

INFORME

Una hoja de ruta de combustibles sintéticos para la aviación y el sector marítimo en España.

Una iniciativa conjunta de T&E, ECODES y Cleantech for Iberia.

Informe publicado: 3 de noviembre de 2026.
Autor principal: Bosco Serrano Valverde (T&E) bosco.serranovalverde@transportenvironment.org
Contribución y apoyo técnico: Rafael Cossent Arín, Manuel Pérez Bravo, Lucila Ayelén Angulo Quentasi y Santiago Serna Zuluaga (Instituto de Investigación Tecnológica, IIT, de la Universidad Pontificia Comillas).
Revisión: Valentin Simon, Lisa Goldschmidtböing, Pauline Petereit, Marion Revest (T&E); Marcos Raufast García (ECODES).

Las opiniones y conclusiones de este informe son responsabilidad exclusiva de los promotores de la iniciativa y no comprometen ni al IIT de la Universidad Pontificia Comillas, ni a las personas que participaron en los talleres ni a las entidades a las que pertenecen.

Agradecimientos

Este trabajo se ha nutrido de la iniciativa «*Hacia una ruta estratégica para el despliegue de e-fuels para aviación y marítimo en España*», impulsada de manera conjunta por T&E, ECODES, Cleantech for Iberia. Tras una sesión inaugural celebrada el 1 de julio de 2025, en la que se identificaron las principales barreras al despliegue de estos combustibles, la iniciativa organizó en Madrid —con la colaboración con la Embajada de Alemania en España—, una serie de tres talleres técnicos de la mano del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas, que preparó y presentó el análisis de partida de cada sesión.

El primer taller, celebrado el 12 de noviembre de 2025, abordó los costes regulados del sistema eléctrico, su impacto sobre el coste del hidrógeno electrolítico y las medidas que podrían reducirlos. El segundo, el 26 de noviembre de 2025, analizó la disponibilidad y el potencial de captura de CO_2 para la producción de e-fuels en España, con especial atención al de origen biogénico. El tercero, el 15 de diciembre de 2025, examinó la estructura de costes nivelados del hidrógeno y sus derivados (LCOH y LCOX) y el efecto de posibles ayudas y exenciones sobre su competitividad. Todas las sesiones se celebraron en formato híbrido y a puerta cerrada, y combinaron una presentación técnica inicial con mesas de trabajo en torno a una serie de preguntas comunes.

Queremos expresar nuestro agradecimiento a todas las personas que participaron en estos talleres, procedentes de la industria, del ámbito académico y del tercer sector, por su tiempo y por la generosidad con la que compartieron su conocimiento y experiencia. El fruto de ese debate se integra a lo largo de este trabajo y se refleja, especialmente, en su sección 6.

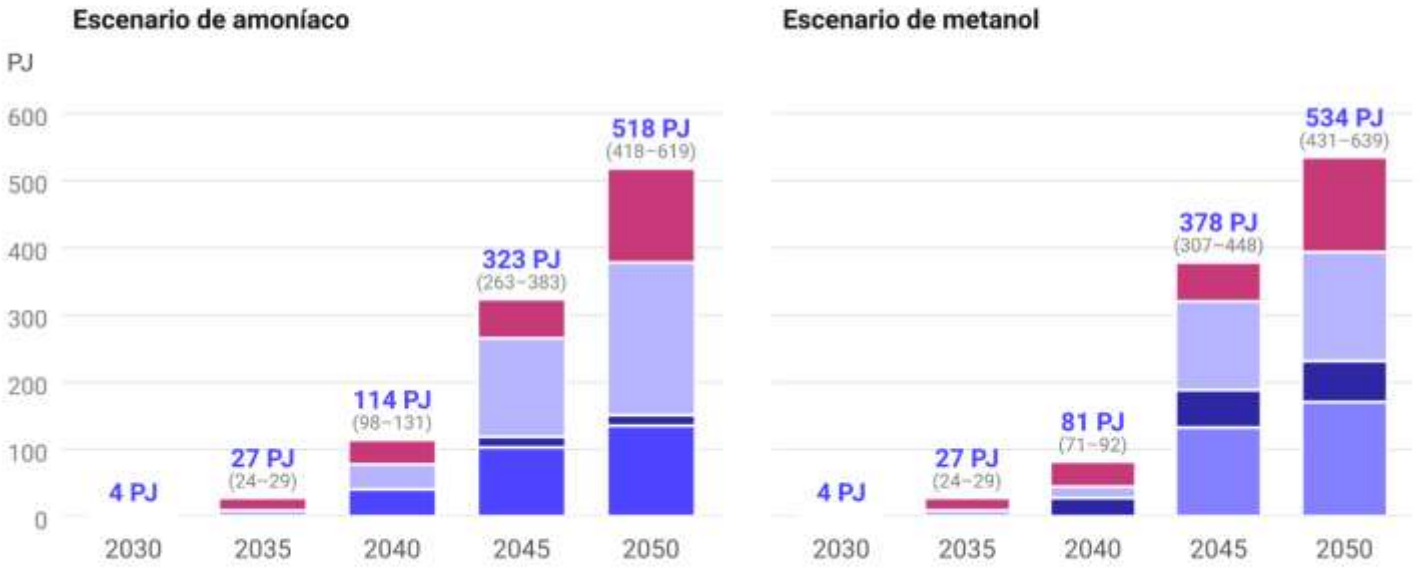
Resumen Ejecutivo

España necesitará desarrollar una cadena de producción de combustibles sintéticos para cumplir las obligaciones europeas de descarbonización de la aviación y el transporte marítimo. La demanda será todavía limitada hasta 2035, pero aumentará rápidamente a partir de 2040. En el escenario central, la demanda conjunta pasa de 27 PJ en 2035 a 114 PJ en 2040, 323 PJ en 2045 y 518 PJ en 2050. El transporte marítimo concentra la mayor parte del crecimiento a partir de 2040, mientras que la aviación mantiene una demanda creciente progresiva de eSAF.

El transporte marítimo y la aviación necesitarán entre 518 y 534 PJ de combustibles sintéticos en 2050

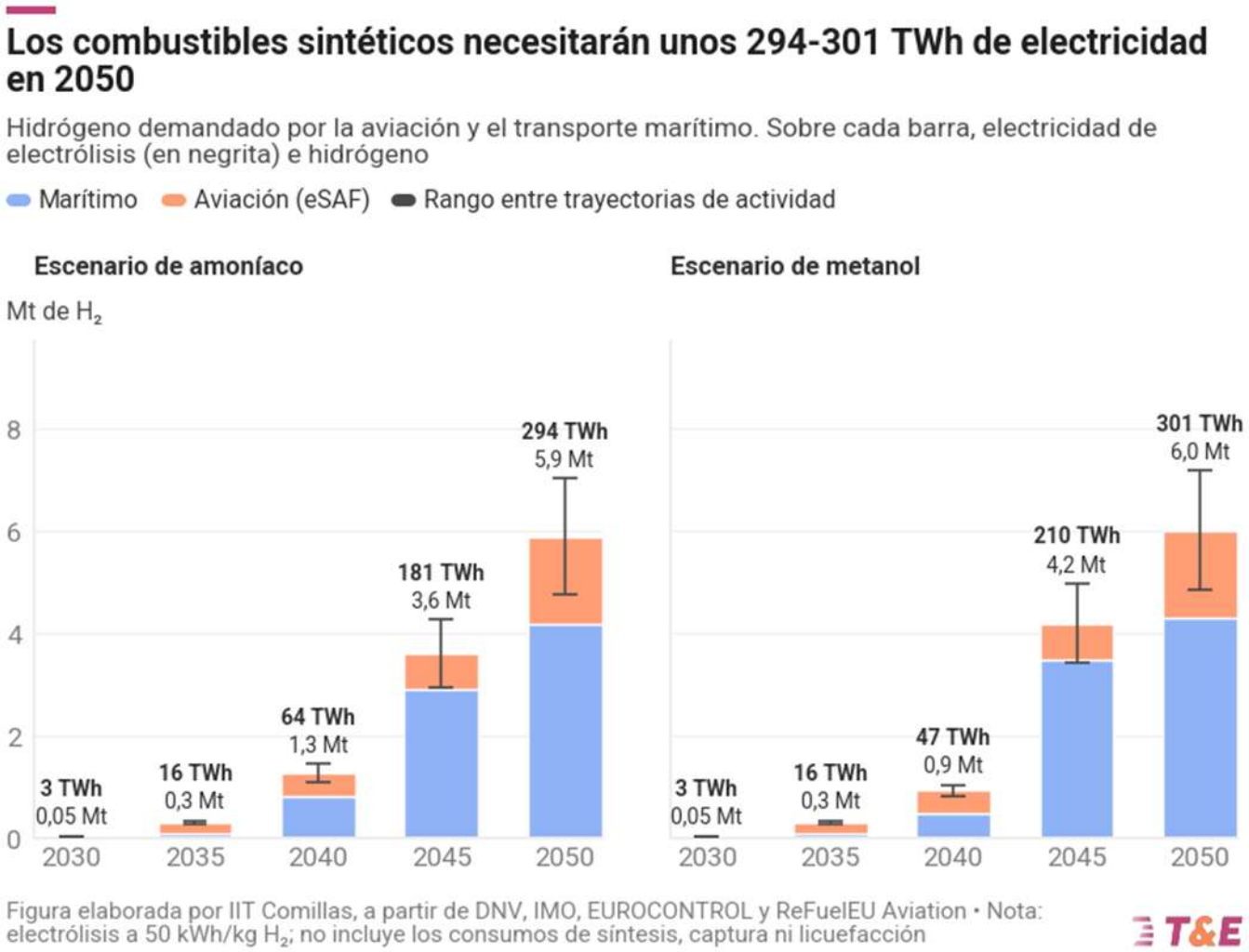
Demanda de combustibles sintéticos del transporte marítimo para cumplir con FuelEU Maritime y de la aviación (solo eSAF) para cumplir con ReFuelEU Aviation. La cifra sobre cada barra es la demanda total; debajo, entre paréntesis, el rango

Marítimo: e-amoníaco e-metanol e-GNL e-MGO Aviación: eSAF



Marítimo: figura elaborada por IIT Comillas a partir de DNV e IMO (Fourth GHG Study 2020); trayectoria central de demanda (IMO por tipo de buque, SSP2). Aviación: eSAF en el escenario de referencia, igual en ambos escenarios. Rango total = suma de los rangos de marítimo y aviación

La producción de estos combustibles requiere un aumento sustancial de la producción de hidrógeno renovable y de la electricidad disponible para la electrólisis. En 2035 serían necesarios unos 0,3 Mt de hidrógeno y 16 TWh de electricidad. En 2050, las necesidades alcanzarían aproximadamente 6 Mt de hidrógeno y 294–301 TWh de electricidad. Con 6.000–8.000 horas de funcionamiento anual, esto supone entre 37 y 50 GW de electrólisis.



El carbono será otro de los principales factores que condicionen el despliegue. En 2050, la producción prevista requiere 32 Mt de CO_2 en el escenario central de amoníaco y 41,5 Mt en el escenario de metanol. Sin embargo, el potencial biogénico disponible estimado para España se sitúa en unos 20,1 Mt/año. Con este potencial, la cobertura sería del 63 % y del 48 %, respectivamente. Además, dicha cifra se trata del máximo realista, sin haber considerado: las dificultades logísticas asociadas a la dispersión de las fuentes; que las corrientes concentradas solo cubren un tercio del requerimiento; y, que, cada tonelada de biomasa destinada a bio-SAF reduce el CO_2 disponible.

En el escenario de amoniaco, el CO_2 biogénico capturable cubriría el requerimiento de 2050 con el potencial teórico y menos de dos tercios con el disponible

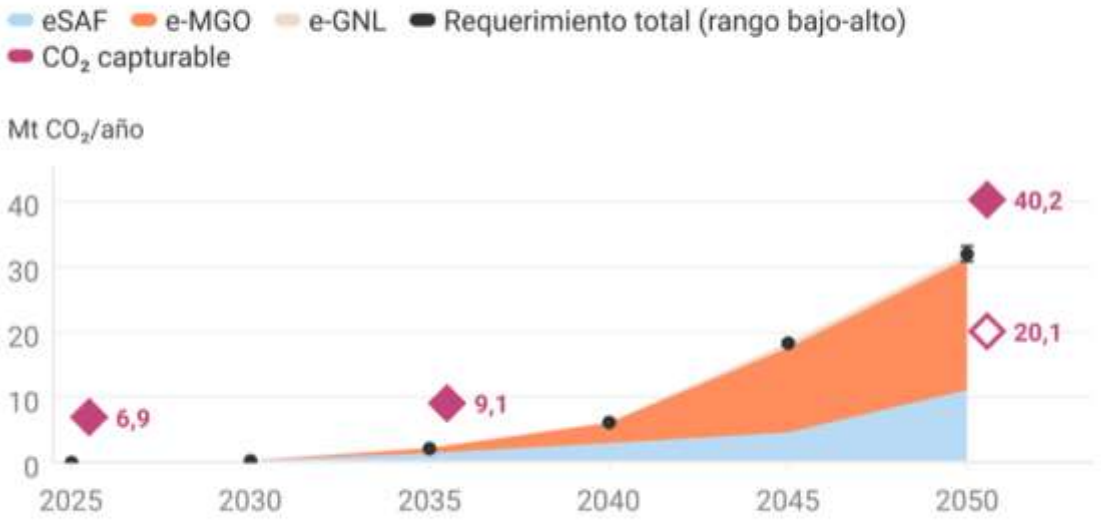


Figura elaborada por IIT Comillas • Nota: CO_2 capturable sin cultivos intermedios. En 2050, marcador relleno: potencial teórico; hueco: disponible

La capacidad de producción estará condicionada por el coste de la electricidad. El análisis realizado en los talleres sitúa el peso de la electricidad en torno al 60–70 % del coste del hidrógeno verde para el e-metanol y hasta el 80 % para el e-amoníaco. Los costes regulados y, especialmente, la variabilidad de las restricciones técnicas añade incertidumbre a los costes de operación.

La financiación de los proyectos también sigue condicionada por la falta de contratos de compra a largo plazo que permitan repartir y reducir el riesgo entre productores y compradores. Las ayudas existentes han permitido avanzar en proyectos de hidrógeno, pero la experiencia del Banco Europeo del Hidrógeno muestra dificultades para transformar las adjudicaciones en proyectos ejecutados. Ninguna de las subastas celebradas hasta la fecha ha adjudicado un proyecto de eSAF.

La secuencia de inversión es especialmente importante. Entre 2026 y 2030 deben desarrollarse los primeros proyectos de eSAF capaces de abastecer la demanda regulada de 2030. Entre 2030 y 2035 deben prepararse la cadena de CO_2 y las primeras infraestructuras portuarias para metanol y amoníaco. Antes de 2035, los futuros clústeres de producción deberán estar incorporados a la planificación eléctrica, para que la red esté disponible cuando la demanda se dispare entre 2040 y 2045; entre 2035 y 2040 deberá desarrollarse la infraestructura de transporte de CO_2. A partir de 2040, el déficit de carbono será estructural y será necesario combinar un mayor peso de vectores sin carbono con nuevas fuentes de CO_2. La disponibilidad limitada de biomasa exigirá además anticipar cómo se reparte este recurso entre la producción de CO_2, el bio-SAF y los biocombustibles marítimos.

Resultados principales

01 **La demanda es pequeña hasta 2035 y se dispara a partir de 2040.** En el escenario central pasa de 4 PJ en 2030 (solo eSAF) y 27 PJ en 2035 a 114 PJ en 2040 y 518 PJ en 2050. El transporte marítimo concentra el crecimiento y pasa de 77 a 265 PJ entre 2040 y 2045.

02 **Hasta 2035, la demanda depende sobre todo del eSAF** En 2035, el eSAF concentra dos tercios del hidrógeno necesario y en 2050 todavía representa el 29 %. Ninguna de las subastas europeas celebradas hasta la fecha ha adjudicado un proyecto de eSAF.

03 **La escala de hidrógeno y electricidad no tiene precedentes.** En 2050 serán necesarios unos 6 Mt de hidrógeno y 294–301 TWh de electricidad para la electrólisis. Esto equivale a 37–50 GW de electrolizadores con 6.000–8.000 horas de funcionamiento anual, y a 60–75 GW con los perfiles de operación actuales.

04 **El carbono es la restricción estructural.** En 2050 se necesitarán 32 Mt de CO_2 en el escenario de amoníaco y 41,5 Mt en el de metanol, frente a unos 20 Mt/año de potencial biogénico disponible. El déficit de 12–21 Mt solo puede cubrirse con DAC, con importaciones o con más e-amoníaco.

05 **La bancabilidad es el cuello de botella de las FID.** La electricidad puede representar hasta el 60 % del coste final de un combustible sintético y, en parte, su coste es imprevisible. Con costes eléctricos inciertos y sin contratos de compra a largo plazo, muchos proyectos no alcanzarán la decisión de inversión final.

Recomendaciones principales

01	**Garantizar demanda a largo plazo.** Destinar por ley, desde 2027, al menos un 25 % de los ingresos del EU ETS de la aviación y el transporte marítimo a su propia descarbonización. Con esos fondos, financiar una doble subasta en la que un intermediario público compre eSAF con contratos de más de 10 años, lo revenda a corto plazo y el Estado cubra la diferencia de precio, y extenderla al sector marítimo entre 2030 y 2035.
02	**Mejorar la previsibilidad del coste eléctrico.** Valorar opciones para reducir los costes eléctricos en la fase inicial de despliegue, procurando que estas medidas no generen subsidios cruzados ni cargas crecientes para el resto de consumidores, especialmente a partir de 2035.
03	**Incorporar la electrólisis a la planificación eléctrica antes de 2035.** El consumo eléctrico apenas varía entre los dos escenarios marítimos analizados (294 frente a 301 TWh en 2050), por lo que la red y la generación pueden planificarse sin esperar a que se defina el mix de combustibles sintéticos en el sector marítimo. Estas cifras solo incluyen la electrólisis; la captura directa de aire añadiría entre 20 y 60 TWh.
04	**Desarrollar una cadena industrial de CO_2 biogénico antes de 2040.** Entre 2030 y 2035, certificar el carbono biogénico mediante balance de masas, incentivar su captura junto al biometano y planificar una red de ductos de CO_2 operativa en 2040.
05	**Preparar los principales puertos para metanol y amoníaco antes de 2035** Crear un fondo portuario con ingresos del EU ETS para infraestructura, evaluaciones de riesgo, procedimientos y planes de emergencia. Empezar por los puertos que ya manipulan estas moléculas (Huelva, Algeciras, Sagunto, Tarragona etc.).
06	**Reducir la demanda de carbono del transporte marítimo.** Orientar desde 2030 las ayudas a la infraestructura portuaria y a la renovación de la flota hacia soluciones compatibles con e-amoníaco y otras opciones de menor consumo de CO_2, y preparar el despliegue de DAC.

Tabla de contenidos

Resumen Ejecutivo 3

Resultados principales 6
Recomendaciones principales 7
Tabla de contenidos 8
Introducción y alcance 10
Sección 1 12
Contexto y justificación. El hidrógeno verde y sus derivados 12
1.1 El hidrógeno (renovable) en contexto 12
1.2 Justificación. La apuesta por los derivados sintéticos en la aviación y el marítimo 16
Sección 2 28
Marco regulatorio europeo 28
2.1 Hoja de Ruta del Hidrógeno en Europa y en España 28
2.2 Fit for 55 y RepowerEU 29
2.3 Directiva de Energías Renovables III 30
2.4 Paquete de gases renovables 34
2.5 ReFuelEU Aviation 35
2.6 FuelEU Maritime 37
Sección 3 39
La demanda regulada de combustibles sintéticos prevista para España 39
3.1. Sector aviación 40
3.2. Sector marítimo 42
3.3 Síntesis: la demanda regulada de combustibles sintéticos total 49
Sección 4 50
El estado de la tecnología de producción del hidrógeno verde y sus derivados 50
4.1 La electrólisis y tipos de electrolizadores 50

4.2 Rutas de producción para la síntesis de derivados 54
Sección 5 57
El mercado de proyectos y la infraestructura de suministro 57
5.1. Cartera anunciada de queroseno sintético renovable 57
5.2. La integración del eSAF en una red logística abierta 58
5.3. Cartera anunciada de metanol y amoniaco sintético renovable 60
5.4. Bunkering de metanol y amoniaco 61
Sección 6 64
El largo camino hasta la decisión de inversión final: barreras a la producción y a la bancabilidad del proyecto 64
6.1 Costes regulados sector eléctrico 64
6.2 Disponibilidad CO_2 biogénico 76
6.3 Estructura de costes de producción de combustibles sintéticos. ¿Cómo alcanzar un coste competitivo? 84
Sección 7 91
Mecanismos de apoyo 91
7.1 Mecanismos de apoyo comunes en la UE 91
7.2 Mecanismos de apoyo nacionales 98
7.3 Propuesta de revisión de EU-ETS 103
Sección 8 106
Visión 2050: hitos y recomendaciones 106
8.1. Estimación de los insumos necesarios para satisfacer la demanda de combustibles sintéticos 106
8.2. Hidrógeno y electricidad: un salto concentrado en 2040-2045 108
8.3. Carbono: un requerimiento que supera el CO_2 biogénico disponible 110
8.4. Hitos y recomendaciones por fases 113
Conclusiones finales 120
Anexos 121

Introducción y alcance

A noviembre de 2026, España no dispone de una hoja de ruta específica para el despliegue de combustibles sintéticos en la aviación y el transporte marítimo que permita traducir los objetivos regulatorios europeos en decisiones de inversión, infraestructuras y mecanismos de apoyo concretos. El PNIEC reconoce el papel de los combustibles renovables basados en hidrógeno en estos sectores y atribuye responsabilidades a MITECO, MITRAMS y Puertos del Estado. Asimismo, el Plan de Acción Nacional para la Descarbonización del Transporte Marítimo incorpora medidas específicas para el desarrollo de RFNBOs. Por su parte, el Real Decreto 611/2026 transpone parte de la DER III y establece una senda creciente de RFNBO en el transporte por carretera, pero no introduce un subobjetivo específico para el transporte marítimo.

Estos instrumentos contienen elementos relevantes, pero todavía no configuran una estrategia sectorial integrada capaz de conectar las obligaciones regulatorias con una secuencia de decisiones de inversión, que dependen de la coordinación de múltiples actores en distintos niveles. Esa coordinación deberá producirse entre productores, puertos y navieras, por un lado, y entre productores, aeropuertos y aerolíneas, por otro. A ello se suman, como condiciones habilitantes, la disponibilidad y adecuación del sistema eléctrico y el acceso suficiente a fuentes sostenibles de carbono biogénico. La brecha, por tanto, no es tanto de ambición regulatoria como de planificación e implementación: las decisiones que determinan la disponibilidad futura de combustibles sintéticos deben tomarse antes de que la demanda regulatoria se materialice. Esta hoja de ruta busca responder a esa necesidad.

En la aviación, este desfase temporal es especialmente relevante. Si en 2027 no se produce una primera oleada de decisiones finales de inversión para plantas de producción de queroseno sintético, será difícil disponer a tiempo de capacidad productiva nacional suficiente para atender la demanda asociada a los primeros años de cumplimiento del subobjetivo de combustibles sintéticos de RefuelEU Aviation a partir de 2030. En el transporte marítimo, la señal regulatoria es menos prescriptiva en términos de un subobjetivo específico de combustibles sintéticos. No obstante, FuelEU Maritime establece una senda progresiva de reducción de la intensidad de gases de efecto invernadero de la energía utilizada a bordo, creando un papel relevante para los combustibles sintéticos.

España parte de una posición favorable para desarrollar esta nueva cadena de valor. Su capacidad renovable, su base industrial y portuaria y la cartera de proyectos anunciados le permiten aspirar a cubrir su propia demanda. No obstante, este trabajo no trata de estimar la expansión general del mercado de hidrógeno verde ni de determinar un potencial máximo de exportación, sino que se limita a definir un camino para cubrir la demanda doméstica de combustibles sintéticos asociada a la aviación y al transporte marítimo del país. A partir de la evolución prevista del consumo y de las obligaciones regulatorias, el análisis estima esta demanda hasta 2050 y la traduce en necesidades de hidrógeno, electricidad y CO_2, con el fin de identificar los principales cuellos de botella y los momentos críticos para la inversión.

El documento se estructura en ocho secciones:

La sección 1 aporta contexto sobre el uso del hidrógeno y justifica el papel de los combustibles sintéticos frente a otras alternativas.

La sección 2 presenta el marco regulatorio europeo y las obligaciones que empiezan a generar demanda para estos novedosos combustibles.

La sección 3 a partir de la modelización de escenarios de evolución del tráfico cuantifica la demanda prevista hasta 2050.

La sección 4 examina el estado de las tecnologías de producción del hidrógeno y de sus derivados.

La sección 5, presenta la cartera de proyectos y el estado de la infraestructura habilitante.

La sección 6, analiza las barreras que condicionan la inversión y la bancabilidad.

La sección 7, describe los mecanismos de apoyo existentes.

La sección 8 integra estos elementos en una secuencia de hitos y recomendaciones hasta 2050.

Sección 1

Contexto y justificación. El hidrógeno verde y sus derivados

El despliegue del hidrógeno verde y sus derivados debe evaluarse desde una premisa de escasez, eficiencia y priorización sectorial. Debido a la falta de demanda, a corto plazo, su uso inicial se prevé en la sustitución del hidrógeno fósil ya empleado en sectores como el refino de crudo y la producción de amoniaco para fertilizantes. En cambio, aplicaciones emergentes como los combustibles sintéticos para la aviación y el transporte marítimo tienen un largo recorrido por delante llevados de la mano de regulación sectorial. Su desarrollo a gran escala se justifica en la medida en que el uso directo del hidrógeno cómo vector puede resultar inadecuado, y de que la electrificación directa y los escasos biocombustibles sostenibles resultan insuficientes para descarbonizar estos sectores plenamente.

1.1 El hidrógeno (renovable) en contexto

Comúnmente se emplea un abanico de colores para distinguir distintas vías de producción de hidrógeno con bajas emisiones o con potencial para reducirlas: verde (para la electrólisis con electricidad de origen renovable), rosa (para la electrólisis con electricidad de origen nuclear), azul (para la producción a partir de gas natural con captura y almacenamiento de CO_2) y turquesa (para la pirólisis del metano, que genera carbono sólido como subproducto). Por su parte, la producción convencional a partir de combustibles fósiles sin captura de carbono incluye el denominado hidrógeno gris (gas natural) y el negro o marrón (carbón bituminoso o lignito, respectivamente).

En España, como se desprende de la Hoja de Ruta del Hidrógeno elaborada por MITECO (2020), **el hidrógeno renovable de origen electrolítico o hidrógeno verde, constituye la vía predilecta para el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones en España**. Del mismo modo, el hidrógeno verde emerge como el insumo común sobre el que descansan los combustibles sintéticos de muy bajas emisiones llamados a descarbonizar los combustibles utilizados por buques y aviones. Si bien el PNIEC 2023-2030, aprobado en 2024, fijó un objetivo de 12 GW de capacidad de electrólisis en 2030, el ecosistema del hidrógeno verde español en su conjunto se encuentra todavía en una fase de desarrollo incipiente.

1.1.1 Un mercado todavía dominado por el hidrógeno fósil

Nivel global

La demanda mundial de hidrógeno superó los 100 Mt en 2025, siendo en su gran mayoría de origen fósil y usado primordialmente en la industria y el refino. Aunque la producción de hidrógeno de bajas emisiones creció un 20 % en 2025, hasta situarse cerca de 1 Mt, su peso continuó siendo muy reducido respecto al tamaño del mercado, al representar apenas el 1 % de la producción mundial. Paralelamente, la capacidad global de electrólisis instalada se duplicó ese mismo año y alcanzó los 4 GW.

Los indicadores de demanda futura muestran una evolución igualmente limitada según datos de BloombergNEF de mayo de 2026. En 2025, los nuevos acuerdos de compra de hidrógeno de bajas emisiones se situaron en torno a 1,7 Mt anuales, pero solo alrededor del 20 % correspondía a compromisos contractuales firmes. Entre los proyectos que ya habían alcanzado una decisión final de inversión, aproximadamente 2,5 Mt anuales de hidrógeno de bajas emisiones se destinarán al refino y a instalaciones industriales en 2030, volumen equivalente al 60 % de la producción mundial comprometida.

Esta brecha entre ambición y despliegue real se refleja asimismo en la cartera mundial de proyectos. En mayo de 2026, se identificaron una capacidad potencial de producción de hidrógeno limpio de 232,7 Mt anuales, distribuida entre 2.586 proyectos, del cual solo el 0,3 % de dicha capacidad se encontraba operativa y apenas el 1,5 % había asegurado financiación o estaba en construcción. **En definitiva, a pesar de los avances, la mayor parte del mercado de hidrógeno verde permanece en fase de anuncio y expuesta a retrasos, reestructuraciones o cancelaciones.**

España

El consumo de hidrógeno en España se concentra en la industria y, especialmente, en el refino. Esta demanda se sitúa en torno a unas 500.000 t/año, prácticamente en su totalidad de origen fósil, del cual, el 70 % correspondía a refinerías y el 25 % a la industria química —principalmente amoniaco— y el 5 % restante a otros usos industriales.

En este contexto, **aunque la cartera española de hidrógeno renovable potencial es muy amplia, su materialización efectiva es limitada**. La última actualización pública de la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de IIT-ICAI Comillas, identificó más de 200 iniciativas que acumulan alrededor de 27 GW de potencia de electrólisis anunciada. Sin embargo, **solo once proyectos han alcanzado la fase operativa, mientras que la primera ola significativa de despliegue se espera entre 2027 y 2029**. La diferencia entre la cartera anunciada y la capacidad efectivamente operativa sigue siendo muy elevada.

En cuanto al hidrógeno consumido en refinerías este se origina de manera integrada, in situ, en la propia planta de refino mediante reformado con vapor de gas natural. En 2024, las refinerías emplearon 340 kt de hidrógeno: 290kt a partir de gas natural, 39kt a partir de subproductos del propio refino y 10kt en la categoría «electricidad y otros». Aunque esta última categoría no puede equipararse automáticamente con hidrógeno renovable, sí es la resultante del uso de tecnología de electrólisis del agua.

El H_2 constituye un insumo intermedio crítico de las refinerías para procesos como el hidrotratamiento y la hidroconversión y, a diferencia de potenciales nuevos usos del hidrógeno, existe ya una demanda industrial concentrada, continua y de gran escala compuesta por las ocho refinerías de crudo: cinco de Repsol (A Coruña, Bilbao-Muskiz, Cartagena, Puertollano y Tarragona), dos de Moeve (Huelva-La Rábida y Algeciras-San Roque) y una de BP (Castellón), a las que se suma Asesa (Tarragona, betunes asfálticos, participada al 50 % por Repsol y Moeve). **La estructura de producción y consumo arriba descrita pone de manifiesto el peso central del refino en el mercado español de hidrógeno que continúa siendo eminentemente fósil.**

1.1.2 Evolución de la demanda y nuevos usos finales del hidrógeno

Nivel global

A corto plazo, la concentración inicial del hidrógeno verde en industrias preexistentes puede ser instrumental para facilitar el despegue del mercado, ya que permite aprovechar infraestructuras, conocimientos técnicos y patrones de consumo ya consolidados. Sin embargo, a largo plazo, se espera (AIE, 2023) que tanto la producción de hidrógeno de origen fósil como su uso en refinerías pierdan peso en favor de la producción de hidrógeno renovable y de nuevos usos finales alineados con un escenario compatible con la neutralidad climática, en el cual las refinerías abandonarían la creación de productos energéticos de origen fósil destinados a su combustión.

De acuerdo con el escenario de cero emisiones netas de la AIE (2023), la demanda mundial de hidrógeno en refinerías se reduciría desde unos 42 Mt en 2022 hasta apenas 10 Mt en 2050, principalmente como consecuencia de la disminución de la actividad de refino. Al mismo tiempo, la demanda asociada a la aviación y al transporte marítimo aumentaría hasta alcanzar 116 Mt H_2-eq en 2050, incluyendo tanto el consumo directo de hidrógeno como el de combustibles derivados. Este volumen se integraría en una demanda total de hidrógeno de bajas emisiones de 388 Mt. Por ende, **aunque el uso del hidrógeno de origen fósil en procesos tradicionales vinculados al refino disminuiría de manera dramática, la demanda total de hidrógeno de bajas emisiones aumentaría** de forma significativa, liderando su impulso la producción de combustibles sintéticos destinados a la aviación y al transporte marítimo.

Naturaleza y desafíos del hidrógeno verde ¿Qué tipo de molécula es el H_2?

Aunque el **hidrógeno** (H_2) es el elemento más abundante del universo, en la Tierra rara vez se encuentra en forma molecular libre, estando ligado a otros elementos en compuestos como el agua, los hidrocarburos o la materia orgánica. Por ello, su abundancia natural no equivale a disponibilidad directa como recurso energético. El hidrógeno no es una fuente primaria de energía, sino un vector energético que debe producirse separándolo de otras moléculas, proceso que requiere un aporte de energía. La electrólisis del agua alimentada con electricidad renovable requiere, a nivel de sistema, un aporte de energía (50-55 kWh kg/H_2) superior al contenido energético (33 kWh/kg) de la propia molécula.

Por otro lado, su principal característica energética es que combina una elevada densidad energética gravimétrica (120 MJ/kg) con una densidad energética volumétrica reducida, incluso en estado líquido (8,5 MJ/l). En términos prácticos, esto significa que, aunque un kilogramo de hidrógeno contiene una cantidad elevada de energía (pesa poco) su almacenamiento requiere volúmenes mucho mayores que los combustibles líquidos convencionales (ocupa mucho). Esta característica hace necesaria su compresión o licuefacción criogénica, tanto para su almacenamiento como para su transporte (ver Anexo I).

Al tratarse de una molécula extremadamente pequeña y ligera, las exigencias técnicas asociadas a su manejo son notables, especialmente por el mayor riesgo de difusión y fugas y por la necesidad de materiales, depósitos, válvulas y tuberías adaptados. En consecuencia, **se refuerza el interés en convertir el hidrógeno en moléculas derivadas con mejores propiedades logísticas y de uso final, como el amoniaco, el metanol o el queroseno.**

Europa y España

Según DNV (2026), Europa cubriría su demanda de hidrógeno limpio y de sus derivados mediante una combinación de producción doméstica —principalmente electrólisis alimentada con electricidad europea de baja intensidad en carbono— e importaciones crecientes procedentes de regiones con recursos renovables abundantes y de bajo coste, especialmente Oriente Medio y el norte de África. En este escenario, Europa se consolidaría como uno de los principales polos importadores mundiales, la proporción de hidrógeno importado aumentaría del 3 % en 2035 al 22 % en 2050, mientras que la correspondiente al amoníaco pasaría del 10 % al 33 % durante el mismo periodo.

No obstante, las propiedades físico-químicas arriba descritas hacen poco competitiva la importación de hidrógeno puro por vía marítima desde regiones alejadas de la UE: únicamente su transporte puede añadir entre 0,8 y 4,9 $/kg al coste del hidrógeno —un rango equiparable al propio coste de producción previsto—, lo que anularía buena parte de la ventaja de deslocalizar la producción.

Importar hidrógeno de Marruecos podría añadir hasta 4,9 $/kg H_2 solo en costes de transporte

Costes adicionales estimados para transportar hidrógeno desde el sur de Marruecos a la UE, mediante gasoducto o transporte marítimo hasta Marsella.

Vía de transporte	Coste adicional ($/kg H_2)	Principal factor de coste
H_2 por gasoducto	1,8–3,9	Infraestructura y transporte por gasoducto
Amoniaco por barco	0,8–4,1	Conversión a amoniaco y reconversión a H_2 gaseoso
H_2 licuado por barco	1,2–4,9	Licuefacción del hidrógeno, intensiva en energía

T&E (2024) a partir del análisis de Ricardo. • Caso teórico: por barco, del sur de Marruecos a Marsella, uno de los principales puertos mediterráneos de la UE; por gasoducto, de Marruecos a España, suponiendo que una futura red europea de hidrógeno lo llevaría a otras regiones de la UE, hipótesis que el propio informe considera que podría ser demasiado optimista. Sólo costes de transporte, sin incluir la producción, en dólares por kg de hidrógeno (H_2).

En cualquier caso, el patrón europeo de dependencia parcial de importaciones contrasta con el papel atribuible a España. Gracias a la notable disponibilidad de recurso solar y eólico, **España figura, a largo plazo, como un productor competitivo de hidrógeno renovable y de sus derivados**. Hacia 2050, DNV proyectó que el país alcanzaría una capacidad de electrólisis de 35 GW y una producción anual de 3,5 Mt de hidrógeno renovable. Dicho esto, como se apunta en la sección 8, solo las necesidades derivadas de satisfacer la demanda regulada doméstica para el sector de la aviación y el transporte marítimo superarían con creces esa proyección.

1.2 Justificación. La apuesta por los derivados sintéticos en la aviación y el marítimo

En el **sector marítimo**, los principales combustibles sintéticos considerados son el e-amoníaco y el e-metanol. En su versión convencional, estos dos compuestos químicos ya forman parte de cadenas de valor globales (fertilizantes y petroquímicos) que ya se transportan en buques quimiqueros interoceánicos de manera recurrente.

