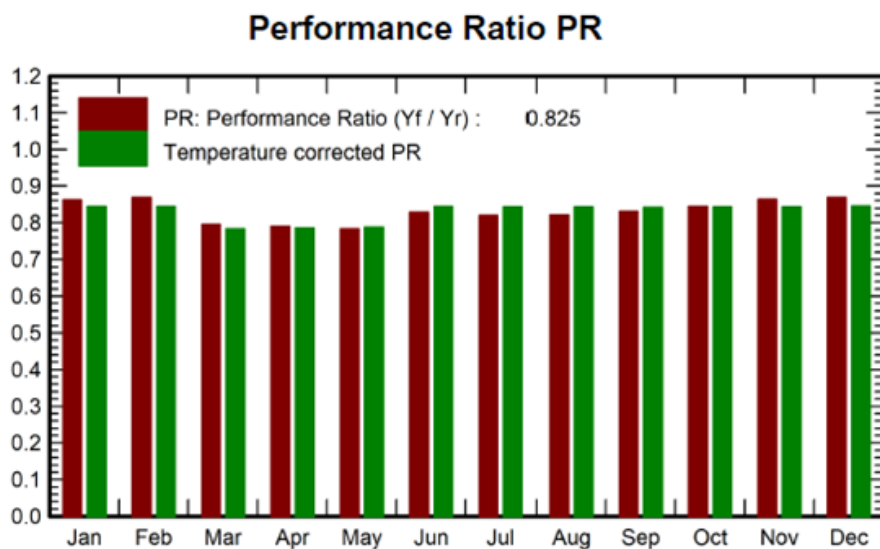
la instalación del bloque de potencia, se instalará también una central de energía de 4,2 MVA que agrupará dos inversores. De esta forma los 17 inversores que forman el sistema quedarían debidamente agrupados con sus centrales de energía correspondientes, dejando además en la última un margen para una futura ampliación de la instalación.

6.3.7. Resultados de simulación

Considerando todo lo anteriormente definido, tras introducir en el software de cálculo PVSYST los parámetros correspondientes, se han obtenido los siguientes resultados visibles en las [Figura 5](#), [Figura 6](#) y [Figura 7](#).



[Figura 5](#): Resultados simulación. Fuente: propia, obtenida mediante software de cálculo PVSYST



[Figura 6](#): Resultados simulación. Fuente: propia, obtenida mediante software de cálculo PVSYST

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	69.5	25.47	8.51	150.0	147.6	3814	3753	0.863
February	84.9	37.78	9.04	154.6	151.9	3958	3896	0.869
March	138.7	56.47	12.25	224.1	220.1	5658	5171	0.796
April	169.5	68.90	15.27	248.2	243.7	6200	5689	0.790
May	209.4	75.46	19.26	293.4	288.3	7233	6661	0.783
June	228.3	74.57	23.75	323.0	317.9	7874	7760	0.828
July	229.2	74.29	26.97	327.9	322.7	7914	7800	0.820
August	201.2	72.42	26.65	289.1	284.3	6988	6887	0.821
September	146.9	54.92	22.26	230.2	226.2	5628	5544	0.831
October	111.2	47.11	18.69	192.1	188.7	4773	4701	0.844
November	71.3	35.74	13.23	137.7	135.2	3503	3449	0.864
December	61.5	27.14	9.85	138.4	136.2	3544	3488	0.869
Year	1721.6	650.25	17.20	2708.7	2662.9	67085	64799	0.825

Figura 7: Resultados simulación. Fuente: propia, obtenida mediante software de cálculo PVSYST

6.4. Conclusiones del diseño del campo fotovoltaico

Teniendo en cuenta todo lo anteriormente comentado, los resultados de simulación indican que se cumple la premisa de partida, cubriendo las necesidades de consumo con la energía eléctrica procedente del campo solar, tal y como se puede observar en el resumen de resultados (Figura 8). En lo respectivo al campo solar, mediante la simulación se han obtenido los resultados visibles en la Figura 9.

Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras
Producción del sistema	64783 MWh/año
Producción específica	2234 kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento	0.825
Producción normalizada	6.12 kWh/kWp/día
Pérdidas del conjunto	1.08 kWh/kWp/día
Pérdidas del sistema	0.22 kWh/kWp/día

Figura 8: Resultados resumidos de la simulación. Fuente: propia, obtenida mediante software de cálculo PVSYST

El ratio entre la potencia pico y la potencia nominal es de 1,19, lo que implica que la potencia de módulos es un 19 % superior a la nominal (potencia del conjunto de los inversores).

Orientation #1		Near Shadings		User's needs					
Tracking plane, two axis		no Shadings		Unlimited load (grid)					
Tilt min / max.		-10 / 80 °							
Azimut min / max.		-/+ 150 °							
Diffuse shading		Automatic							
Tracking algorithm									
Astronomic calculation									
System information									
PV Array									
Nb. of modules		46775 units		Nb. of units 17 units					
Pnom total		29.00 MWp		Total power 24446 kWac					
				Pnom ratio 1.19					

Figura 9: Resultados campo fotovoltaico de la simulación. Fuente: propia, obtenida mediante software de cálculo PVSYST

Este resultado es considerablemente adecuado ya que esta proporción implica:

- Mejor aprovechamiento del inversor: el inversor trabaja más horas cerca de su zona de mayor eficiencia, especialmente en primeras y últimas horas del día y con irradiancias moderadas.
- Compensación de pérdidas reales: temperatura, suciedad, tolerancias, degradación y ángulos de incidencia hacen que los módulos no entreguen su potencia pico STC; sobredimensionar ligeramente el campo FV ayuda a acercar la energía real a la capacidad del inversor.
- *Clipping* limitado y asumible: con una proporción 1,19 las pérdidas por recorte de potencia (*clipping*) en las horas de máxima irradiancia suelen ser bajas y, en consecuencia, se gana en producción el resto del tiempo. En muchos diseños de planta se manejan ratios entre 1,1 y 1,3⁹.

Por otra parte, el *Performance Ratio* (PR) de la instalación es de aproximadamente 0.82. Este valor representa que el rendimiento del sistema es del 82 %, lo cual es adecuado para una instalación realista en las que se han considerado las siguientes pérdidas:

Este PR podría mejorarse incrementando las acciones de mantenimiento respectivas con tal de obtener el mayor rendimiento en la instalación, aumentando además de la cantidad de energía producida, la vida útil de los componentes.

De forma resumida y tras analizar los resultados anteriores, se determina que el diseño de la planta fotovoltaica es adecuado para cumplir con las necesidades de consumo de las centrales generadores de hidrógeno y metanol.

⁹https://library.uniteddiversity.coop/Energy/Solar/Solar_Energy_Engineering-Processes_and_Systems.pdf

Array losses			
Array Soiling Losses		Thermal Loss factor	
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance	
		Uc (const)	20.0 W/m²K
		Uv (wind)	0.0 W/m²Km/s
Module Quality Loss		Module mismatch losses	
Loss Fraction	-0.75 %	Loss Fraction	2.00 % at MPP
Module average degradation		Strings Mismatch loss	
Year no	10	Loss Fraction	0.15 %
Loss factor	0.35 %/year		
Imp / Vmp contributions	80% / 20%		
Mismatch due to degradation			
Imp RMS dispersion	0.4 %/year		
Vmp RMS dispersion	0.4 %/year		
IAM loss factor			
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526			
0°	30°	50°	60°
1.000	0.998	0.981	0.948
70°	75°	80°	85°
0.862	0.776	0.636	0.402
90°			
0.000			

Figura 10: Pérdidas consideradas en el sistema FV. Fuente: propia, obtenida mediante software de cálculo PVSYST

7. Estudio de impacto ambiental

7.1. Descripción de la infraestructura

El presente Estudio de Impacto Ambiental evalúa los efectos previsibles derivados de la instalación y operación del conjunto de infraestructuras descrito a lo largo de este trabajo. Las estructuras son: una planta fotovoltaica dedicada, su subestación eléctrica asociada y la planta de producción de hidrógeno verde y e-metanol. Todas ellas ubicadas en las proximidades del Puerto de Palma de Mallorca. La finalidad del proyecto es la generación de combustibles sintéticos renovables para el sector marítimo. De este modo, se contribuye a la reducción de emisiones de GEI y al cumplimiento del marco regulatorio europeo, en particular del Reglamento FuelEU Maritime. Las instalaciones se emplazan en terrenos de carácter industrial o agrícola de escaso valor ecológico cercanos al entorno portuario, minimizando así la afección ambiental inicial del emplazamiento.