- El **e-amoníaco (NH_3)** al estar compuesto por nitrógeno e hidrógeno, no requiere incorporar una fuente de carbono circular para su producción como sí precisa el metanol sintético. Desde el punto de vista energético, aunque un kilogramo de amoníaco contiene mucha

menos energía que un kilogramo de hidrógeno, el amoníaco permite almacenar un 50% más de energía en un tanque del mismo tamaño. Puede almacenarse como líquido a unos −33 °C a presión atmosférica o a temperatura ambiente bajo presión, condiciones significativamente menos extremas que las requeridas para almacenar hidrógeno líquido, que necesita temperaturas criogénicas cercanas a −253 °C. Desde el punto de vista logístico, el amoníaco cuenta además con una cadena de suministro global ya desarrollada para su producción, almacenamiento, transporte y comercio, principalmente vinculada a la industria de fertilizantes. No obstante, su toxicidad y capacidad corrosiva en ciertas condiciones, plantean desafíos operativos, ambientales y de seguridad para su uso como combustible. Además, su combustión puede emitir óxido nitroso (N_2O), así como óxidos de nitrógeno y amoníaco sin quemar, por lo que su beneficio climático depende del control de estas emisiones en los motores.

- El **e-metanol (CH_3OH)** está compuesto por carbono, hidrógeno y oxígeno. A diferencia del hidrógeno y del amoníaco, su producción sintética requiere, además de hidrógeno renovable, una fuente de carbono circular, procedente por ejemplo de fuentes biogénicas o de la captura directa de CO_2 del aire. Al igual que el amoníaco, el metanol presenta un contenido energético por unidad de masa muy inferior al del hidrógeno, pero ofrece una mayor densidad energética por unidad de volumen. Su principal ventaja logística es que permanece líquido a temperatura y presión ambiente, lo que simplifica significativamente su almacenamiento, transporte y manipulación frente al hidrógeno y permite aprovechar parte de la infraestructura existente para combustibles líquidos. Aunque su densidad energética sigue siendo inferior a la de los combustibles fósiles convencionales, estas características explican su creciente interés, especialmente en el transporte marítimo.

La evolución de la flota y de las tecnologías de propulsión como condicionante clave de la demanda

A diferencia de la aviación, en el transporte marítimo no basta con que haya combustible disponible. Los buques deben ser compatibles con él. **Con una vida útil de unos 25 años, los que se encarguen en la próxima década seguirán operando en 2050.**

Esa flota compatible es aún reducida, pero crece con rapidez. Según Clarksons (2026), antes de 2026 solo se habían entregado 92 buques de carga y pasaje capaces de usar metanol, y ninguno de amoniaco. La cartera mundial de pedidos suma 230 buques, más del doble de esa flota, y la mayoría se entregará antes de 2029: 185 de metanol y 45 de amoniaco. Los primeros en adoptar estos combustibles son los buques que ya los manejan como carga: quimiqueros en el caso del metanol (34 de los 92 entregados) y gaseros en el del amoniaco

(20 de los 45 pedidos). En los pedidos de metanol, sin embargo, el mayor segmento son los portacontenedores, que concentran en torno al 40 % del bunkering en España (sección 3.2).

Los pedidos están además muy concentrados. Seis grupos navieros, COSCO, Jiangxi Tongdu, CMB.Tech, Guohang Ocean, Hapag-Lloyd y Wideshine, acumulan casi la mitad (102 de los 230). La demanda en los puertos españoles dependerá, por tanto, de las decisiones de un número reducido de armadores, lo que también facilita cerrar acuerdos de suministro a largo plazo. El predominio del metanol, por ahora, contrasta con el peso del e-amoniaco en el escenario central de este informe (sección 3.2), que descansa sobre una flota que apenas empieza a construirse. Por último, casi todos estos buques **son de combustible dual,** lo que reduce el riesgo para los armadores, pero no garantiza que lleguen a usarlos.

La demanda en España dependerá, en cualquier caso, de la flota internacional. En 2025, según ANAVE, los buques de pabellón extranjero sumaron la mitad de las escalas y más del 80 % del arqueo bruto en los puertos de interés general, y las propias navieras españolas operan 118 de sus 202 buques bajo pabellón extranjero.

- En el sector de la **aviación**, el único derivado contemplado es el **queroseno sintético (eSAF)**, que puede ser utilizado directamente en los motores actuales mezclado con queroseno convencional, en una proporción máximo de hasta 50%.Este no es una molécula única, sino una mezcla de hidrocarburos líquidos diseñada para reproducir las propiedades del queroseno convencional Jet A-1. Su principal ventaja es que reproduce las características del combustible convencional. Preserva una alta densidad energética, es líquido a temperatura ambiente y compatible con la infraestructura aeroportuaria y las aeronaves existentes. Al igual que el metanol, su combustión sigue generando CO_2, por lo que, su beneficio climático depende de que la fuente de carbono empleada sea sostenible.

En las siguientes subsecciones se expone la justificación del uso de estos derivados en base a tres motivaciones distintas y complementarias.

1.2.1 Dependencia fósil y vulnerabilidad estructural actual

La UE importa el 97% del petróleo y sus derivados y el 85% del gas fósil que consume. Esta elevada dependencia energética es una vulnerabilidad estructural, agravada por la concentración de proveedores y rutas de suministro, la escasa capacidad de sustitución a corto plazo y la exposición a mercados sujetos a perturbaciones geopolíticas.

Respecto al gas natural fósil, la seguridad del suministro y los alineamientos geopolíticos han ganado peso recientemente frente a la eficiencia económica en un mercado internacional cada vez más fragmentado (Urbasos 2026). En el segundo trimestre de 2026, Estados Unidos aportó el 63% de las importaciones europeas de GNL, y Rusia todavía el 17%. A ello se suma la rápida

expansión del GNL como combustible marítimo, una fuente adicional de demanda y de exposición a los mercados del gas: en España, el suministro de GNL a buques superó los 8 TWh en 2025, más del cuádruple que dos años antes.

En el caso del petróleo, la vulnerabilidad es más compleja que la mera disponibilidad de crudo. El abastecimiento de productos derivados —como gasóleo y fuelóleo para el transporte marítimo y queroseno para la aviación— depende también de las características de los crudos disponibles, de la configuración y suficiencia de la capacidad de refino y del equilibrio internacional entre oferta y demanda de productos refinados. La crisis energética desencadenada por el conflicto en Oriente Medio a finales de febrero de 2026 ilustra bien estas vulnerabilidades. El conflicto ha provocado la mayor interrupción de suministro de la historia del mercado mundial del petróleo. En condiciones normales, por el estrecho de Ormuz transitan unos 20 millones de barriles diarios de crudo y productos petrolíferos, alrededor del 20% del consumo mundial.

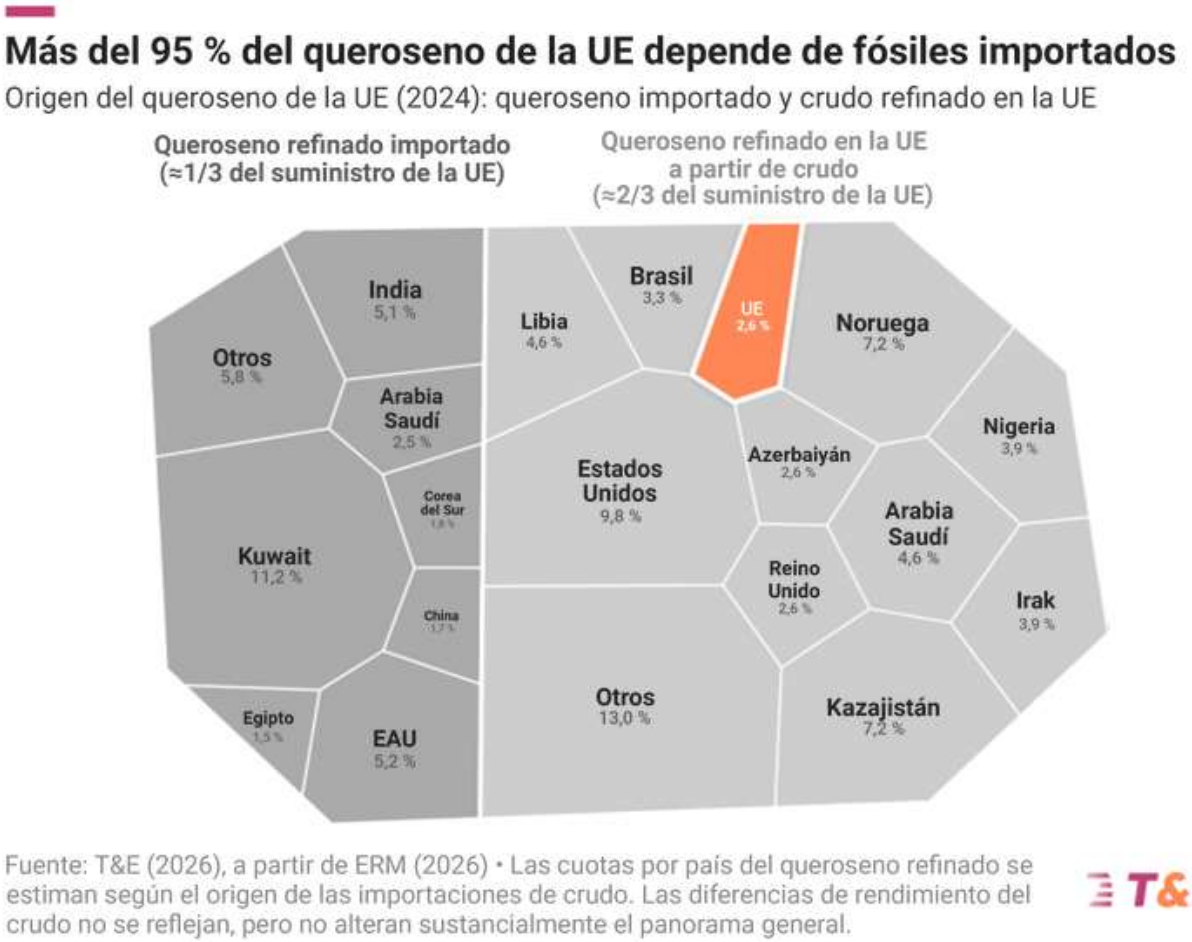
Hasta ahora, la UE ha amortiguado gran parte del impacto con la liberación de reservas estratégicas y la diversificación de los suministros. Estados Unidos se ha consolidado como su principal proveedor de petróleo, con una cuota del 18% en el primer trimestre de 2026. Además, la caída de alrededor del 40% de las importaciones chinas de crudo entre febrero y mayo, unos 4,6 millones de barriles diarios menos, liberó volúmenes para el mercado internacional y contuvo en parte la tensión sobre la oferta. No obstante, estos mecanismos de amortiguación tienen límites cada vez más claros. Según la AIE, en junio de 2026 las reservas públicas de la OCDE habían caído en 163 millones de barriles desde el inicio del conflicto, hasta su nivel más bajo desde diciembre de 1990. Aunque los flujos de crudo se han recuperado parcialmente, las exportaciones de productos refinados siguen muy restringidas, una situación que agravan los ataques a refinerías rusas.

Dependencia y costes asociados para el sector aéreo

En el sector de la aviación, estimamos que más del 95% del combustible consumido en la UE depende, directa o indirectamente, de importaciones de crudo o queroseno. Además, alrededor del 30 % del suministro está vinculado a flujos que transitan por el estrecho de Ormuz. En 2025, España importó un volumen de queroseno equivalente al 30% de su consumo. El resto lo cubrieron sus propias refinerías, que en conjunto produjeron más queroseno del que se consumió en el país, ya que parte de su producción se exporta. El 89% del queroseno importado llegó de fuera de Europa, y casi la mitad (46%), de Oriente Medio.

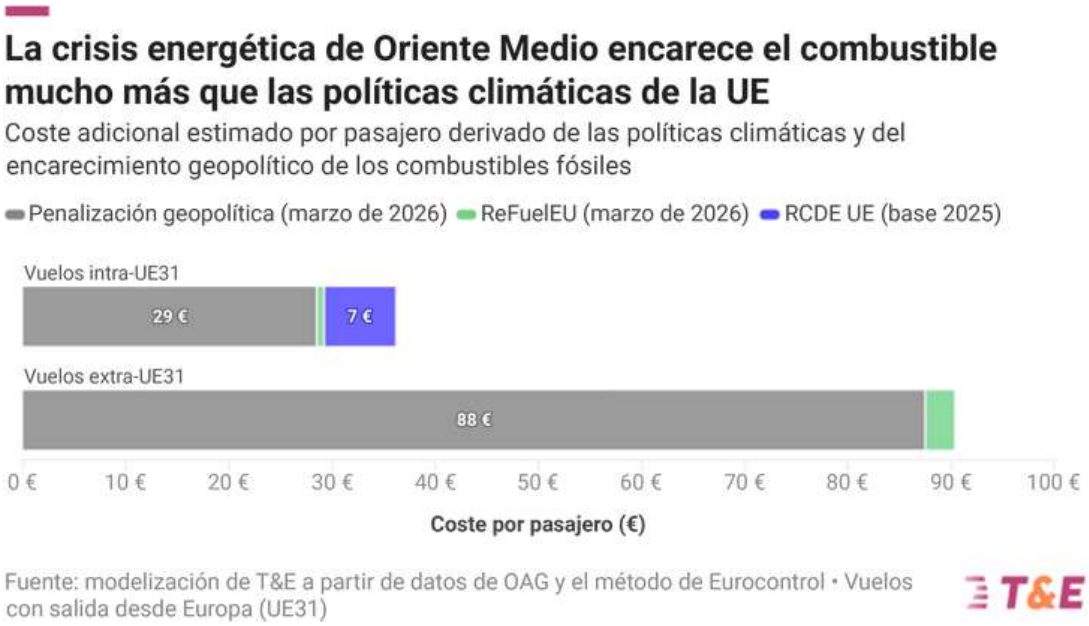
Esta capacidad de autoabastecimiento es posible gracias a la flexibilidad del sistema de refino español, capaz de procesar crudos de orígenes muy distintos y de ajustar su producción para amortiguar interrupciones en el suministro de productos refinados como el queroseno. Sin embargo, esta ventaja no elimina la dependencia exterior. España importa prácticamente todo el

crudo que refina y, por tanto, sigue expuesta al precio internacional del petróleo, con independencia de su origen.



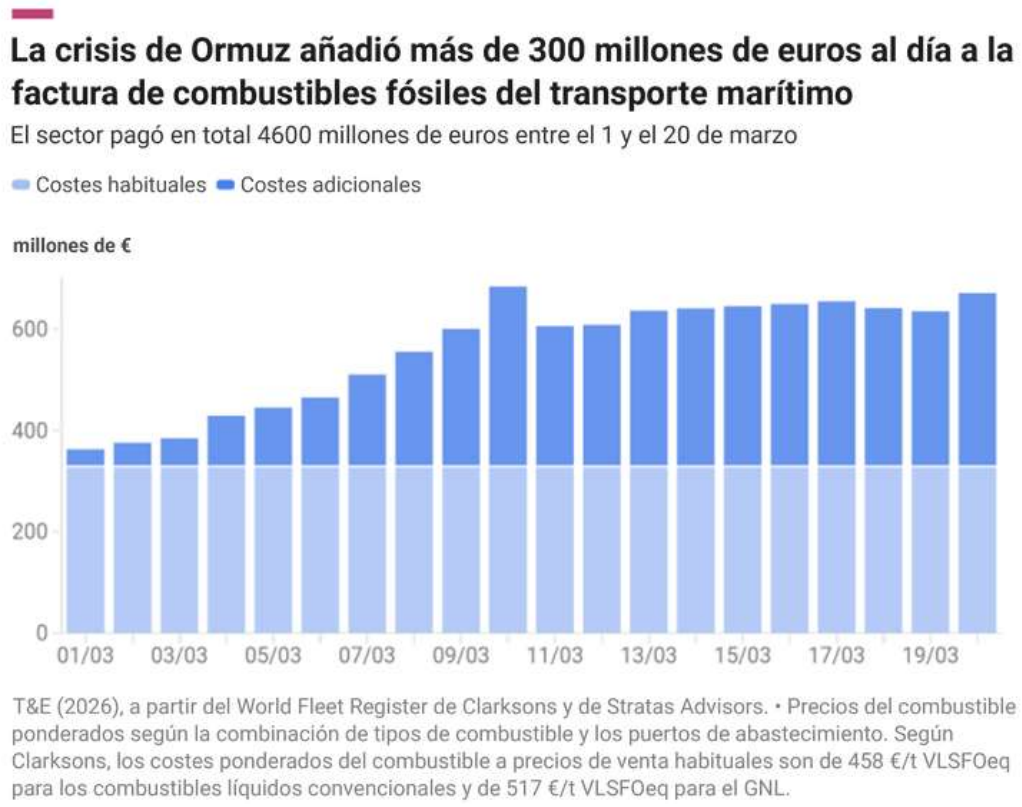
El encarecimiento del queroseno de aviación en Europa también presiona los costes del sector aéreo español. En el noroeste europeo, una de las principales referencias del Jet A-1, la cotización media pasó de 657 €/t en febrero de 2026 a 1.332 €/t en marzo (+103%). Tras moderarse en los meses siguientes, los precios volvieron a subir hasta alcanzar los 1.419 €/t el 1 de octubre (un +116% por encima del nivel de febrero). Esta evolución refleja una alta volatilidad, pero con una tendencia general al alza, que mantiene la presión sobre los costes de combustible de las aerolíneas.

En este sentido, según nuestras estimaciones, el sobrecoste asociado a la prima geopolítica del incremento de precios de queroseno (en marzo de 2026) fue, para vuelos intraeuropeos, de 29 €/pasajero, frente a apenas un coste de 0,7 €/pasajero en razón de ReFuelEU y de 7 €/pasajero por concepto del pago de las emisiones de carbono. En vuelos de largo radio extraeuropeos la diferencia es aún mayor. La prima fósil asciende a 88 €/pasajero, mientras que el mandato de SAF añade alrededor de 3 €/pasajero. En resumen, **el principal factor de exposición económica para la aviación a corto plazo no es el coste inicial de la transición, sino la continuidad de una cadena de suministro basada en queroseno fósil** importado y en su producción doméstica a partir de crudo importado.



Dependencia y costes asociados para el sector marítimo

El 99 % del combustible consumido por los buques (sujetos al sistema europeo de seguimiento de emisiones) se corresponde a fuelóleos (71%), gasóleo (26%) y GNL (1%) de origen fósil. Durante los primeros 20 días del conflicto entre Estados Unidos, Israel e Irán y el consiguiente bloqueo del estrecho de Ormuz, los precios del fuelóleo marítimo aumentaron un 65 %, mientras que los del gas natural licuado (GNL) utilizado como combustible marítimo se incrementaron un 72%.



Según nuestras estimaciones, esto supuso alrededor de 4.600 millones de euros en costes adicionales para las navieras entre el 1 y el 20 de marzo de 2026, con sobrecostes diarios que llegaron a superar los 300 millones de euros durante este intervalo de días.

El encarecimiento de los combustibles fósiles durante marzo de 2026 redujo significativamente la brecha de costes frente a las alternativas sintéticas. Durante este mes, los precios del gasóleo marino (MGO) y del fueloil con muy bajo contenido en azufre (VLSFO) aumentaron significativamente en Róterdam, Fujairah, Houston y Singapur; cuatro de los principales puertos de abastecimiento mundial. Esta escalada acercó de manera marcada los precios de ambos combustibles fósiles al coste estimado de producción del e-amoníaco (2.000 €/tep) y el e-metanol (2.600 €/tep).



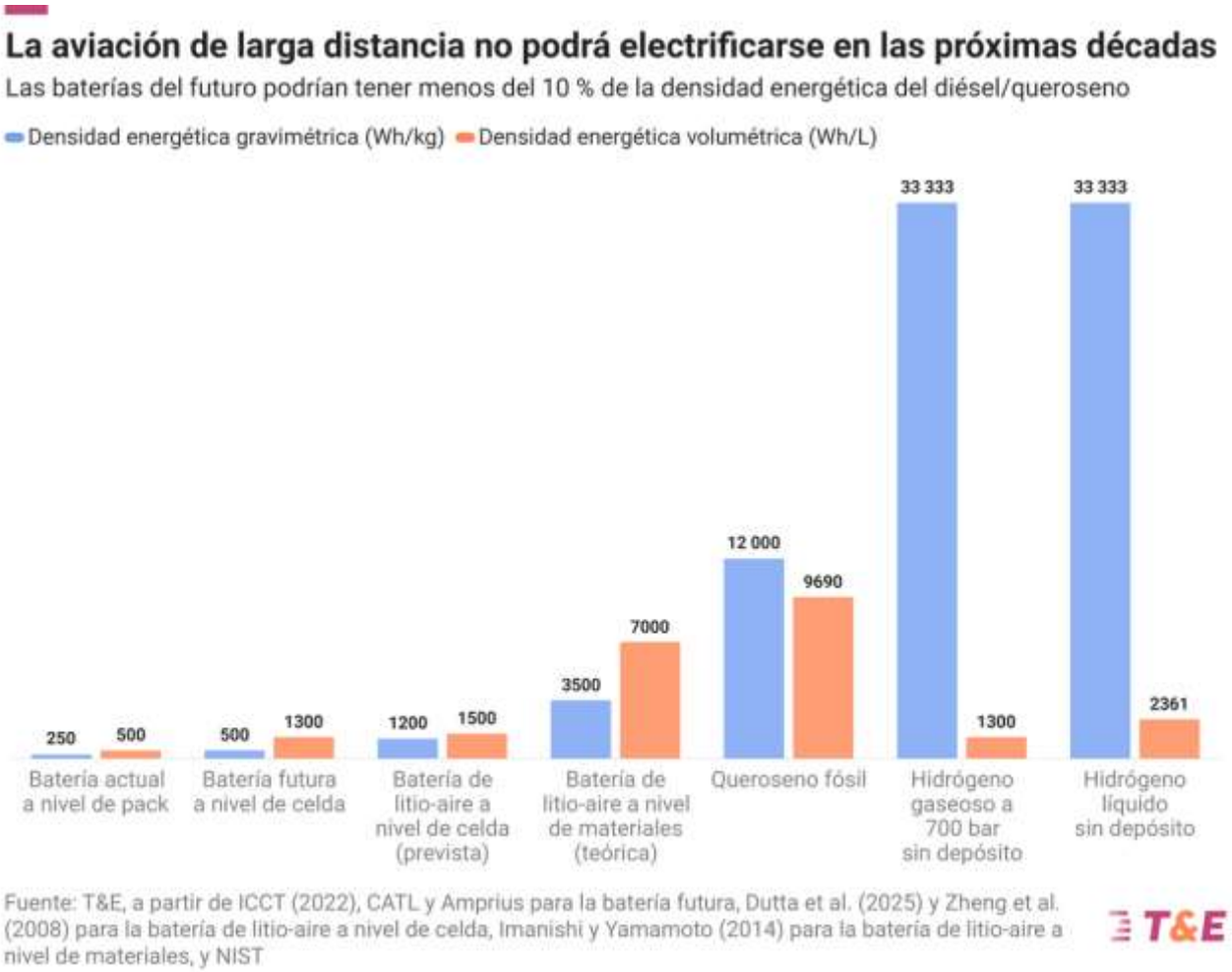
T&E (2026), a partir del World Fleet Register de Clarksons y de DNV. • Los precios del gasóleo marino (MGO) y del fuelóleo de muy bajo contenido en azufre (VLSFO) incluyen los costes derivados del RCDE UE a 85 €/t CO2eq (viajes intra-UE). Costes de producción de combustibles sintéticos previstos para 2025 según DNV (2023). Precio del combustible en € por tonelada equivalente de petróleo (tep).

Si bien los precios fluctuaron a la baja durante los meses posteriores, los precios han retornado a niveles cercanos a los del inicio del conflicto. La primera semana de octubre, el gasóleo marino (MGO) en Róterdam registró un precio medio de 1.215 euros por tonelada, frente a los 613 euros registrados el 27 de febrero (+98%) de 2026. Por su parte, el fuelóleo de muy bajo contenido en azufre (VLSFO) se situó en una media de 615 euros por tonelada, frente a los 475 euros anteriores al conflicto (+29 %). **La persistencia de estos precios elevados ilustra la exposición del sector marítimo a la volatilidad de los combustibles fósiles y refuerza el interés económico potencial de las alternativas sintéticas a largo plazo**.

1.2.2 Los límites a la electrificación directa

La electrificación directa debe constituir la opción prioritaria de descarbonización siempre que resulte técnica y operativamente viable, al ser la alternativa más eficiente desde el punto de vista energético, y en términos generales, más económica. No obstante, cuando se requieren prestaciones energéticas concretas —alta densidad energética y gran autonomía— la electrificación mediante baterías presenta limitaciones estructurales.

Esta limitación es especialmente relevante en la aviación. Aunque las baterías pueden alcanzar eficiencias muy superiores en el uso final de la energía, su densidad energética gravimétrica sigue siendo muy inferior a la de los combustibles líquidos. Una batería avanzada de 500 Wh/kg equivale aproximadamente a 1,8 MJ/kg, mientras que el queroseno de aviación se sitúa en torno a 43 MJ/kg y unos 35 MJ/l. Esta diferencia condiciona directamente el peso de la aeronave, la carga útil y la autonomía disponible; además, a diferencia del combustible líquido, la masa de la batería no disminuye durante el vuelo. Como muestra ICCT (2022), **incluso con baterías avanzadas de 500 Wh/kg, una aeronave regional de 90 plazas podría estar limitada a misiones de alrededor de 280 km.**



Con tecnología de baterías próxima a la actual, de unos 250 Wh/kg, el potencial se limitaría a aeronaves más pequeñas y trayectos del orden de 140 km para apenas 9 pasajeros. Por tanto, la electrificación directa puede desempeñar un papel en nichos de corto alcance, baja capacidad o aviación regional muy específica, pero no constituye, con las tecnologías previsibles actualmente, una solución generalizable para la aviación comercial de media y larga distancia. Incluso una batería de litio-aire de 1.200 Wh/kg limitaría la autonomía a menos de 1.000 km.

En el transporte marítimo, la situación es más heterogénea. La masa tiene menor relevancia que en la aviación, lo que permite instalar baterías de gran tamaño, aunque a costa de espacio y capacidad de carga, ya que tanques y baterías compiten directamente con el espacio disponible para la carga.

Por ello, determinados segmentos del transporte marítimo presentan un potencial significativo de electrificación directa. Es el caso de los ferris, los buques de servicio y algunos buques *feeder* (de enlace y distribución), que operan en rutas de corta y media distancia con escalas regulares y predecibles. Según nuestras estimaciones, hasta el 59% de los 91 ferris identificados que operan en aguas españolas podría funcionar íntegramente con electricidad de forma competitiva en costes de aquí a 2035, teniendo en cuenta sus rutas más representativas y sus operaciones actuales. Si se incluyen las configuraciones híbridas, este potencial ascendería al 78%.

1.2.3 Biocombustibles ¿suficientes y sostenibles?

La Directiva (UE) 2023/2413 (DER III) refuerza el marco europeo de energías renovables en el transporte. Para 2030, los Estados miembros deben alcanzar una cuota mínima del 29 % de energía renovable o una reducción del 14,5 % de la intensidad de emisiones de GEI. Además, los biocarburantes avanzados y el biogás producidos a partir de materias primas del Anexo IX, parte A, junto con los RFNBO, deben representar al menos el 5,5 % de la energía suministrada al transporte. En España, el Real Decreto 611/2026 transpone este marco y establece desde 2027 un tratamiento diferenciado según la materia prima. Para carretera, fija un subobjetivo de biocarburantes y biogás avanzados del 4 % en 2027, 5,5 % en 2030 y 11 % en 2040, calculado sin aplicar doble cómputo.

Las principales categorías regulatorias previstas en el RD 611/2026 son:

- Anexo I, parte A: materias primas para biocarburantes y biogás avanzados, que contribuyen al subobjetivo específico de avanzados.
- Anexo I, parte B: incluye, entre otros, UCO y grasas animales de categorías 1 y 2. No contribuyen al subobjetivo de avanzados y su aportación está limitada, con carácter general, al 1,7 %. El RD 611/2026 exime de este límite a los proveedores de combustible de aviación cuando cumplen los objetivos de ReFuelEU.

- Cultivos con alto riesgo de ILUC: tienen el tratamiento más restrictivo y en España su porcentaje máximo computable es actualmente del 0 %, salvo las excepciones previstas para materias certificadas como de bajo riesgo de ILUC.
- Cultivos alimentarios y forrajeros: su contribución seguirá limitada y no podrá superar el 7 % de la energía suministrada al transporte.

El (escaso) potencial real de los biocombustibles de origen nacional

En un trabajo encargado por T&E a IIT Comillas (pendiente de publicación) se estimó el potencial teórico seguido del potencial corregido (realmente accesible y disponible) de las materias primas orgánicas en España, según la clasificación de certificados de la Orden TED/728/2024.

El resultado es que la disponibilidad doméstica sostenible es limitada. El 92% se concentra en estiércol animal, restos forestales, otras materias lignocelulósicas y paja agrícola. Las materias con certificados de tipo CTB, como el aceite de cocina usado (UCO) y las grasas animales de categorías 1 y 2, solo aportan 0,24 Mt al año, de las que apenas 0,14 Mt son UCO. **Incluso maximizando su aprovechamiento para combustibles de aviación o de transporte marítimo, los recursos nacionales serían previsiblemente insuficientes para cumplir ReFuelEU Aviation y FuelEU Maritime.**

Riesgo de fraude y presión regulatoria

El riesgo de fraude no se distribuye por igual entre materias primas. Se concentra donde coinciden un certificado de alto valor regulatorio, un origen residual difícil de verificar y una cadena de suministro internacional con múltiples intermediarios. En esos casos, el incentivo para declarar una materia prima como residuo sostenible es alto, y la capacidad de comprobar su origen real, limitada.

- El caso del **aceite de cocina usado (UCO) importado presenta uno de los mayores riesgos de fraude directo.** En 2025, según MITECO (SICBIOS), el único SAF producido en España fue HEFA a partir de UCO. El 84% de ese UCO procedió de Asia, sobre todo de China, Indonesia y Malasia, y solo el 8% se recogió en España. Además, apenas el 23% del HEFA se produjo en España; el resto se importó de China, Singapur, Países Bajos y EE. UU. El riesgo, por tanto, no se limita al origen del UCO, sino que afecta a la trazabilidad de toda la cadena UCO → HEFA → suministro aeroportuario.

Con una estructura de suministro similar a la de 2024 y las cuotas crecientes de ReFuelEU, la demanda de UCO para HEFA podría alcanzar varios millones de toneladas anuales a partir de 2040, a pesar de disponer de un potencial doméstico de UCO de apenas 140 kt/año. Por otro lado, esta dependencia estructural de materias como el aceite de cocina usado reproduce las vulnerabilidades de la importación de queroseno. El precio del biocombustible está indexado al queroseno fósil, como ocurre también en el transporte por carretera, provocando que no pueda constituir una alternativa económica viable frente a los combustibles fósiles.

- Los **derivados de palma y las materias primas asociadas a alto riesgo ILUC deben tratarse también como un foco crítico de tipo indirecto**. Su certificación no implica fraude documental, pero incentiva la cadena de valor del aceite de palma en su conjunto.

Por un lado, la Orden TED/728/2024 clasifica como CTCI las materias de alto riesgo ILUC (aceite de palma, aceite de hueso de palma, FFBs y PFAD). Su contribución al objetivo nacional baja al 1,5% en 2024 y al 0% entre 2025 y 2030, de modo que desde 2025 quedan, en la práctica, fuera del cómputo regulatorio español.

Por otro lado, otros flujos de la misma cadena, como POME y EFB, pueden figurar como residuos o subproductos avanzados, aunque siguen vinculados a la deforestación y la expansión de cultivos. Al cerrarse la vía de las materias CTCI, la presión del mercado puede desplazarse hacia ellos. El riesgo no es tanto que el residuo sea falso, sino que una categoría formalmente admisible dé continuidad a una cadena productiva ambientalmente problemática.

En 2023, las materias primas ligadas a la palma representaron el 78% del HVO certificable declarado en España: FFBs 52%, POME 21%, PFAD 5%, EFB 1% y aceite de palma en proporción residual. Es decir, antes de la exclusión de las materias CTCI, más de la mitad del HVO procedía de materias de alto riesgo ILUC, y una parte relevante, de residuos o subproductos de la misma cadena.

1.2.4 Gas fósil como falsa alternativa de transición

El GNL se utilizó inicialmente en los buques metaneros, que aprovechaban como combustible el gas evaporado de la carga (*boil-off gas*). Posteriormente se extendió a otros tipos de buque por sus ventajas en cuanto a la contaminación atmosférica, ya que se pueden reducir hasta un 90% los óxidos de azufre y las partículas, y hasta un 80 % los óxidos de nitrógeno. **Sin embargo, estas mejoras en la calidad del aire no se traducen en beneficios climáticos significativos al considerarse su ciclo de vida al completo**.

A las emisiones asociadas a la extracción, el procesamiento, la licuefacción y el transporte se suman las fugas de metano a lo largo de la cadena de suministro y las emisiones de metano no quemado procedentes de los motores (*methane slip*). El ICCT (2020) estimó que la reducción máxima de las emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo del ciclo de vida sería de apenas un 15 % respecto al gasóleo marino, y únicamente utilizando motores de alta presión con bajas emisiones de metano. Sin embargo, los factores de emisión por defecto establecidos en el Reglamento FuelEU Maritime pueden subestimar las emisiones reales de los motores de cuatro tiempos y baja presión. El proyecto FUMES (2024) obtuvo 22 mediciones de 18 buques equipados exclusivamente con motores de cuatro tiempos, de baja presión y de combustible dual. La proporción media de metano liberado sin quemar fue del 6,4 % del metano consumido, frente al 3,1 % asumido por FuelEU Maritime para esta tecnología. Asimismo, estimamos que los valores por defecto de FuelEU Maritime pueden subestimar las emisiones previas al uso del GNL

(*well-to-tank,* WTT), incluidas las fugas de metano, identificando una intensidad media de 24 g CO_2e/MJ para el GNL importado por la UE, frente a los 18 g CO_2e/MJ reglamentarios.

¿Por qué las emisiones de metano no quemado (*methane slip*) en los motores de los buques importan tanto?

El metano no quemado o *methane slip* hace referencia al metano que atraviesa la cámara de combustión del motor de un buque sin quemarse y sale al exterior a través de los gases de escape. Este fenómeno no debe confundirse con las fugas de metano, que consisten en escapes accidentales o estructurales de gas desde equipos o componentes de los sistemas de combustible. Aunque este metano sin quemar represente una fracción pequeña del combustible utilizado, puede tener un impacto climático elevado, dado que el metano es un gas de efecto invernadero mucho más potente que el CO_2.

Una tonelada de metano fósil tiene un potencial de calentamiento global (impacto climático acumulativo) aproximadamente 80 veces mayor que una tonelada de CO_2 en un horizonte de 20 años, y alrededor de 30 veces mayor en un horizonte de 100 años. Aunque el metano permanece en la atmósfera durante mucho menos tiempo que el CO_2 —su vida atmosférica media es de unos 12 años—, su elevada capacidad de retener calor hace que sus emisiones tengan un efecto especialmente intenso a corto plazo. Por ello, incluso niveles relativamente bajos de metano no quemado pueden mermar las ventajas climáticas del GNL frente a los combustibles marinos convencionales.

- El **bio-GNL tampoco constituye una solución escalable**. Su producción sostenible depende de cantidades limitadas de residuos y subproductos, y su utilización en el transporte marítimo compite por este recurso con otros usos. Esta limitación persiste incluso cuando se recurre a la denominada licuefacción virtual, mediante la cual el biometano se inyecta en la red de gas y sus atributos de sostenibilidad se asignan, mediante balance de masas, al GNL suministrado en una terminal, sin necesidad de licuar físicamente esas mismas moléculas. Por ello, ampliar su producción, aun con un origen sostenible, no anularía el riesgo de metano no quemado en los motores.
- El **e-GNL** puede reducir las emisiones asociadas al origen del combustible, a partir de electricidad renovable adicional, y una fuente sostenible de CO_2. Sin embargo, químicamente, al tratarse de la misma molécula de metano, de nuevo, no elimina el riesgo de metano sin quemar en los motores. Por tanto, **la posible disponibilidad futura de bio-GNL o e-GNL no debe utilizarse para justificar ayudas** a nuevos motores, tanques criogénicos, terminales o contratos de suministro de GNL.

Sección 2

Marco regulatorio europeo

La Unión Europea ha desarrollado un marco específico para impulsar el hidrógeno renovable y sus derivados mediante objetivos de producción, criterios RFNBO y obligaciones sectoriales. Aunque REPowerEU fijó para 2030 una producción de 10 Mt anuales y otras 10 Mt de importaciones, el mercado continúa muy por debajo de esta escala. En España, el PNIEC 2024 elevó el objetivo de electrólisis hasta 12 GW, pero el RD 611/2026 orienta la principal señal de demanda hacia el uso del RFNBO en aplicaciones industriales ya existentes. Se introduce un subobjetivo para el transporte por carretera, del 2,5 % en 2030 que puede cumplirse con RFNBO consumidos en industria, refino y, dentro de ciertos límites, transporte marítimo. Frente a ello, ReFuelEU Aviation establece una subcuota específica y creciente para combustibles sintéticos, mientras que España no fija una cuota nacional adicional para aviación ni una específica de RFNBO en el ámbito marítimo. En conjunto, existe una brecha entre la ambición de despliegue prevista y las señales de demanda efectivamente establecidas.