Las diferentes instalaciones que afectan al entorno y son por tanto objeto del presente análisis ambiental son las siguientes:

- Planta fotovoltaica: instalación de generación de electricidad renovable destinada íntegramente a alimentar el proceso de electrólisis para la producción de hidrógeno verde.
- Subestación eléctrica: infraestructura de apoyo encargada de transformar y conducir la energía generada desde la planta FV hasta la planta de producción de hidrógeno.
- Planta de producción de hidrógeno verde y e-metanol: núcleo del proyecto, donde

se integran la electrólisis del agua para la obtención de H₂, la captura de CO₂ procedente de emisiones del entorno y la síntesis catalítica de e-metanol, tal y como se ha detallado en la [Sección 5](#).

7.2. Marco normativo

El proyecto está sujeto a diversas normativas ambientales, energéticas y sectoriales, tanto a nivel estatal como autonómico. Entre las disposiciones más relevantes destacan:

Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental ([del estado, 2013](#)).

Esta ley regula los procedimientos de evaluación ambiental estratégica y de proyectos. Dado que la superficie de la planta fotovoltaica prevista es inferior a 50 ha, el proyecto queda encuadrado en el Anexo II de la ley, correspondiendo un procedimiento de evaluación de impacto ambiental simplificada. A ello se suma que la instalación no se ubica en ningún espacio perteneciente a la Red Natura 2000, lo que reduce significativamente el riesgo de afección sobre hábitats o especies protegidas y refuerza la idoneidad del procedimiento simplificado. No obstante, al tratarse de un proyecto en un entorno insular sensible como el de las Islas Baleares, el órgano ambiental competente podría requerir la ampliación del procedimiento a una evaluación ordinaria si así lo estimase oportuno tras el preceptivo análisis caso por caso previsto en el propio Anexo II.

Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Prevención y Control Integrados de la Contaminación ([Ministerio de Agricultura y Pesca, 2016](#)).

Este real decreto transpone la Directiva europea de Emisiones Industriales y establece que determinadas actividades productivas deben contar con una Autorización Ambiental Integrada (AAI) como condición previa al inicio de su operación. En el caso del presente proyecto, tanto la producción de hidrógeno mediante electrólisis como la síntesis catalítica de e-metanol podrían quedar sujetas a este requisito en función de la potencia instalada y de los umbrales de producción que FINALMENTE SE DECIDAN. La AAI integra en un único instrumento administrativo el control de las emisiones atmosféricas, los vertidos al medio hídrico y la gestión de los residuos generados, garantizando que todos ellos se mantengan dentro de los valores límite de emisión establecidos por las Mejores Técnicas Disponibles (MTD).

Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y la Biodiversidad ([del Estado, 2007](#)).

En esta ley se establecen medidas de protección de hábitats y especies. Aunque el proyecto se ubica en terrenos ya transformados, destinados a la agricultura, se debe garantizar que no se afecten espacios naturales protegidos cercanos ni rutas de fauna sensibles.

Reglamento (UE) 2018/1999, de 11 de diciembre de 2018, relativo a la Gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima([Europeo, 2018](#)).

Incorpora los objetivos europeos de descarbonización al 2030 y 2050, fomentando el uso de combustibles renovables como el hidrógeno verde y el e-metanol en los Estados Miembros para cumplir los compromisos climáticos.

Normativa autonómica balear.

En especial, es de aplicación el Plan de Transición Energética de las Illes Balears (PTEIB) ([Balears, 2018](#)), que promueve la implantación de energías renovables y la reducción de emisiones en puertos e infraestructuras estratégicas. Este proyecto se alinea con dichos objetivos regionales al proponer la producción local de combustibles renovables y la disminución de la huella carbónica en un entorno portuario insular.

7.3. Inventario de impactos ambientales

A continuación se describen los principales impactos ambientales identificados, diferenciando dos fases del proyecto (construcción y operación). Se incluyen igualmente los potenciales impactos positivos derivados de la actuación, dados los beneficios ambientales que aporta el proyecto. En general, no se prevén impactos críticos ni irreversibles; la mayoría de las posibles afecciones se consideran de intensidad moderada o leve, y cuentan con medidas preventivas y correctoras que permiten reducir su magnitud o probabilidad de ocurrencia.

Impactos en fase de construcción:

- Ocupación de suelo y alteración del paisaje: retirada de la cubierta vegetal y movimiento de tierras en la zona de implantación de la planta fotovoltaica y la planta de hidrógeno.
- Generación de polvo, ruidos y tráfico de maquinaria: actividades de obra civil, transporte de equipos y uso de maquinaria pesada que pueden generar emisiones difusas de polvo, emisiones de escape y niveles sonoros elevados de forma temporal.
- Afección a la fauna y flora locales: molestias o desplazamiento de especies faunísticas por obras y posible eliminación puntual de vegetación en las áreas de implantación.

Impactos en fase de operación:

- Impacto visual del campo fotovoltaico: cambio en el paisaje por la presencia de los paneles solares, especialmente desde ciertos ángulos o áreas cercanas.
- Consumo de agua dulce para la electrólisis: utilización continua de agua para alimentar el electrolizador y procesos asociados, lo que supone una demanda hídrica

adicional.

- Riesgo de fugas o vertidos en la planta química: posibles escapes de hidrógeno (inflamabilidad) o derrames de e-metanol u otros productos químicos durante el almacenamiento, manejo o proceso, con potencial afectación al suelo, agua o riesgos de incendio.
- Emisiones atmosféricas en el uso del combustible: emisiones procedentes de la combustión del e-metanol en los motores de los buques u otros equipos, incluyendo CO₂ (que posteriormente se recapturará) y ciertos contaminantes convencionales (NO_x, trazas de compuestos orgánicos, etc.), si bien se prevé que sean considerablemente inferiores a las de los combustibles fósiles convencionales.

7.3.1. Impactos negativos moderados y fácilmente mitigables

En la [Tabla 14](#) se presentan de forma resumida los principales impactos ambientales negativos identificados en cada fase, junto con las medidas preventivas o correctoras propuestas para mitigar sus efectos sobre el medio ambiente.

Como medidas adicionales de buena práctica, se implantará un programa de vigilancia ambiental durante las fases de construcción y operación. Dicho programa incluirá el control periódico de parámetros relevantes, como el ruido, la calidad del aire y la calidad de las aguas. El objetivo será verificar la eficacia de las medidas aplicadas y detectar de forma temprana cualquier incidencia ambiental. Asimismo, al final de la vida útil del proyecto se ejecutará un plan de desmantelamiento y restauración. Las infraestructuras se retirarán de forma segura y se garantizará la correcta gestión de todos los residuos generados, tales como paneles solares, baterías, catalizadores u otros componentes. En la medida de lo posible, se restaurará el entorno a su estado original.

Por todo lo anterior, con la aplicación de las medidas propuestas, los impactos negativos residuales del proyecto se estiman como compatibles o moderados, dentro de los límites admisibles según la legislación ambiental vigente.

Factor	Fase de Construcción		Fase de Operación	
	Impacto	Medida correctora	Impacto	Medida correctora
Ocupación del suelo	Moderado	Priorización de terrenos de bajo valor ecológico y restauración ecológica de áreas alteradas cuando sea posible.	–	–
Impacto visual	–	–	Moderado	Integración paisajística: pantallas vegetales perimetrales, uso de materiales y colores no reflectantes y acordes con el entorno.
Consumo de agua	–	–	Moderado	Uso de planta desaladora, evitando la presión sobre recursos hídricos continentales.
Ruido	Moderado	Limitación de horarios de trabajo a periodos diurnos; equipos y maquinaria con silenciadores.	Leve	Cumplimiento estricto de la normativa aplicable de ruidos e insonorización.
Calidad del aire	Leve	Riego periódico de viales y acopios para controlar el polvo; control de emisiones de maquinaria.	Leve	Captura y reutilización del CO ₂ en el proceso productivo (ciclo cerrado de carbono).
Riesgos industriales	–	–	Leve	Diseño conforme a normativa de seguridad industrial y ATEX; sensores de fuga de gas y sistemas de alarma; planes de emergencia y formación del personal para respuesta rápida ante incidentes.
Flora y fauna	Leve	Rescate y reubicación de fauna si se encuentra en el área de obra; revegetación compensatoria en áreas no ocupadas por las instalaciones; evitar trabajos en época de nidificación.	–	–

Tabla 14: Inventario de impactos ambientales negativos y medidas preventivas/correctoras propuestas para su mitigación. Fuente: elaboración propia.

7.3.2. Impactos ambientales positivos

La implantación de las instalaciones proyectadas también conlleva una serie de beneficios ambientales notables, tanto a escala local (Puerto de Palma y entorno insular) como global (aportando a la lucha contra el cambio climático). Estos impactos positivos, expresados a continuación, no solo compensan los impactos adversos moderados identificados, sino que sitúan al proyecto como una actuación estratégica en la transición energética de las Islas Baleares.

Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

La sustitución de combustibles fósiles tradicionales utilizados en el transporte marítimo —principalmente fuelóleo pesado y GNL— por e-metanol producido a partir de hidrógeno verde supondrá una disminución significativa de las emisiones netas de CO_2 asociadas a la navegación, tal y como se muestra en [Tabla 2](#).

Otro factor determinante es que el hidrógeno empleado se produce con energía 100 % renovable. La planta fotovoltaica dedicada garantiza que la electrólisis no genera emisiones indirectas de carbono, evitando el problema habitual del hidrógeno “gris” o “azul” (producido con fuentes fósiles). De este modo, se asegura que todo el hidrógeno del proyecto es verdaderamente verde, reforzando el balance climático favorable de la iniciativa.

Mejora de la calidad del aire en el puerto

El uso de e-metanol en lugar de fuelóleo pesado o GNL conllevará una mejora sustancial en la calidad del aire del entorno portuario, especialmente en zonas cercanas como la ciudad de Palma. Los beneficios más relevantes son:

- Reducción de NO_x (óxidos de nitrógeno): La combustión del metanol genera menores concentraciones de NO_x en comparación con los combustibles marinos convencionales, debido a la menor temperatura de llama y a las distintas características de la molécula. Esto supone una posible disminución de formación de ozono troposférico.
- Eliminación de SO_2 (dióxido de azufre): El metanol no contiene azufre en su composición, por lo que su uso evita completamente emisiones de sulfuros, asociados a la lluvia ácida y a problemas respiratorios.
- Menor emisión de partículas (PM_{10} y $\text{PM}_{2,5}$): La combustión del metanol prácticamente no produce material particulado, al tratarse de un compuesto orgánico de cadena corta y combustión más limpia. En comparación con los fueles convencionales (que generan hollín y micro-partículas), el e-metanol reduce notablemente este tipo de emisiones, uno de los contaminantes más perjudiciales para la salud humana.

Innovación tecnológica y generación de empleo verde

El proyecto introduce tecnologías avanzadas en el ámbito de la transición energética, combinando por primera vez en Baleares varias de estas: electrólisis de agua alimentada exclusivamente por energía renovable, captura de CO₂ en entornos cercanos al puerto, síntesis de e-metanol a escala industrial y la integración de combustibles renovables en las operaciones marítimas.

Estos avances posicionan a Mallorca como un referente mediterráneo -y como parte estratégica clave de un posible corredor verde- en el despliegue de combustibles marítimos alternativos, generando múltiples beneficios socioeconómicos asociados:

- Nuevas oportunidades de empleo verde: Se crearán puestos de trabajo cualificados en campos como la ingeniería química y energética, operación de plantas de electrólisis, mantenimiento industrial y gestión ambiental.
- Atracción de inversiones y proyectos piloto: El carácter pionero de la instalación atraerá inversiones y podría favorecer la implementación de proyectos piloto y colaboraciones público-privadas relacionadas con la descarbonización portuaria y la producción de hidrógeno en islas.
- Transferencia de conocimiento: La experiencia adquirida servirá de modelo para otros puertos españoles y europeos, facilitando la transferencia de conocimiento y el desarrollo de normativa y estándares para la operación segura y eficiente de este tipo de instalaciones en entornos portuarios.

En resumen, el desarrollo de esta infraestructura refuerza el tejido industrial innovador y sostenible de las Islas Baleares. La actuación contribuye a posicionar al archipiélago como un referente a nivel global en soluciones integradas de energías renovables y transporte marítimo sostenible. Los impactos positivos del proyecto, tanto a escala global como local, son significativos. A ello se suma una gestión adecuada de los impactos negativos moderados identificados. Todo ello pone de manifiesto la compatibilidad de la actuación con los objetivos de desarrollo sostenible y climático, y aporta un valor añadido tanto ambiental como socioeconómico al territorio.

8. Aspectos económicos

8.1. Subvenciones aplicables al proyecto

España, como estado miembro de la UE y como miembro del Consejo de la Organización Marítima Internacional (OMI), muestra un fuerte interés en construir y fomentar un transporte marítimo sostenible, ágil y resiliente durante 2026-2027, adoptando tecnologías verdes y priorizando la transición energética ([Ministerio de Transportes y Movilidad](#)

[Sostenible, 2025a](#)). Este marco institucional sitúa al proyecto dentro de las prioridades estratégicas nacionales y europeas, lo que se traduce en mecanismos de apoyo financiero.

8.1.1. Plan de Acción Nacional para la Descarbonización del Transporte Marítimo

Este plan constituye una de las políticas clave que impulsan el uso de nuevos combustibles renovables para el transporte marítimo español con el objetivo de la descarbonización de dicho sector para 2035. El plan destinará hasta 250 millones de euros de ayudas públicas a impulsar combustibles renovables, como sucede en el presente proyecto, y modernizar flotas ([Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible, 2025b](#)).

8.1.2. Programa de ayudas Subastas de Hidrógeno Renovable, AaaS

El mecanismo *Auction-as-a-Service* (AaaS) del Banco Europeo del Hidrógeno se ha puesto en marcha para apoyar proyectos de producción de hidrógeno renovable seleccionados por la Agencia Ejecutiva Europea del Clima (CINEA) ([Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía \(IDAE\), 2025](#)). La Comisión Europea ha aprobado, con arreglo de las normas de ayudas estatales de la UE, un régimen español dotado con 440 millones de euros para respaldar la producción de hidrógeno renovable mediante esta herramienta ([Comisión Europea, 2026](#)).

Este programa, integrado en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) y financiado con fondos NextGenerationUE, tiene como objetivo acelerar el despliegue del hidrógeno renovable en España. La primera convocatoria ha sido aprobada el 26 de enero del presente año ([Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía \(IDAE\), 2025](#)). Esto encaja con la naturaleza del proyecto, ya que la subvención es otorgada a la producción de hidrógeno, que, como se ha visto, es un paso crítico para la síntesis del metanol.

8.1.3. Fondo de Innovación UE

El Fondo de Innovación de la Unión Europea, gestionado por la Comisión Europea, es uno de los principales instrumentos destinados a impulsar la descarbonización en Europa. Dispone de aproximadamente 40.000 millones de euros para el periodo 2020-2030. Este programa financia tecnologías de captura y utilización de CO₂, así como nuevas cadenas de valor del hidrógeno renovable, incluyendo aquellas aplicadas al transporte marítimo. En consecuencia, la combinación de captura de CO₂, producción de hidrógeno verde y síntesis de metanol orientada al transporte encaja dentro de los tipos de proyectos que este instrumento europeo puede apoyar ([European Commission, 2026b](#)).