2.1 Hoja de Ruta del Hidrógeno en Europa y en España

En septiembre de 2018, tras la firma en Linz (Austria) de la declaración de la Hydrogen Initiative, promovida por la Presidencia austriaca del Consejo de la Unión Europea el hidrógeno renovable fue reconocido por primera vez como un vector energético de la Unión. Posteriormente, este nuevo papel quedó plasmado en el informe Hydrogen Roadmap Europe: A Sustainable Pathway for the European Energy Transition (2019), en el que el hidrógeno se concibió como un vector clave para descarbonizar los usos finales más difíciles de electrificar, cuantificando su despliegue en una capacidad de electrólisis de entre 15 y 40 GW para 2030.

Un año después, la Comisión Europea publicó la comunicación A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe (COM(2020) 301 final), aludiendo al hidrógeno renovable como un vector estratégico para alcanzar la neutralidad climática de la Unión. Para la primera etapa, entre 2020 y 2024, la Comisión apostó por la instalación de al menos 6 GW de electrolizadores renovables en la UE y la producción de hasta 1 Mt de hidrógeno renovable, centrando su uso en aplicaciones industriales ya existentes. En una segunda fase, entre 2025 y 2030, el objetivo ascendía a, al menos, 40 GW de capacidad y 10 Mt producidas.

En el mismo año 2020 España anunció su Hoja de Ruta del Hidrógeno, como parte del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) y del entonces Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética. El Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO), apostó entonces por un objetivo de instalación de al menos 4 GW de potencia de electrólisis para 2030, y abogaba por la colocalización entre producción y consumo, con el fin de minimizar los costes derivados del transporte y el almacenamiento. Este consumo se veía como palanca de descarbonización industrial y tenía como destinatarios a la industria refinera y química, el transporte por carretera, o el apoyo al sistema eléctrico, entre otros. La demanda por parte del sector marítimo y la aviación, en forma de derivados sintéticos, pasó entonces desapercibida sin contar apenas desarrollo específico.

El Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, incluyó en 2021 un componente específico para el hidrógeno renovable (componente 9), dotado con unos 1.555 millones de euros, que la adenda de 2023, ya en el contexto de REPowerEU, reforzó con otros 1.600 millones (ver sección 7.2.2). A su vez, el PNIEC actualizado (2024) elevó el objetivo de potencia de electrólisis hasta los 12 GW, triplicando la cantidad inicial, e introdujo la medida 4.12, consistente en la creación del Corredor Ibérico del Hidrógeno (H2Med). En esta ocasión omitió recomendar la colocalización física de oferta y demanda, y el Real Decreto-ley 8/2023 otorgó al operador de la infraestructura gasista el papel de gestor provisional de la Red Troncal de Hidrógeno.

En cuanto a los usos finales, para transporte se fijó una cuota del 11,61 % de RFNBO en 2030, afectada por multiplicadores en base a las reglas de contabilización de la DER III. En industria, se marcó un objetivo del 74%, referente a la proporción de RFNBO sobre el hidrógeno utilizado en el sector, y no sobre su consumo energético total. En la medida 1.13, relativa a la descarbonización del transporte marítimo, se atribuye a MITRAMS, Puertos del Estado y MITECO la responsabilidad de impulsar, entre otras actuaciones, "el desarrollo de tecnologías en fase incipiente como los combustibles renovables basados en el hidrógeno". En la medida 1.14, sobre descarbonización del transporte aéreo, se atribuye a MITECO y MITRAMS la implementación de medidas vinculadas al hidrógeno renovable, entre ellas el impulso de plantas de producción de queroseno sintético a partir de hidrógeno renovable.

2.2 Fit for 55 y RepowerEU

El paquete Fit for 55, presentado por la Comisión en julio de 2021, constituye el núcleo legislativo destinado a hacer operativo el objetivo climático europeo de reducir en al menos un 55 % las emisiones netas en 2030 respecto de 1990. En materia de combustibles renovables, constituye la herramienta que apunta a la integración del hidrógeno renovable y sus derivados en la descarbonización sectorial a través de ReFuelEU Aviation y FuelEU Maritime, dejando atrás su consideración como vector meramente experimental.

Sobre esa base, REPowerEU, presentado en mayo de 2022 tras el comienzo de la crisis energética provocada por la invasión rusa de Ucrania, elevó de forma decisiva la ambición política, industrial y estratégica del despliegue del hidrógeno renovable en la Unión. Se fijó para 2030 un objetivo de producción de 10 Mt anuales de hidrógeno renovable en la UE, a las que se añadieron la importación de otros 10 Mt anuales.

¿Cuál es el estado actual del mercado del hidrógeno verde en Europa?

Conforme a datos de BloombergNEF (mayo, 2026), al cierre de 2025 la UE contaba con unas 102.800 t/anuales de capacidad operativa de producción de hidrógeno limpio. La producción europea de hidrógeno limpio podría situarse en torno a 1,1 Mt/anuales en 2030, lo que confirma que el desarrollo efectivo seguirá siendo muy inferior a la escala de la cartera anunciada, y al objetivo de 10 Mt/anuales anunciado en RepowerEU. Según ACER, en octubre de 2025 había unos 0,4 GW operativos y 1,8 GW en construcción, frente a una cartera acumulada hasta 2030 de 61,5 GW, de los cuales aproximadamente 49,4 GW seguían en planificación temprana o simplemente anunciados.

En conjunto, la UE atraviesa una fase de consolidación industrial selectiva. Son todavía escasos los proyectos integrados y de gran escala que han entrado en construcción o comenzado a operar, aunque coexisten con una cartera amplia de proyectos de menor escala, piloto y demostrativos. La mayor parte de la capacidad anunciada a gran escala permanece en fases tempranas de desarrollo o pendiente de una decisión final de inversión, condicionada principalmente por la escasez de contratos de compra firmes y a largo plazo y por unos costes de producción todavía elevados.

2.3 Directiva de Energías Renovables III

La tercera revisión de la Directiva de Energías Renovables, plasmada en la Directiva (UE) 2023/2413 (DER III), traduce la orientación estratégica previa en obligaciones regulatorias concretas. En particular, en el sector del transporte, la DER III exige a los Estados miembros una contribución combinada mínima del 5,5 % en 2030 procedente de RFNBO y biocarburantes avanzados, de la cual al menos un punto porcentual debe proceder de RFNBO. Estas obligaciones se establecen a nivel de los Estados miembros, que posteriormente las trasladan a los proveedores de combustible mediante esquemas nacionales que pueden diferir significativamente. En España, el Real Decreto 611/2026 establece obligaciones específicas para los sujetos obligados.

2.3.1 Transposición de la Directiva de Energías Renovables III en España

El Real Decreto 611/2026, transpone parte de la DER III en materia de combustibles renovables y reducción de emisiones en el transporte. Frente al borrador de enero de 2026, eleva el subobjetivo de RFNBO para carretera hasta el 11 % de la energía suministrada en 2040, en contenido energético y sin multiplicadores. La senda parte del 0,2 % en 2027, alcanza el 2,5 % en 2030 y el 6 % en 2035, hasta llegar progresivamente al 11 % en 2040.

Sin embargo, **su arquitectura de cumplimiento abre el subobjetivo regulatorio del consumo físico de RFNBO en vehículos de carretera a otros sectores, incluyendo RFNBOs** —producidos en la UE y vendidos o consumidos en España en la industria—, **como producto intermedio en la fabricación de combustibles convencionales o biocarburantes y, dentro de ciertos límites, en navegación marítima**. Esto permite a los suministradores de combustibles, principalmente refinerías petroleras, contabilizar RFNBO utilizado en sus propios procesos de producción de derivados petrolíferos para este subobjetivo. El sistema conserva asimismo una flexibilidad temporal entre el cumplimiento mediante RFNBO y mediante otros combustibles computables entre 2028-2032. Esta flexibilidad se complementa con la figura de los sujetos habilitados. Los productores de RFNBO pueden solicitar certificados por el combustible renovable vendido o consumido en la industria y, adicionalmente, por el suministrado al transporte cuando se utiliza como producto final. Esos certificados pueden ser adquiridos por los sujetos obligados y utilizados para acreditar el cumplimiento de objetivos.

En cabotaje, el Real Decreto fija una reducción de emisiones del 33 % en 2040 y un subobjetivo de combustibles renovables del 20 % de la energía suministrada. Es un objetivo tecnológicamente neutral, por lo que puede cubrirse con biocarburantes, biogás o biometano y RFNBO. **No existe un subobjetivo marítimo específico de RFNBO ni se incorpora como cuota nacional independiente el 1,2 % de RFNBO a partir de 2030 previsto en la DER III para los Estados miembros con puertos marítimos bajo la formulación "procurarán garantizar".**

Por su parte, la propuesta de Orden Ministerial sobre el sistema de certificación (SICCRE) que sustituirá a SICBIOS, aún no aprobada definitivamente, prevé pagos compensatorios por incumplimiento. Para el subobjetivo RFNBO de carretera fija importes cercanos a 4.200 €/tep, muy superiores a los de otros objetivos, e introduce recargos por bajo cumplimiento. Además, el pago compensatorio solo computará como cumplimiento si se ha alcanzado al menos el 60 % de los certificados exigidos.

El refino como mercado inicial para los RFNBO: potencial limitado de reducción de emisiones

Ante la ausencia de un subobjetivo específico y vinculante de RFNBO para el transporte marítimo, y dado que el hidrógeno renovable utilizado como producto intermedio en el refino

puede contribuir al cumplimiento de los objetivos, el Real Decreto puede canalizar una parte relevante de la demanda hacia usos industriales ya existentes. Esto podría impulsar el despliegue inicial de la electrólisis y crear un mercado para el hidrógeno renovable, pero no garantiza su suministro al sector marítimo.

Además, el potencial de reducción de emisiones de esta sustitución es limitado en relación con la huella climática total de los combustibles. Tomando como referencia las emisiones de refino estimadas por Elgowainy et al. (2014) y el cálculo indicativo de Concawe, según el cual la producción de hidrógeno representa el 19 % de las emisiones de una refinería, **la sustitución del hidrógeno fósil por renovable permitiría reducir**, como máximo y bajo estos supuestos, **entre un 0,5–1,6% de las emisiones del ciclo de vida de la gasolina, el gasóleo y el queroseno.**

2.3.2 Requisitos de los RFNBOs

El marco para que los combustibles sintéticos se consideren combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO) se basa en dos reglamentos delegados. El Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 establece cuándo la electricidad usada para producir hidrógeno y sus derivados puede considerarse renovable, y el 2023/1185 fija la metodología para calcular su ahorro de emisiones.

Con carácter general, si la electricidad procede de la red, el productor debe demostrar que su consumo está respaldado por una cantidad equivalente de electricidad renovable y que se cumplen los criterios de adicionalidad y de correlación temporal y geográfica. El objetivo es que la producción de RFNBO impulse nueva capacidad renovable y que la electricidad se genere en la misma zona y en el mismo periodo en que se consume. No obstante, estos requisitos se flexibilizan en los siguientes casos:

- La **electricidad de red puede considerarse renovable cuando la cuota renovable de la zona de oferta supera el 90 %**, umbral todavía lejano para el sistema peninsular español. A medida que se descarbonice el sistema eléctrico los criterios serán cada vez menos restrictivos para los promotores de proyectos;
- **cuando la intensidad de emisiones de la red es inferior a 18 gCO_2eq/MJ**, siempre que exista un contrato de compra de electricidad renovable y se respeten las correlaciones temporal y geográfica;
- **cuando la electricidad se consuma en un periodo en el que el operador del sistema haya tenido que reducir la producción de instalaciones renovables (redespacho a la baja),** y el productor pueda demostrar que su consumo redujo esa necesidad en una cantidad equivalente.

Además, estos requisitos se aplican de forma gradual. Hasta finales de 2029 basta con una correlación temporal mensual, que pasa a ser horaria desde 2030, y las instalaciones que entren en funcionamiento antes de 2028 quedan exentas del requisito de adicionalidad hasta 2036. Esto favorece a los proyectos que alcancen la decisión final de inversión en 2026–2027, pero implica que, a partir de 2030, mantener muchas horas de operación con electricidad de red exigirá contratos renovables con perfiles muy ajustados al consumo.

Por su parte, el Reglamento 2023/1185 regula el cálculo de las emisiones en todo el ciclo de vida del combustible, desde las materias primas y la electricidad hasta la transformación, el transporte, la distribución y el uso final. Para ser reconocido como RFNBO, el combustible debe reducir sus emisiones al menos un 70% respecto del valor fósil de referencia (94 gCO_2eq/MJ), es decir, no superar los 28,2 gCO_2eq/MJ. El reglamento también limita el origen del CO_2 utilizado. El CO_2 fósil capturado en la generación de electricidad solo puede contabilizarse hasta 2036, y el procedente de otras actividades industriales sujetas al EU ETS, como el cemento, el acero, la química o el refino, hasta 2041. A partir de entonces, solo serán elegibles otras fuentes, principalmente la captura directa del aire y determinadas fuentes biogénicas.

Reglas RFNBO: una garantía climática, no el principal freno a los combustibles sintéticos

En mayo de 2026, la Comisión Europea anunció una revisión anticipada del Reglamento Delegado (UE) 2023/1184, que define las condiciones bajo las cuales el hidrógeno renovable y los combustibles sintéticos pueden considerarse RFNBO en la Unión Europea, dos años antes de la revisión prevista para mediados de 2028.

La evidencia disponible no identificó los requisitos de adicionalidad y correlación temporal y geográfica como el principal obstáculo para el despliegue de RFNBOs. Su impacto estimado sobre el coste del hidrógeno es limitado —en torno a 0,30–0,35 €/kg H_2 y, en todo caso, inferior a 1 €/kg— frente a barreras más relevantes como la falta de demanda garantizada, la incertidumbre regulatoria, los elevados costes de inversión y electricidad, y los retrasos en infraestructuras y permisos.

Relajar estas reglas podría reducir marginalmente los costes de algunos proyectos, pero aumentaría el riesgo de consumir electricidad fósil en horas de alta demanda, elevar los precios eléctricos y desplazar renovables de la electrificación directa. Para España, con abundantes recursos solares y eólicos, el cumplimiento debería abordarse mediante inversiones en capacidad de red y agilización de permisos para el acceso, nueva capacidad renovable, almacenamiento y electrólisis flexible.

2.4 Paquete de gases renovables

El denominado paquete de gases renovables y descarbonizados, integrado por la Directiva (UE) 2024/1788 y el Reglamento (UE) 2024/1789, culmina la revisión del marco europeo del mercado del gas y establece, por primera vez, un régimen regulatorio específico para la progresiva formación de un mercado interior del hidrógeno. Aunque no redefine qué constituye un RFNBO, fija las condiciones económicas e institucionales necesarias para su despliegue.

Asimismo, el paquete introduce una planificación coordinada de la futura red europea de hidrógeno y articula su gobernanza a través de ENNOH, operativa desde 2025. Este nuevo marco parte de la idea de que el mercado del hidrógeno necesitará infraestructuras de transporte a larga distancia, conexiones transfronterizas, almacenamiento e instalaciones de importación.
En 2025, la Comisión Europea estimó que para 2034 serían precisos unos 38.000 km de hidroductos, con una inversión acumulada necesaria de 105.000 millones de euros, **a pesar del riesgo de infrautilización y de activos varados.**

2.4.1 Los combustibles hipocarbónicos

Además de desarrollar un mercado específico para el hidrógeno, la Directiva (UE) 2024/1788 crea un marco de certificación para los combustibles hipocarbónicos: los combustibles de carbono reciclado, el hidrógeno hipocarbónico y los combustibles sintéticos derivados de este, siempre que reduzcan sus emisiones de gases de efecto invernadero al menos un 70% respecto del combustible fósil de referencia (94 gCO_2eq/MJ). A diferencia de los RFNBO, lo que cuenta no es el origen renovable de la energía, sino la intensidad de emisiones en todo el ciclo de vida. Así, pueden entrar en esta categoría el hidrógeno producido por electrólisis con electricidad nuclear y, sobre todo, el obtenido a partir de gas fósil con captura y almacenamiento de carbono.

Este último, conocido como hidrógeno azul, es especialmente problemático. Aunque pueda clasificarse como hipocarbónico, se produce a partir de gas fósil y presenta importantes riesgos climáticos: las fugas de metano en la extracción y el transporte del gas, la captura incompleta de CO_2 y la dependencia continuada de las infraestructuras de gas fósil.

El Reglamento Delegado (UE) 2025/2359: metodología para los combustibles hipocarbónicos

Este reglamento establece cómo calcular la reducción de emisiones de los combustibles hipocarbónicos, salvo los de carbono reciclado. Sigue un enfoque similar al de los RFNBO: computa las emisiones de todo el ciclo de vida, descuenta en su caso las evitadas mediante captura y almacenamiento o fijación permanente de carbono, y exige el mismo umbral, una reducción mínima del 70% respecto de 94 gCO_2eq/MJ (28,2 gCO_2eq/MJ como máximo).

La diferencia con los RFNBO no está, por tanto, en el umbral de emisiones, sino en el origen de la energía: los hipocarbónicos no necesitan que sea renovable. Por eso no cuentan para los objetivos de energías renovables, aunque sí pueden contribuir a las obligaciones del transporte marítimo y la aviación. En FuelEU Maritime, los hipocarbónicos electrolíticos reducen la intensidad de GEI de la energía utilizada a bordo, pero no reciben el trato de RFNBO. En ReFuelEU Aviation, el hidrógeno hipocarbónico de origen no fósil y los combustibles sintéticos de aviación hipocarbónicos pueden computar en la cuota de SAF como combustibles sintéticos.

2.5 ReFuelEU Aviation

ReFuelEU Aviation es actualmente la señal regulatoria sectorial más firme para los derivados del hidrógeno destinados al transporte aéreo. El Reglamento (UE) 2023/2405 obliga a los suministradores a incorporar una proporción creciente de combustibles sostenibles de aviación (SAF) sobre el total del combustible de aviación suministrado en los aeropuertos de la Unión sujetos al Reglamento, definidos fundamentalmente a partir de determinados umbrales de tráfico de pasajeros y de mercancías, y establece, dentro de ella, una subcuota específica para combustibles sintéticos.

La cuota general comienza en 2025 con un 2 % y aumenta al 6 % en 2030, al 20 % en 2035, al 34 % en 2040, al 42 % en 2045 y al 70 % en 2050. Dentro de esta senda general se establece una subcuota específica para el eSAF. **Durante el periodo 2030-2031, los suministradores de combustible deberán alcanzar una cuota de sintético mínima media del 1,2 %, respetando un mínimo del 0,7 % en cada uno de esos años**. Para 2032-2034 se exige una media mínima sintética del 2 %, con un suelo anual del 1,2 % en 2032 y 2033 y del 2 % en 2034. A partir de entonces, la obligación transita a un 5 % en 2035, 10 % en 2040, 15 % en 2045 y 35 % en 2050. Así, en 2050, al menos la mitad de la cuota del SAF requerido (o un 35% del total abastecido) deberá estar cubierta por combustibles sintéticos.

El marco global de CORSIA sigue siendo insuficiente

A nivel internacional ICAO dispone de CORSIA como principal mecanismo global para la aviación internacional, pero su capacidad para impulsar reducciones reales sigue siendo muy limitada. El sistema no fija un límite a las emisiones, se basa fundamentalmente en la emisión de créditos compensatorios y solo actúa sobre las emisiones que superan el 85 % de los niveles de emisión de 2019. **En 2035, CORSIA cubriría apenas el 26 % de las actuales**

emisiones de CO_2 de la aviación europea, siendo, además, controvertidos la integridad ambiental de parte de los créditos empleados.

Ante estas limitaciones, la Comisión Europea propuso en julio de 2026 ampliar el EU ETS a vuelos internacionales de salida de hasta 5.000 km a partir de 2029. Esta propuesta es un avance, pero todavía dejaría el 47 % de la aviación europea sin precio al carbono, incluidos muchos vuelos de largo radio, y prolongaría hasta al menos 2032 la exención destinada a favorecer CORSIA. La propuesta reserva además hasta 110 millones de derechos adicionales hasta 2040 como se explica en la sección 7.3.

Dicho esto, la subcuota no se limita al queroseno sintético certificado como RFNBO: también computan otras rutas basadas en hidrógeno, como el hidrógeno renovable utilizado directamente en aeronaves, el hidrógeno hipocarbónico de origen no fósil y los combustibles sintéticos de aviación hipocarbónicos, certificados conforme al Reglamento Delegado (UE) 2025/2359. La regulación crea así una demanda vinculante, creciente y previsible para varias tecnologías basadas en hidrógeno.

Además, la relación con los biocombustibles es asimétrica; los combustibles sintéticos computan sin límite para la cuota general de SAF, pero los biocombustibles no computan para la subcuota sintética. De este modo, **la regulación reserva un espacio mínimo de mercado a las rutas sintéticas, aunque mantiene la competencia entre las tecnologías elegibles dentro de la propia subcuota.**

2.5.1 Gestión de ReFuelEU en España

Para el periodo de notificación de 2026, la Comisión identificó, en función de su tráfico, 22 aeropuertos españoles sujetos al Reglamento. La Agencia Estatal de Seguridad Aérea (AESA) es la autoridad competente para supervisar a los operadores de aeronaves y a los gestores de estos aeropuertos. Revisa los informes anuales de los operadores, comprueba que cumplen la obligación de repostaje, verifica que los gestores aeroportuarios faciliten el acceso a combustibles con SAF e impone, en su caso, las sanciones. La supervisión de los suministradores de combustible corresponde, en cambio, a la Subdirección General de Hidrocarburos y Nuevos Combustibles del MITECO. **Una de las principales obligaciones que supervisa AESA es la que busca evitar el *fuel tankering*: cargar más combustible del necesario en un aeropuerto donde resulta más barato para no repostar en el destino**. La práctica es especialmente atractiva en aeropuertos de fuera de la UE, con menor fiscalidad y menos cargas ambientales. Para evitarla, cada operador debe repostar cada año, en cada aeropuerto de la Unión, al menos el 90% del combustible necesario para los vuelos que salen de él, incluidos el combustible de vuelo y el de rodaje. El cumplimiento se mide de forma agregada para todo el año, no vuelo a vuelo.

- Para **las aerolíneas,** la Ley 8/2025, de 29 de septiembre, que modificó la Ley 21/2003 de Seguridad Aérea, introdujo un régimen sancionador específico. El incumplimiento injustificado de la obligación de repostaje es una infracción grave, con una multa mínima equivalente al suelo de la fórmula del artículo 12 de ReFuelEU Aviation: es decir, el doble del precio medio anual del combustible de aviación por cada tonelada no repostada (1.332 euros por tonelada en el año de referencia utilizado).
- Para **los suministradores**, el Real Decreto-ley 25/2026 endurece las sanciones por incumplir las obligaciones del artículo 17 del Real Decreto 611/2026. El incumplimiento pasa a ser infracción muy grave, la multa puede superar el límite general y multiplicarse hasta por cinco, y este régimen podrá concretarse por vía reglamentaria.

2.6 FuelEU Maritime

El Reglamento (UE) 2023/1805, FuelEU Maritime, es otra herramienta sectorial que puede incentivar el uso de derivados del hidrógeno renovable, siempre que se certifiquen como RFNBO. Incluye un mecanismo condicional para reforzar su demanda: **si en el periodo de notificación de 2031 los RFNBO no alcanzan el 1% de la energía anual utilizada por los buques sujetos al Reglamento, en principio se aplicará un subobjetivo del 2% a partir de 2034**. El umbral del 1% no es, por tanto, una obligación para las navieras en 2031, sino el posible desencadenante de un requisito posterior, sin que sea su activación de carácter automático.

No obstante, a diferencia de caso de la aviación**, FuelEU permite utilizar una gama muy amplia de combustibles, se optó por un enfoque tecnológicamente neutro que fija límites a la intensidad media anual de gases de efecto invernadero (GEI)** de la energía utilizada a bordo, calculada a lo largo de todo el ciclo de vida, "del pozo a la estela". El límite parte de un valor de referencia de 91,16 gCO_2eq/MJ, la intensidad media de la flota en 2020, y exige reducciones del 2% desde 2025, del 6% desde 2030, del 14,5% desde 2035, del 31% desde 2040, del 62% desde 2045 y del 80% desde 2050. Abarca el 100% de la energía utilizada durante las estancias en puertos de la UE y en los trayectos entre puertos de Estados miembros y, con carácter general, el 50% de la utilizada en trayectos entre un puerto de la UE y otro de un tercer país.

El marco global de la OMI: negociaciones abiertas y pendientes

El transporte marítimo es un sector global y líquido, sin embargo, se carece de un marco internacional común para todos los países. Las negociaciones en el seno de la Organización Marítima Internacional (OMI) aún no han culminado en un marco mundial de descarbonización. El Net-Zero Framework (NZF), concebido para combinar límites a la intensidad de GEI de los combustibles con un mecanismo económico, debía adoptarse

inicialmente en 2025. Tras su aplazamiento, el MEPC 84, celebrado en abril-mayo de 2026, tampoco resolvió las principales diferencias, por lo que las negociaciones continúan.

La falta de acuerdo retrasa la entrada en vigor de una señal regulatoria global y mantiene la incertidumbre sobre el diseño final del marco. En este contexto, instrumentos regionales como FuelEU Maritime y el ETS de la UE adquieren aún mayor relevancia.

2.6.1 Gestión de FuelEU en España

En España, la aplicación de FuelEU Maritime recae en la Dirección General de la Marina Mercante (DGMM). Según el artículo 9.1 del Real Decreto 253/2024, la DGMM gestiona y controla el cumplimiento de las navieras que tienen a España como Estado administrador.

La DGMM, sin embargo, no ejerce esta labor en solitario. La comprobación ordinaria corresponde en primera instancia a verificadores acreditados independientes, que evalúan los planes de seguimiento, verifican los datos y calculan los saldos de cumplimiento. Además, mediante una resolución de junio de 2024, publicada en el BOE en 2025, la DGMM delegó en la Sociedad de Salvamento y Seguridad Marítima (SASEMAR) parte del trabajo común al EU ETS y a FuelEU, como la revisión de planes e informes de emisiones o la detección de incumplimientos. La responsabilidad administrativa sigue siendo de la DGMM.

Si, aun así, un buque cierra el periodo con un déficit de cumplimiento después de aplicar los mecanismos de flexibilidad, la naviera debe pagar una sanción. Según el artículo 23 y el anexo IV del Reglamento, son 2.400 euros por cada tonelada de fuelóleo de muy bajo contenido en azufre (VLSFO) equivalente en energía necesaria para cubrirlo.

El Reglamento también deja margen a los Estados para proteger la conectividad de sus territorios no peninsulares, y España lo ha aprovechado. Mediante una resolución de 10 de diciembre de 2024, la DGMM aplicó hasta el 31 de diciembre de 2029 las exenciones temporales previstas para tres casos. El primero son los buques de pasajeros, salvo cruceros, en rutas con islas de menos de 200.000 habitantes. El segundo, los puertos y rutas de Canarias, como región ultraperiférica. El tercero, los servicios regulares de pasajeros sujetos a obligaciones o contratos de servicio público entre la península y los territorios no peninsulares, incluidas Ceuta y Melilla.

Sección 3

La demanda regulada de combustibles sintéticos prevista para España

Para cumplir los reglamentos europeos de aviación y transporte marítimo tal como están definidos hoy, España necesitará volúmenes crecientes de combustibles sintéticos, que se concentran sobre todo a partir de 2040, donde el transporte marítimo representaría la mayor parte de esa demanda. Estas estimaciones están sujetas, en cualquier caso, a una incertidumbre considerable. En la aviación, dependen sobre todo de la evolución del tráfico. En el transporte marítimo, la incertidumbre es mayor, porque FuelEU Maritime no impone ningún combustible concreto: el peso de los combustibles sintéticos depende del mix que adopte el sector y de cómo se aplique la norma.

El diseño de una hoja de ruta sectorial para los combustibles sintéticos en España requiere una caracterización desagregada del consumo energético actual en los sectores de la aviación y el transporte marítimo, así como su proyección a futuro. A partir de este consumo, y empleando como referencia los objetivos de descarbonización de estos sectores marcados en la regulación descrita en la sección 2, esta sección presenta una estimación de la demanda de combustibles sintéticos para transporte marítimo y aviación entre 2025 y 2050 en España. En este informe, «demanda regulada» designa los volúmenes de combustibles sintéticos necesarios para cumplir ReFuelEU Aviation y FuelEU Maritime aplicando sus obligaciones a todo el combustible suministrado en España.

En este sentido, ambos sectores presentan lógicas diferentes. La aviación responde mayormente a la demanda de movilidad de pasajeros y está sujeta al ReFuelEU Aviation, que fija cuotas obligatorias de un único tipo de combustible, el queroseno sintético (eSAF). El transporte marítimo, sin embargo, responde principalmente al transporte internacional de mercancías, y está sujeto al FuelEU Maritime, que exige reducir la intensidad de emisiones sin imponer un combustible concreto. La metodología detallada para la estimación de estos consumos en el período 2025-2050 se recoge en el Anexo V, y la sección 8 traduce esta demanda en necesidades de hidrógeno, electricidad, y CO_2 para la producción de estos combustibles.

3.1. Sector aviación

El consumo de queroseno en los aeropuertos españoles fue de 7.744 kt (334,5 PJ) en 2025. Este es el punto de partida del análisis, y el ámbito de aplicación del ReFuelEU Aviation. La evolución de esta demanda hasta 2050 depende principalmente del crecimiento del tráfico aéreo, sujeto a una gran incertidumbre. Por esta razón, se han construido tres escenarios, partiendo de las previsiones de crecimiento de EUROCONTROL, el organismo europeo de gestión del tráfico aéreo:

- **Escenario de contracción:** en este escenario, la fiscalidad y las políticas de contención de la demanda reducen las tasas de crecimiento un 30% respecto de la referencia, haciendo que el tráfico aéreo crezca en total entre un 20-30% respecto a 2025.
- **Escenario de referencia:** adopta las previsiones de EUROCONTROL sin modificar, y refleja la continuidad de las tendencias de crecimiento económico y de conectividad. El tráfico aéreo crecería entre un 40-50% respecto a 2025.
- **Escenario de hiperglobalización**: una mayor integración económica mundial podría impulsar sobre todo los vuelos de largo radio y elevar las tasas de crecimiento un 30% por encima de la referencia. El tráfico aéreo crecería en total en torno a un 60% respecto a 2025.

En los tres escenarios se aplican las mismas mejoras de eficiencia. La renovación de flotas y la optimización del espacio aéreo reducen el consumo por vuelo un 1,0 % anual, en línea con el EU Reference Scenario 2020 de la Comisión Europea. Este ahorro se ve compensado en parte por el aumento del tamaño medio de las aeronaves, que según el informe Destination 2050 (ACI Europe) crece un 0,3 % anual y eleva el consumo de cada vuelo. El efecto neto, una reducción del 0,7 % anual, hace que el consumo en 2050 sea en torno a un 16 % inferior al que habría sin estas mejoras.

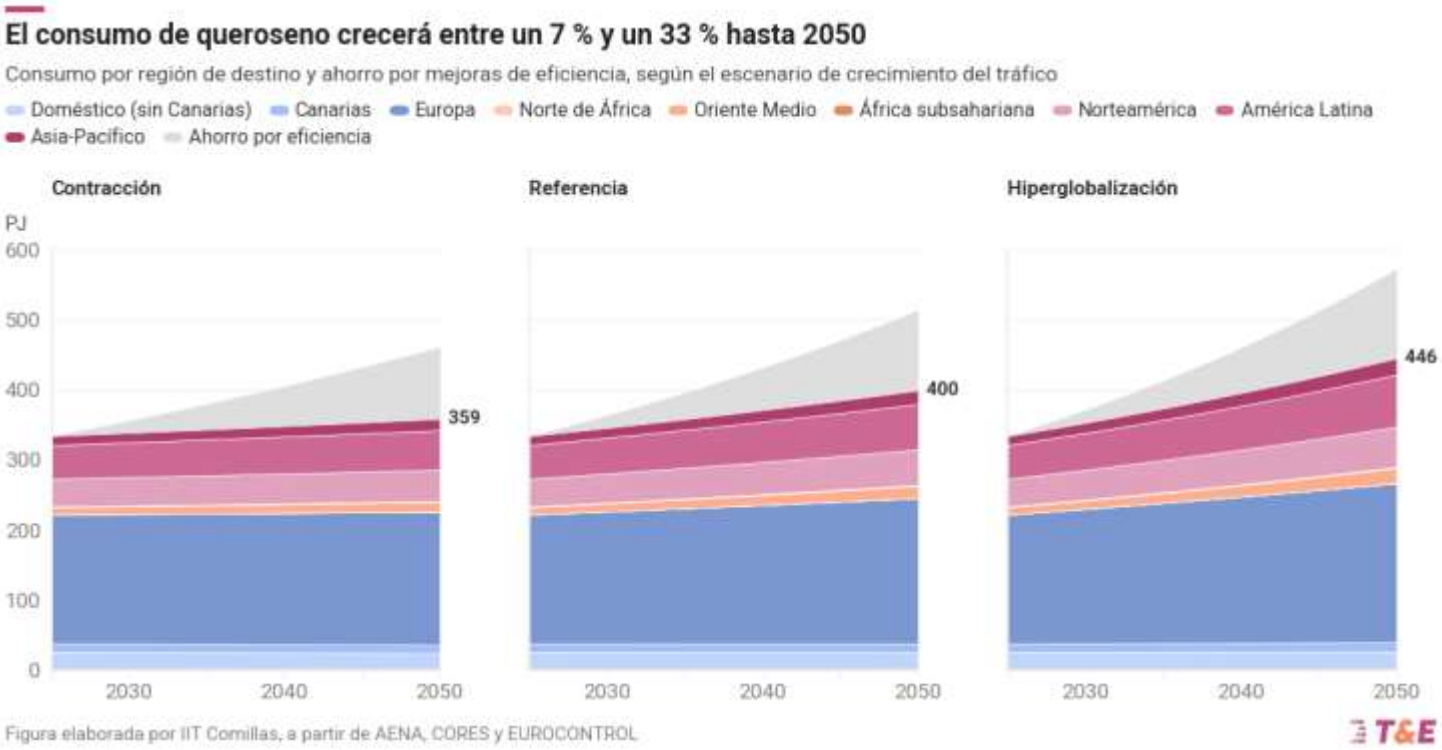
Sin embargo, el crecimiento en cada escenario no es homogéneo entre regiones. Tomando el escenario de referencia, los mercados maduros apenas crecen en el período 2025-2050: los vuelos domésticos (sin Canarias) aumentan no más de un 0,6% anual y las rutas europeas un 1,2%. En cambio, las rutas de largo radio crecen con mayor fuerza: América Latina un 1,9%, Asia-Pacífico un 2,4%, y Oriente Medio un 2,9%. Los dos otros escenarios mantienen este mismo patrón.

Este reparto tiene consecuencias importantes para la demanda de energía. Por asiento-kilómetro, los vuelos de largo radio son más eficientes que los cortos, ya que el despegue y el ascenso, las fases de mayor consumo, pesan menos sobre el total del trayecto. Sin embargo, cada vuelo de largo radio recorre más kilómetros y consume más combustible en total, de modo que su crecimiento pesa más en la demanda que el de las rutas cortas. Además, son precisamente los vuelos para los que no existe alternativa modal: un trayecto Madrid–Barcelona puede hacerse en tren, pero no uno Madrid–Bogotá.

Resultado: la demanda energética crece en todos los escenarios

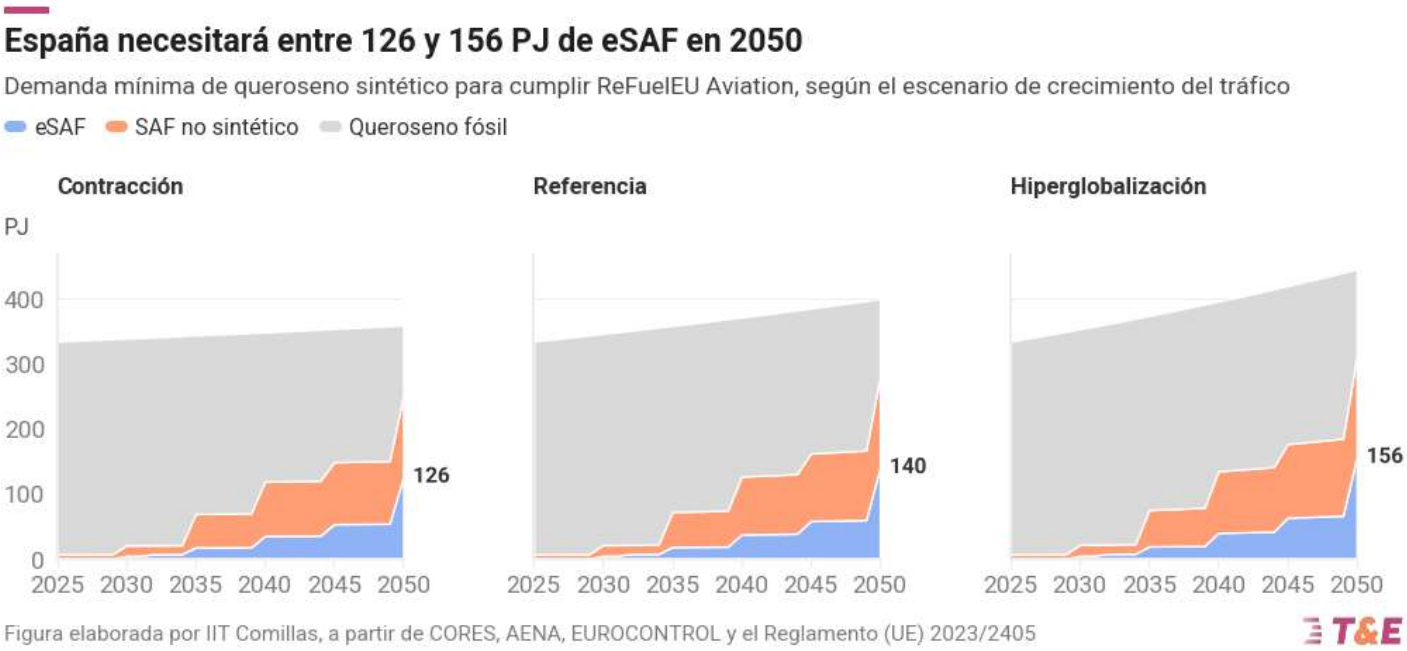
Combinando el crecimiento de la demanda de movilidad con las mejoras de eficiencia, obtenemos tres escenarios, en los que la demanda energética crece a diferentes ritmos, pero siempre principalmente condicionada por los vuelos internacionales:

- **En el escenario de contracción**, el consumo se mantiene prácticamente plano, con un aumento en torno al 7%, ya que la eficiencia compensa casi todo el crecimiento de tráfico.
- **En el escenario de referencia**, la demanda aumenta de forma moderada (19%).
- **En el escenario de hiperglobalización** es donde el tráfico aéreo desborda los ahorros por eficiencia y el consumo sube en torno a un 33%.



Demanda de eSAF

ReFuelEU Aviation fija una cuota mínima de eSAF sobre el queroseno suministrado que crece por escalones: 1,2% en 2030, 2% en 2032, 5% en 2035, 10% en 2040, 15% en 2045, y 35% en 2050. Aplicada sobre los tres escenarios de crecimiento, **la demanda mínima de eSAF en aeropuertos españoles se situaría entre 126 PJ y 156 PJ.**

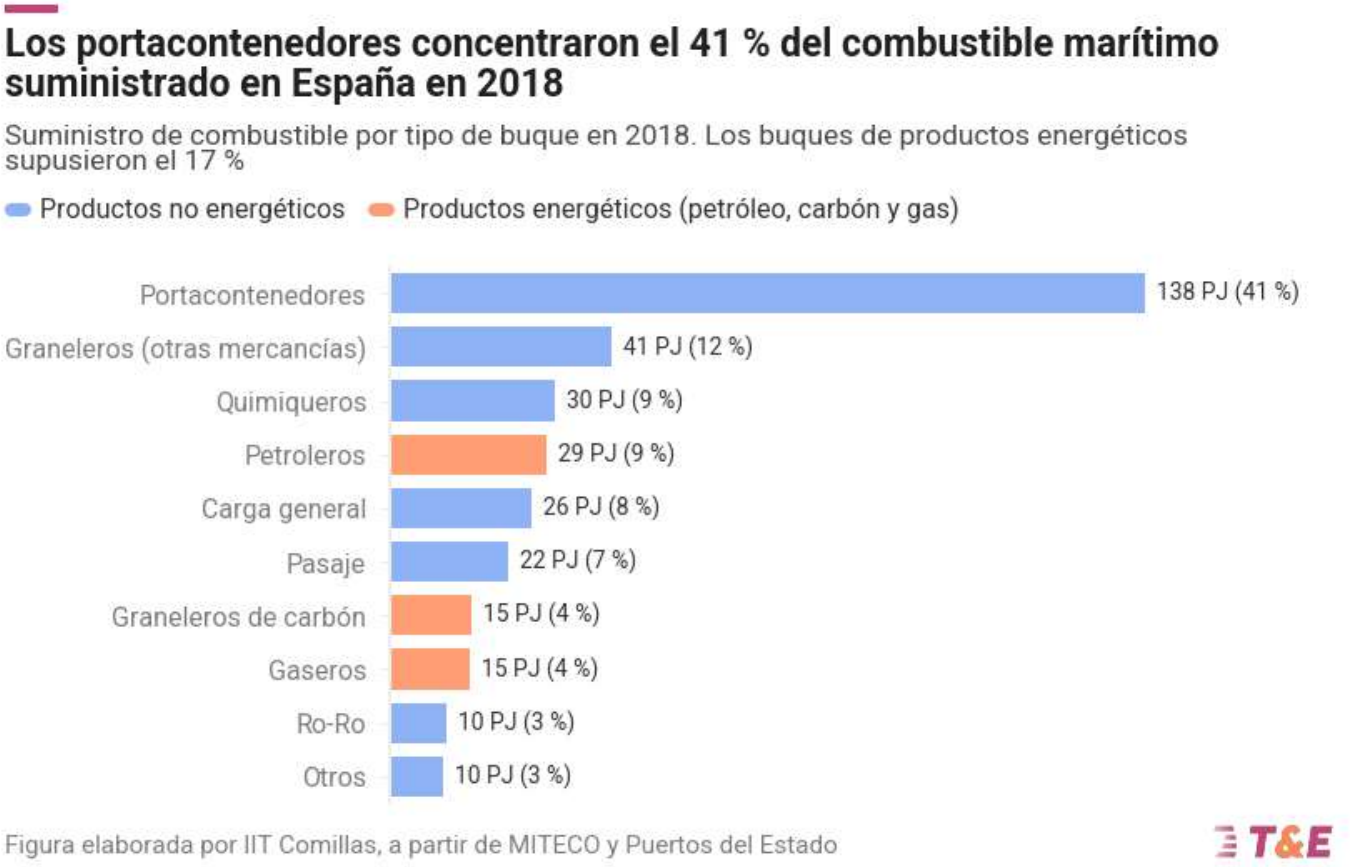


3.2. Sector marítimo

Para el sector marítimo, el punto de partida es el combustible efectivamente suministrado a buques en España (*bunkering*), no el número de escalas, ya que no todos los buques que hacen escala en un puerto español repostan en él. Y viceversa, algunos buques pueden tener parada de repostaje, sin necesidad de hacer carga o descarga de mercancías en estos puertos. En 2018, año base del análisis, **el suministro fue de 334,3 PJ,** según el Sistema Español de Inventario de Emisiones (MITECO).

Un suministro concentrado y dominado por los portacontenedores

Según el Informe del Observatorio de los Servicios Portuarios, en 2018 el 75% de la demanda de *bunkering* se concentró en los tres principales puertos. Por tipo de buque, los portacontenedores son con diferencia el segmento dominante, con en torno al 40% del total. Le siguen los graneleros, quimiqueros, buques de carga general y los de pasaje.



Tres enfoques para proyectar la demanda

La evolución del tráfico marítimo depende principalmente de los flujos comerciales globales y es por tanto difícil de prever. Por esta razón, se han comparado tres enfoques que parten de fuentes distintas:

- **Crecimiento por tipo de buque de la Organización Marítima Internacional (IMO)**: cada segmento de buques crece a diferentes ritmos, según el Cuarto Estudio sobre los Gases de Efecto Invernadero 2020. Los buques pueden ser clasificados en dos grandes familias a este efecto: los que transportan productos energéticos (petróleo, carbón y gas) y los que no. La primera familia supone unos 58 PJ de demanda de *bunkering* en 2018, en torno al 17% del suministro. La segunda transporta el resto de mercancías, como contenedores, carga general o pasajeros. Ambas evolucionan de forma opuesta: con la descarbonización, el comercio de combustibles fósiles se contrae, mientras el tráfico de mercancías sigue creciendo con las economías.
- **Crecimiento global de la IMO:** se aplica una única tasa de crecimiento a todo el sector, procedente del mismo estudio.
- **Proyecciones por puerto (modelo OxMarTrans):** la evolución del tráfico prevista puerto a puerto, mediante este modelo de la Universidad de Oxford basado en rutas.

Cada uno de estos enfoques incluye, además, varios escenarios de crecimiento. Los enfoques de la IMO usan los escenarios socioeconómicos de referencia en la literatura climática (SSP). Los SSP van desde un mundo orientado a la sostenibilidad (SSP1) hasta uno de fuerte crecimiento basado en combustibles fósiles (SSP5), incluyendo todo el rango intermedio. El enfoque de OxMarTrans ofrece a su vez tres escenarios propios de crecimiento bajo, medio, y alto.

En los enfoques se aplica además una mejora de la eficiencia que reduce el consumo en 2050 un 17% respecto a 2018, en línea con la estimación de la Comisión Europea en el análisis de impacto de su objetivo climático para 2040. Esta mejora recoge la de cascos y motores, una operación más eficiente (navegar más despacio, optimizar rutas) y el uso de buques más grandes, e incluye una ligera penalización por el paso a combustibles como el amoníaco o el metanol, que se aprovechan peor en los motores. El resultado principal es que **los enfoques convergen, con valores medianos de demanda energética del sector en 2050 entre 467 y 503 PJ**. Como escenario central se adopta la proyección de la IMO por tipo de buque en su escenario intermedio (SSP2). Se elige este enfoque porque es el único de los aplicados que asigna a cada tipo de buque su propia tasa de crecimiento, y recoge así la contracción del transporte de productos energéticos con la descarbonización. Dentro de él, **se toma el escenario SSP2** y no la mediana porque representa la continuidad de las tendencias actuales, de forma equivalente al escenario de referencia de la aviación. En este escenario, **la demanda pasa de 412 PJ en 2030 a 512 PJ en 2050, un 53 % más que en 2018.**



Demanda de combustibles sintéticos

FuelEU exige reducir la intensidad de emisiones del combustible usado a bordo respecto a la referencia fósil de 2020. Esta exigencia crece por escalones: 2 % en 2025, 6 % en 2030, 14,5 % en 2035, 31 % en 2040, 62 % en 2045 y 80 % en 2050, y afecta a los buques de más de 5.000 GT, cubriendo toda la energía de los viajes dentro de la UE y la mitad de la energía de los viajes con origen o destino fuera de ella.

¿Qué parte del combustible suministrado en España regula FuelEU Maritime?

FuelEU Maritime no regula el combustible que repostan los buques en España o la UE, sino la energía que consumen en viajes con origen o destino en puertos europeos, independientemente de dónde hayan cargado el combustible. El reglamento cubre toda la energía de los viajes entre puertos de la UE y de las estancias en ellos, pero solo la mitad de la energía de los viajes entre un puerto de la UE y uno de un tercer país. Además, el buque puede imputar los combustibles renovables que consuma en un viaje internacional a esa mitad regulada a efectos de cálculo de su intensidad de emisiones media anual. Un buque en un viaje extracomunitario puede, por tanto, cumplir con combustibles de bajas emisiones en la mitad de su energía y usar combustible fósil en la otra mitad.

Saber qué parte del suministro español queda bajo el reglamento exigiría conocer el trayecto al que se destina cada repostaje, así como si estos buques realizan repostajes en otros puertos. Las estadísticas del Inventario Nacional solo distinguen la navegación nacional, en torno al 12% del suministro, que está íntegramente bajo FuelEU. El resto figura como suministro internacional, sin separar los viajes dentro de la UE de los que salen de ella. El tráfico de escalas tampoco permite estimarlo, porque no coincide con el repostaje: muchos buques hacen escala en España sin repostar, y otros repostan sin hacer escala comercial.

Como orden de magnitud, si todo el suministro internacional correspondiera a viajes extracomunitarios, solo estaría regulado en torno al 56% del combustible suministrado en España: la navegación nacional más la mitad del resto. La cifra real es incierta y, además, puede cambiar con el tiempo. La disponibilidad y el precio de los combustibles renovables en cada puerto influirán en dónde decidan repostar los buques, dentro o fuera de la UE. Por todo ello, **este análisis aplica, a modo de simplificación, el mix de combustibles a la totalidad del suministro en España**. Las cifras deben entenderse, por tanto, como la demanda que se derivaría de aplicar la senda de FuelEU a todo el suministro en España; la demanda estrictamente regulada podría ser algo menor. Igualmente, se asume que todos los combustibles sintéticos suministrados en España, se producirían aquí

En relación a los combustibles, a diferencia de la aviación, la norma no impone el uso de un combustible concreto, por lo que para poder estimar qué combinación de combustibles son más plausibles, se utilizarán como base escenarios elaborados por el sector, en concreto los escenarios del informe *Maritime Forecast to 2050* (DNV). Entre ellos, se consideran para el análisis los dos escenarios que incluyen combustibles sintéticos:

- **Escenario de amoníaco (central):** pese a su nombre, el combustible sintético con más peso en 2050 es el e-MGO (44 % de la energía marítima), que utilizan los buques con motores convencionales, seguido del e-amoníaco (27 %) y del e-GNL (3 %). En total, los combustibles sintéticos cubren el 74 % de la energía del sector. **Se toma como escenario central porque es el que menos CO_2 requiere (32,0 frente a 41,5 Mt en 2050), aunque no elimina esa necesidad,** y no porque se considere necesariamente el más probable. **La adopción del amoníaco está condicionada por la motorización y la vida útil de la flota** (ver sección 6.2.4).
- **Escenario de metanol:** es el e-metanol el combustible sintético predominante, con un papel similar del metano y gasóleo sintéticos. Los combustibles sintéticos cubren en torno al 77% de la energía en 2050.

Sin embargo, cabe destacar que los escenarios originales planteados por DNV podrían cumplir con la norma de reducción de intensidad de emisiones con margen entre 2030 y 2045, pudiendo llevar así a una sobreestimación de la demanda de combustibles sintéticos. Dado que el objetivo es estimar la demanda regulada, estos mixes originales se han ajustado para cumplir estrictamente con el límite de cada año, principalmente sustituyendo gasóleo sintético por gasóleo fósil en 2040 y 2045. El detalle de los ajustes se recoge en el Anexo VI.

Cabe remarcar que, en los dos escenarios considerados, **en torno al 37-38 % de la energía marítima de 2050 corresponde a combustibles con captura de CO_2 a bordo, principalmente gasóleo marino fósil y e-MGO.** FuelEU Maritime no reconoce actualmente esta tecnología: solo prevé que la Comisión evalúe su inclusión en el informe que debe presentar antes de finales de 2027, siempre que exista un método verificable de seguimiento del carbono capturado. Este análisis asume que esa contabilización llegará a adoptarse, lo que constituye una hipótesis optimista. Si no fuera así, sería necesaria una mayor cantidad de combustibles de bajas emisiones, en parte sintéticos, que la aquí presentada para cumplir la senda de intensidad de emisiones del reglamento FuelEU.

El supuesto anterior, de considerar todo el combustible suministrado en España como sujeto a obligación, tiende a elevar la demanda estimada, mientras que la hipótesis sobre la captura a bordo tiende a reducirla. Por ende, **las cifras de este análisis deben leerse como una estimación central sujeta a ambas incertidumbres regulatorias.**

El transporte marítimo necesitará entre 378 y 394 PJ de combustibles sintéticos en 2050

Demanda de combustibles marítimos para cumplir FuelEU Maritime. La cifra sobre cada barra es la demanda de combustibles sintétitcos

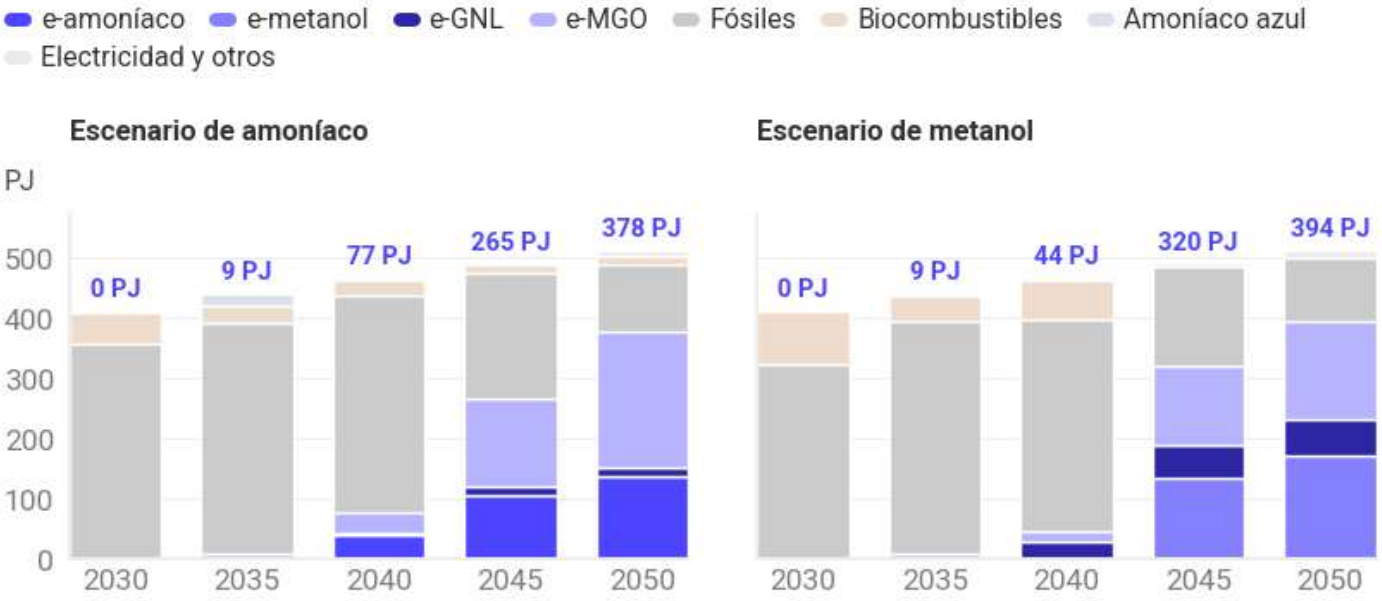
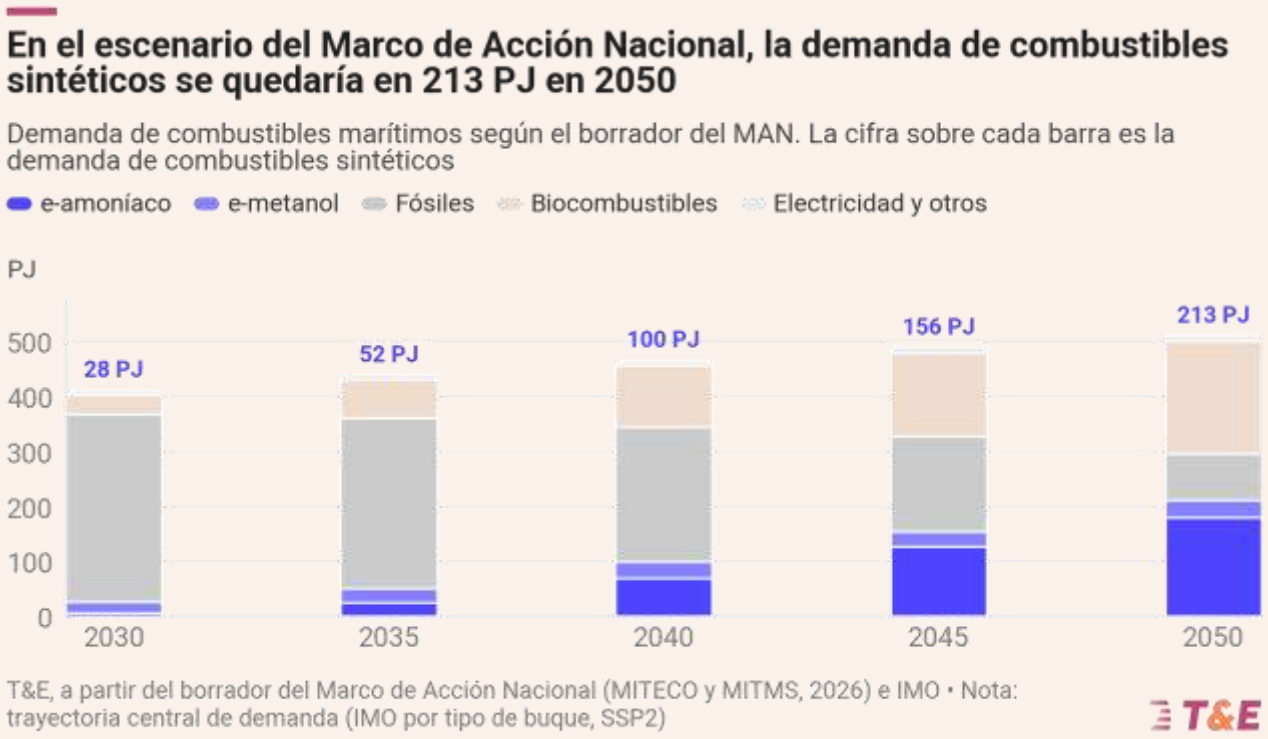


Figura elaborada por IIT Comillas, a partir de DNV e IMO (Fourth GHG Study 2020) • Nota: trayectoria central de demanda (IMO por tipo de buque, SSP2)

Escenario alternativo: el Marco de Acción Nacional (MAN)

El Marco de Acción Nacional, presentado a trámite de audiencia pública en septiembre de 2026 por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y el Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible en cumplimiento del Reglamento (UE) 2023/1804 (AFIR), planifica el despliegue de infraestructura para combustibles alternativos en el transporte, incluidos los puertos marítimos. A partir de sus previsiones (Tablas 29 y 30 del Borrador), se ha construido un escenario alternativo de mix de combustibles marítimos, aún pendiente del resultado del proceso de audiencia pública en el momento de redactar este informe.



Aplicado sobre la trayectoria central de demanda (512 PJ en 2050), el escenario MAN requeriría en 2050:

- **Combustibles sintéticos:** 213 PJ (42 %), principalmente e-amoníaco (180 PJ) y e-metanol (32 PJ).
- **Biocombustibles**: 205 PJ (40 %).
- **Combustibles fósiles**: 84 PJ (17 %).
- **Electricidad y otros**: 10 PJ (2 %).

La demanda de combustibles sintéticos crece de forma gradual, desde 28 PJ en 2030 (7 % del total) hasta 213 PJ en 2050. Con los factores de emisión del propio MAN, este escenario cumple la senda de reducción de FuelEU Maritime. **Frente a los escenarios de amoníaco y metanol** (378 y 394 PJ de combustibles sintéticos en 2050), **el MAN reduce la demanda de combustibles sintéticos a algo más de la mitad, a cambio de una mayor dependencia de los biocombustibles.**

3.3 Síntesis: la demanda regulada de combustibles sintéticos total

En el escenario central, la demanda conjunta de combustibles sintéticos pasa de apenas 4 PJ en 2030, todavía solo eSAF, a 518 PJ en 2050. El crecimiento no es gradual: se concentra a partir de 2040, cuando el transporte marítimo pasa de 77 a 265 PJ en solo cinco años. Desde ese momento, el sector marítimo es el principal demandante, aunque la aviación mantiene una obligación fija y creciente con independencia del mix marítimo.

Combustibles sintéticos (PJ)	2030	2035	2040	2045	2050
Aviación: eSAF (escenario de referencia)	4	18 (17–19)	37 (35–40)	58 (53–63)	140 (126–156)
Marítimo: escenario de amoníaco (central)	0	9 (7–10)	77 (63–91)	265 (210–320)	378 (292–463)
Marítimo: escenario de metanol	0	9 (7–10)	44 (36–52)	320 (254–385)	394 (305–483)
Total, escenario central (marítimo: escenario amoníaco +Aviación: eSAF)	**4**	**27 (24–29)**	**114 (98–131)**	**323 (263–383)**	**518 (418–619)**

Entre paréntesis, el rango de cada cifra según la evolución de la actividad: en la aviación, los escenarios de contracción e hiperglobalización; en el transporte marítimo, el mínimo y el máximo de los enfoques de proyección de la IMO y de OxMarTrans. El rango del total es la suma de los extremos de ambos sectores. Los rangos no recogen la incertidumbre sobre el mix de combustibles marítimos, que se refleja en las filas de cada escenario, ni la asociada a la aplicación de FuelEU Maritime.

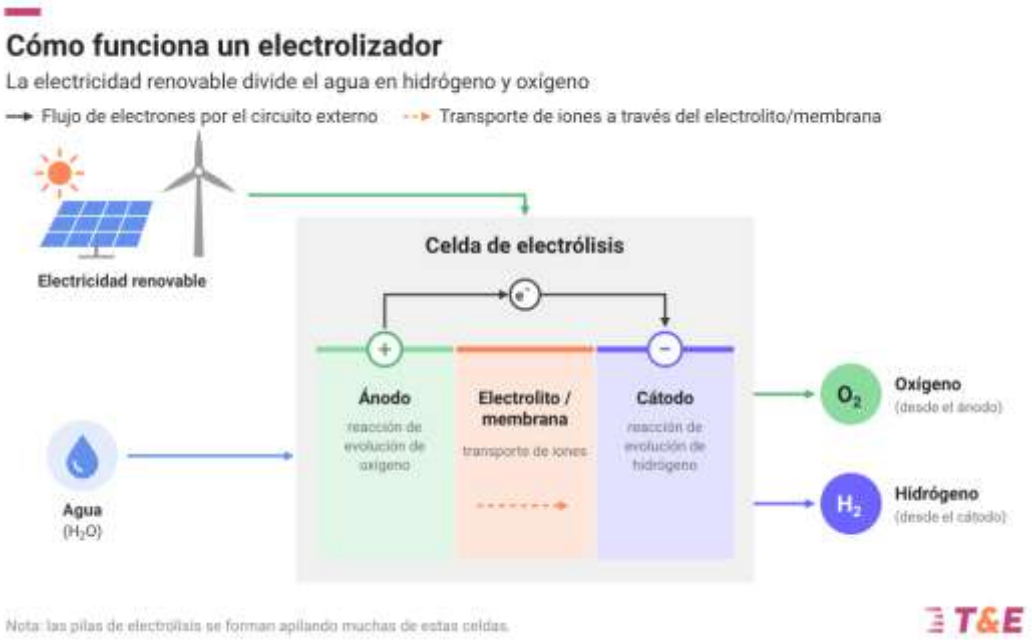
Sección 4

El estado de la tecnología de producción del hidrógeno verde y sus derivados

De las cuatro tecnologías de electrólisis, la alcalina (ALK) y la de membrana de intercambio protónico (PEM) han alcanzado plena madurez comercial, mientras que la de óxido sólido (SOEC) resulta muy prometedora dada su alta eficiencia. En cuanto a la economía de una planta de hidrógeno, su CAPEX depende, ante todo, de la infraestructura y no del electrolizador. Sin embargo, el peso de la inversión de capital inicial se diluye a medida que aumenta la operación continuada, momento en el que el coste de la electricidad pasa a determinar en gran medida el LCOH. Por su parte, las rutas de síntesis presentan niveles de madurez dispares, siendo las propias del eSAF las que afrontan mayores retos de escalado.

4.1 La electrólisis y tipos de electrolizadores

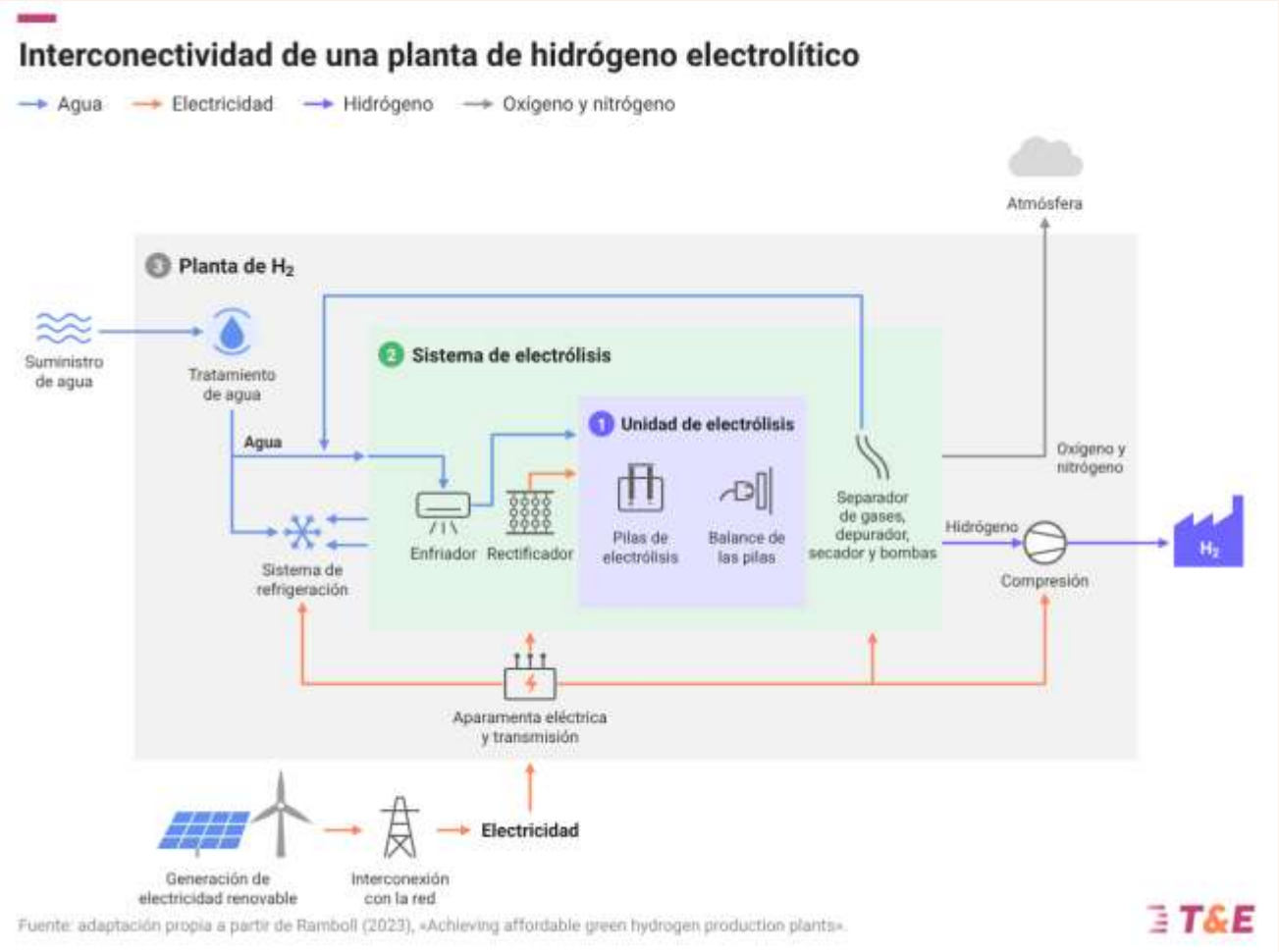
La electrólisis del agua emplea electricidad para descomponer el agua en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2). Los electrolizadores comparten una arquitectura básica: dos electrodos (ánodo y cátodo) separados por un electrolito que permite el transporte de iones. Al aplicar corriente, el hidrógeno se produce en el cátodo y el oxígeno en el ánodo.



Las celdas, a su vez, se agrupan en una pila o *stack*, que requiere equipos auxiliares para acondicionar la electricidad y el agua, controlar la temperatura, separar y purificar los gases y suministrar el hidrógeno a la presión requerida.

¿Qué ocurre realmente dentro de una planta de hidrógeno?

La forma más sencilla de entender una planta de electrólisis es seguir el recorrido de sus dos principales insumos: agua y electricidad.



De la electricidad renovable a la corriente continua

Los parques solares y eólicos, así como la red eléctrica, suministran electricidad en corriente alterna y, generalmente, a una tensión distinta de la requerida por las celdas del electrolizador. Antes de llegar al stack, la electricidad debe pasar por equipos de interconexión y transformación y, finalmente, por un rectificador, encargado de convertir la corriente alterna en corriente continua. Esta electrónica de potencia permite acondicionar la

electricidad que recibe el electrolizador, garantizando una operación segura y limitando las perturbaciones que una instalación de decenas o cientos de MW puede introducir en la red.

Del agua bruta al hidrógeno purificado

La electrólisis requiere agua de elevada pureza. Aunque la reacción consume teóricamente unos 9l agua/kg H_2, el consumo real de una planta es superior cuando se incluyen el tratamiento del agua y otros servicios auxiliares, pudiendo alcanzar 26l agua/kg H_2. Antes de entrar en las celdas, deben eliminarse sales, minerales y otras impurezas que podrían acelerar la degradación de membranas, electrodos y catalizadores. Dentro del stack, la corriente eléctrica separa el agua y produce hidrógeno en un lado de la celda y oxígeno en el otro. Sin embargo, el hidrógeno no sale inmediatamente preparado para su utilización ya que contendrá humedad y puede arrastrar pequeñas cantidades de otros gases por lo que se incorporan sistemas de purificación. La conversión tampoco es completamente eficiente, ya que una parte de la electricidad se transforma en calor que debe evacuarse mediante sistemas de refrigeración.

Del hidrógeno purificado a su entrega

Finalmente, el hidrógeno debe entregarse a la presión y con la continuidad requeridas por el proceso que vaya a consumirlo. Cuando la presión de salida del electrolizador no es suficiente, se necesitan compresores, que añaden tanto inversión como consumo eléctrico. También puede incorporarse un almacenamiento intermedio (aunque no aparece representado en la figura) cuya función suele ser actuar como colchón entre dos procesos que pueden funcionar de manera diferente: la electrólisis cuya producción varía con la disponibilidad de electricidad renovable y una planta de síntesis que, generalmente, requiere un suministro más estable. De este modo, el almacenamiento permite desacoplar parcialmente la operación del electrolizador de la síntesis del derivado.

Existen **cuatro grandes familias tecnológicas de electrólisis**, sin embargo, no todas presentan el mismo grado de madurez comercial. Las tecnologías alcalinas (ALK) y de membrana de intercambio protónico (PEM) son las dos opciones consolidadas —en TRL 9-10— y concentran la práctica totalidad del despliegue industrial actual. Los electrolizadores de óxido sólido (SOEC) se encuentra todavía en una fase pre-comercial (TRL 6–8), mientras que los de membrana de intercambio aniónico (AEM) se sitúan en una fase de desarrollo temprana (TRL 3–7), fundamentalmente en desarrollo y demostración.

- La electrólisis alcalina (ALK) es la tecnología con mayor experiencia industrial y una de las principales opciones para plantas de gran tamaño. Opera normalmente a temperaturas bajas, en torno a 60–80 °C. Los sistemas actuales alcanzan eficiencias típicas del 60–65% (LHV) y pueden presentar vidas de stack cercanas a 60.000 horas. Sus materiales son relativamente abundantes —principalmente níquel y acero— pero su principal desventaja

histórica ha sido su menor respuesta dinámica frente a grandes variaciones de potencia eléctrica. Los ciclos frecuentes de arranque, parada y variación de carga pueden reducir la vida útil del stack pero las instalaciones de cientos de MW se construyen mediante múltiples stacks gestionables, que pueden conectarse y desconectarse individualmente.

El proyecto Onuba de Moeve en Huelva, primera fase del Valle del Hidrógeno Verde de Andalucía (ver sección 5.3), que alcanzó la FID en marzo de 2026, ilustra esta lógica: sus 300 MW se desplegarán mediante quince unidades alcalinas estandarizadas de 20 MW. Esta combinación de madurez, durabilidad y coste explica su peso en los proyectos actuales de combustibles sintéticos incluso cuando la electricidad procede en gran medida de renovables variables. Según el Banco Mundial, la tecnología alcalina representaba alrededor del 64% de la capacidad mundial instalada y el 84% de la capacidad en construcción a mediados de 2025.

- Los electrolizadores de membrana de intercambio protónico (PEM) requieren menos espacio que los ALK y pueden aumentar o reducir su producción con mayor rapidez, lo que facilita su integración directa con electricidad renovable variable. También producen hidrógeno de elevada pureza (superior al 99%) y pueden entregarlo a presiones típicas de 30 bar, reduciendo la compresión posterior. El precio de estas ventajas es un mayor coste del equipo y una mayor exposición a materias primas críticas (iridio y platino, y titanio) para distintos componentes.

- Los electrolizadores de óxido sólido (SOEC), a diferencia de ALK y PEM, operan a temperaturas muy elevadas —entre 600–900 °C— y pueden sustituir parte de la electricidad necesaria para producir hidrógeno a partir de vapor de agua por energía térmica. Cuando existe vapor o calor residual disponible, el consumo eléctrico puede reducirse aproximadamente un 20–25%, alcanzándose eficiencias eléctricas del orden del 85%.

Actualmente, su aplicación más desarrollada es la electrólisis de vapor de agua para producir H_2, que puede utilizarse posteriormente, mediante procesos adicionales de conversión de CO_2, para obtener gas de síntesis (una mezcla de H_2 y CO), —el intermedio utilizado en varias rutas de producción de e-metanol y eSAF—, lo que **permitiría una integración particularmente eficiente y prometedora para la reducción de costes** en futuras plantas de derivados sintéticos. Por otra parte, los SOEC también permiten plantear la coelectrólisis simultánea de vapor de agua y CO_2, con la que sería posible obtener gas de síntesis directamente en el electrolizador, simplificando el proceso. Sin embargo, esta modalidad presenta todavía un grado de madurez tecnológica reducida.

- Los electrolizadores de membrana de intercambio aniónico (AEM) combinan algunas de las ventajas de ALK y PEM. Utilizan una membrana polimérica sólida, pero operan en un entorno alcalino que permite recurrir a materiales más abundantes y catalizadores sin metales del grupo del platino. Así, pueden utilizarse componentes basados en níquel,

hierro y acero inoxidable, reduciendo la dependencia del titanio, el iridio y el platino característicos de PEM. Sin embargo, la estabilidad química, térmica y mecánica de las membranas aniónicas condiciona su vida útil y dificulta todavía su despliegue a gran escala.