8.1.4. Programa *Horizon Europe*

El programa *Horizon Europe* también constituye una vía de financiación relevante para la producción de hidrógeno renovable, la captura de CO₂ y la síntesis de combustibles renovables para el transporte marítimo. Asimismo, este programa mantiene acciones específicas para el desarrollo y demostración de combustibles sintéticos renovables para navegación, orientadas a contribuir en los objetivos europeos de neutralidad climática. En este contexto, un proyecto basado en fotovoltaica, electrólisis, captura de CO₂ y producción de metanol encaja en las prioridades e innovación apoyadas por la Unión Europea para descarbonización del sector marítimo ([European Commission, 2026a](#)).

8.2. Estudio de viabilidad económica

Conocidas las subvenciones posibles del proyecto, se ha procedido con el análisis de viabilidad económica. Se ha realizado profundizando en el diseño bajo modalidad EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) y en su evaluación financiera mediante un esquema de *project finance*.

8.2.1. Presupuestos EPC

En primer lugar, se ha procedido a la estimación detallada del coste EPC de las distintas instalaciones que componen el sistema, incluyendo la planta de hidrógeno verde, la unidad de producción de e-metanol y la planta fotovoltaica asociada. Este análisis permite cuantificar la inversión inicial necesaria para la puesta en marcha del proyecto.

La estimación económica del proyecto bajo modalidad EPC se ha realizado a partir del dimensionamiento técnico previamente desarrollado para cada una de las instalaciones que lo componen. Dado el carácter integrado del sistema, que combina generación renovable con procesos *Power-to-X* para la producción de hidrógeno verde y e-metanol, el presupuesto global se estructura en diferentes bloques. Estos bloques varían en función de la naturaleza de cada planta y de los costes asociados a su ejecución.

Siguiendo esta premisa, el presupuesto total se desglosa en los siguientes componentes principales:

- EPC correspondiente a la planta de hidrógeno verde y e-metanol, con un importe de 31,29 M€.
- EPC de la planta fotovoltaica de 29 MWp, con un coste de 14,11 M€.
- Partida adicional destinada a licencias, tasas y canon urbanístico, que asciende a 1,08 M€.

En conjunto, el presupuesto total EPC del proyecto alcanza los 46,50 M€, reflejando la in-

versión necesaria para el desarrollo completo de la instalación. Incluye tanto la generación de energía como su conversión en e-metanol.

Presupuesto instalación *Power-to-X* hidrógeno y e-metanol

El presente apartado recoge la estimación del presupuesto bajo modalidad EPC de la instalación principal. Se trata de una planta *Power-to-X* integrada, en la que el coste incluye no solo la generación de energía renovable, sino también su transformación en e-metanol mediante electrólisis, captura de CO₂ y síntesis. Para una potencia media de 5 MW, y de acuerdo con el dimensionamiento previamente definido, se ha estimado el presupuesto recogido en la [Tabla 15](#).

Partida	Presupuesto (M€)	% sobre el total
Equipos Principales + Montaje	17,30	55,46 %
Ingeniería	1,67	5,32 %
Tuberías - Cableado + Montaje	3,45	11,05 %
Monitorización + Montaje	0,25	0,79 %
Seguridad + Montaje	0,18	0,57 %
Obra Civil	3,09	9,89 %
Puesta en Marcha	0,56	1,77 %
Gestión Residuos	0,06	0,18 %
Seguridad y Salud	0,14	0,44 %
Presupuesto Ejecución Material H₂ e-Metanol (Suma de todas las partidas anteriores)	26,70	85,47
Gastos Generales 12 %	3,21	10,26 %
Beneficio Industrial 5 %	1,33	4,27 %
Total Presupuesto sin IVA	31,30	%

Tabla 15: Resumen del presupuesto EPC de la instalación *Power-to-X* (Hidrógeno Verde y e-Metanol). Fuente: elaboración propia.

El coste total del proyecto EPC asciende a 31,29 M € (sin IVA), incluyendo tanto costes directos de ejecución como costes indirectos asociados a la implementación de la instalación.

La partida de equipos principales y montaje representa el mayor peso del presupuesto (55,46 %), debido a la complejidad tecnológica del sistema. Se incluyen los electrolizadores PEM (NEL Hydrogen M-series MC500), sistemas de captura de CO₂ tipo DAC (referencia Climeworks), compresores, reactor de síntesis de e-metanol, tanques de almacenamiento y celdas de media tensión para la interconexión con la planta fotovoltaica.

La ingeniería supone un 5,32 % del total, incluyendo el diseño completo, la integración de procesos (CO₂-H₂-e-metanol) y el balance de planta (BoP), aspectos especialmente relevantes en sistemas *Power-to-X*.

Por su parte, las tuberías, cableado y montaje (11,05 %) abarcan las conducciones de

hidrógeno, CO₂ y e-metanol, así como el sistema eléctrico y de comunicaciones.

Los sistemas de monitorización y control, junto con los sistemas de seguridad, garantizan la operación segura y eficiente de la planta, siendo especialmente críticos por la presencia de hidrógeno y productos inflamables.

La obra civil representa un 9,89 % del presupuesto e incluye la adecuación del terreno, cimentaciones, edificios industriales, tanques de almacenamiento y viales internos.

Finalmente, se consideran la puesta en marcha de las distintas instalaciones, así como partidas menores como la gestión de residuos y la seguridad y salud.

Así, el presupuesto de ejecución material asciende a 26,7 M €, sobre el cual se aplican los gastos generales (12 %) y el beneficio industrial (5 %), alcanzando el coste total EPC indicado.

Presupuesto fotovoltaica

La planta cuenta con una potencia instalada de 29 MWp y, de acuerdo con el dimensionamiento previamente definido, se ha estimado el presupuesto recogido en [Tabla 16](#).

Partida	Presupuesto (€)	% sobre el total
Equipos Principales + Montaje	$7,00 \cdot 10^6$	49,6 %
Cableado + Montaje	$2,17 \cdot 10^6$	15,3 %
Monitorización + Montaje	$2,09 \cdot 10^5$	1,5 %
Seguridad + Montaje	$6,09 \cdot 10^4$	0,4 %
Obra Civil	$2,19 \cdot 10^6$	15,6 %
Puesta en Marcha	$3,55 \cdot 10^4$	2,5 %
Gestión Residuos	$2,62 \cdot 10^4$	0,2 %
Seguridad y Salud	$4,38 \cdot 10^4$	0,3 %
Presupuesto Ejecución Material PV (Suma de todas las partidas anteriores)	$12,1 \cdot 10^6$	85,4 %
Gastos Generales 12 %	$1,44 \cdot 10^5$	10,3 %
Beneficio Industrial 5 %	$6,03 \cdot 10^5$	4,3 %
Total Presupuesto sin IVA	$14,1 \cdot 10^6$	

Tabla 16: Resumen del presupuesto EPC de la planta fotovoltaica (29 MWp). Fuente: elaboración propia.

El coste total EPC de la planta fotovoltaica asciende a 14,1 M€ (sin IVA), incluyendo tanto costes directos de ejecución como costes indirectos asociados.

La partida de equipos principales y montaje representa el mayor peso del presupuesto (49,6 %), incluyendo módulos fotovoltaicos (46.775 unidades), inversores (17 unidades), estructuras de soporte con seguidores solares tipo *tracker* y centros de transformación.

El sistema de cableado y su instalación supone un 15,3 % del total, abarcando tanto corriente continua (DC) como alterna (AC) y media tensión. Ambas son necesarias para la interconexión de la planta y su conexión con la instalación de producción de hidrógeno y e-metanol. Asimismo, se incluyen los sistemas de monitorización y control (SCADA), así como los sistemas de seguridad, fundamentales para garantizar la operación y supervisión de la planta.

La obra civil (15,6 %) comprende la adecuación del terreno, canalizaciones eléctricas, viales internos, cimentaciones y sistemas de drenaje. También se consideran partidas indirectas como la gestión de residuos y la seguridad y salud, necesarias para el cumplimiento de la normativa vigente.

Finalmente, al presupuesto de ejecución material se le aplican los gastos generales (12 %) y el beneficio industrial (5 %), alcanzando el coste total EPC indicado.