En el Anexo II se analizan las ventajas y desventajas de cada tipo de tecnología con algo más de detalle.

4.2 Rutas de producción para la síntesis de derivados

Todos los combustibles sintéticos comparten un tronco común aguas arriba —el hidrógeno renovable por electrólisis— pero divergen en la etapa de síntesis según el vector final y el sector destinatario. Conviene distinguir dos familias, los derivados nitrogenados y oxigenados de uso directo en el transporte marítimo (e-amoníaco y e-metanol, respectivamente), que se emplearían tal cual como combustible, y el e-queroseno para aviación (eSAF), que exige un producto de reemplazo directo (*drop-in*), homologado y químicamente equivalente al Jet Fuel fósil.

4.2.1 Amoníaco sintético renovable (NH_3)

El e-amoníaco es un compuesto inorgánico nitrogenado que parte de dos materias primas: hidrógeno renovable, obtenido mediante electrólisis, y nitrógeno, separado del aire mediante una unidad de separación de aire (ASU). Ambas corrientes se acondicionan y comprimen antes de introducirse en el bucle de síntesis Haber-Bosch, donde reaccionan de acuerdo con la expresión:

$$N_2 + 3H_2 \rightarrow 2NH_3$$

La producción de una tonelada de amoniaco requiere teóricamente alrededor de 0,2 t de H_2 y 0,8 t de N_2. La reacción a su paso por el reactor no convierte todo el hidrógeno y nitrógeno en una única vez, siendo la conversión por paso en torno al 12–16 %. Por ello, tras el reactor, el amoniaco formado se separa —tradicionalmente mediante enfriamiento y condensación— y el hidrógeno y nitrógeno no convertidos se recirculan. Con este bucle de síntesis se permite alcanzar una elevada conversión global de las materias primas sin exigir una conversión completa en cada paso por el reactor. La paradoja de esta ruta es que la síntesis en sí es plenamente madura. Sin embargo, las plantas convencionales Haber-Bosch fueron diseñadas fundamentalmente para operar a gran escala y de forma continua, mientras que la producción de hidrógeno mediante electrólisis puede seguir un perfil variable cuando se alimenta directamente con generación eólica o solar. **El principal reto de la ruta renovable no reside, por tanto, en demostrar la reacción química, sino en aumentar la flexibilidad operativa del conjunto electrólisis–Haber-Bosch**, desarrollar configuraciones que toleren mayores variaciones de carga y reducir las necesidades de almacenamiento intermedio de hidrógeno y electricidad.

4.2.2 Metanol sintético renovable (CH_3OH)

El e-metanol es un tipo de alcohol que se obtiene combinando CO_2 capturado con hidrógeno renovable. Ambas corrientes se purifican, acondicionan y comprimen antes de introducirse en un reactor catalítico, donde tiene lugar principalmente la hidrogenación directa del CO_2 según la reacción:

$$CO_2 + 3H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O.$$

La producción de una tonelada de e-metanol requiere teóricamente alrededor 0,2 t de H_2 y 1,4 t de CO_2, además de generar agua como coproducto. En operación real, esta proporción puede ajustarse ligeramente —normalmente con un pequeño exceso de hidrógeno— según el diseño del proceso. Como la conversión no es completa en un solo paso, los gases no reaccionados se recirculan, mientras que el metanol y el agua producidos se separan y el metanol se purifica posteriormente. Sobre este esquema básico aparecen **dos condicionantes principales: la necesidad de disponer de un suministro suficientemente continuo y de calidad de CO_2 sostenible**, cuya captura, purificación y logística pasan a formar parte integral de la cadena de producción, **y; la integración de esta corriente de carbono con la producción de hidrógeno renovable y con el propio reactor de síntesis**, por lo que la literatura recoge un rango de TRL maduro, 8-9, pero también otras en desarrollo, 3-7.

4.2.3 eSAF o queroseno sintético renovable (C_8–C_{16})

El e-queroseno es una mezcla sintética de hidrocarburos de distintas longitudes de cadena. Este es obtenido mediante procesos *power-to-liquid* (PtL) a partir de electricidad. Dos rutas de síntesis concentran interés:

Ruta Fischer-Tropsch (FT-SPK, ASTM D7566 Anexo A1)

La síntesis Fischer-Tropsch (FT) convierte gas de síntesis —una mezcla formada principalmente por hidrógeno (H_2) y monóxido de carbono (CO)— en hidrocarburos que posteriormente se acondicionan mediante procesos como hidrocracking, isomerización y fraccionamiento para obtener, entre otros productos, queroseno sintético. Cuando se parte de H_2 renovable y CO_2 capturado, el gas de síntesis puede producirse mediante la reacción denominada *Reverse Water Gas Shift* (RWGS):

$$CO_2 + H_2 \leftrightarrow CO + H_2O$$

La RWGS requiere temperaturas elevadas y, por tanto, un aporte térmico importante. Además, consume parte del hidrógeno para convertir el CO_2 en CO y genera agua como coproducto. Sus principales retos se concentran en mejorar la eficiencia energética, la estabilidad de los catalizadores y la selectividad hacia CO, evitando reacciones secundarias como la formación de

metano. Si bien el núcleo de la tecnología FT es maduro y se utiliza comercialmente desde hace décadas a partir de gas de síntesis procedente de carbón o gas natural; y, además la ruta completa FT-SPK está homologado como combustible de aviación bajo el Anexo A1 de ASTM D7566 su integración completa aun continua en fase de demostración y escalado. **El principal salto tecnológico no reside en la reacción FT en sí, sino en producir el gas de síntesis a partir de CO_2 y el hidrógeno renovable e integrar eficientemente el conjunto de la cadena PtL al completo.**

¿Es inescapable la creación de otros co-productos en la creación de eSAF?

Las plantas Fischer–Tropsch producen habitualmente una mezcla de hidrocarburos que puede incluir queroseno, diésel y nafta. Sin embargo, el diseño y la operación de la planta permiten ajustar la distribución de productos (*product slate*) para maximizar la producción de e-queroseno. En este sentido, **técnicamente es posible alcanzar una producción del 100% de e-queroseno**, evitando la generación de coproductos mediante el reciclaje de las fracciones más ligeras al proceso de síntesis, con apenas un incremento del 10% en los costes de producción respecto a una planta que genera coproductos. En cualquier caso, de generarse estos coproductos, existen alternativas para su aprovechamiento. La e-nafta puede destinarse a la industria química, incluida la fabricación de plásticos, mientras que el e-diésel podría utilizarse como combustible en el transporte marítimo.

Ruta Methanol-to-Jet (MtJ, ASTM D7566 Anexo A5)

La segunda vía, Methanol-to-Jet (MtJ), sintetiza primero metanol —a partir de H_2 renovable y CO_2 capturado— y lo transforma posteriormente en hidrocarburos de rango queroseno. El proceso comprende principalmente la conversión del metanol en olefinas (Methanol-to-Olefins, MTO):

$$2CH_3OH \rightarrow C_2H_4 + 2H_2O$$

Posteriormente, las olefinas se oligomerizan para formar hidrocarburos de cadenas más largas y se hidrogenan hasta obtener una mezcla de parafinas dentro del rango del queroseno de aviación. Su interés reside en que permite utilizar el metanol como producto intermedio, fácilmente almacenable y transportable, y aprovechar la experiencia industrial existente. La ruta ha dado un paso decisivo, en 2026, ASTM aprobó el metanol como materia prima dentro del anexo A5 (Alcohol-to-Jet) de la norma ASTM D7566, que incluye el e-metanol producido con hidrógeno renovable y CO_2 capturado. El reto ahora es escalar la producción y optimizar conjuntamente la conversión de metanol en olefinas y su oligomerización.

Sección 5

El mercado de proyectos y la infraestructura de suministro

España cuenta con una cartera relevante de combustibles sintéticos renovables para descarbonizar la aviación y el transporte marítimo, pero la capacidad anunciada aún no se ha traducido en oferta asegurada. En eSAF, la cartera identificada alcanza 450 kt/año, aunque ningún proyecto había alcanzado la FID a octubre de 2026. En el transporte marítimo, España concentra el mayor potencial anunciado de la UE, con 1,6 Mtep entre e-amoníaco y e-metanol que podría dirigirse al bunkering. La principal excepción es el Valle del Hidrógeno Verde de Andalucía, que ya cuenta con FID para su primera fase y, en su desarrollo completo, prevé producir hasta 750.000 t/año de e-amoníaco y 300.000 t/año de e-metanol. Sin embargo, mientras el eSAF puede integrarse en la red de oleoductos ya existente, el bunkering de metanol y amoniaco exige de nuevos procedimientos y evaluaciones de riesgo

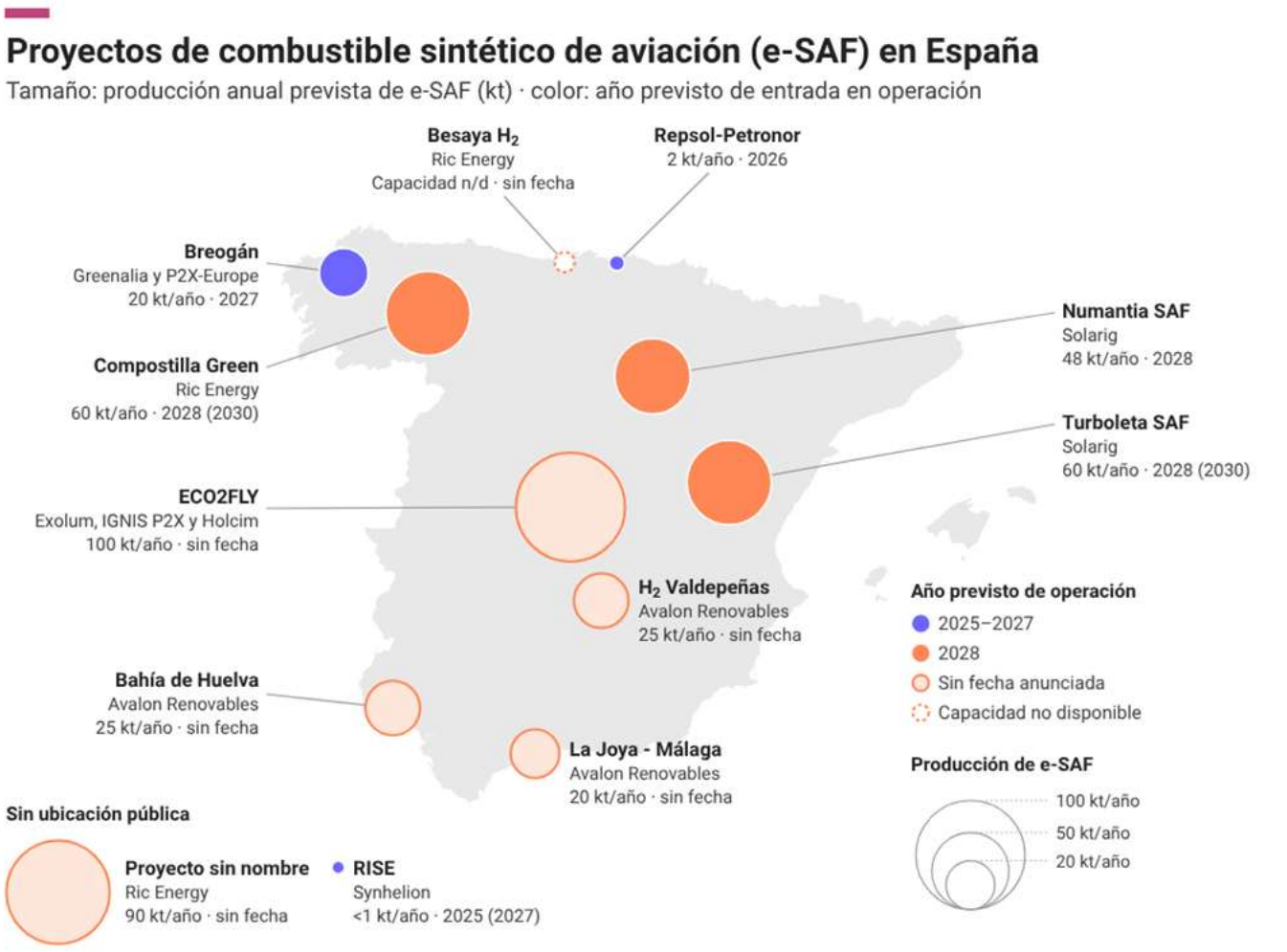
5.1. Cartera anunciada de queroseno sintético renovable

España cuenta actualmente con una cartera amplia y diversificada de proyectos de eSAF, que combina iniciativas industriales de gran escala con plantas de demostración y proyectos en fases más tempranas de desarrollo (ver Anexo III). En 2025, nuestro observatorio situaba en 196 kt/año la capacidad estimada de e-queroseno correspondiente a 100 kt/año de Ignis P2X en Villaluenga de la Sagra (Toledo), 60 kt/año de RIC Energy en Cubillos del Sil (León), 14 kt/año de Solarig en Teruel, 2 kt/año de Petronor en Bilbao, 9 kt/año de Solarig en Garray (Soria), 1,15 kt/año de Petronor en Bilbao y 0,25 kt/año de Synhelion en Móstoles (Madrid).

Según Ecodes (2026).la cartera española se ha ampliado con nuevos proyectos de escala industrial, elevando el volumen anunciado hasta aproximadamente 450 kt/año de eSAF. Esta ampliación incorpora Breogán, en Curtis-Teixeiro (A Coruña), con 20 kt/año, así como tres proyectos de Avalon Renovables: Bahía de Huelva (Huelva), H2 Valdepeñas (Ciudad Real) y La Joya (Málaga), con 25, 25 y 20 kt/año, respectivamente. También se incorporan nuevos desarrollos de RIC Energy, entre ellos Besaya Green H2, en Torrelavega y Santillana del Mar (Cantabria). A fecha de octubre de 2026, ninguno de estos proyectos ha alcanzado por el

momento la decisión de inversión final. Como referencia, 450 kt/año de eSAF equivalen a unos 19 PJ, del orden de la demanda regulada estimada para 2035 (18 PJ, sección 3.3).

La cartera continúa, por tanto, mayoritariamente en fase de desarrollo y maduración. Aunque algunos proyectos han avanzado en ingeniería, obtención de apoyos públicos y preparación de la construcción, la información disponible no permite considerar todavía estas capacidades anunciadas como capacidad productiva firme. En el contexto europeo, esta situación es consistente con un mercado en el que los proyectos de eSAF siguen avanzando hacia la decisión final de inversión, pero en el que la materialización de la capacidad anunciada continúa siendo el principal paso pendiente.



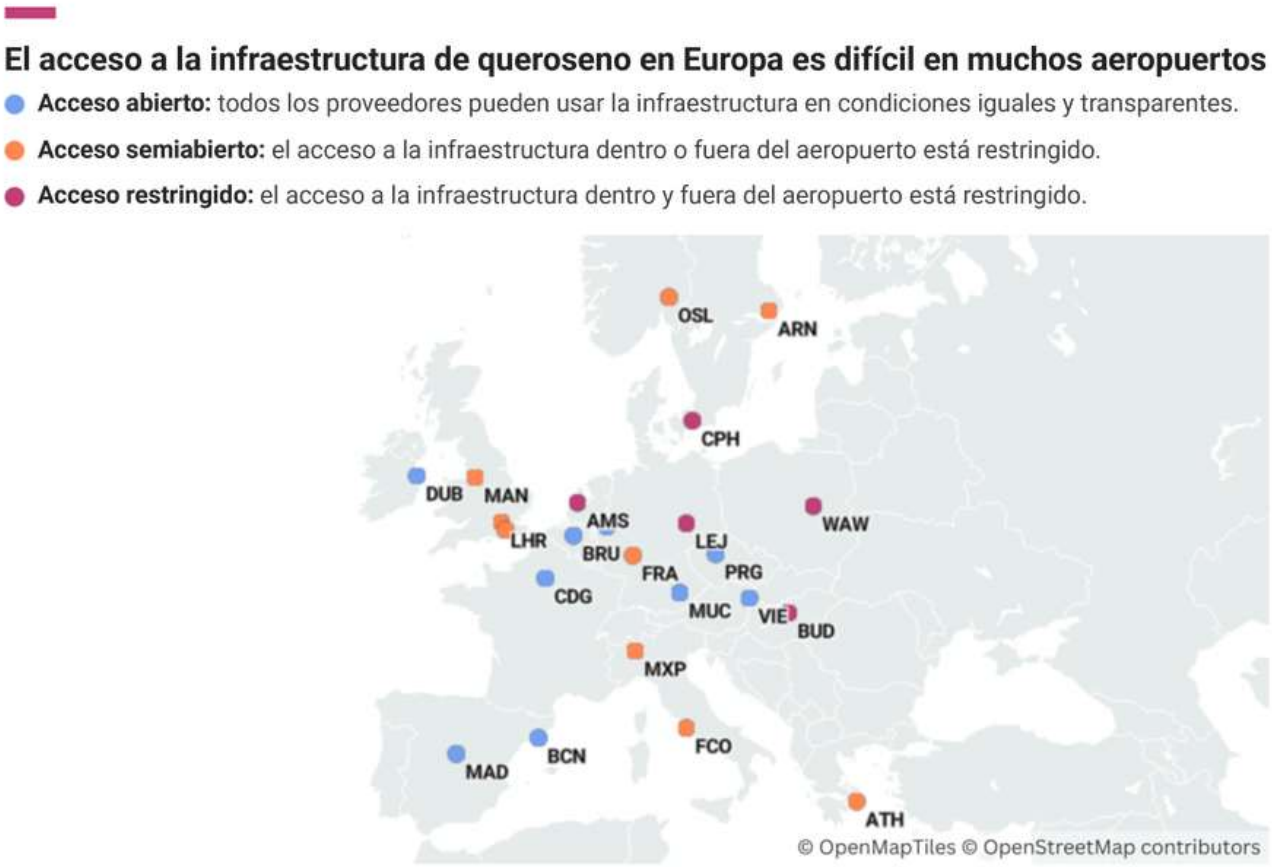
Fuente: T&E (2025) y Ecodes (2026), «El futuro verde de la aviación en España». Ubicación aproximada, por provincia o municipio, según los anuncios de las empresas. Entre paréntesis, año de construcción indicado por Ecodes.

5.2. La integración del eSAF en una red logística abierta

La infraestructura logística española ofrece condiciones favorables para incorporar eSAF al sistema de suministro existente. La red de transporte y almacenamiento de productos petrolíferos está ampliamente interconectada y permite el acceso de terceros. La Comisión

Europea identifica la red de oleoductos de Exolum como una infraestructura en la que puede aplicarse el balance de masas para la distribución de SAF, lo que permitiría aprovechar la infraestructura existente sin desarrollar una cadena logística aeroportuaria específica para el eSAF.

El acceso a la infraestructura fija de transporte y almacenamiento es recogido por la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, que dicta que los titulares de la red de oleoductos y de instalaciones fijas de almacenamiento han de permitir el acceso de terceros, configurando una infraestructura logística integrada y abierta sobre la que operan distintos suministradores y prestadores de servicios. La separación entre la gestión de determinadas infraestructuras y la comercialización del combustible permite que varios operadores utilicen una misma red en condiciones equivalentes, algo que no común en toda la UE.

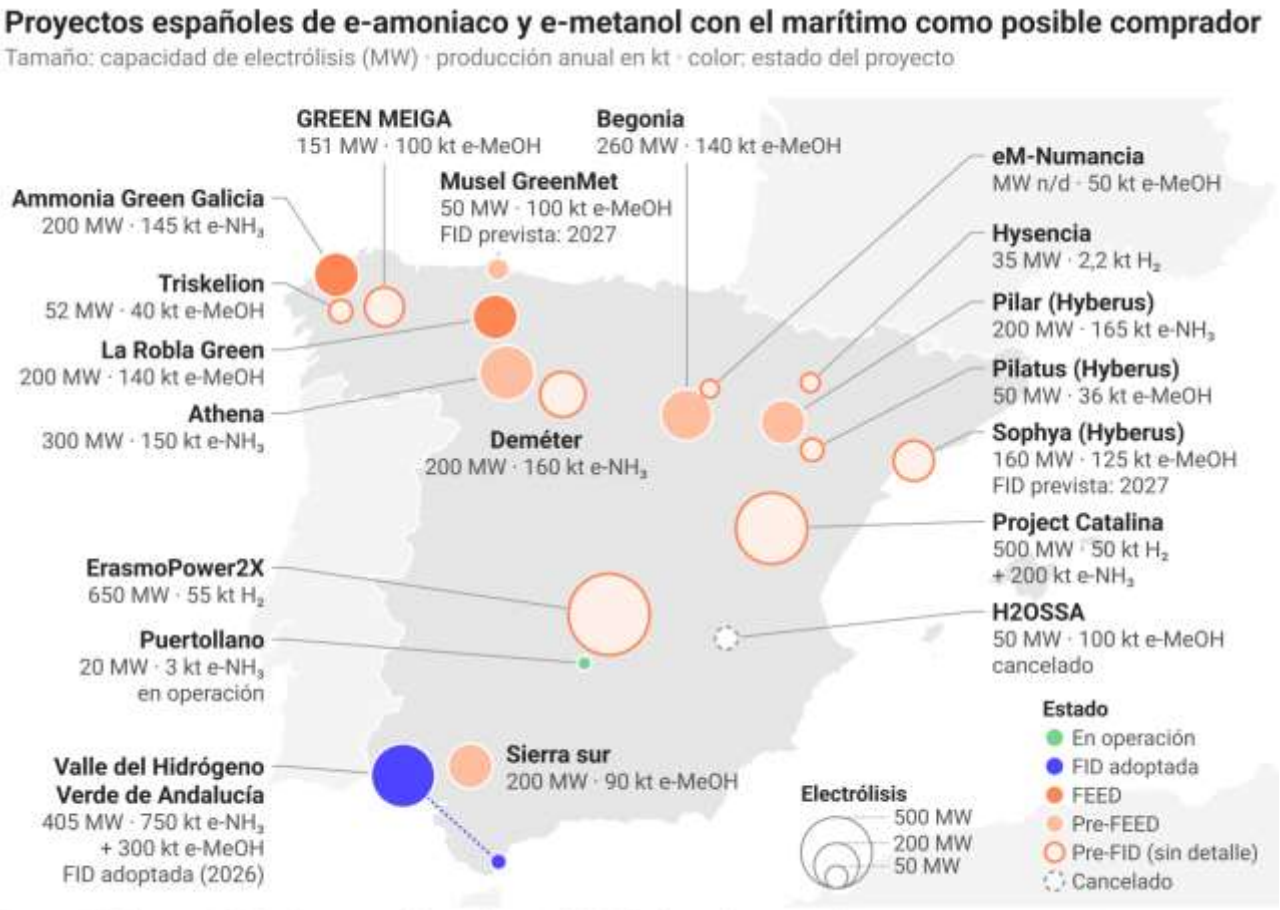


Fuente: T&E (2025), a partir de ProAviation (2025)

Aunque la cadena aeroportuaria no está integrada por un único operador, Exolum ocupa una posición central en esta infraestructura, con unos 4.000 km de oleoductos, 39 instalaciones de almacenamiento y presencia en 35 instalaciones aeroportuarias. El eSAF, tras el cumplimiento de las especificaciones de mezcla aplicables podrá utilizar la infraestructura prexistente sin necesidad de mantener una red física segregada durante su recorrido.

5.3. Cartera anunciada de metanol y amoniaco sintético renovable

España es el país con mayor potencial de producción agregado de la UE, concentrando 1,58 Mtep de combustible sintético que podría ir dirigido al suministro marítimo – a razón de 0,83 en e-amoníaco y de 0,58 en e-metanol (ver Anexo IV). Se sitúa así por delante de Finlandia, Dinamarca y Francia. Sin embargo, esta amplia cartera de proyectos no equivale todavía a una oferta asegurada para el transporte marítimo. De los 19 proyectos españoles identificados, 13 mencionan explícitamente al sector marítimo como potencial comprador, con una capacidad agregada de alrededor de 1,26 Mtep, mientras que otros seis podrían abastecerlo dentro de una categoría más amplia de transporte. Como referencia, los proyectos de e-amoníaco (unos 35 PJ) equivalen a algo más del 85 % de la demanda de e-amoníaco estimada para 2040 en el escenario central (unos 40 PJ, ver sección 3.3).



Fuente: T&E, Shipping E-fuels Observatory (datos de junio de 2026). Ubicación aproximada, por provincia o municipio.

La principal excepción por escala es el Valle del Hidrógeno Verde de Andalucía, promovido por Moeve, que en 2026 alcanzó la FID de su primera fase (Onuba), de unos 300 MW de capacidad de electrólisis, ampliables hasta 405 MW, con entrada inicial en operación prevista para 2027-2028. En su desarrollo completo, de hasta 2 GW entre Huelva (Palos de la Frontera) y Cádiz (San Roque), el proyecto tiene un potencial productivo de hasta 750.000 t/año de e-amoníaco y 300.000 t/año de e-metanol.

5.4. Bunkering de metanol y amoniaco

Según datos de Puertos del Estado, actualmente, los principales hubs de bunkering fósil en España son Algeciras, Las Palmas y Barcelona, con unos 3,0, 2,6 y 1,4 Mt de combustible suministrado en 2025, respectivamente. Mientras, el Plan de Acción Nacional para la Descarbonización del Transporte Marítimo reconoce que las redes de distribución de metanol y amoniaco se encuentran en una fase incipiente, quedando pendiente el desarrollo de autorizaciones, guías de suministro, evaluaciones de riesgo y capacidad de respuesta ante incidentes. A esto se suma la Ley 9/2025, de Movilidad Sostenible, que prevé que los puertos han de desarrollar marcos de actuación que favorezcan su disponibilidad en función de la demanda esperada. El borrador del Marco de Acción Nacional (MAN) para la implantación del Reglamento AFIR (UE) 2023/1804, por su parte, no fijó medidas específicas en cuanto a la necesaria reorganización de espacios portuarios, limitándose a realizar un mero diagnóstico de situación.

La existencia de una base industrial previa facilitadora y primeros pasos

A pesar del progreso pendiente (en España no consta la realización de ninguna operación de bunkering de amoniaco o metanol), el país no parte de cero. Sus puertos energéticos y petroquímicos combinan la disponibilidad de activos capaces de almacenar y manipular estas moléculas, así como de proyectos de producción en sus proximidades. **A modo indicativo**, se identifica:

- El puerto de Huelva dispone de infraestructura de manipulación para ambas moléculas. En las instalaciones de Decal, el pantalán Norte cuenta con una manguera para metanol de 600 m³/h y el pantalán Sur con un brazo de la misma capacidad. Por su parte, el pantalán de Fertiberia destinado a abonos dispone de una tubería para carga y descarga de amoniaco con una capacidad de 200–250 t/h. Se trata de activos concebidos para la manipulación de producto pero que podrían proporcionar una base logística y técnica relevante. A esta infraestructura se suma y el proyecto LUXIA Bunkering de Moeve, que contempla el desarrollo de infraestructura específica para suministro marítimo de metanol mediante una solución buque a buque.

- El puerto de Algeciras dispone de la terminal de Evos con 403.000 m³ de almacenamiento, entre los que el (bio)metanol figura como uno de los productos gestionados. En 2024 Moeve y Evos acordaron utilizar esta terminal para el almacenamiento de metanol verde y amoniaco verde, integrándola en la futura cadena logística de estas moléculas. El proyecto CARTEIA Bunkering contempla un sistema buque a buque compuesto por un buque bunker de 7.500 m³, un sistema terrestre de carga y tres conducciones de aproximadamente tres kilómetros entre el punto de producción y el muelle.

- El puerto de Sagunto cuenta con infraestructura consolidada para la recepción de amoniaco como mercancía. La terminal de Fertiberia, situada en el Muelle Sur 1, dispone de un brazo de carga y descarga de amoniaco conectado mediante amonoducto con sus instalaciones industriales; para la escala y descarga de buques amoniqueros. A ello se suma el Proyecto Catalina, actualmente en desarrollo, que contempla un electrolizador de 500 MW, conectado mediante un hidroducto dedicado de 221 km a una nueva planta de amoniaco bajo en carbono de Fertiberia en el propio Sagunto.

- El puerto de Tarragona cuenta con una capacidad superior a 900.000 m³ para graneles líquidos, conectada con uno de los principales complejos petroquímicos del Mediterráneo. Dentro del recinto, la terminal de Vopak Terquimsa dispone de 447.001 m³ de capacidad total, entre los que se incluye el amoniaco como producto que puede almacenar y manipular. En relación con el metanol, la terminal de TEPSA cuenta con 128.500 m³, acceso marítimo y conexión por tubería; además. Tarragona cuenta además con un proyecto de producción de e- metanol en su entorno, Sophya/HyBERBUS.

- El port de Barcelona ha incorporado expresamente el desarrollo de la cadena de suministro de combustibles alternativos a su Plan de Transición Energética, que fija como objetivo la regulación del *bunkering* de metanol y amoniaco para 2030. A ello se suma el proyecto de Hymet Barcelona (HyFive), que en mayo de 2026 solicitó una concesión en el Muelle de la Energía para construir plantas de hidrógeno verde y e-metanol.

Condiciones operativas y de seguridad para la autorización del suministro

Para que los puertos estatales puedan avanzar hasta prestar un servicio comercial operativo se requiere acordar y aprobar una serie de procedimientos. La ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante regula el suministro de combustible a buques se articula como servicio comercial relacionado con la actividad portuaria que requiere autorización de la Autoridad Portuaria, habilitando a proveedores concretos. Los pliegos que regulan estos servicios incorporan, además, las condiciones de seguridad, protección ambiental y compatibilidad con la explotación portuaria, mientras que Capitanía Marítima mantiene sus competencias en materia de seguridad marítima y de la navegación.

Por tanto, más que una autorización única de carácter exclusivamente técnico, el despliegue requiere encajar el servicio con una amplia combinación de requisitos. Este es un proceso que conlleva el desarrollo por parte de la Autoridad Portuaria implicada de:

- Evaluaciones de riesgo, mediante metodologías como HAZID, HAZOP y, cuando resulte necesario, análisis cuantitativos de riesgo (QRA). Estas evaluaciones deben considerar no solo la transferencia del combustible, sino también escenarios de fuga, ignición o dispersión y de compatibilidad con operaciones simultáneas (*SIMOPS*).

- Procedimientos operativos normalizados y listas de comprobación, que cubran toda la secuencia de la operación de suministro
- Planes de emergencia y respuesta por contaminación, derrames y liberaciones. En coordinación previa entre proveedor, buque, terminal, Autoridad Portuaria, Capitanía Marítima y servicios de emergencia, deben quedar definidos los mecanismos de emergencia y respuesta en caso de accidente.
- Designación de zonas de seguridad o exclusión adaptadas al riesgo de cada operación

¿Puede el amoniaco convivir con la ciudad?

Las exigencias de seguridad son especialmente relevantes en el caso del amoniaco. Frente al metanol, cuyo principal riesgo se asocia a su inflamabilidad y toxicidad por exposición directa, el amoniaco presenta una elevada toxicidad aguda y puede generar nubes peligrosas incluso sin combustión.

EMSA señala que concentraciones de 300 ppm durante 30 minutos pueden resultar inmediatamente peligrosas para la vida o la salud. Por ello, el modelado de la dispersión de una liberación tóxica es especialmente relevante y la ubicación de las operaciones de bunkering se convierte en un factor crítico. Un estudio sobre una operación buque a buque de amoniaco estimó que era necesario alejarse unos 1,9 km del punto de suministro para reducir considerablemente el riesgo (1:10.000) y hasta 3,1 km para minimizarlo (1:1.000.000). Con medidas adicionales de mitigación, la distancia del primer umbral podría reducirse hasta unos 200 metros

Este aspecto es especialmente relevante en puertos como el Port de Barcelona, integrado en el tejido urbano. Las distancias de seguridad ante una posible fuga pueden afectar a otros atraques, terminales y operaciones simultáneas, y son más difíciles de acomodar en un entorno portuario próximo a la ciudad. Por ello, el propio Port de Barcelona valora realizar el suministro de amoniaco en la zona de fondeo, fuera de los diques, si las distancias de seguridad dificultan su realización en los muelles comerciales convencionales.

Sección 6

El largo camino hasta la decisión de inversión final: barreras a la producción y a la bancabilidad del proyecto

Las secciones anteriores han puesto de manifiesto la oportunidad y la necesidad de desarrollar los combustibles sintéticos para el transporte marítimo y la aviación, y han repasado las condiciones regulatorias, tecnológicas y de mercado existentes. Sin embargo, el desarrollo de estos combustibles pasa necesariamente por la toma de un conjunto de decisiones finales de inversión (FID) que tienen lugar de manera descentralizada por diferentes agentes involucrados en el desarrollo de los proyectos. La toma de FID y la bancabilidad de los proyectos requiere unos costes controlados y predecibles, así como certidumbre en los ingresos. Esta sección de la hoja de ruta aborda algunas de las variables que mayor impacto tienen sobre los costes de producción, como el suministro de electricidad o el carbono compatible con la regulación, aportando una base cuantitativa a las secciones siguientes. El enfoque y parte de los contenidos se basan en los materiales y debates que tuvieron lugar en una serie de talleres organizados durante la segunda mitad de 2025 con grupos de interés relevantes del sector.

6.1 Costes regulados sector eléctrico

La producción de hidrógeno electrolítico requiere grandes volúmenes de energía eléctrica, representando uno de los principales elementos de coste de los combustibles sintéticos. **Una de las primeras decisiones a tomar durante el desarrollo de un proyecto es definir la configuración del suministro eléctrico de la instalación,** pudiendo combinar plantas renovables colocalizadas en el mismo emplazamiento que el electrolizador o conectada al mismo mediante

una línea directa, junto con electricidad tomada de la red de transporte o distribución para lo cual es preciso disponer del punto de acceso correspondiente.

Esta configuración depende de múltiples factores como el espacio y recurso disponible en el emplazamiento, la estrategia de cumplimiento regulatorio, el grado de carga efectivo que se persigue alcanzar o, por supuesto, el coste asociado a cada fuente de suministro. En el caso de la planta dedicada, el coste dependerá del recurso, los costes de inversión o si se dispone o no de capacidad de acceso para inyección a red de los excedentes de generación que no pueden ser consumidos o almacenados en la propia instalación. En cambio, **en lo relativo a la electricidad tomada de la red, no solo es relevante el coste de la propia energía**, **habitualmente adquirida mediante un acuerdo PPA, sino también todos los costes regulados que han de pagar los consumidores eléctricos**. Éstos incluyen los siguientes:

- Cargos eléctricos: destinados al pago de las otras partidas de costes que no sean cubiertas por otros ingresos como la remuneración específica de la generación renovable y otras tecnologías (RECORE), el extracoste de la energía en sistemas no peninsulares, mecanismos de capacidad, o las anualidades del déficit del sistema eléctrico.
- Peajes de acceso a las redes: destinados a cubrir la retribución de los operadores de las redes eléctricas de transporte y la distribución.
- Otros costes de operación del sistema soportados por la demanda: destinados a cubrir determinados costes asociados a la gestión técnica del sistema eléctrico, entre los que cabe destacar muy especialmente los costes de los servicios de ajuste, debido al significativo crecimiento que han experimentado en los últimos años y, particularmente, tras el apagón del 28 de abril de 2025.
- Impuestos específicos a la electricidad consumida o generada: las facturas pagadas por los consumidores finales de electricidad incluyen una serie de impuestos. Estos incluyen impuestos tanto repercutidos directamente sobre el consumo, como el impuesto especial sobre la electricidad, como otros que repercuten sobre la actividad de generación y que acaban internalizándose en el coste final, como el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica o impuestos específicos aplicados a la producción nuclear o hidroeléctrica.

Convencionalmente, estos costes han representado un porcentaje pequeño del coste del suministro para los grandes consumidores industriales, que ha estado dominado por el coste de la energía. No obstante, esto no quiere decir que carezcan de relevancia para esta hoja de ruta, por dos motivos. Por un lado, **incrementos porcentualmente pequeños en el coste del suministro, pueden tener un impacto relevante sobre el coste de producción del hidrógeno.** A modo ilustrativo, si se asume un consumo específico de la electrólisis de entre 50-55 kWh/kg-H_2, 10 €/MWh de coste adicional equivalen a unos 0,50-0,55 €/kg-H_2. Por otro lado, **en los últimos años, algunos de estos costes, como los de resolución de restricciones técnicas, han**

experimentado un crecimiento muy significativo, superando en ocasiones al propio coste de la energía en el mercado.

Componentes del precio final de la energía eléctrica

Esta sección detalla cómo el precio final que paga cualquier consumidor por cada MWh de electricidad que consume incluye mucho más que el propio coste de generar la energía. Asimismo, cada uno de los componentes del precio final difieren en lo relativo a cuándo se fijan (antes o después del consumo), el mecanismo de fijación (basado en mercado o mediante resolución administrativa), o la estructura del coste trasladado a la demanda. **Cada uno de estos factores impacta en el grado de previsibilidad y gestionabilidad de los costes del suministro para las plantas de electrólisis**. Por este motivo, y a modo de resumen, la tabla inferior recoge las principales características de cada uno de los principales componentes del precio final de la energía.

Tipo de coste	Mercado en el que se paga	Momento de la fijación	Unidades	Granularidad temporal
Precio de la energía	Mayorista	Ex-ante	€/MWh	Cuarto-horario (spot) o según contrato (PPA/bilateral)
Coste restricciones y servicios de ajuste	Mayorista	Ex-post	€/MWh	Cuarto-horario
Peajes de acceso	Minorista	Ex-ante (anualmente)	€/MWh y €/MW	3-6 periodos tarifarios según nivel de tensión y potencia
Cargos eléctricos	Minorista	Ex-ante (anualmente)	€/MWh y €/MW	3-6 periodos tarifarios según nivel de tensión y potencia
Fiscalidad	Mayorista (IVPEE, otros) Minorista (impuesto especial electricidad)	Ex-ante	Tasa (%) aplicada sobre la base correspondiente	NA

6.1.1. Cargos eléctricos y su evolución

Como se describió anteriormente, los cargos eléctricos financian distintas políticas estatales que no están directamente relacionadas con la producción de energía, la infraestructura o la operación del sistema eléctrico. Según información publicada por la CNMC, los costes a

recuperar a través de los cargos durante el año 2025 ascienden a unos 7,400 M€, de los que el 57% se destina al RECORE, el 32% a las anualidades del déficit, y el 11% a los costes de los sistemas no peninsulares.

Esta desagregación es importante para comprender el peso relativo de cada componente así como analizar la posible evolución de los cargos eléctricos durante los próximos años. En general, los costes de cargos han mostrado una tendencia descendente durante los últimos años:

- En el caso de la partida destinada al RECORE, el monto ha pasado de superar los 7.000M€ en 2019 a menos de 5.000M€ en 2025. No obstante, su evolución futura, por un lado, tenderá a la baja a medida que las instalaciones más antiguas vayan saliendo del esquema, si bien el valor final dependerá en gran medida del precio de la electricidad en el mercado mayorista. Si estos precios bajan, será necesario dedicar una mayor partida para mantener la rentabilidad de las instalaciones y viceversa.
- En el caso de las anualidades del déficit de tarifa, éstas deberían extinguirse completamente a partir del año 2028, mitigando significativamente la componente de cargos.

Opciones regulatorias para aliviar los cargos

El Real Decreto 148/2021, que establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, contempla la posibilidad de que, mediante Orden Ministerial, las instalaciones de producción de hidrógeno renovable disfruten de una exención temporal, total o parcial, del pago de cargos del sistema eléctrico. Esta exención se viene aprobando de manera anual desde el año 2024 mediante la correspondiente Orden por la que se fijan los cargos eléctricos para el año correspondiente, sujeto al requisito de estar dado de alta en el Registro de instalaciones de producción de gases renovables.

Pese a la ayuda que representa esta exención, la misma es, por definición, temporal y sujeta a su aprobación año a año, no aportando certidumbre y previsibilidad a largo plazo. Por ello, se plantean las siguientes opciones:

- Ampliar su duración: durante los talleres, los agentes participantes indicaron que se requeriría asegurar la exención durante un periodo no inferior a los 5 o 10 años.
- Aclarar su alcance: la regulación emplea el término hidrógeno “renovable”, sin aclarar si el hidrógeno de tipo hipocarbónico se podrá beneficiar de esta exención.
- Estabilizarla para consumos estratégicos: a medio plazo, si se concretara una disminución de los costes a recuperar vía cargos, esto abriría la posibilidad de estabilizar esta exención para consumos eléctricos estratégicos, como la electrólisis, y así dar una mayor seguridad a los productores de combustibles sintéticos.

Sin embargo, una exención permanente tiene otro tipo de coste: como el importe que deben cubrir los cargos es fijo, lo que no pagan los electrolizadores lo asumen los demás

consumidores. Este subsidio cruzado encarecería la electricidad para el resto de consumidores y podría frenar la electrificación y descarbonización de otros usos finales.

6.1.2. Peajes de transporte y distribución y su evolución

Los peajes eléctricos están destinados a recuperar el coste de la infraestructura eléctrica que conecta la generación y la demanda. Esta infraestructura comprende las redes de transporte y distribución, operadas por los gestores de la red; entidades reguladas bajo la supervisión de la CNMC.

El monto previsto a recuperar vía peajes, pendiente aún de la liquidación definitiva, es de unos 7.000 M€ para el año 2025, que, como se pudo ver en la subsección anterior, está en un orden de magnitud similar a los cargos**. Esta cantidad se prevé aumente durante los próximos años principalmente debido a las inversiones de red** que son necesarias para permitir la conexión de nueva potencia renovable, así como la electrificación de la demanda industrial, térmica o la movilidad. Sin embargo, pese a este incremento de los costes, la evolución de los peajes va a depender de la evolución de la demanda eléctrica**. Si la demanda eléctrica crece más rápido que esos costes, se repartirán entre más consumo y el peaje unitario podría mantenerse o incluso bajar**

La CNMC ha publicado unas estimaciones sobre la evolución de los peajes hasta el año 2031 como parte de las propuestas de marco retributivo del transporte y la distribución (Circular 7/2025 y Circular 8/2025 respectivamente). Esta estimación prevé que los peajes de distribución se mantengan en niveles muy similares a los del año 2025, con variaciones en un sentido u otro, inferiores a los 0,5 €/MWh para las categorías tarifarias 6.X. En el caso del transporte, la CNMC prevé un crecimiento significativo en todas las categorías de tarifa en términos relativos. No obstante, incluso en el escenario más desfavorable, este incremento representaría un coste adicional de en torno a los 2-3 €/MWh en promedio para los consumidores de los grupos 6.X en términos absolutos.

Categoría tarifaria y estructura

El pago en concepto de peajes de transporte y distribución que ha de satisfacer una instalación de producción de combustibles sintéticos **dependerá**, esencialmente, del **nivel de tensión en el punto de conexión a la red y del perfil de consumo** a lo largo del año. El primero de estos factores determinará la categoría tarifaria a la que pertenece en calidad de consumidor de energía eléctrica. En función de su tamaño y ubicación, una planta de electrólisis pertenecerá a alguna de las siguientes categorías tarifarias de alta tensión (> 1 kV):

- Tarifa 6.1 TD para suministros entre 1 kV y < 30 kV
- Tarifa 6.2 TD es para tensión de ≥30 kV y <72,5 kV

- Tarifa 6.3 TD es para tensión de ≥72,5 kV y <145 kV
- Tarifa 6.4 TD se usa para tensiones de ≥145 kV

Electrolizadores de mayor tamaño se conectarían, en principio, a mayores niveles de tensión, si bien dependerá de la configuración del suministro eléctrico de la planta, las características de la red próxima a su emplazamiento, y la disponibilidad de potencia de acceso. Igualmente, a mayor nivel de tensión, menor será el coste unitario de los peajes. Los peajes son fijados anualmente mediante Resolución de la CNMC y constan de dos términos:

- Término de potencia, expresado en €/kW/año o €/kW/mes, que depende de la potencia contratada en cada periodo tarifario, y es independiente del consumo de energía en ese periodo.
- Término de energía, expresa en €/kWh o €/MWh, que depende del volumen de energía efectivamente consumida

Cómo reducir el coste: periodos tarifarios y potencia contratada

Ambos términos constan de discriminación según 6 periodos tarifarios definidos en la Circular 3/2020 de la CNMC para los peajes de las categorías 6.X. Los primeros periodos tarifarios corresponden, en principio, a los momentos de máxima carga de las redes y, por tanto, mayor peaje, y viceversa. Es importante tener en cuenta que controlar el coste de los peajes no depende únicamente del perfil de consumo de la energía, sino que optimizar la contratación de potencia puede resultar igualmente clave.

Los periodos P1 y P2 son los que tienen, con mucha diferencia, los peajes más elevados. Por tanto, **evitar contratar potencias elevadas y consumir grandes volúmenes de energía en estos dos periodos P1 y P2,** que apenas suman unas 1.800 horas del año, permite reducir muy significativamente el pago en peajes**. En cambio, el P6, correspondiente a las horas de menor demanda en la red y con unos peajes reducidos, comprende unas 4.500 horas**. No obstante, esto únicamente es posible cuando el factor de carga de la planta y los requisitos operativos o el almacenamiento disponible permitan gestionar de esta forma el consumo eléctrico. **Una ventaja de los peajes (y los cargos)** frente a otros costes regulados sobre los que se discute en la siguiente subsección, **es que los periodos tarifarios están predefinidos y, por tanto, son más previsibles.**

A la hora de optimizar la contratación de potencia, se ha de tener en cuenta que la potencia contratada en cada periodo (Pn+1) deberá ser siempre mayor o igual a la contratada en el período anterior (Pn). Adicionalmente, en caso de que la potencia demandada en un periodo cuarto-horario supere la potencia contratada, se facturará una penalización por exceso de potencia. Por último, según el Art. 26 del RD 1183/2020, **las conexiones a niveles de tensión superiores a 1 kV han de contratar al menos el 50% de la potencia de acceso en cualquier periodo (es suficiente con hacerlo en uno de ellos) para no perder los derechos de acceso**. Se

producirá la caducidad automática del permiso de acceso de la parte de la capacidad otorgada para la que no se haya formalizado un contrato de acceso (diferencia entre capacidad total y la mayor de las potencias contratadas).

Opciones regulatorias para aliviar los peajes

Adicionalmente, sería posible plantear algunas medidas para reducir la carga económica de los peajes de transporte y distribución eléctrica para los productores de combustibles sintéticos:

- Exenciones específicas: algunos países europeos han implantado exenciones específicas. Según un informe de ACER, en Austria, las instalaciones Power-to-X de al menos 1 MW están exentas de determinados peajes de red durante los primeros 15 años de operación y, en Alemania existen exenciones de peajes para instalaciones de producción de hidrógeno mediante electrólisis. De hecho, **en España se ha aplicado de manera temporal una exención del 80% en los peajes eléctricos para los consumidores electrointensivos** que cumplen las condiciones recogidas en el Real Decreto 1106/2020 durante la primera mitad de 2025 y que se vuelve a aplicar en 2026 al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto Ley 7/2026. **Sin embargo, este tipo de medidas deben valorarse con cautela, ya que las exenciones generalizadas pueden generar subsidios cruzados** cuando los costes no recuperados se trasladan al resto de los consumidores. Cualquier mecanismo de reducción de peajes debería estar debidamente justificado, atendiendo a criterios objetivos como el uso efectivo de las redes y los posibles beneficios aportados al sistema eléctrico, evitando trasladar costes arbitrarios a otros consumidores.

- Una categoría de peajes específica: otra posibilidad podría consistir en la **creación de una nueva categoría de peajes para las instalaciones de producción de combustibles sintéticos,** calculada de manera similar a las tarifas específicas para puntos de recarga de vehículos eléctricos (TDVE). Estas son tarifas calculadas de manera que se cubran todos los costes, pero con un reparto distinto entre los términos de potencia y energía **para fomentar la flexibilidad de la demanda sin penalizar excesivamente la contratación de potencias elevadas con bajo factor de capacidad.**

6.1.3 Otros costes regulados

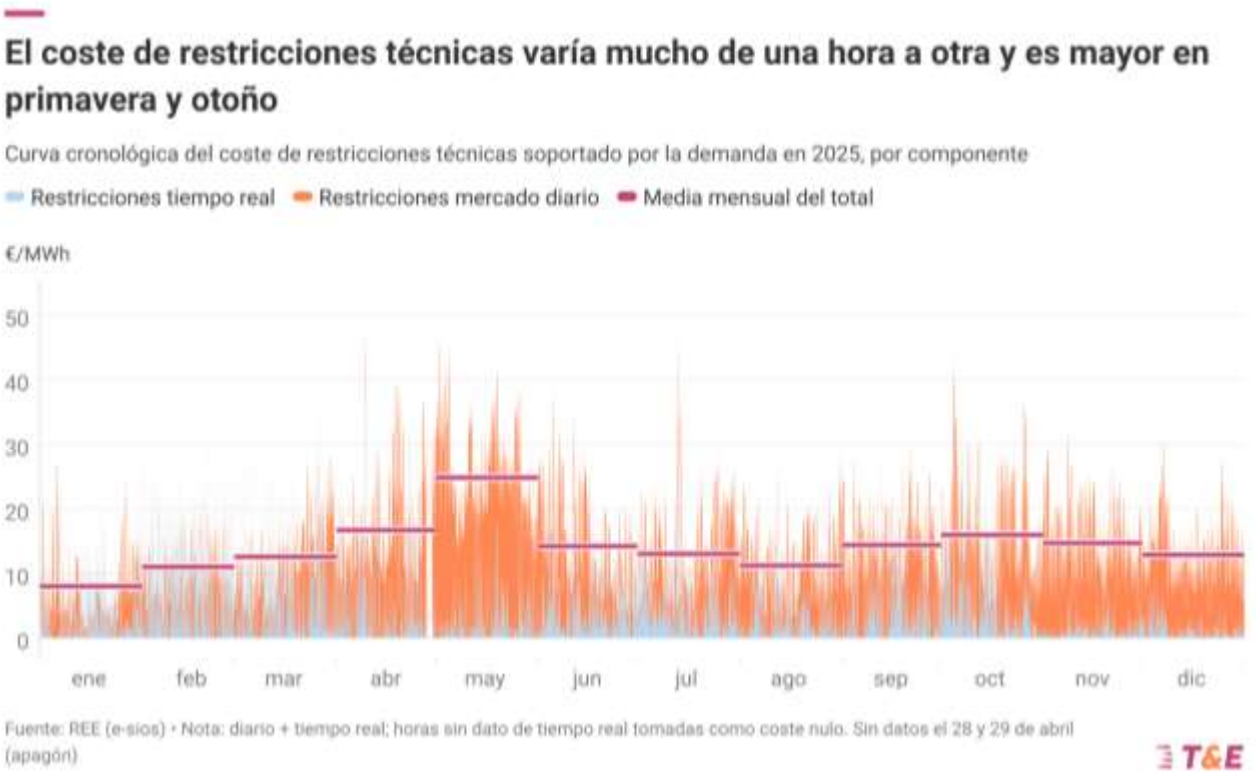
La demanda que participa en los mercados mayoristas de electricidad ha de sufragar toda una serie de costes adicionales al coste de la propia energía. Estos están asociados a toda una serie de procesos técnicos y de mercado necesarios para asegurar la operación segura y eficiente del sistema eléctrico. Convencionalmente, estos costes representaban una fracción muy reducida del coste total del suministro. Sin embargo, han experimentado un crecimiento muy significativo en los últimos años, hasta el punto de que en muchas horas alcanzan un orden de magnitud comparable al coste de la energía.

Entre estos costes, destacan especialmente los asociados a los procesos de resolución de restricciones técnicas llevados a cabo por el operador del sistema, más aún bajo la denominada "operación reforzada" implantada desde el apagón ocurrido en abril de 2025. Para dar una idea de la relevancia de estos costes, la figura inferior muestra la curva monótona de distribución del coste de restricciones técnicas soportado por la demanda nacional en 2025. Según los datos publicados por Red Eléctrica de España en la plataforma e-sios, **el promedio del coste total de las restricciones técnicas soportado por la demanda ascendió a más de 14 €/MWh durante 2025, llegando hasta los 50 €/MWh en algunas horas**. A modo comparativo el coste promedio de la energía en el mercado diario fue de 65,3 €/MWh en el mismo periodo.

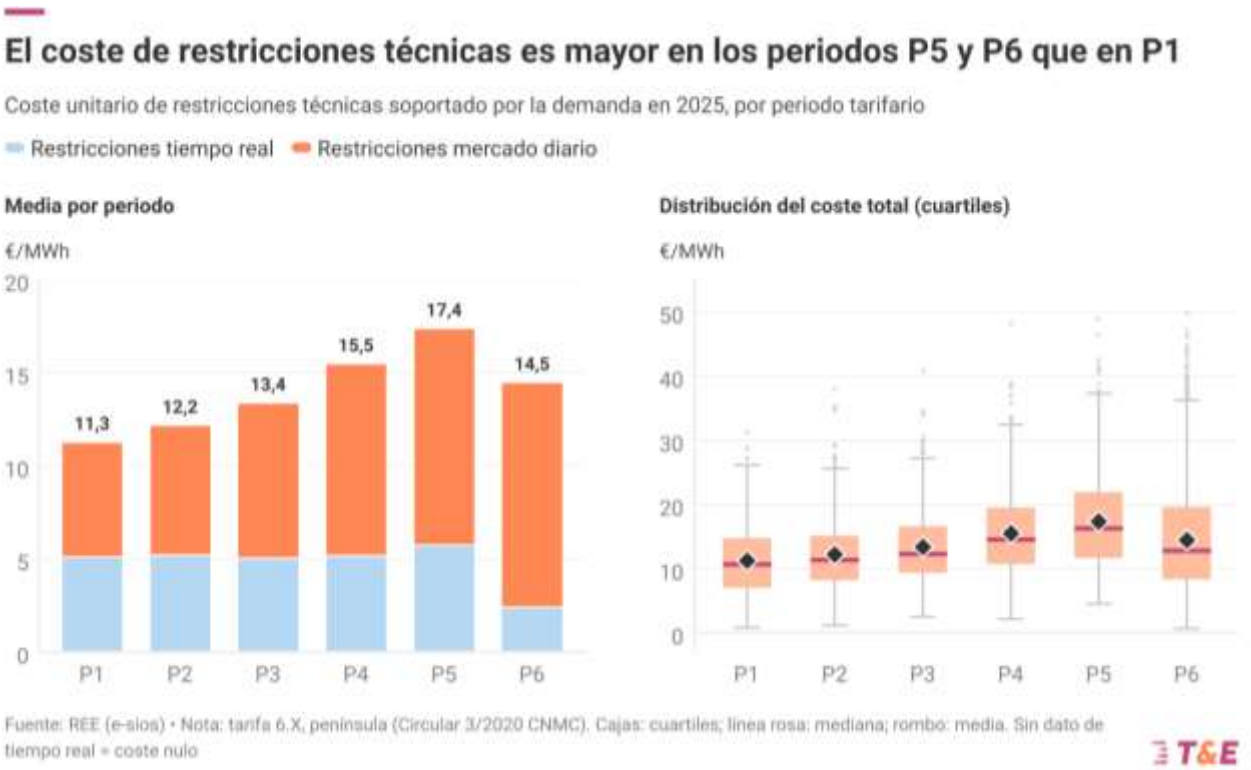


En relación a la gestión y optimización de los costes de operación de una planta de electrólisis, este tipo de costes plantea una dificultad añadida. Al contrario que en el caso de peajes y cargos, cuyos valores se fijan de acuerdo con unos periodos predefinidos, el cargo por restricciones técnicas se calcula ex-post como el cociente entre el coste total derivado de estos procesos sobre la demanda efectiva en cada intervalo horario. Los datos de los últimos años muestran una tendencia a arrojar cargos por restricciones técnicas más elevados en periodos con alta producción renovable y demanda media o baja, lo que suele corresponder a los meses de primavera (abril-mayo) y otoño (octubre-noviembre), particularmente las noches y primeras horas de la mañana. Esta variabilidad se muestra claramente en la siguiente figura.

Esto introduce una variabilidad e incertidumbre en dicho coste, que se trasladaría a los productores de combustibles sintéticos. Si se analiza la correlación de estos costes con los periodos tarifarios definidos para las categorías de tarifa 6.X (ver figura inferior), se aprecia un ligero incremento, de unos 3 €/MWh en promedio, entre P1 y los periodos P5 o P6.



Esto es debido esencialmente a que en las horas de menor demanda suele ser necesario añadir centrales térmicas al despacho de generación para asegurar la operación segura del sistema eléctrico. Asimismo, se aprecia una mayor dispersión en los valores para aquellos periodos que comprenden un mayor número de horas. Por tanto, **no tomar electricidad de la red durante los periodos tarifarios P1 y P2**, como se sugería hacer con los peajes, **no permite atenuar de manera relevante el coste de los servicios de ajuste.**



Por lo tanto, la problemática de estos costes de cara a la producción de combustibles sintéticos es doble. Por un lado, la elevada cuantía de los mismos y, por otro lado, la variabilidad e incertidumbre asociadas. Asimismo, en el marco de los talleres organizados durante la elaboración de esta hoja de ruta, algunos participantes indicaron que la señal horaria actual no es lo suficientemente transparente y depende en gran medida de decisiones operativas de REE, efecto aún marcado tras la implantación de la denominada operación reforzada.

Opciones regulatorias para aliviar los costes de restricciones técnicas

La metodología por la que estos costes se trasladan a la demanda compromete la competitividad de la industria electrointensiva y la producción de hidrógeno electrolítico en España frente a países europeos donde estos elementos se fijan de forma más estable y predecible. Para paliar estos problemas, y en línea con las modificaciones normativas adoptadas en otros países europeos como Alemania, Italia, Gran Bretaña o Portugal, se han identificado las siguientes medidas potenciales:

- Trasladar a los peajes los costes derivados de limitaciones de red: evaluar posibles alternativas para la recuperación de los costes de restricciones técnicas directamente derivados de limitaciones en la red, como congestiones o problemas de tensión. Aunque estos costes presentan un componente estructural, su cuantía es variable, por lo que cualquier eventual traslado a los peajes de acceso debería considerar los posibles desajustes entre los costes previstos y los realmente incurridos, así como su impacto sobre las distintas tarifas y, en particular, sobre los consumos asociados a las instalaciones de producción de hidrógeno
- Estabilizar el cargo: Implantar un mecanismo de estabilización de los cargos para recuperar los costes de restricciones técnicas. Fijar periódicamente un cargo ex-ante, de manera trimestral, semestral o anual. Las diferencias entre los ingresos derivados de este cargo y los costes realmente incurridos para cada periodo se trasladarán como un coste adicional a recuperar mediante los cargos de los periodos siguientes.
- Dotar de mayor transparencia a los criterios aplicados en la gestión técnica del sistema así como la metodología de cálculo de los costes trasladados a los consumidores. Adicionalmente, se podría plantear una revisión de los criterios de imputación de los costes adicionales vinculados a la **operación reforzada del sistema, especialmente aquellos derivados de decisiones de política energética**, con el objetivo de garantizar una asignación adecuada y justificada de dichos costes.

La adopción de estas medidas facilitaría la planificación de costes, mejoraría la bancabilidad de los proyectos y alinearía a España con las mejores prácticas regulatorias europeas, a la vez que permitirá a estos sectores planificar inversiones con mayor certidumbre.

La demanda como proveedor de servicios de ajuste: el SRAD

Esta sección ha abordado los servicios de ajuste del sistema eléctrico desde la perspectiva del coste que esto supone para los consumidores. No obstante, la demanda también puede participar de estos servicios, siendo retribuida por ello. El servicio de ajuste que mejor se adapta a la participación de los grandes consumidores, como lo podría ser una planta de electrólisis, es el denominado Servicio de Respuesta Activa de la Demanda o SRAD. Este es un servicio contratado por el operador del sistema mediante subastas, entre aquellos proveedores técnicamente habilitados para ello.

Este servicio consiste en una reducción temporal del consumo conforme a la potencia interrumpible previamente comprometida de acuerdo con las instrucciones del operador del sistema en aquellos periodos en que se estima insuficiente la reserva a subir disponible en el sistema. Las condiciones del servicio definen la velocidad requerida en la respuesta, la frecuencia y duración de las activaciones, etc. A cambio, las demandas perciben una retribución proporcional a la potencia interrumpible disponible, resultado de la subasta correspondiente, y que ha oscilado entre los 42 y los 65 €/MW-h. Adicionalmente, en caso de activación, perciben un pago adicional proporcional a la potencia interrumpid y la duración de la activación determinado como el precio de la reserva terciaria en el periodo correspondiente.

6.1.4 Impuestos sobre la energía eléctrica

El consumo de energía eléctrica está sujeto de manera directa e indirecta a una serie de tributos que se reflejan en el coste de la energía tomada de la red para la producción de combustibles sintéticos. Estos son principalmente los siguientes:

- Impuesto especial sobre la electricidad (IEE), tributo que forma parte de los impuestos especiales (como los de hidrocarburos, alcohol o bebidas alcohólicas). El tipo general es del 5,11% sobre el coste del suministro, incluyendo energía, peajes y cargos. El Art. 98 de la Ley 38/1992 prevé una reducción del 85% de la base imponible para determinadas actividades industriales, entre las que se incluye la reducción química y los procesos electrolíticos.

  Pese a esta reducción del tipo impositivo, el impacto de este impuesto sobre el coste de producción de combustibles sintéticos no es despreciable debido al enorme peso que el consumo eléctrico tiene sobre los costes de producción del hidrógeno. Esto puede ser más relevante aún para proyectos de gran escala que persigan un elevado número de horas de funcionamiento, en gran parte logrado mediante la electricidad de la red.

- Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE). Es un tributo con un tipo del 7% aplicable sobre los ingresos de la generación en el mercado mayorista de electricidad, independientemente de su tecnología. Pese a gravar la generación, su aplicación con carácter general, hace que tenga un traslado directo al precio de la energía para los consumidores industriales, incluyendo el hidrógeno. En vigor desde el año 2013, desde entonces se han aplicado deducciones de la base imponible con carácter excepcional en periodos de precios altos de la electricidad. Recientemente, el Real Decreto Ley 18/2026 ha anunciado su desaparición progresiva entre 2026 y comienzos de 2028, lo que es coherente con el calendario de desaparición de las anualidades del déficit de tarifa.
- Impuestos a tecnologías inframarginales de producción de energía eléctrica. Estos están definidos en la Ley 15/2012, e incluyen, entre otros, el impuesto sobre el combustible nuclear gastado, la generación de residuo nuclear o su almacenamiento, o el canon por el uso de aguas para la producción de electricidad. Mientas que los dos tributos anteriores tienen un impacto directo sobre el coste para los consumidores finales, estos últimos están orientados a capturar rentas inframarginales y, por tanto, no necesariamente tienen un traslado directo al coste de la energía de manera general.

Reflexiones derivadas de los talleres

Los participantes en las sesiones de trabajo coincidieron en señalar, de manera unánime, que la fiscalidad energética actual no está alineada con los objetivos de política energética. Se destacó la conveniencia de revisar la estructura fiscal para incentivar la electrificación y la producción de combustibles sintéticos. Entre las medidas que se propusieron, destacaron:

- Mantener de forma estable la reducción del 85 % del impuesto especial sobre la electricidad para los consumidores industriales o definir una exención total o parcial para consumos eléctricos certificados como RFNBO.
- Avanzar hacia una fiscalidad energética verde, sin esperar a que salga adelante la nueva directiva europea de fiscalidad en materia de energía, pendiente desde 2021, gravando los combustibles según su compatibilidad con la transición energética y la descarbonización.
- Reutilizar ingresos del EU ETS en el transporte marítimo y la aviación a la descarbonización de estos sectores, entre lo que se puede incluir la compensación de costes eléctricos del hidrógeno verde, especialmente en fases iniciales de despliegue.
- Movilizar mecanismos como el Fondo de Innovación, el BEH, y los Proyectos de Interés Común Europeo (IPCEI por sus siglas en inglés) a través de los presupuestos nacionales, con el objetivo de reducir OPEX eléctricos durante los primeros años de operación de proyectos estratégicos

6.2 Disponibilidad CO_2 biogénico

El acceso a CO_2 competitivo, trazable y regulatoriamente compatible con la producción de combustibles sintéticos certificables es una condición imprescindible para el eSAF o el e-metanol. Factores como la incertidumbre en el precio del carbono, los riesgos regulatorios, o la falta de mecanismos de agregación de fuentes pueden dificultar la bancabilidad de los proyectos. El carbono biogénico está limitado por la disponibilidad y la dispersión de la materia prima. Estimamos que hay unas 92 Mt/año el CO_2 biogénico accesible y sostenible en Europa . **Para España, esta sección estima el CO_2 biogénico capturable con datos nacionales (6,9 Mt/año en 2025)** y lo compara con el requerimiento de carbono de la demanda de combustibles sintéticos necesaria para cumplir los objetivos regulatorios en la aviación y el transporte marítimo. **Dicha estimación es el máximo recuperable en origen**: no se consideran la dispersión de las fuentes, los costes de transporte, la infraestructura ni las economías de escala de la captura (ver detalles en Anexo VII). A medida que aumenta la exigencia regulatoria, la demanda de carbono podría superar la disponibilidad biogénica y obligar a recurrir a la captura directa del aire (DAC), y la agregación de fuentes dispersas requeriría una infraestructura de transporte de CO_2.

6.2.1 Estrategias y tecnologías de captura de carbono

La captura de CO_2 en la propia fuente de emisión, es decir, in-situ en la propia instalación donde se genera, puede realizarse antes o después de una combustión, y cada caso implica tratar corrientes con distinta concentración de carbono, lo que condiciona el consumo energético y el coste.

- La captura en corrientes concentradas de proceso tiene sentido en instalaciones en las que se producen corrientes de gas ricas en CO_2, como el upgrading del biogás obtenido por digestión anaerobia o la fermentación alcohólica, en las que basta con purificar y comprimir el gas. Esto permite una alta eficiencia de captura con consumos energéticos moderados (1–2,5 GJ/tCO_2).
- La oxicombustión, o combustión con oxígeno puro en lugar de aire, es aplicable a cualquier combustión, incluida la de biomasa, y produce gases mucho más ricos en CO_2 y simplifica así la captura. A cambio, requiere una fuente de oxígeno, cuya producción consume mucha energía. Ya se emplea en hornos de vidrio y se está demostrando en cementeras como vía para facilitar la captura
- Poscombustión. En el resto de instalaciones, como las centrales de biomasa, las plantas de valorización energética de residuos o las calderas industriales, la captura tendrá lugar necesariamente después de la combustión. Como en la mayoría de los casos esta se realiza con aire, hay que tratar corrientes pobres en CO_2, con consumos energéticos mayores (3–4 GJ/tCO_2) para alcanzar eficiencias de captura del 90–95%.

Adicionalmente, el carbono puede capturarse directamente del aire mediante la tecnología denominada DAC (Direct Air Capture). Esta tecnología opera con concentraciones

extremadamente diluidas (0,04 % CO_2, es decir la concentración atmosférica) y requiere 6–10 GJ/tCO_2.

La mayoría de los agentes consultados en el marco de elaboración de esta hoja de ruta opinaron que previsiblemente coexistirán distintas tecnologías según la fuente y la aplicación del CO_2. En poscombustión, existe consenso en que las **aminas** son la tecnología más madura y competitiva, mientras que las enzimas pueden ser interesantes a futuro. En pre-combustión o corrientes concentradas, se prevé que la **criogenia** tenga un papel relevante, siendo especialmente útil para recolectar emisiones de múltiples fuentes cercanas (ej. plantas de biogás). En relación con la tecnología DAC, existe consenso en que **sería idónea** para evitar la dependencia de los proyectos de combustibles sintéticos de fuentes puntuales de CO2, facilitando el escalado de estas plantas, **pero existen dudas respecto a su competitividad** futura al tratarse de un proceso muy demandante de energía.

6.2.2 Costes de captura y logística del dióxido de carbono

Los costes de captura varían de un sector a otro, sobre todo en función de la concentración de CO_2 de la corriente. Determinados procesos industriales con corrientes concentradas **podrían lograr costes inferiores a los 40 €/t, mientras que otros superarían los 120 €/t por su complejidad**, como las corrientes con baja concentración de CO_2 o con presencia de impurezas. En el caso de la captura directa del aire (DAC), los costes serían previsiblemente mucho más elevados: aunque apenas hay instalaciones en operación, los valores reportados por los fabricantes se sitúan entre, al menos, 200 y 500 €/tCO_2. Los expertos consultados consideraron estas estimaciones coherentes con las proyecciones de mercado, si bien señalaron que presentan economías de escala relevantes y que a ellas deben sumarse costes como la ingeniería y construcción (EPC), la financiación, el mantenimiento y los seguros.

A este coste habría que sumar el del acondicionamiento, transporte y almacenamiento del CO_2. Este depende de los volúmenes, la distancia y el medio de transporte empleado y, en muchos casos, puede ser de un orden de magnitud similar al de la propia captura. El Anexo VII recoge valores indicativos por volumen y distancia. Existe consenso entre los agentes en que la logística del CO_2 podría convertirse en un cuello de botella. Durante los talleres se identificaron dos vías para superar esta barrera:

Reflexiones derivadas de los talleres

- A corto plazo, ubicar los proyectos junto a la fuente de CO_2, como hacen los proyectos actuales.
- A medio plazo, desarrollar una red de tuberías de CO_2, ya que el transporte por camión no parece la opción más atractiva por su reducida capacidad frente a los volúmenes necesarios. Como en esa red se mezclaría CO_2 fósil y biogénico, requeriría un sistema de certificados y de balance de masas para distinguir ambos.

¿Por qué el CO_2 del biometano puede salir más caro para los combustibles sintéticos?

Al depurar el biogás para obtener biometano (*upgrading*) se genera una corriente de CO_2 biogénico muy concentrada, de las más asequibles de capturar. Según las reglas de la DER III, si ese CO_2 se destina a otros usos, el productor de biometano puede descontarlo de la intensidad de emisiones de su combustible. Si se emplea en la producción de combustibles sintéticos, en cambio, no puede hacerlo. Esto se debe a que el Reglamento (UE) 2023/1185 permite reconocer en el balance del combustible sintético el CO_2 biogénico capturado e incorporado al combustible, siempre que esa captura no haya recibido ya un crédito en el combustible de biomasa del que procede. Se evita así el doble cómputo: el beneficio de esa captura solo puede atribuirse a uno de los dos combustibles.

Sin embargo, **este diseño genera un coste de oportunidad para los productores de biometano**. Al vender su CO_2 para combustibles sintéticos renuncian a reducir la intensidad de emisiones de su biometano, por lo que tenderán a repercutirlo en el precio o a priorizar otros usos. **Como resultado, los productores de combustibles sintéticos ven limitada la disponibilidad de CO_2 biogénico y su precio incrementado.**

6.2.3 Estimación del carbono biogénico capturable en España

Esta sección estima cuánto CO_2 biogénico podría potencialmente capturarse en España en 2025, 2035 y 2050, y de qué fuentes procede. España no reporta el CO_2 biogénico de forma separada del fósil en los inventarios de emisiones industriales, por lo que las estimaciones disponibles para el país se apoyan en extrapolaciones a partir de promedios sectoriales europeos a partir de las fuentes descritas en el Anexo VII.

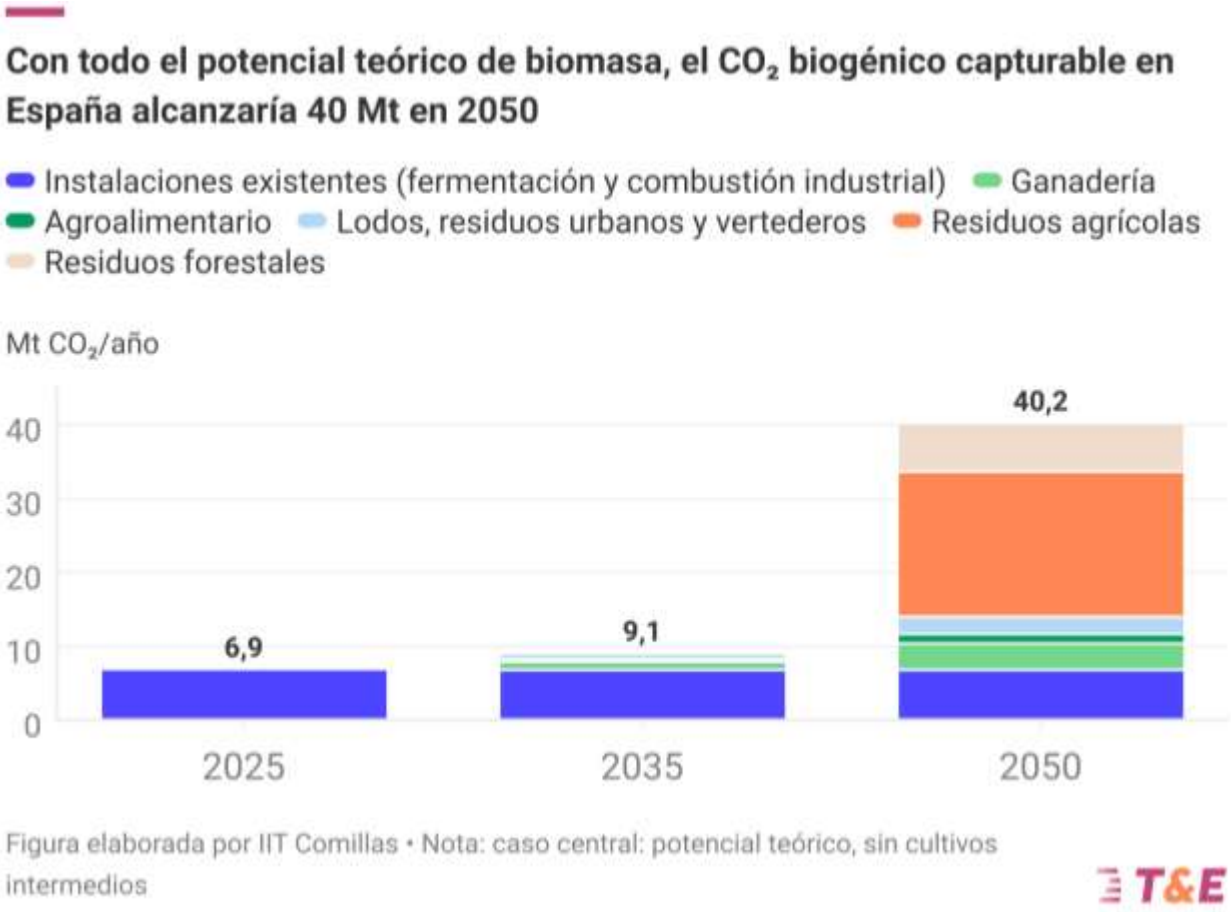
La estimación distingue dos componentes:

- Fuentes existentes: el CO_2 biogénico que hoy se emite desde la fermentación alcohólica en destilerías, bodegas y cerveceras, el upgrading del biogás en las 21 plantas de biometano en funcionamiento y la combustión de biomasa en las industrias de alimentación, madera y papel. Su valor se toma como punto de partida en 2025.
- Biomasa todavía no explotada, cuya magnitud depende del horizonte considerado. A 2035, la estimación se apoya en el objetivo de 20 TWh de biogás del PNIEC 2023-2030, se asume que ese nivel de producción se mantiene hasta ese año y que todo el biogás se enriquece a biometano. A 2050, se apoya en el estudio de potencial de biomasa residual realizado por el IIT Comillas en paralelo. Se consideran dos niveles, el potencial teórico, que recoge la totalidad de la biomasa generada en el territorio, y el disponible, que descuenta cantidades en base a la accesibilidad técnica y sostenible del recurso y los usos alternativos no energéticos ya establecidos.