8.2.2. Análisis de *project finance*

En segundo lugar, una vez determinados los costes de construcción y operación de la instalación, se ha desarrollado el estudio económico y financiero con el objetivo de evaluar la viabilidad del proyecto bajo una estructura de *project finance*. Para ello, se ha considerado una vida útil de la planta de 40 años, analizando los flujos de caja, la rentabilidad esperada y los principales indicadores financieros que permitan determinar la sostenibilidad económica del proyecto a largo plazo.

Para el análisis de *project finance* se ha considerado un horizonte temporal de 40 años, correspondiente a la vida útil estimada del proyecto, así como los ingresos derivados de la venta de metanol desde el puerto para el abastecimiento de buques. Este plazo es bastante razonable, entendiendo que las exigencias normativas aumentan con el paso de los años.

La comercialización del metanol se ha modelizado con los siguientes precios por kilogramo vendido: desde 2025 hasta 2033 se ha asumido un precio de 2.238 €/kg, favorecido por el marco de ayudas europeas, mientras que desde 2034 hasta 2050 el precio considerado se reduce a 1.325 €/kg. Se ha supuesto una producción constante anual de 3,09 millones de kg de metanol.

Adicionalmente, se ha identificado un excedente de producción eléctrica procedente de la planta fotovoltaica en determinados meses. Por ello, se ha planteado un escenario alternativo que contempla la venta de dicho excedente a la red. El volumen estimado asciende a 21,9 GWh/año. Se ha considerado una degradación anual de la producción del 0,5 %. La energía se valora mediante contrato PPA o venta al mercado *pool* a un precio de 25 €/MWh.

Costes de Operación y Mantenimiento

Se han considerado los costes EPC previamente desglosados, así como los costes de operación y mantenimiento (O&M) y servicios asociados a las distintas instalaciones:

Planta de hidrógeno y e-metanol

- 150.000 €/año para la planta de hidrógeno verde.
- 200.000 €/año para la planta de e-metanol y captura de CO₂.
- 50.000 €/año para gestión y tratamiento de aguas (desalinizadora).
- 30.000 €/año en administración y servicios generales.

Planta Fotovoltaica (29 MW)

- 5.500 €/MW/año en O&M.
- 1.500 €/MW/año en administración y servicios.

Asimismo, se han incorporado otros costes operativos:

- Arrendamiento de 33 hectáreas a 10.500 €/ha/año.
- 30.000 €/año en seguros.
- 20.500 €/año en impuestos locales.

Estructura de Financiación

Se ha modelizado una estructura de capital compuesta por 75 % deuda y 25 % *Equity*, con un DSCR mínimo de 1,5× (ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda), en línea con los estándares del sector.

El coste de financiación considerado es Euríbor 2,79 % más un margen del 2,50 %, resultando en un tipo fijo del 5,29 %. Se han incluido comisiones de suscripción del 2 % sobre la financiación y costes de transacción de 200.000 €. Asimismo, se ha modelizado un mecanismo de barrido de caja del 35 % del exceso de caja para amortización anticipada de deuda.

El periodo de depreciación y amortización de las plantas de generación y procesamiento se ha establecido en 20 años. Para el cálculo del *payback* compuesto se ha considerado una WACC del 6,5 %.

8.3. Resultados por escenarios

8.3.1. Escenario 1 – Hidrógeno verde y e-metanol

En el primer escenario se ha analizado la situación más conservadora, considerando exclusivamente la venta de e-metanol a partir del proceso del hidrógeno verde y captura captura de CO₂ abastecido por energía eléctrica íntegramente de la planta fotovoltaica. Este escenario se ha planteado con el objetivo de evaluar la viabilidad económica del proyecto de manera aislada, determinando en primera instancia si es capaz de generar flujo de caja suficiente para ser rentable.

Como se recoge en la [Tabla 17](#), el proyecto dispone de un *payback* compuesto de 11,12 años. Esto indica que la inversión inicial podría recuperarse en un plazo razonable, considerando la alta vida útil del proyecto. Además, la rentabilidad del proyecto es positiva y del 8,59 %. La rentabilidad de los accionistas es del 11,61 %, pudiendo considerarse atractiva para este tipo de proyectos que se benefician de una estructura de capital apalancada. El periodo de amortización de la deuda es relativamente corto, 7,72 años.

Indicador	Valor
<i>Payback</i> compuesto	11,12 años
Vida media deuda	7,72 años
<i>Project</i> IRR	8,59 %
<i>Equity</i> IRR	11,61 %
<i>Debt</i> IRR	5,32 %

Tabla 17: Resultados del escenario 1, hidrógeno verde y e-metanol. Fuente: elaboración propia.

La planta genera flujo de caja positivo desde los primeros años de operación, gracias a la producción constante de 3,09 millones de kg de e-metanol al año y el precio inicial elevado de 2.238 €/kg (2025–2033), favorecido por ayudas europeas. El proyecto demuestra ser rentable incluso en un escenario conservador, únicamente con ingresos por venta de e-metanol y sin considerar ingresos adicionales por venta de energía excedente. El proyecto dispone de una robustez ante variaciones del precio de venta del e-metanol, ya que a pesar de la caída del precio del e-metanol a partir de 2034, los flujos de caja permiten cubrir los costes operativos y servicio de deuda, lo que evidencia resiliencia del proyecto ante variaciones de mercado. Este escenario garantiza una base sólida del proyecto que evidencia que es económicamente viable y financieramente sostenible. La planta es capaz de generar flujo de caja suficiente para cubrir costes, amortizar la deuda y proporcionar un retorno atractivo para los accionistas.

8.3.2. Escenario 2 – Hidrógeno verde, e-metanol y venta de energía excedente

En este escenario se ha incorporado la venta del excedente de energía eléctrica procedente de la planta fotovoltaica, además de la venta del e-metanol. Esta energía alcanza los 21,9 GWh anuales.

Como se observa en la [Tabla 18](#) el *payback* compuesto se reduce a 9,99 años, frente a los 11,2 años del escenario 1, acelerando la recuperación de la inversión inicial. Además, la rentabilidad del proyecto asciende a 9,60 % siendo un incremento notable gracias a la venta del excedente de energía eléctrica. Por otro lado, la rentabilidad de los accionistas aumenta al 13,30 % y la amortización de la deuda se reduce a 6,62 años.

Indicador	Valor
<i>Payback</i> compuesto	9,99 años
Vida media deuda	6,62 años
<i>Project</i> IRR	9,60 %
<i>Equity</i> IRR	13,30 %
<i>Debt</i> IRR	5,31 %

[Tabla 18](#): Resultados del escenario 2 – Hidrógeno verde, e-metanol y energía excedente. Fuente: elaboración propia.

La venta del excedente de energía eléctrica procedente de la planta fotovoltaica, mejora los flujos de caja desde el año de operación. Esto permite que los flujos de caja complementarios de la energía eléctrica actúen como una cobertura ante la caída de los precios del e-metanol, aumentando de esta manera la resiliencia del proyecto frente a la volatilidad del mercado a largo plazo. Por ello, la venta del excedente de energía eléctrica permite aprovechar completamente la generación fotovoltaica, maximizando el uso de la energía renovable y los ingresos totales del proyecto. Ello se traduce en un mayor retorno para los accionistas y justifica el riesgo adicional frente a inversiones alternativas sin riesgo.

8.3.3. Escenario 3 – Hidrógeno verde, e-metanol, venta de energía y subvención europea

En este último escenario se ha incorporado las ayudas de los fondos europeos para financiar proyectos de hidrógeno verde, de hasta el 35 % sobre los costes elegibles de equipos para producción de hidrógeno verde. En este caso particular serían, los electrolizadores PEM H2 Nel Hydrogen MC500, los compresores de hidrógeno y el reactor de e-metanol e hidrógeno.

Como se observa en la [Tabla 19](#) el *payback* compuesto disminuye a 9,80 años, frente a los 11,2 años del escenario 1, reflejando, nuevamente, una recuperación más rápida de la inversión inicial. Es, además, ligeramente inferior al del Escenario 2. Por otro lado, la rentabilidad del proyecto asciende a 10,29 % siendo el único escenario cuya rentabilidad

es de doble dígito tanto para el proyecto como para los accionistas. En cuanto al riesgo financiero, este se reduce notoriamente dado que se acelera la amortización de la deuda a tan solo 5,63 años.