Los cultivos intermedios de tipo cerealista no se incluyen en el caso central. Es una partida de 7,85 Mt de CO_2 y la más incierta, ya que la superficie disponible varía en dos órdenes de magnitud según la fuente considerada, por lo que su contribución se presenta aparte, como sensibilidad, en los resultados de 2050. El Anexo VII detalla las rutas de conversión, los rendimientos por sustrato, los factores de conversión de la biomasa lignocelulósica y la distribución del objetivo del PNIEC entre categorías.

Resultados de disponibilidad del carbono biogénico

En 2025, casi todo el CO_2 concentrado (0,85 Mt) procede de la fermentación, y los 6 Mt de CO2 diluido de la combustión de las industrias de alimentación, madera y papel exigen captura post-combustión. A 2035, cumplido el objetivo del PNIEC, el crecimiento viene del upgrading del biogás (2,3 de los 3,1 Mt concentrados); el CO_2 diluido no varía porque solo se contabilizan las instalaciones que ya queman biomasa.



En 2050, bajo el supuesto de que se movilice la totalidad de la biomasa considerada, el resultado del potencial teórico asciende a 40,2 Mt, pero con el disponible se limita a 20,1 Mt. En ambos, el CO_2 concentrado aporta la mayor parte: casi dos tercios en el teórico (26,2 Mt) y algo más de la mitad en el disponible (10,6 Mt). Si se incorporan los cultivos intermedios, el CO_2 concentrado aumenta en 7,85 Mt en ambos niveles; el diluido no varía. El tratamiento de los cultivos intermedios y la estimación de superficie en que se basa esta sensibilidad se detallan en el Anexo VII, junto con el desglose completo por materia prima y año.

CO_2 biogénico capturable en 2050 por nivel de potencial y tipo de corriente (Mt CO_2/año)			
Nivel de potencial de biomasa	Concentrado	Diluido	Total
Potencial teórico	26,2	14,1	40,2
Potencial disponible	10,6	9,4	20,1

Estas cifras representan el máximo alcanzable con la biomasa que cada nivel considera movilizable, bajo el supuesto de que toda ella se recolecta y de que cada corriente de CO_2 dispone de una unidad de captura, con independencia del tamaño de la instalación. Esto afecta sobre todo al CO_2 diluido de combustión, cuyas cifras deben entenderse como una cota superior, dado que la captura post-combustión presenta economías de escala relevantes y buena parte de la biomasa está territorialmente dispersa.

6.2.4 La brecha entre el CO_2 biogénico capturable y el requerimiento de carbono en España

Esta sección traduce a toneladas de CO_2 los volúmenes de combustible sintético que exigen los mandatos europeos, estimados en la sección 3, y los confronta con el CO_2 capturable estimado en 6.2.3. Para el transporte marítimo se toman los dos escenarios de mix de la sección 3.2: el de amoniaco, en el que el e-amoníaco, que no contiene carbono, aporta el 27 % de la energía marítima de 2050, y el de metanol, con predominio del e-metanol. El balance compara el requerimiento de cada uno con un CO_2 capturable que corresponde al máximo recuperable, sin limitaciones logísticas ni de escala en la captura, evaluado para los dos niveles de potencial de biomasa de 6.2.3. El requerimiento de carbono se obtiene multiplicando las toneladas de cada combustible por la relación de CO_2 que consume su ruta de producción, según los factores siguientes; su derivación se detalla en el Anexo VII.

Factores de conversión empleados (t CO_2 por tonelada de combustible)				
Combustible	Sector	PCI (MJ/kg)	t CO_2 / t combustible	Fuente
eSAF (Fischer-Tropsch PtL)	Aviación	43,2	3,4	Derivado de Atsonios et al. (2023), Tabla 7
e-MGO (e-diésel marino)	Marítimo	42,7	3,8	Derivado de Concawe (2020), 2,9-3,6 kg CO_2/l
e-GNL (e-metano)	Marítimo	49,9	2,8	Estequiometría de la reacción de Sabatier
e-amoníaco	Marítimo	18,6	0	El NH_3 no contiene carbono
e-metanol	Marítimo	19,90	1,46	Síntesis de metanol a partir de CO_2 e H_2

Los volúmenes de aviación corresponden a la senda de ReFuelEU Aviation y los del transporte marítimo a los escenarios DNV de adopción de amoniaco y de metanol adaptados como se describió en la sección 3. El requerimiento total es de 2,2 Mt en 2035 y, en 2050, de 32,0 Mt en el escenario de amoniaco (entre 30,9 y 33,3 Mt según el nivel de aviación) y de 41,5 Mt en el de metanol (entre 40,4 y 42,8 Mt).

Balance entre el requerimiento de la demanda estimada y el carbono biogénico capturable

En 2035 el CO_2 biogénico capturable cubriría el requerimiento, bajo el supuesto de que se alcanza el objetivo de biogás del PNIEC y de que ese carbono puede capturarse y canalizarse a la producción de combustibles sintéticos: el total equivale a cuatro veces el requerimiento, y las corrientes concentradas lo cubren por sí solas.

A 2050 el resultado depende de dos variables:

- La primera es la fracción de biomasa que llegue a movilizarse: con el potencial teórico el CO_2 capturable cubre el requerimiento (126 %), y con el disponible cubre menos de dos tercios (63 %). Las corrientes concentradas cubren por sí solas el 82 % del requerimiento en el teórico y un tercio (33 %) en el disponible; el resto depende de instalar captura post-combustión sobre la biomasa quemada. Considerando el rango de trayectorias marítimas de la sección 3.2, en el escenario del amoníaco, el potencial teórico cubre el requerimiento en todo el rango. Sin embargo, el disponible no cubre ni en el extremo inferior.

- La segunda variable es el mix tecnológico del transporte marítimo. El e-MGO concentra cerca de dos tercios del requerimiento de 2050, y su peso es un supuesto del escenario de adopción adoptado. En el escenario de metanol, el requerimiento de 2050 asciende a 41,5 Mt; el potencial teórico cubre el 97 % y el disponible menos de la mitad (48 %). Las corrientes concentradas cubren por sí solas el 63 % y el 26 %. La adopción del amoniaco está, no obstante, limitada por las motorizaciones de la flota mundial y las prolongadas vidas útiles de los buques. La brecha de carbono resulta del mix marítimo asumido y del grado de movilización del recurso.

En el escenario de amoniaco, el CO_2 biogénico capturable cubriría el requerimiento de 2050 con el potencial teórico y menos de dos tercios con el disponible

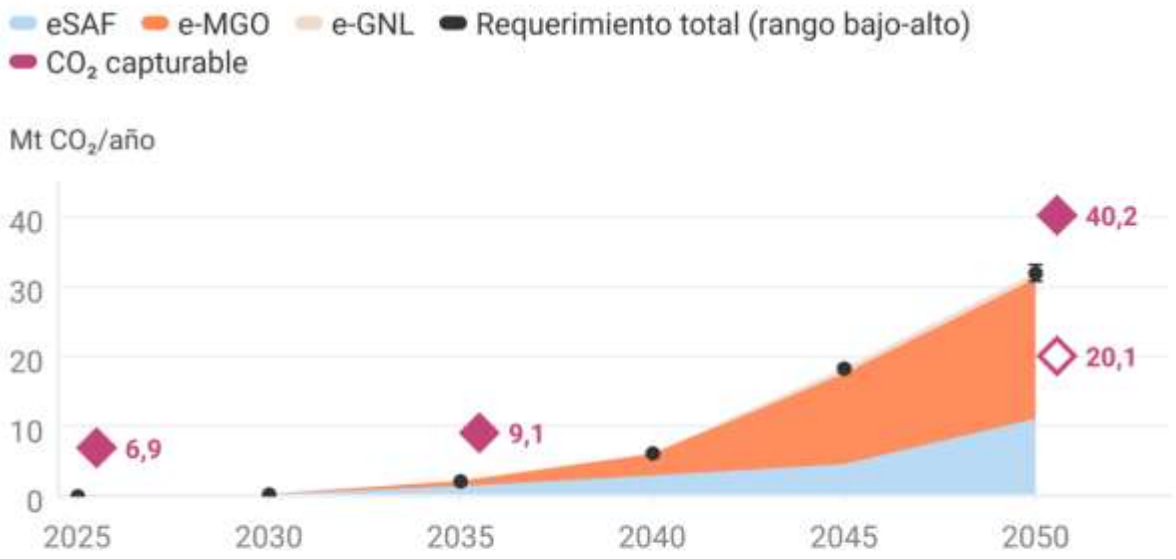


Figura elaborada por IIT Comillas • Nota: CO_2 capturable sin cultivos intermedios. En 2050, marcador relleno: potencial teórico; hueco: disponible

T&E

En el escenario de metanol, el CO_2 biogénico capturable cubriría el 97 % del requerimiento con el potencial teórico de 2050 y menos de la mitad con el disponible

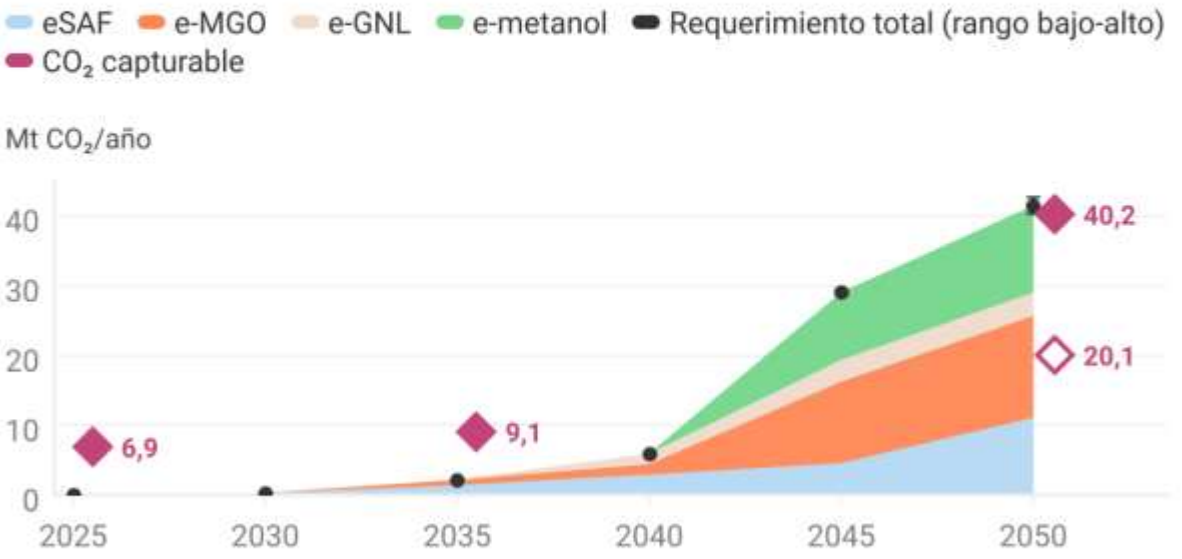


Figura elaborada por IIT Comillas • Nota: CO_2 capturable sin cultivos intermedios. En 2050, marcador relleno: potencial teórico; hueco: disponible

T&E

Limitaciones del balance

Además de las limitaciones de 6.2.3, el balance está condicionado por dos factores. El primero es que el CO_2 capturable y el requerimiento no son magnitudes homogéneas: el requerimiento corresponde a CO_2 puesto en la planta de síntesis, con las especificaciones de pureza que exige el proceso, mientras que el CO_2 estimado es capturable en su punto de origen, repartido por el territorio, sin incorporar los costes ni las pérdidas de transporte y acondicionamiento descritos en 6.2.2. El segundo es que el recurso está sujeto a competencia.

Una misma biomasa, dos usos en competencia: el bio-SAF y el CO_2 biogénico

El carbono contenido en la biomasa lignocelulósica se reparte entre el producto final y el CO_2 que se libera en su transformación. Cuanto más carbono acaba en un biocombustible líquido como el bio-SAF, menos CO_2 queda disponible para los combustibles sintéticos que necesitan carbono, como el eSAF o el e-metanol. Algunas rutas de bio-SAF, como la gasificación con Fischer-Tropsch, generan aun así una corriente de CO_2 concentrado aprovechable (ver Anexo VII), por lo que la competencia es parcial y depende de la ruta.

En cualquier caso, esta competencia no es marginal. Asumiendo un reparto intermedio entre ambos usos, la biomasa lignocelulósica aporta 11,0 de los 20,1 Mt de CO_2 biogénico disponible en 2050, algo más de la mitad. Con él, el CO_2 disponible cubre el 63 % del requerimiento de carbono del escenario de amoniaco (32,0 Mt) y el 48 % del de metanol (41,5 Mt).

Como cota extrema, si toda la biomasa lignocelulósica se destinara a rutas de bio-SAF sin aprovechar el CO_2 de proceso, el CO_2 disponible caería a 9,1 Mt: el 28 % del requerimiento del escenario de amoniaco y el 22 % del de metanol. En el escenario central, la cobertura pasaría así de casi dos tercios a menos de un tercio.

La paradoja es especialmente visible en la aviación. La misma biomasa que permitiría producir bio-SAF es la que aportaría buena parte del carbono necesario para el eSAF. Lo que se gane en un tipo de combustible sostenible se pierde, al menos en parte, en el otro. El CO_2 biogénico disponible para combustibles sintéticos depende así no solo del potencial de biomasa, sino también de cómo se reparta entre usos.

6.3 Estructura de costes de producción de combustibles sintéticos. ¿Cómo alcanzar un coste competitivo?

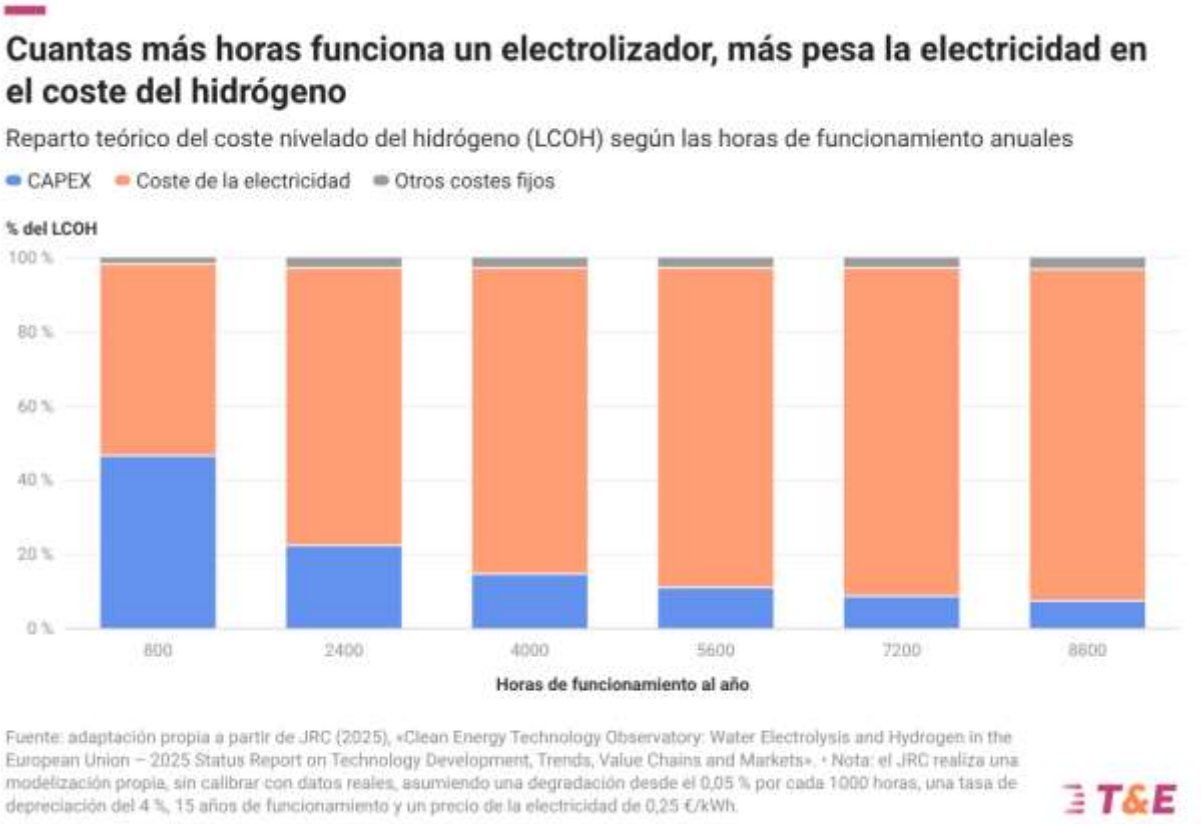
Existe un amplio abanico de combustibles sintéticos para la descarbonización de los sectores del transporte marítimo y la aviación (e-amoníaco, e-metanol, e-MGO, e-GNL, eSAF, etc.), así como diversas rutas tecnológicas para la producción de algunos de ellos (ver sección 4.2). No obstante, todos ellos, en su condición de electrocombustible, tienen en común el hecho de incorporar hidrógeno electrolítico en su composición. Por este motivo, gran parte del análisis realizado en el marco de esta hoja de ruta se centra en este componente.

6.3.1 Economías de escala y nivel de utilización de una planta de electrólisis

Una primera consideración relevante es que los costes de inversión (CAPEX) de una planta de hidrógeno van mucho más allá del *stack*. El peso de este componente sobre el coste total de la planta dependerá de su tamaño. Aunque la electrólisis es altamente modular, la integración con el resto de los equipos necesarios en una planta de electrólisis hace que existan ciertas economías de escala. Para una planta de 100MW de tamaño, capacidad a partir de la cual se reduciría la economía de escala significativamente, el coste del stack representaría solo el 14 % del coste total en la tecnología ALK y el 23 % en PEM.

El resto del sistema de electrólisis o balance de planta supone un 30 % y un 26 %, respectivamente, mientras que otros equipos, infraestructuras, conexión, ingeniería y otros costes de proyecto concentran más de la mitad de la inversión total, un 56 % en alcalina y un 52 % en PEM. Según el JRC (2025), esto limita el impacto del abaratamiento del stack sobre el coste final de la planta. Una reducción del 30 % en el precio del stack reduciría el CAPEX total apenas un 4 % en una planta alcalina y alrededor de un 7 % en una PEM, si el resto de los costes permaneciese constante.

Por otro lado, el peso del CAPEX sobre el coste final del hidrógeno disminuye rápidamente conforme aumentan las horas de utilización efectiva de la planta en el año. Según la modelización del JRC (2025) recogida en la figura inferior, que asume un precio de la electricidad de 0,25 €/kWh y una tasa de depreciación del 4 %, su contribución al LCOH pasaría de cerca del 50 % con 800 horas anuales a algo más del 20 % con 2.400 horas, en torno al 15 % con 4.000 horas y por debajo del 10 % a partir de unas 7.000 horas. No obstante, con precios de la electricidad más cercanos a los del mercado mayorista español (65,3 €/MWh de media en 2025, ver sección 6.1.3) y los niveles de CAPEX manejados en los talleres (ver sección 6.3.3), el peso del CAPEX sería sensiblemente mayor. En paralelo, la electricidad (principal componente del OPEX) pasa a dominar el coste, mientras que agua, operación y mantenimiento tienen un peso mucho menor. Una vez alcanzado un factor de utilización elevado, reducir el CAPEX tiene un efecto más limitado sobre el LCOH que reducir el coste de la electricidad.



6.3.2 Peso del LCOH sobre el coste del combustible final (LCOX)

El coste de producir el hidrógeno empleado como materia prima para los combustibles sintéticos representa, en la mayoría de los casos, el principal inductor de coste del combustible final, si bien el porcentaje concreto puede variar significativamente en función de la molécula considerada y de los supuestos tecnológicos y de precios de insumos como la electricidad o el CO_2 compatible con la certificación del combustible. A modo ilustrativo, se han identificado unos rangos típicos para los combustibles sintéticos más relevantes en base a referencias bibliográficas y la información recabada en los talleres ya mencionados:

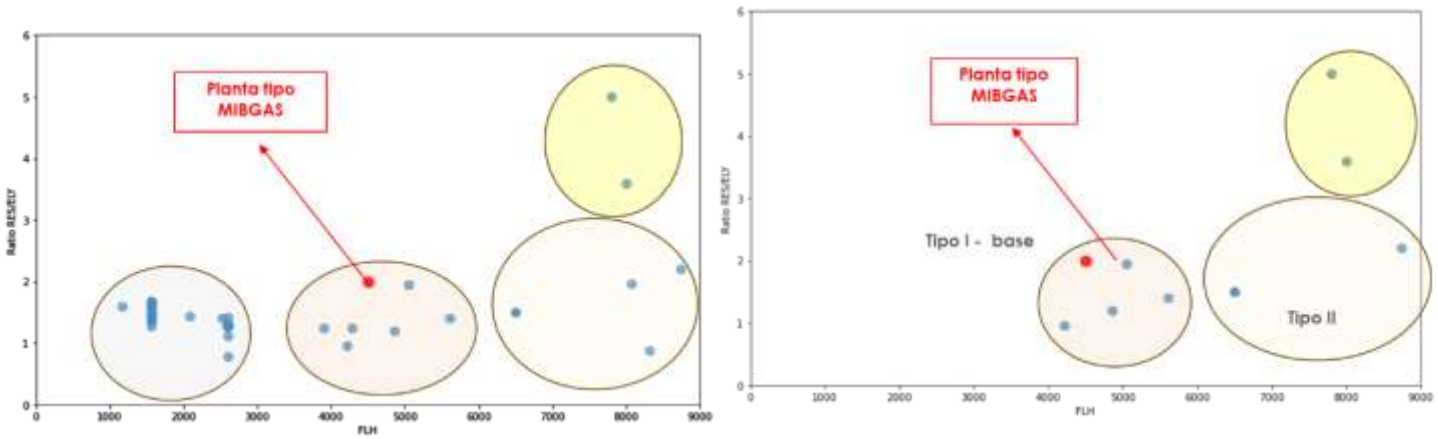
- e-amoníaco: el peso del hidrógeno en el coste final del e-amoníaco podría situarse en torno al 70–75 %, valor elevado ya que la síntesis Haber-Bosch, a diferencia de otras moléculas, no requiere una etapa posterior de destilación, lo que limita otros costes del proceso dando más peso al H_2.
- e-metanol: el hidrógeno volvería a ser la partida principal del coste, con un peso que se estima similar al del e-amoníaco. Pese a requerir mayor cantidad de H_2 por cada tonelada de combustible, la necesidad de capturar CO_2 así como de realizar una destilación para eliminar el agua, incrementa el coste total del proceso, manteniendo el peso del hidrógeno en niveles parecidos.
- eSAF: este combustible presenta una alta intensidad en hidrógeno, por lo que el coste del hidrógeno tiene un peso muy elevado en el coste final del combustible, con rangos en torno

al 70–77 % del LCOX. No obstante, se subrayó que otros factores, como el precio del CO_2 —especialmente cuando procede de captura directa del aire— o, en su caso, de la biomasa, también representan una parte relevante del coste final y deben ser considerados junto al LCOH en el análisis económico del eSAF.

6.3.3 Factores clave para la determinación del LCOH

Establecido el hecho de que el coste del H_2 sobre el del derivado es determinante, lograr un coste competitivo para los combustibles sintéticos pasa inevitablemente por alcanzar un coste nivelado de producción del hidrógeno competitivo. Una dificultad a la hora de definir estrategias de reducción de coste generalizables radica en el hecho de que no existe una configuración única para las plantas de electrólisis, hecho que determinará las variables más relevantes en cada caso.

Una forma de representar las diferentes configuraciones es en función del número de horas de operación anuales esperadas (horas equivalentes de funcionamiento a plena carga del electrolizador) y de la ratio entre la potencia instalada de la planta renovable colocalizada y la potencia nominal del electrolizador (ratio RES/ELY). En base a información recabada por la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de la Universidad Pontificia Comillas, la figura inferior muestra esta categorización para los proyectos anunciados en España para los cuales se dispone de dicha información suficiente. Como referencia, se destaca la ubicación de la planta tipo utilizada en el índice IBHYX publicado por MIBGAS. El panel **izquierdo** muestra todo el conjunto de proyectos, mientras que el panel **derecho** recoge únicamente aquellos orientados a la producción de derivados.



La mayoría de los proyectos orientados a la producción de derivados se concentran en configuraciones con una ratio RES/ELY entre uno y dos, y con unas horas de funcionamiento anuales entre 4.000 y 8.760 horas. Los dos tipos de planta mostrados en la figura anterior corresponden, por un lado, a proyectos con unas 4500 h anuales que dependen mayoritariamente de la producción de electricidad de la planta renovable dedicada (Tipo I) y, por otro lado, a plantas con una potencia renovable colocalizada similar en magnitud pero más horas

de operación gracias a la mayor contribución de la electricidad tomada de la red presumiblemente sujeta a un contrato PPA (Tipo II). Se observa algún proyecto que incluye la producción de derivados con un ratio RES/ELY mucho mayor que corresponde a casos especiales que no se consideran representativos. Como era de esperar, la contribución de cada parámetro al LCOH varía en función del tipo de planta:

- Las plantas Tipo I, ceteris paribus, presentarían un coste promedio mayor al tener que repartir los costes fijos sobre una menor producción. Por este motivo, el CAPEX (dependiente del coste de inversión, coste de capital, coste de reemplazo de stack, etc.) adquiere un peso relativamente mayor, si bien se producirían ahorros en los costes asociados a la electricidad de la red, como se discutía en la sección 6.1.
- En el caso de las plantas tipo II, el precio del PPA es determinante, junto con los peajes y las restricciones técnicas. Este efecto se amplifica porque operar un mayor número de horas con electricidad procedente de la red implica consumir en periodos tarifarios de mayor coste.

En todos los casos, el coste de la electricidad es dominante, por lo que la eficiencia del electrolizador es una de las variables con mayor influencia sobre el LCOH independientemente de la configuración de la planta.

En el marco de los talleres celebrados, se debatieron diversas estrategias de minimización de costes como aumentar el número de horas de funcionamiento, sobredimensionar la planta dedicada, instalar almacenamiento on-site, gestionar el perfil de producción, valorizar otros outputs de la planta (oxígeno, calor residual, electricidad renovable excedentaria), revisar la estructura financiera del proyecto, u optimizar la operación para alargar la vida útil del stack. A continuación, se resumen las principales conclusiones alcanzadas:

Reflexiones derivadas de los talleres

- En la práctica, la electricidad puede representar entre un 60–70 % del coste del hidrógeno en el caso del e-metanol y hasta un 80 % en el e-amoníaco; coste que tiende a subestimarse. No obstante, no han de olvidarse otros impulsores de coste o la integración del sistema y la planificación de redes.
- No parece factible alcanzar reducciones significativas en el CAPEX a corto plazo. Se estimó mayoritariamente que un CAPEX realista en 2026 se situaría entre 2.000 y 2.500 €/kW-ELY, con algunos asistentes sugiriendo valores por debajo de este umbral. Es más, en proyectos europeos recientes, el CAPEX total real ha superado los 2.600–3.000 €/kW-ELY, debido al peso de la infraestructura eléctrica, compresión, ingeniería, contingencias y otros costes.
- Adicionalmente, el potencial de reducción de costes mediante innovación incremental se sitúa alrededor de un modesto 15% y las economías de escala en electrólisis son limitadas por la modularidad de los equipos. Por el contrario, en los derivados del hidrógeno las economías de escala son mucho más relevantes.

- Por todo lo anterior, alcanzar un elevado número de horas de operación es clave para reducir el LCOH. Esto se puede lograr mediante una combinación de estrategias como el *de-rating* del electrolizador, sobredimensionamiento de la planta dedicada, almacenamiento on-site, o incrementar el uso de electricidad de red.
- La tasa de descuento de proyecto financiero es determinante para el coste del hidrógeno. Sin embargo, varios participantes consideraron que un coste de *equity* en torno al 12 % refleja adecuadamente las condiciones reales de los proyectos actualmente.
- No se debe ignorar el coste del almacenamiento y transporte del hidrógeno, que puede ser muy relevante aunque es altamente dependiente del diseño.
- Potenciales ingresos adicionales por la venta de O2 o aprovechamiento del calor residual pueden mejorar marginalmente la rentabilidad, pero no son determinantes para la viabilidad financiera de los proyectos.

Como conclusión, puede decirse que reducir el coste del suministro eléctrico es esencial. Sin embargo, la competitividad de los combustibles sintéticos solo será posible mediante reducciones simultáneas en todos los elementos del LCOH. Asimismo, la integración en clústeres industriales es muy importante para reducir el CAPEX específico, compartir infraestructuras y capturar ingresos adicionales (calor residual, oxígeno), especialmente en proyectos de gran escala y derivados complejos. Sin embargo, se subrayó que el principal obstáculo no es tecnológico, sino la falta de contratos de offtake a largo plazo, de al menos 10 años.

6.3.4 Impacto de los mecanismos de apoyo sobre el LCOH

Los asistentes consultados durante la elaboración de esta hoja de ruta coincidieron en señalar la necesidad de incentivar la creación de mercado mediante esquemas de fomento de la demanda, como de facilitar los proyectos de producción mediante mecanismos de apoyo. En relación con este último aspecto, se debatió de qué manera diferentes instrumentos regulatorios pueden ayudar a reducir el LCOH y, como consecuencia, el precio de los combustibles sintéticos. El debate evitó entrar en detalles demasiado específicos y coyunturales de convocatorias de ayudas concretas como condiciones de elegibilidad, plazos de presentación, garantías económicas, etc. y se centró en tres grandes tipos de ayudas:

- Asignación gratuita de derechos de emisión a la producción de hidrógeno renovable (EU-ETS): en el año 2023, se modificó la Directiva Europea del ETS para permitir que las instalaciones de producción de hidrógeno con una capacidad superior a 5 toneladas al día pudieran recibir asignación gratuita de derechos de emisión, independientemente de la tecnología empleada. Esto permite que las instalaciones de electrólisis, que no producen emisiones de dióxido de carbono, puedan comercializar estos derechos de emisión, generando así ingresos adicionales.

El valor de referencia (*benchmark*) para esta actividad durante el periodo ´2021-2025 ha sido de 6,84 tCO_2 por tonelada de H_2. Recientemente, para el periodo 2026-2030, el Reglamento de Ejecución (UE) 2026/1412 ha fijado dicho valor en 7,98 derechos de emisión por tonelada de H_2. No obstante, dado que el hidrógeno es un sector bajo el mecanismo de ajuste en frontera por carbono (CBAM, por sus siglas en inglés), esta asignación se reducirá progresivamente desde el 100 % en 2025 hasta el 0 % en 2034 (vigente) o 2038 (según la propuesta de revisión publicado en julio de 2026).

- Ayudas al OPEX mediante primas expresadas en €/kg de H2 producido: algunos programas de ayudas, como por ejemplo el Banco Europeo del Hidrógeno (BEH), otorga primas al hidrógeno producido expresadas en €/kg H_2. En las tres subastas celebradas hasta la fecha, las primas de la partida general se han situado por debajo de 1 €/kg H. Las partidas específicas para transporte marítimo y, en la última convocatoria, también para aviación, han alcanzado valores notablemente superiores, de hasta 3,5 €/kg H_2. Asimismo, cabe destacar el mecanismo nacional de subasta como servicio (AaaS), el cual concedió a proyectos españoles ayudas mayores de hasta 2,5 €/kg H2. Bajo este tipo de ayudas, el productor recibe la ayuda a lo largo de diez años, sujeto a unos volúmenes de producción certificados y verificados.
- Ayudas al CAPEX expresadas en €/kW de electrólisis instalado: otros programas de subvenciones se orientan a financiar los costes de inversión de la propia planta, como por ejemplo los programas nacionales asociados al PERTE ERHA (Pioneros, Cadena de Valor o Valles del Hidrógeno), cuya metodología de cálculo varía entre programas. En este caso, la ayuda se concede antes de la entrada en operación del proyecto, aliviando directamente la inversión inicial.

Reflexiones derivadas de los talleres

El impacto de cada tipo de mecanismos de ayuda sobre el LCOH dependerá nuevamente de la configuración de la planta, y de parámetros económicos específicos de cada proyecto como el CAPEX o la tasa de descuento. A este respecto, fruto del debate mantenido con los diferentes agentes, se alcanzaron las siguientes conclusiones:

- La asignación gratuita a la producción de hidrógeno renovable bajo ETS se considera positiva, pero con un impacto limitado sobre las FID por la volatilidad del precio y la reducción progresiva hasta 2034 (o 2038 en caso de aprobarse la propuesta de revisión).
- El apoyo al CAPEX facilita la decisión de inversión y el despliegue temprano de proyectos, pero su efecto a largo plazo es incierto al no reducir el riesgo de mercado una vez el proyecto entra en operación.
- La ayuda al OPEX se considera más eficaz para anclar actividad industrial en Europa al mejorar de forma directa el LCOH, sostener la operación a largo plazo y ofrecer mayor previsibilidad de ingresos.

Adicionalmente, los agentes reclaman prestar mayor atención a otros aspectos que no se consideran habitualmente en los esquemas de ayudas existentes. Éstos son:

- Los esquemas de apoyo se centran en CAPEX y OPEX, mientras que la cobertura de los costes y riesgos asociados al desarrollo del proyecto (DEVEX) es limitada, pese a que esta fase concentra riesgos elevados. Algunos participantes defendieron que cantidades relativamente modestas destinadas a esta fase podrían desbloquear proyectos estratégicos.
- Se sugirió virar el foco de subvencionar costes a mitigar riesgos del proyecto. Mecanismos como Contratos por Diferencia (CfD), garantías públicas o esquemas que reconozcan el *ramp-up* tecnológico podrían ser más eficaces.
- La creación de demanda es tan importante como el apoyo a la oferta. Sin señales claras de demanda los proyectos no alcanzan FID independientemente del nivel de subvención.
- El acceso al CO_2 es un factor crítico no resuelto: el CO_2 biogénico es escaso, el CO_2 industrial tiene un horizonte limitado (≈2040), y la DAC no está madura. Esta incertidumbre afecta de forma directa a la bancabilidad de proyectos de eSAF y e-metanol.
- En el caso del eSAF se mencionó que no es un problema puramente de costes, sino de falta de la madurez tecnológica necesaria para lograr las cuotas a 2030 bajo ReFuelEU. La falta de confianza en la tecnología dificulta la bancabilidad.
- Los aspectos relativos al territorio y la aceptación social afectan al desarrollo de la generación renovable necesaria para los combustibles sintéticos. Por tanto, se reclamaron medidas para abordar estas cuestiones.

Sección 7

Mecanismos de apoyo

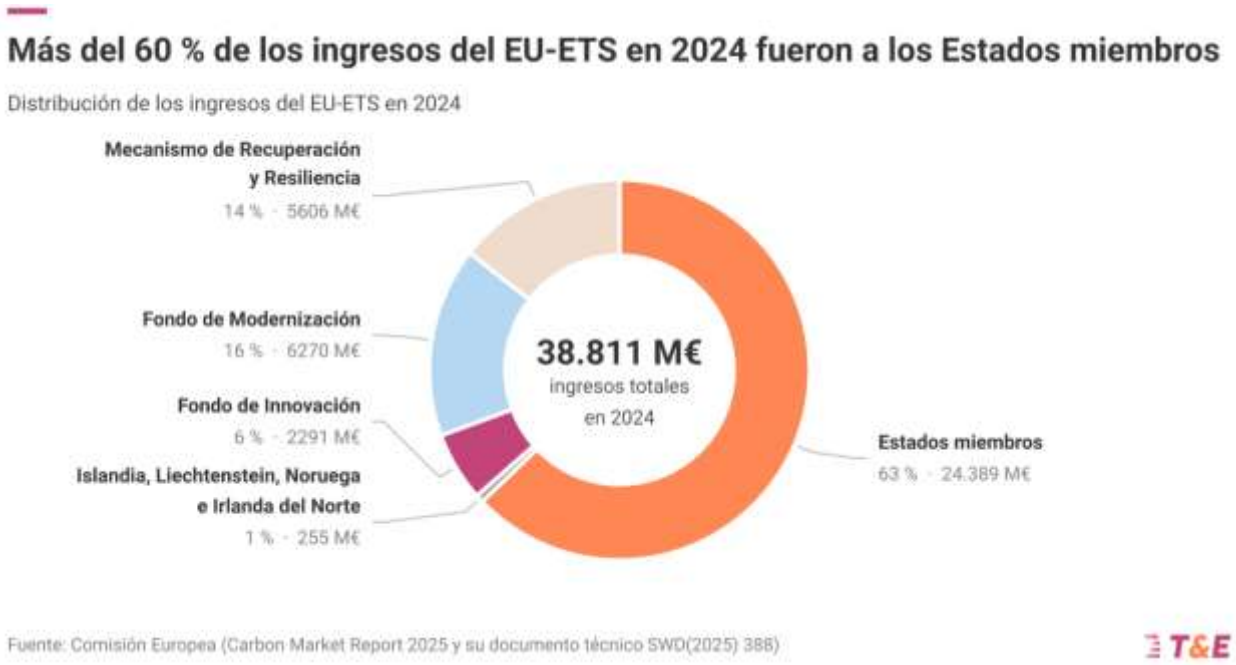
Existen diversos mecanismos de apoyo para el desarrollo y la adopción de los combustibles sintéticos, que cubren toda la cadena de valor de estos desde su producción, infraestructura de transporte y suministro hasta su consumo final. En esta sección, se va a profundizar en los mecanismos de apoyo más relevantes para el desarrollo del hidrógeno renovable y los combustibles sintéticos. El objetivo no es hacer una revisión exhaustiva, sino presentar los mecanismos más relevantes y las mejores prácticas existentes. Atendiendo al alcance geográfico, los mecanismos de apoyo pueden dividirse en dos grupos: aquellos que son comunes a todos los estados miembro de la UE y aquellos de ámbito nacional.