Indicador	Valor
<i>Payback</i> compuesto	9,80 años
Vida media deuda	5,63 años
<i>Project</i> IRR	10,29 %
<i>Equity</i> IRR	14,40 %
<i>Debt</i> IRR	5,30 %

Tabla 19: Resultados del escenario 3 – Hidrógeno verde, e-metanol, energía excedente y fondos europeos. Fuente: elaboración propia.

Se puede concluir que la combinación de ayudas de fondos europeos y venta de excedente de energía eléctrica supone el mejor escenario. Este genera un flujo de caja positivo desde los primeros años de operación, mejorando la liquidez y reduciendo la dependencia de los ingresos del e-metanol. Por ello, los ingresos adicionales actúan como amortiguador frente a la caída de precios del e-metanol prevista a partir de 2034, aumentando la resiliencia del proyecto. Este escenario demuestra que el proyecto alcanza la máxima rentabilidad y sostenibilidad financiera cuando se combinan ingresos por e-metanol, excedente de energía y apoyo de fondos europeos. El escenario 3 presenta el mejor equilibrio entre retorno para accionistas, amortización de deuda y robustez frente a riesgos de mercado, consolidándose como la alternativa óptima para la inversión en hidrógeno verde como producción de e-metanol.

9. Conclusiones

El presente trabajo ha evaluado la viabilidad técnica, ambiental y económica de la producción de e-metanol a partir de hidrógeno verde generado por energía fotovoltaica. El objetivo principal es contribuir a la descarbonización parcial del transporte marítimo en el puerto de Palma de Mallorca. A partir de un caso de estudio real y del marco regulatorio vigente, se ha analizado el potencial de esta solución como alternativa de transición en un sector de difícil electrificación.

El análisis ambiental constituye uno de los pilares fundamentales para evaluar la idoneidad del proyecto. Los resultados obtenidos muestran que la implantación del sistema propuesto permitiría una reducción notoria de emisiones de CO₂ asociadas al transporte marítimo en el entorno del puerto de Palma de Mallorca. Considerando un escenario en el que el e-metanol cubre el 5 % de la demanda energética de la flota analizada, se han estimado ahorros anuales del orden de $4,39 \cdot 10^6$ kg de CO₂ en el escenario medio. Este resultado pone de manifiesto el potencial de los combustibles sintéticos como una herramienta efectiva para la descarbonización progresiva del sector marítimo, especialmente en etapas iniciales donde la penetración de estos combustibles será previsiblemente limitada. Asimismo, el uso de CO₂ capturado mediante tecnologías DAC permite cerrar el ciclo de carbono, contribuyendo a una reducción neta de emisiones frente a los combustibles fósiles convencionales.

Además de los beneficios ambientales identificados, resulta igualmente relevante analizar la viabilidad económica del sistema propuesto. Este análisis muestra que el proyecto resulta rentable incluso en el escenario base, sin ingresos adicionales por venta de excedentes energéticos ni apoyo institucional. El resultado se sustenta en la adecuada integración del sistema fotovoltaico con la producción de hidrógeno y la síntesis de metanol, así como en el dimensionamiento ajustado a la demanda. No obstante, la incorporación de la venta de energía excedente y, especialmente, el acceso a subvenciones europeas mejora de forma significativa la rentabilidad del proyecto y reduce los periodos de retorno de la inversión. En este sentido, aunque el sistema resulta viable por sí mismo, el marco regulatorio y los mecanismos de incentivo desempeñan un papel fundamental en la aceleración de su implantación y en la reducción del riesgo asociado a este tipo de inversiones.

En conjunto, los resultados de este trabajo permiten concluir que la producción de e-metanol mediante hibridación fotovoltaica e hidrógeno verde constituye una alternativa técnicamente viable y ambientalmente favorable para la descarbonización parcial del transporte marítimo en entornos insulares como el de Palma de Mallorca. No obstante, su viabilidad económica a corto plazo depende en gran medida de factores externos, como la evolución del coste de las tecnologías implicadas y el apoyo institucional.

Como líneas de trabajo futuro, sería de interés profundizar en la modelización operativa

del sistema mediante perfiles horarios y de generación, así como analizar la integración de sistemas de almacenamiento que optimicen la gestión de la intermitencia solar. Asimismo, la ampliación del estudio a otros tipos de buques, como cruceros o portacontenedores, permitiría evaluar de forma más completa el potencial de descarbonización del puerto.

10. Conclusions

The present work has evaluated the technical, environmental, and economic viability of producing e-methanol from green hydrogen generated by photovoltaic energy. The main objective is to contribute to the partial decarbonization of maritime transport in the port of Palma de Mallorca. Based on a real case study and the current regulatory framework, the potential of this solution has been analyzed as a transitional alternative in a sector that is difficult to electrify.

The environmental analysis constitutes one of the fundamental pillars for assessing the suitability of the project. The results obtained show that the implementation of the proposed system would enable a significant reduction in CO₂ emissions associated with maritime transport in the surroundings of the port of Palma de Mallorca. Considering a scenario in which e-methanol covers 5 % of the energy demand of the analyzed fleet, annual savings on the order of $4.39 \cdot 10^6$ kg of CO₂ have been estimated for the medium scenario. This result highlights the potential of synthetic fuels as an effective tool for the progressive decarbonization of the maritime sector, especially in early stages where the penetration of these fuels is expected to be limited. Furthermore, the use of CO₂ captured through DAC technologies allows the carbon cycle to be closed, contributing to a net reduction in emissions compared to conventional fossil fuels.

In addition to the identified environmental benefits, it is equally relevant to analyze the economic viability of the proposed system. This analysis shows that the project is profitable even in the base scenario, without additional income from the sale of surplus energy or institutional support. The result is supported by the proper integration of the photovoltaic system with hydrogen production and methanol synthesis, as well as by sizing aligned with demand. However, the incorporation of surplus energy sales and, especially, access to European subsidies significantly improves the profitability of the project and reduces investment payback periods. In this regard, although the system is viable on its own, the regulatory framework and incentive mechanisms play a fundamental role in accelerating its deployment and reducing the risk associated with this type of investment.

Overall, the results of this work allow us to conclude that the production of e-methanol through photovoltaic hybridization and green hydrogen constitutes a technically viable and environmentally favorable alternative for the partial decarbonization of maritime transport in island environments such as Palma de Mallorca. However, its short-term

economic viability depends largely on external factors, such as the evolution of the cost of the involved technologies and institutional support.

As future lines of work, it would be of interest to deepen the operational modeling of the system through hourly demand and generation profiles, as well as to analyze the integration of storage systems that optimize the management of solar intermittency. Likewise, extending the study to other types of vessels, such as cruise ships or container ships, would allow for a more comprehensive assessment of the port's decarbonization potential.

Referencias

- Agència Balear de l'Aigua i la Qualitat Ambiental (2026). Red de infraestructuras de abastecimiento y desalación. <https://abaqua.cat/es/seccio/xarxa-dinfraestructures-dabastament-i-dessalacio/>. Consultado el 17 de marzo de 2026, de <https://abaqua.cat/es/seccio/xarxa-dinfraestructures-dabastament-i-dessalacio/>.
- Almawatech (2024). Agua ultrapura para la producción de hidrógeno. <https://www.almawatech.com/es/aguas-residuales/agua-ultrapura-produccion-de-h2/>. Consultado el 18 de marzo de 2026, de <https://www.almawatech.com/es/aguas-residuales/agua-ultrapura-produccion-de-h2/>.
- Alonso, J. A. (2024). Horas solares y horas sol pico en España. Consultado el 23 de febrero de 2026, de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/horas-de-sol-en-espana/#Horas-de-sol-en-Islas-Baleares>.
- Alvarado, J. et al. (2024). Environmental impact of synthetic fuels in maritime transport. *Journal of Marine Science and Engineering*, 12(3). Consultado el 11 de marzo de 2026, de <https://www.mdpi.com/journal/jmse>.
- Aquateam Balear (2026). Aquateam balear: Soluciones de tratamiento de agua. <https://www.aquateambalear.com/en/>. Consultado el 18 de marzo de 2026, de <https://www.aquateambalear.com/en/>.
- ASTM International (2026). Astm international. <https://www.astm.org/>. Consultado el 18 de marzo de 2026, de <https://www.astm.org/>.
- Balcombe, P., Brierley, J., Lewis, C., Skatvedt, L., Speirs, J., Hawkes, A., and Staffell, I. (2019). How to decarbonise international shipping: Options for fuels, technologies and policies. *Energy Conversion and Management*, 182(13):72–88. Consultado el 22 de febrero de 2026, de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890418314250?via%3Dihub>.
- Balears, G. I. (2018). Plan de inversiones para la transición energética de las illes balears (piteib). Conselleria transició energètica sectors productius i memòria democràtica 14 de marzo de 2022. Consultado el 16 de marzo de 2026, de <https://sllink.com/gMrhn>.
- Baleària (2025). Baleària inicia la construcción de dos fast ferries eléctricos que unirán España y Marruecos. Consultado el 20 de febrero de 2026, de <https://goo.su/n0AKr>.
- Becker, H., Murawski, J., Shinde, D. V., Stephens, I. E. L., Hinds, G., and Smith, G. (2023). Impact of impurities on water electrolysis: a review. *Sustainable Energy & Fuels*, 7:1565. Consultado el 18 de marzo de 2026, de <https://pubs.rsc.org/en/content/articlehtml/2023/se/d2se01517j>.
- Bei, Z., Wang, J., Li, Y., Wang, H., Li, M., Qian, F., and Xu, W. (2024). Challenges and solutions of ship power system electrification. *Energies*, 17(13):3311. Consultado el 20 de febrero de 2026, de <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/13/3311>.
- Bertau, M., Offermanns, H., and Plass, L. (2024). *Methanol: The Basic Chemical and Energy Feedstock of the Future*. Springer. Consultado el 11 de marzo de 2026, de https://www.researchgate.net/publication/267762333_Methanol_The_Basic_Chemical_and_Energy_Feedstock_of_the_Future_Asinger's_Vision_Today_Edited_by_Martin_Bertau_Heribert_Offermanns_Ludolf_Plass_Friedrich_Schmidt_and_Hans-Jurgen_Wernicke.
- Bicer, Y. and Dincer, I. (2018). Life cycle assessment of hydrogen and other potential fuels for aircrafts. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(16):10722–10738. Consultado el 22 de febrero de 2026, de <https://elmi.hbku.edu.qa/en/publications/life-cycle-evaluation-of-hydrogen-and-other-potential-fuels-for-a/>.

- Calvera Hydrogen (2024). High pressure hydrogen storage solutions. Consultado el 16 de marzo de 2026, de <https://www.calverahydrogen.com/storage/>.
- CGH Group (2026). Methanol tanks. <https://cgh-rsa.co.za/tanks-for-the-industry/methanol-tanks>. Consultado el 18 de marzo de 2026, de <https://cgh-rsa.co.za/tanks-for-the-industry/methanol-tanks>.
- Comisión Europea (2025). Decarbonising maritime transport – FuelEU Maritime. Consultado el 20 de febrero de 2026, de https://transport.ec.europa.eu/transport-modes/maritime/decarbonising-maritime-transport-fueleu-maritime_en.
- Comisión Europea (2026). La comisión aprueba un régimen español de ayudas estatales por valor de 440 millones de euros para apoyar la producción de hidrógeno renovable. Consultado el 16 de marzo de 2026, de <https://slink.com/kV9Vh>.
- Consejo Europeo (2026). Fit for 55: políticas del pacto verde europeo. Consultado el 20 de febrero de 2026, de <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/fit-for-55/>.
- del Estado, J. (2007). Ley del patrimonio natural y de la biodiversidad. Boletín Oficial del Estado, 14 de diciembre de 2007, núm. 299.
- del estado, J. (2013). Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación de impacto ambiental. Boletín Oficial del Estado, 11 de diciembre de 2013, núm. 296, obtenido de <https://www.boe.es/eli/es/l/2013/12/09/21/con>.
- Dincer, I. and Colpan, C. O. (2023). Review of sustainable methanol production routes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 175. Consultado el 11 de marzo de 2026.
- Europea, U. (2025). Propiedades físico químicas del hidrógeno. Consultado el 20 de febrero de 2026.
- European Commission (2026a). Horizon europe. Consultado el 16 de marzo de 2026, de <https://l1nq.com/890ja>.
- European Commission (2026b). Innovation fund. Consultado el 16 de marzo de 2026, de <https://slink.com/Z1RwH>.
- Europeo, P. (2018). Reglamento (ue) 2018/1999 del parlamento europeo y del consejo. Diario oficial de la unión europea 21 de diciembre de 2018.
- Glenk, G. and Reichlstein, S. (2019). Economics of converting renewable power to hydrogen. *Nature energy*, 182(13):72–88. Consultado el 22 de febrero de 2026, de <https://www.nature.com/articles/s41560-019-0326-1>.
- Govern de les Illes Balears (2025). Explotación, mantenimiento y conservación de la desalinizadora de la bahía de palma. <https://www.caib.es/webgoib/es/-/explotaci> Consultado el 17 de marzo de 2026, de <https://www.caib.es/webgoib/es/-/explotaci%C3%B3-manteniment-i-conservaci%C3%B3-de-la-dessalinitzadora-de-la-badia-de-palma>.
- Iberdrola (2024a). Amoníaco verde: la revolución sostenible en la industria química. Consultado el 22 de febrero de 2026, de <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/amoniac-verde>.
- Iberdrola (2024b). Metanol verde: el combustible que puede acelerar la transición energética del transporte marítimo – Iberdrola. Consultado el 22 de febrero de 2026, de <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/metanol-verde>.
- IMO (2020). Fourth imo greenhouse gas study 2020. Consultado el 7 de marzo de 2026, de <https://www.imo.org/en/ourwork/environment/pages/fourth-imo-greenhouse-gas-study-2020.aspx>.

- Institute, M. (2024). Methanol Technical Data Sheet. Consultado el 07 de marzo de 2026, de <https://slink.com/QAnGN>.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (2025). Programa de ayudas: Subastas de hidrógeno renovable (aaas). Consultado el 9 de marzo de 2026, de <https://l1nq.com/X0jTB>.
- International Maritime Organization (2023). 2023 IMO strategy on reduction of GHG emissions from ships. Technical report, IMO, London, UK. Consultado el 11 de marzo de 2026, de <https://www.imo.org/en/ourwork/environment/pages/2023-imo-strategy-on-reduction-of-ghg-emissions-from-ships.aspx>.
- IPCC (2021). Resumen en español del Informe AR6 del Grupo de Trabajo I. Consultado el 20 de febrero de 2026, de https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WG1_SPM_Spanish.pdf.
- IRENA (2021). Innovation Outlook: Renewable Methanol. Consultado el 05 de marzo de 2026, de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf.
- IRENA and MEI (2021). Innovation outlook: Renewable methanol. Technical report, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Consultado el 11 de marzo de 2026, de <https://www.irena.org/publications/2021/Jan/Innovation-Outlook-Renewable-Methanol>.
- Journal, G. F. (2025). Green methanol — a rising star in low-carbon shipping. Consultado el 3 de marzo de 2026, de <https://www.greenfueljournal.com/post/green-methanol-a-rising-star-in-low-carbon-shipping>.
- Kotowicz, J., Niesporek, K., and Baszceńska, O. (2025). Advancements and challenges in direct air capture technologies: Energy intensity, novel methods, economics, and location strategies. *Energies*, 18(3):496. Consultado el 9 de marzo de 2026, de <https://doi.org/10.3390/en18030496>.
- MacElroy, D. and De Vynck, J. (2025). Solid sorbent dac compared with electrochemical dac. Consultado el 9 de marzo de 2026, de <https://neg8carbon.com/solid-sorbent-dac-compared-with-electrochemical-dac/>.
- Methanol Institute (2018). Atmospheric above ground tank storage of methanol. Methanol safe handling technical bulletin, Methanol Institute. Consultado el 18 de marzo de 2026, de <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2020/04/Atmospheric-Above-Ground-Tank-Storage-Of-Methanol-Bulletin.pdf>.
- Methanol Institute (2024). Methanol production pathways and carbon footprint. Technical report, Methanol Institute. Consultado el 11 de marzo de 2026, de <https://www.methanol.org>.
- Ministerio de Agricultura y Pesca, A. y. M. A. (2016). Ley de prevención y control integridad de la contaminación. Boletín Oficial del Estado, 31 de diciembre de 2016, núm. 316, obtenido de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2016-12601>.
- Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible (2025a). Nota de prensa, 28 de noviembre de 2025. Consultado el 23 de febrero de 2026, de <https://www.transportes.gob.es/ministerio/comunicacion/sala-prensa/vie-28112025-1443>.
- Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible (2025b). Plan de acción nacional para la descarbonización del transporte marítimo. Consultado el 24 de febrero de 2026, de <https://l1nq.com/wJSgk>.
- MITECO (2024). Transporte marítimo y comercio de derechos de emisión. Consultado el 20 de febrero de 2026, de <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/comercio-de-derechos-de-emision/transporte-maritimo.html>.

- MITECO (2025). El IPCC: el grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático. Consultado el 20 de febrero de 2026, de <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas/ipcc.html>.
- MITECO (2026). Transporte marítimo y comercio de derechos de emisión. Consultado el 20 de febrero de 2026, de <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/comercio-de-derechos-de-emision/transporte-maritimo.html>.
- Nel Hydrogen (2024). M series pem electrolyser technical specifications. Consultado el 16 de marzo de 2026, de https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2021/01/MC-Series_PD-0600-0136-Rev-J.pdf.
- Parlamento Europeo (2024). Emisiones de gases de efecto invernadero por país y sector (infografía). Consultado el 20 de febrero de 2026, de <https://www.europarl.europa.eu/topics/es/article/20180301ST098928/emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-por-pais-y-sector-infografia>.
- PatSnap (2025). Modularization strategies for rapid deployment of solid sorbent dac. Consultado el 9 de marzo de 2026, de <https://eureka.patsnap.com/report-modularization-strategies-for-rapid-deployment-of-solid-sorbent-dac>.
- Port de Balears (2024). Memoria anual 2023. Consultado el 20 de febrero de 2026, de https://www.portsdebalears.com/sites/default/files/APB%20Memoria%20Anual%202023%20-%20Digital%20%28A3%2912_12_2024%20final%20web.pdf.
- Schnurr, R. E. J. and Walker, T. R. (2019). Marine transportation and energy use. Manuscrito académico. Consultado el 23 de febrero de 2026, de https://www.researchgate.net/profile/Tony-Walker-5/publication/335403999_Marine_Transportation_and_Energy_Use/links/5d9c77c6299bf1c363ff4737/Marine-Transportation-and-Energy-Use.pdf.
- Schorn, F., Breuer, J. L., Samsun, R. C., Schnorbus, T., Heuser, B., Peters, R., and Stolten, D. (2021). Methanol as a renewable energy carrier: An assessment of production and transportation costs for selected global locations. *Advances in Applied Energy*, 3:100050. Consultado el 18 de marzo de 2026, de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666792421000421>.
- Solutions, M. E. (2024). Basic principles of ship propulsion. Consultado el 7 de marzo de 2026, de <https://www.man-es.com/docs/default-source/document-sync/basic-principles-of-ship-propulsion-eng.pdf>.
- Uhde, T. (2023). *uMethanol®: Modular plants for green methanol production*. Thyssenkrupp Industrial Solutions AG. Consultado el 28 de marzo de 2026.
- Universidad Europea (2025a). Módulo 7 – producción de hidrógeno. Material docente del Máster Universitario en Energías Renovables. Consultado el 04 de marzo de 2026, documento académico interno.
- Universidad Europea (2025b). Módulo 7 – transporte de hidrógeno. Material docente del Máster Universitario en Energías Renovables. Consultado el 23 de febrero de 2026, documento académico interno.
- Universidad Nacional Autónoma de México (2008). Hoja de seguridad: Metanol. Technical report, Facultad de Química, UNAM. Consultado el 18 de marzo de 2026, de <https://quimica.unam.mx/wp-content/uploads/2016/12/9metanol.pdf>.
- Unión Europea (2003). Eu emissions trading system (eu-ets). Consultado el 20 de febrero de 2026, de <https://eur-lex.europa.eu/ES/legal-content/glossary/eu-emissions-trading-system-eu-ets.html>.

- Unión Europea (2023). Doue-l-2023-81310: Texto promulgado en el diario oficial de la unión europea. Consultado el 20 de febrero de 2026, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2023-81310>.
- Vergara, D., Alexandersson, M., Lang, X., and Wengang, M. (2023). Power allocation influence on energy consumption of a double-ended ferry. Consultado el 7 de marzo de 2026, de <https://onepetro.org/ISOPEIOPEC/proceedings-abstract/ISOPE23/ISOPE23/ISOPE-I-23-551/524375>.
- Ward, A., Papathanasiou, M. M., and Pini, R. (2024). The impact of design and operational parameters on the optimal performance of direct air capture units using solid sorbents. *Adsorption*, 30:1829–1848. Consultado el 9 de marzo de 2026, de <https://link.springer.com/article/10.1007/s10450-024-00526-y>.
- WifiTalents (2026). Direct air capture statistics. Consultado el 9 de marzo de 2026, de <https://wifitalents.com/direct-air-capture-statistics/>.

Anexo. Fichas técnicas.

Parámetro	Descripción	Valor
Modelo	Plataforma modular Serie M	MC500
Capacidad Nominal	Potencia de consumo del stack	2,46 – 3,50 MW
Producción de H ₂	Capacidad de generación horaria	450 – 900 Nm ³ /h
Eficiencia Sistema	Consumo específico (incluyendo auxiliares)	5,2 – 5,5 kWh/Nm ³
Pureza de Gas	Calidad de H ₂ (tras purificación estándar)	99,999 % (Grado 5)
Presión Salida	Presión operativa de generación	30 bar(g)
Rango de Carga	Capacidad de regulación dinámica	10 % – 100 %
Vida Útil	Horas de operación estimadas de los stacks	80.000 h

Tabla 20: Ficha técnica del electrolizador PEM. Fuente: [Nel Hydrogen \(2024\)](#).

Parámetro	Descripción	Especificación
Tecnología	Racks de botellas Tipo I (Acero aleado)	P690QL1
Presión Máxima	Límite operativo de seguridad	50 bar
Normativa	Estándares de recipientes a presión	EN 13445 / ATEX

Tabla 21: Especificaciones del sistema de almacenamiento de hidrógeno. Fuente: [Calvera Hydrogen \(2024\)](#)

A620-MAH72Mw	STC	NOCT
P _{máx} (W)	620	467
V _{oc} (V)	54,39	51,36
V _{mp} (V)	45,08	42,57
I _{sc} (A)	14,52	11,74
I _{mp} (A)	13,76	10,98
Eficiencia	23,5 %	23,5 %

Tabla 22: Características técnicas del módulo seleccionado. Fuente: AIKO.

Parámetro técnico	Especificación / Valor
Tecnología de proceso	Síntesis directa $CO_2 + 3H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O$
Configuración de planta	Diseño modular pre-ensamblado (Skid-mounted)
Pureza del producto	Grado AA (IMPCA) / > 99,85 % peso
Presión de operación	50 - 100 bar (Variable según escala)
Temperatura de reacción	230 - 270 °C
Tipo de reactor	Lecho fijo refrigerado por agua (Lurgi type)
Integración energética	Recuperación de calor para generación de vapor
Vida útil del catalizador	2 - 4 años (Base cobre/zinc)

Tabla 23: Especificaciones técnicas de la planta modular uMethanol® de Thyssenkrupp Uhde.