7.1 Mecanismos de apoyo comunes en la UE

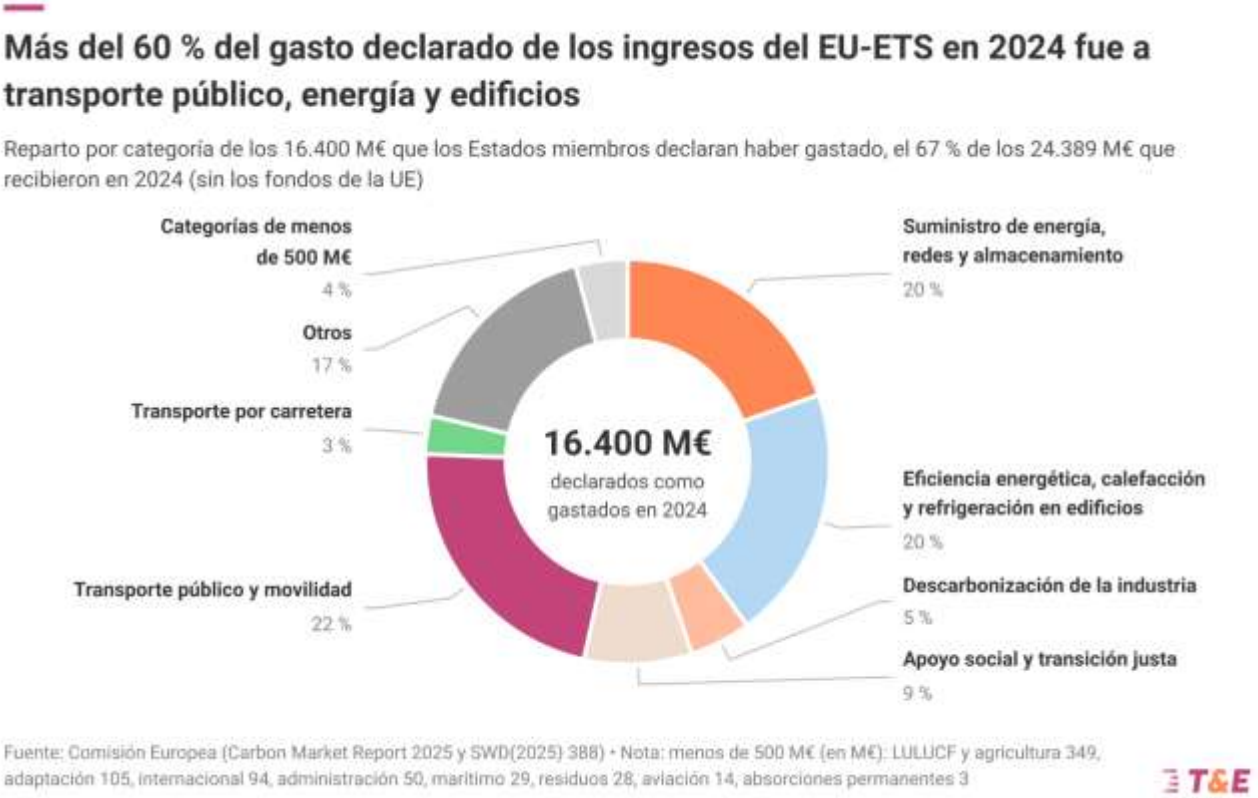
7.1.1 Reparto de los fondos del EU-ETS

Para ilustrar el reparto de los fondos de recaudación del ETS se emplearán los últimos datos disponibles, correspondientes al año 2024, que además fue el primer año en el que el transporte marítimo (parcialmente) tuvo que pagar por sus emisiones. La figura inferior muestra cómo se distribuyó la recaudación en 2024, donde un 6% se destinó al Fondo de Innovación. Un 14 % al Mecanismo de Recuperación y Resiliencia para financiar el Plan REPowerEU, con el fin de impulsar la transición hacia la energía limpia y reforzar la seguridad energética. Una parte importante, 16 %, se destinó al fondo de modernización, un mecanismo para apoyar a los países miembros de ingresos más bajos en su transición hacia la neutralidad climática y la modernización de sus sistemas energéticos.

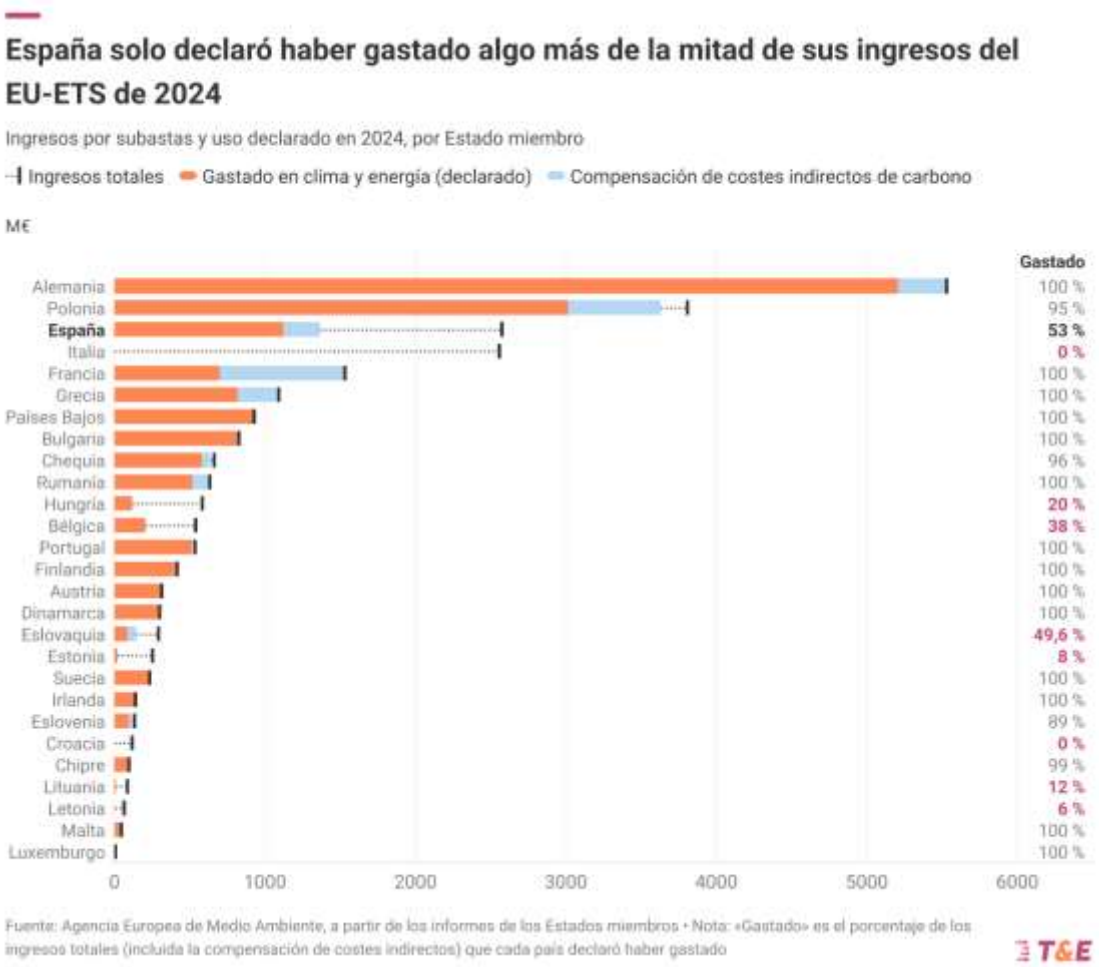
El 63 % restante corresponde a la recaudación obtenida directamente por los Estados miembros al subastar su parte de los derechos. Tras la reforma de 2023, están legalmente obligados a destinar la totalidad de esta recaudación, o su valor financiero equivalente, a los fines climáticos y energéticos establecidos en la Directiva, salvo la parte que utilicen para compensar los costes indirectos del carbono.



Los Estados miembros, a su vez, destinan su recaudación a distintos fines, como muestra la figura inferior. Las tres partidas principales fueron el transporte público, el sistema eléctrico y la eficiencia energética en edificios, con cerca de un 20 % cada una. El transporte marítimo y el aéreo recibieron en 2024 un desembolso de 43 M€ (0,3 % del total), mientras que sus emisiones generaron ese año 3.457 M€, en torno al 9 % de los 38.800 M€ recaudados: 2.334 M€ el marítimo (resultante de valorar el 40 % de sus 89,8 Mt CO_2 verificadas al precio medio de subasta de 2024, 65 €/t.) y 1.123 M€ el aéreo.



La figura inferior muestra la ejecución de estos fondos en 2024, evidenciando que algunos países, entre ellos España, quedaron lejos de ejecutar la totalidad de los fondos.



Desde 2026, las emisiones del transporte marítimo deberán cubrir el 100 % de sus emisiones sujetas al EU ETS, y el transporte aéreo dejará de recibir asignaciones gratuitas. Estos cambios elevarán considerablemente el valor anual de los derechos asociados a ambos sectores:

- Transporte marítimo: entre 7.650 y 9.000 M€, con unos 90 Mt de CO_2, similares a las emisiones verificadas en 2024, y un precio de entre 85 y 100 €/t. El sistema cubre todas las emisiones de los viajes entre puertos de la UE y de las estancias en puerto, pero solo la mitad de las de los viajes con origen o destino en terceros países.
- Sector aviación civil: unos 1.892 M€. Desde 2026 se subastan todos los derechos de aviación, unos 25 millones al año, salvo los reservados para incentivar los combustibles sostenibles de aviación (SAF), que suman 20 millones entre 2024 y 2030. A diferencia del marítimo, el ETS solo cubre los vuelos dentro del Espacio Económico Europeo y los que salen hacia Reino Unido y Suiza. Los vuelos al resto de terceros países quedan bajo CORSIA, el mecanismo de compensación de la OACI.

En conjunto, ambos importes equivaldrían a entre el 25 % y el 28 % de la recaudación total del EU ETS en 2024 (38.800 M€), lo que impulsa a que parte de dicho dinero revierta en la descarbonización de los propios sectores.

7.1.2 Fondo de Innovación

Una parte de los fondos recaudados por el EU-ETS se destina al Fondo de Innovación, un programa de subsidios directos para tecnologías industriales innovadoras y energías renovables. El Fondo se divide en dos tipos de convocatorias: solicitud de fondos y subastas. En el primer grupo se encuadran las ayudas regulares, que se otorgan a proyectos que abarcan diversas tecnologías, desde electrificación directa y captura de CO_2 hasta producción de hidrógeno renovable y sus derivados. A nivel nacional, a Moeve, mediante Luxia, se le concedió financiación en la convocatoria de 2024 Por su parte, el proyecto de eSAF, ECO2FLY, ha sido seleccionado en la convocatoria de 2025 e invitado a preparar el acuerdo de subvención. Por otra parte, el Fondo ha incorporado también mecanismos de subasta de prima fija, en los que los proyectos compiten ofertando el precio mínimo por unidad de producto, como las subastas del Banco Europeo del Hidrógeno (BEH).

7.1.3 Banco Europeo del hidrógeno

Una parte del presupuesto asignado al fondo de innovación se destina al BEH, un mecanismo dirigido a fomentar la creación de un mercado para el hidrógeno y favorecer la inversión en tecnología e infraestructuras. Las actividades del BEH se orientan hacía cuatro pilares: creación de mercados nacionales e importaciones de H_2 a la UE, coordinación y transparencia y coordinación de financiación existente.

A la fecha de redacción de este informe, se han resuelto tres subastas del BEH, que han ido incorporando novedades respecto a la financiación de proyectos destinados al transporte marítimo o aéreo. La primera subasta contaba con una única categoría general, y ninguno de los proyectos adjudicatarios estaba directamente destinado a alguno de estos dos sectores. La segunda incorporó una partida específica para el ámbito marítimo, y la tercera amplió su alcance para incluir también la producción de combustibles de aviación. Estos cambios reflejan una evolución progresiva en el apoyo institucional a los combustibles sintéticos para el transporte; sin embargo, en ambos casos el presupuesto ejecutado quedó muy por debajo del asignado, debido no solo a la limitada disponibilidad de proyectos maduros, sino también a las ofertas especulativas, con pujas excesivamente bajas que dificultaron la ejecución de los proyectos y provocaron posteriores renuncias (ver tabla inferior).

Asimismo, cabe destacar que, en la última subasta, todos los proyectos ganadores dentro de la partida conjunta de marítimo y aviación correspondían al primer sector, sin que ninguno se orientara a la producción de eSAF. En la tercera subasta, únicamente se presentaron tres proyectos para recibir la ayuda de la partida marítimo/aéreo. Uno de ellos, no superó los requisitos de elegibilidad, aunque se desconoce si su objetivo era producir combustibles de

aviación o transporte marítimo. Por otra parte, también se ha observado un aumento progresivo en la ayuda por los proyectos ganadores. En la segunda subasta, la ayuda solicitada en la categoría marítimo estuvo entre 0,45-1,88 €/kg H_2 mientras que, en la tercera subasta, este valor ascendió hasta 3,5 €/kg H_2.

Resultados de las subastas del BEH						
Subasta	Año	Presupuesto total	Partida transporte marítimo/aéreo	Proyectos ganadores	Resultado para transporte	Ejecución presupuestaria
1.ª subasta	Abril 2024	720 M€	No existía bolsa específica	7 de 132 pujas (mayoría destinados a industria)	0 proyectos de combustibles sintéticos	—
2.ª subasta	Mayo 2025	1.200 M€	200 M€ (transporte marítimo)	3 proyectos propuestos (todos en Noruega); el mayor rechazó el subsidio. 0,45-1,88 €/kg H_2	36 M€ adjudicados tras la renuncia del proyecto de mayor envergadura.	18 % del presupuesto asignado
3.ª subasta	Mayo 2026	1.300 M€	300 M€ (transporte marítimo y aviación)	2 proyectos 3,5 €/kg H_2	123 M€ adjudicados	40 % del presupuesto asignado

Por otra parte, en relación con los resultados generales de la subasta, estos revelan una alta tasa de abandono ya que únicamente 8 de 15 proyectos ganadores aceptaron la ayuda inicialmente. El 20 de mayo de 2025, la Comisión Europea invitó a 15 proyectos a iniciar la preparación del acuerdo de subvención. Sin embargo, siete proyectos renunciaron o no aportaron la garantía, mientras que ocho continuaron adelante. Estas renuncias dieron lugar a la incorporación de diez proyectos adicionales desde la lista de reserva, siguiendo estrictamente el orden de precio. Finalmente, el 20 de enero de 2026 únicamente seis proyectos firmaron la aceptación de la ayuda: dos procedentes de la primera ronda, dos de la subasta específica para transporte marítimo y dos incorporados desde la lista de reserva.

7.1.4 H2Global, pilar internacional

El componente internacional ha sido el gran ausente del BEH, que no ha incorporado ningún mecanismo de subasta a gran escala orientado a la importación de hidrógeno y sus derivados. Este papel lo ha desempeñado parcialmente H2Global (fundación con sede en Alemania), mediante subastas bilaterales entre países de la UE y terceros países.

En el núcleo del mecanismo H2Global se encuentra un intermediario comercial físico, Hintco —la Hydrogen Intermediary Company—. Esto significa que, en la subasta piloto, Hintco selecciona a los proveedores más competitivos de derivados de hidrógeno renovable y les ofrece acuerdos de compra garantizados. Al formalizar contratos de compra a largo plazo (Acuerdos de Compra de Hidrógeno, HPA), los productores obtienen la seguridad necesaria en cuanto a precio, mercado, contraparte y aspectos legales. Este es un requisito indispensable para alcanzar decisiones finales de inversión y permitir que los proyectos pasen de la fase de planificación a la de ejecución.

Por el lado de la demanda, Hintco vende el producto adquirido en una subasta de venta posterior, celebrando acuerdos de venta a corto plazo (Acuerdos de Venta de Hidrógeno, HSA) e identificando al mismo tiempo a los compradores con mayor disposición a pagar. A corto y medio plazo, se prevé que se produzca una diferencia entre los precios de compra y de venta, este coste de la diferencia se compensa mediante subvenciones de una entidad pública.

- HPA: subasta exitosa para amoniaco, abierta para metanol y no satisfactoria para eSAF

La primera subasta HPA, se lanzó en 2022 con un presupuesto de 900 M€, incluyendo lotes por tres productos derivados del hidrógeno: amoniaco, metanol y eSAF. El Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima alemán (BMWK) actuó como entidad financiadora, lo que significa que, tendrá que cubrir la diferencia entre el precio de compra acordado (HPA) y la disponibilidad a pagar de los offtakers (HSA).

El lote 1: amoniaco, fue exitoso logrando comprometer la producción 397.500 toneladas de amoniaco entre 2027-2033 a un precio de 1.000 €/t. El proyecto fue “Egypt Green Hydrogen”, promovido por Fertiglobe y ubicado en Egipto con una capacidad de electrólisis de 100 MW. Los promotores ya anunciaron la decisión final de inversión, precisamente, gracias a la estabilidad que proporciona la subasta H2Global. Esto demuestra la efectividad de este mecanismo en dar este paso significativo.

El lote 2: metanol, sigue abierto a participación mientras que el lote 3: eSAF no consiguió ninguna oferta de productores extracomunitarios. Entre las razones para no presentar ofertas para el lote de eSAF, los productores señalan principalmente tres. La primera es la incertidumbre regulatoria sobre cómo se aplicarán los actos delegados de RFNBO a la producción fuera de la UE. La segunda, que la duración del contrato es demasiado corta para la inversión y el tiempo de desarrollo que exige una nueva planta de eSAF. La tercera, que el proceso Fischer-Tropsch

genera coproductos, como el e-diésel, que no tienen acuerdo de compra (HPA) ni prima verde en el mercado, lo que complica la viabilidad del proyecto.

En el momento de redactar este informe hay varias convocatorias de subasta HPA en curso, todavía sin resultados. Todas se limitan a la importación de RFNBO, procedentes de distintas regiones del mundo, y excluyen por tanto los combustibles hipocarbónicos, tanto los de origen fósil con captura de carbono como los electrolíticos. No se sabe si futuras convocatorias los incluirán, aunque la última subasta del BEH sí los admitió.

- HSA: ausencia de subastas hasta la fecha

Por el lado de la demanda, Hintco revende el producto adquirido mediante subastas de venta (HSA, por Hydrogen Sales Agreements). Se trata principalmente de contratos a corto plazo, que se adjudican a los compradores con mayor disposición a pagar. Al celebrarse de forma continua, estas subastas generan señales de precio regulares.

Está previsto que cada subasta HSA se celebre 12 meses antes de la primera entrega del producto adquirido en la subasta de compra (HPA) correspondiente. Como esa primera entrega estaba prevista para 2027, sin fecha exacta, en el momento de redactar este informe todavía no se ha celebrado ninguna.

7.1.5 Lecciones aprendidas mecanismos apoyo UE

Reinvertir en el transporte marítimo y aéreo parte de los ingresos del EU ETS podría ser clave para desarrollar la industria de combustibles limpios en estos sectores. Algunos Estados miembros ya avanzan en esa línea. Francia anunció en 2025 que destinaría 90 M€ del ETS marítimo a descarbonizar el sector a partir de 2026. Alemania, junto con Austria y Luxemburgo, ha comprometido hasta 2.120 M€ en fondos públicos para impulsar el eSAF.

Más allá del volumen de recursos, importa cómo se reparten. Los mecanismos de la UE se han centrado sobre todo en apoyar la producción de hidrógeno y derivados para reducir el LCOH y facilitar las FID, con una eficacia limitada. En la segunda subasta del BEH, siete de los quince proyectos seleccionados (1,88 de 2,33 GW) renunciaron a la ayuda, y solo seis acabaron firmando, por 380 MW. Influyeron también otros factores, como las garantías exigidas o la incertidumbre regulatoria, pero la barrera de fondo sigue siendo la falta de compradores. Replicar estos esquemas sin más podría perpetuar sus limitaciones y comprometer la ejecución de los fondos.

La regulación, especialmente en la aviación, ya genera señales de demanda, pero los compradores siguen siendo reacios a firmar contratos a largo plazo por dos motivos:

- Desventaja del primero en comprometerse *(first-mover disadvantage)*: quien firma primero asume precios elevados, mientras que quienes lleguen después se beneficiarán de costes menores a medida que crezca la producción.
- Desajuste de plazos: los productores necesitan contratos largos para financiar sus proyectos, y los compradores están habituados a plazos más cortos.

Por ello, hacen falta mecanismos que cubran toda la cadena de valor. H2Global responde a esta necesidad. Un intermediario compra los combustibles con contratos a largo plazo y los revende en licitaciones a corto plazo, y el Gobierno alemán cubre la diferencia de precio. Así, el productor obtiene ingresos estables y los compradores pueden pujar según su disposición a pagar real. Este modelo de doble subasta se está extendiendo, lo utiliza el programa conjunto de Alemania, Austria y Luxemburgo para el eSAF, y Francia prevé uno similar en su proyecto de presupuestos de 2027.

7.2 Mecanismos de apoyo nacionales

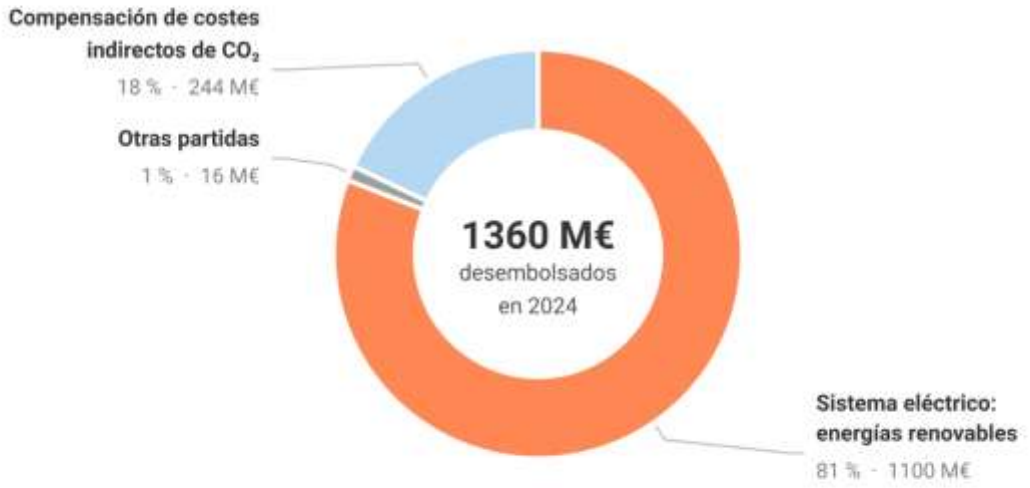
7.2.1 Reparto de fondos de recaudación de EU-ETS en España y plan nacional de descarbonización del transporte marítimo

En 2024, España obtuvo aproximadamente 2.570 M€ en ingresos nacionales por las subastas de derechos del EU ETS. De esta cantidad se ejecutaron 1.360 M€, un 53 % del total, una proporción similar a la de 2023 y por debajo de la media de la UE (ver abajo). En cuanto al destino del gasto, la figura inferior muestra que prácticamente el 100 % se concentró en dos partidas, la financiación de los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico para el fomento de las energías renovables (81 %) y la compensación parcial de los costes indirectos del CO_2 repercutidos en el precio de la electricidad a los sectores electrointensivos (18 %). Esta última partida corresponde a la excepción prevista en la Directiva, que permite destinar parte de los ingresos a compensar los costes indirectos del carbono sin que ese gasto compute como uso para fines climáticos y energéticos.

Cabe observar que los fondos desembolsados no contemplaron asignaciones dirigidas al transporte marítimo o aéreo. Con el fin de atender esta situación, el gobierno ha puesto en marcha el Plan de Acción Nacional para la Descarbonización del Transporte Marítimo, dotado con 250 M€ (2026-2030) para la renovación de la flota existente y la construcción de nuevos buques de reducidas emisiones. La dotación anual de 50 M€ representa aproximadamente el 2 % del presupuesto total de 2.500 M€.

Prácticamente todo el gasto de España con los ingresos del EU-ETS en 2024 se concentró en dos partidas

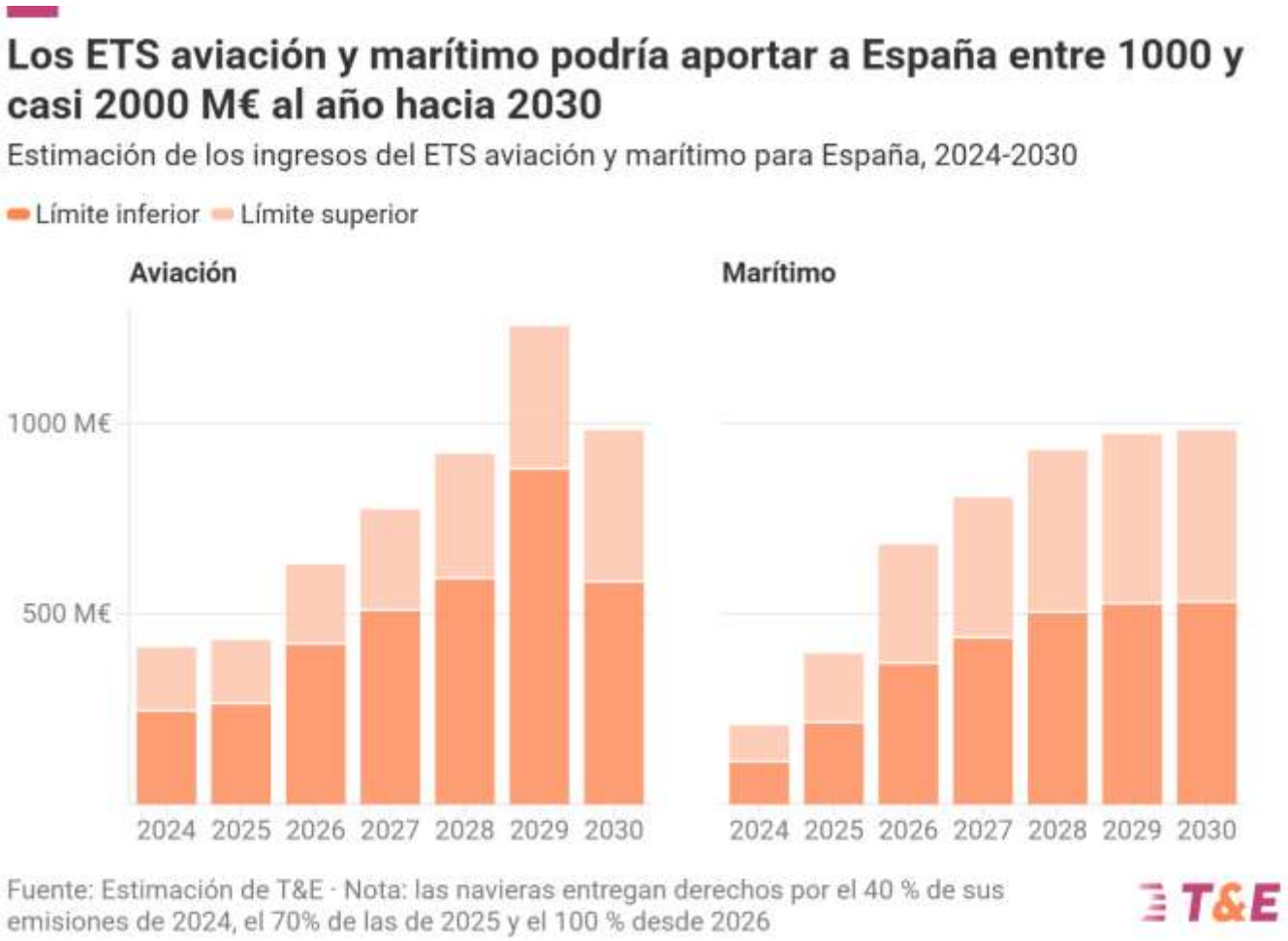
Partidas de gasto de los 1360 M€ desembolsados, el 53 % de los 2575 M€ recaudados por subastas del EU-ETS



Fuente: informe de España sobre el uso de los ingresos de subastas del EU-ETS (Reportnet, 2025) • Nota: otras partidas, en M€: Efectos Adversos 8, Fondo de Pérdidas y Daños 5, Fundación Biodiversidad 2, PIMA Adapta 1

Esta asignación contrasta con el volumen de ingresos que España podría obtener de la aplicación del EU ETS a la aviación y al transporte marítimo. Según nuestras estimaciones (figura inferior), los ingresos conjuntos de ambos sectores podrían situarse entre aproximadamente 1.100 M€ y casi 2.000 M€ anuales hacia 2030.

- En el caso de la aviación, los ingresos pasarían de unos 250-410 M€ en 2024 a unos 590-980 M€ en 2030, con un máximo en 2029 de entre 880 y 1.250 M€.
- En el transporte marítimo, el crecimiento responde sobre todo a la incorporación progresiva del sector al sistema. Las navieras entregan derechos por el 40 % de sus emisiones de 2024, el 70 % de las de 2025 y el 100 % a partir de 2026. Por ello, los ingresos pasarían de unos 110-210 M€ en 2024 a unos 530-985 M€ en 2030, y tenderían a estabilizarse a partir de 2028.



En comparación con estas cifras, la dotación del Plan nacional de descarbonización del transporte marítimo es modesta. Los 250 M€ previstos para 2026-2030 equivalen a entre un 6 % y un 11 % de los ingresos estimados del ETS marítimo en ese mismo periodo (unos 2.400-4.400 M€ acumulados). Si se consideran conjuntamente aviación y marítimo, la proporción baja a entre un 3 % y un 5 %.

Recomendaciones

En este contexto, proponemos destinar un 25 % de los ingresos generados anualmente por el ETS marítimo y aéreo al desarrollo y despliegue del eSAF, RFNBOs, y sistemas OPS (Onshore Power Supply) en el transporte marítimo. Según nuestras estimaciones, esto supondría entre 1.340 y 2.230 M€ en el periodo 2026-2030, es decir, entre 5 y 9 veces la dotación actual del Plan nacional de descarbonización del transporte marítimo. Más allá de devolver al sector parte de lo que aporta, esta asignación garantizaría que los recursos del ETS se traduzcan en inversiones adicionales que aceleren de forma efectiva su transición.

7.2.2 Convocatorias nacionales de ayudas

El apoyo público al hidrógeno renovable en España se articula en torno a tres instrumentos: las ayudas a la inversión (CAPEX), las ayudas a la operación (OPEX) a través de las subastas del Banco Europeo del Hidrógeno (BEH) y las exenciones parciales de cargos eléctricos.

Dado que los ingresos de España bajo el EU-ETS se han canalizado principalmente hacia sectores distintos al hidrógeno renovable, los dos primeros instrumentos se han financiado en gran medida con los fondos Next Generation del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR). Estos fondos se enmarcan en una iniciativa europea destinada a luchar contra los efectos económicos de la pandemia y a modernizar, entre otros aspectos, el sistema energético.

En este contexto, el PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA), aprobado a finales de 2021, reservó 1.555 M€ de sus 6.920 M€ a la línea de hidrógeno renovable. Esa cantidad se repartiría en distintas convocatorias durante los años siguientes. Posteriormente, en junio de 2023, la adenda de la segunda fase del PRTR otorgó otros 1.600 M€ adicionales para el apoyo a esta tecnología. A estos se suma el PERTE de Descarbonización Industrial, dotado con 450 M€. No es un instrumento específico del hidrógeno, pero los proyectos de hidrógeno renovable también podían optar a él. A la fecha de redacción de este informe, se han asignado 2.814 M€, es decir, aproximadamente un 78 % de la suma de estas tres partidas.

Estos fondos no se limitan a la instalación de electrolizadores, sino que abarcan toda la cadena de valor del hidrógeno renovable. Las ayudas al CAPEX se han canalizado a través de varios programas:

- H2 Pioneros, orientado a proyectos que integran la producción, la distribución y el consumo de hidrógeno en una misma ubicación.
- H2 Cadena de Valor, que además de electrolizadores apoya la fabricación de equipos y componentes, la demostración de vehículos y la I+D.
- H2 Valles, dirigido a clústeres que conectan la producción a gran escala con grandes consumidores industriales.
- Varias oleadas de IPCEI.

Los fondos del PRTR también se han empleado para apoyar el OPEX mediante el mecanismo Auction as a Service (AaaS) del BEH. En las subastas del BEH, los productores pujan por una prima fija por kilogramo de hidrógeno producido durante un máximo de diez años, y resultan adjudicatarios quienes solicitan una menor ayuda. Como el presupuesto europeo solo alcanza a los proyectos mejor clasificados, el AaaS permite a cada Estado miembro financiar con fondos propios los proyectos de su territorio que quedan fuera.

Lo hace siguiendo el orden de la propia subasta, sin necesidad de organizar un procedimiento nacional. Únicamente cuatro países han utilizado este mecanismo. Alemania fue la primera en hacerlo, en la subasta piloto, y es también quien más presupuesto ha destinado a este fin. España, por su parte, es el único país que ha participado en la segunda y en la tercera subasta de forma consecutiva.

Presupuesto de cada país para el mecanismo AaaS en la segunda y tercera subasta		
Subasta	País	Presupuesto (M€)
Segunda	España	280
Segunda	Lituania	36
Segunda	Austria	400
Tercera	España	440
Tercera	Alemania	1300

Además del mecanismo AaaS, algunos países ofrecen ayudas al OPEX en forma de exenciones parciales de cargos eléctricos. En el caso de España, los electrolizadores están exentos de cargos eléctricos, pero tienen que pagar todos los conceptos relacionados con los peajes de transporte y distribución, así como otros costes regulados (ver sección 6.1)

7.2.3 Lecciones aprendidas mecanismos apoyo nacionales

Los esquemas de ayuda a nivel nacional presentan los mismos patrones que los programas de ayuda a nivel europeo, concentrando la mayor parte de las ayudas en la subvención de plantas de producción de hidrógeno renovable, sin incluir aspectos aguas abajo, como la producción, distribución y uso de derivados. Entre estas se incluyen las ayudas al CAPEX bajo el PERTE ERHA o las subastas AaaS dentro del BEH. Dichas ayudas requieren la presentación y evaluación de proyectos. Como alternativa, el sector reclama ampliar la exención de cargos a los peajes de transporte y distribución y a otros costes regulados, una medida que tendría un efecto inmediato sobre el coste del hidrógeno. No obstante, como se señala en la sección 6.1, una exención generalizada puede generar subsidios cruzados hacia el resto de consumidores con cierta escala a partir de 2035.

Los mecanismos anteriores, centrados en la producción, no requieren unos compromisos fuertes de offtake, sin los que la bancabilidad de los proyectos se ve comprometida. El "Plan Nacional de Descarbonización del Transporte Marítimo" intenta fomentar también la transformación de los buques, lo cual resulta positivo para diversificar las ayudas y centrarlas también en el offtaker.

Sin embargo, como se ha analizado anteriormente, los recursos asignados guardan una proporción limitada con respecto a los ingresos del sector.

Los mecanismos de ayuda nacionales deberían ser complementarios a los mecanismos europeos, centrándose en cubrir aquellas partes de la cadena de valor que estos no cubren. El caso de la renovación de buques es un ejemplo claro, aunque tampoco debe olvidarse la importancia de la infraestructura en el caso del transporte marítimo. A nivel europeo no existen programas de ayuda que financien la adaptación de puertos para buques que empleen combustibles alternativos, algo indispensable si se quiere incrementar la demanda del sector. En este sentido, existen ejemplos de buenas prácticas a nivel europeo, como el de Noruega, que ha adjudicado 442 M de coronas noruegas (unos 41 M€) a Azane Infrastructure para la construcción de tres terminales de amoniaco a lo largo de la costa del país, cuya entrada en operación está prevista para 2029.

7.3 Propuesta de revisión de EU-ETS

En abril de 2026, el Consejo, el Parlamento y la Comisión Europea firmaron el documento "Una Europa, un mercado", con el fin de crear una economía más fuerte e integrada, capaz de resistir mejor crisis geopolíticas externas. Como parte de esta hoja de ruta, se marcó el primer trimestre de 2027 como fecha límite para la revisión de la Directiva EU-ETS. En este contexto, en julio de 2026 se publicó un primer borrador que, entre otros, incluye cambios significativos para el transporte marítimo o aéreo.

7.3.1 Transporte marítimo: un nuevo mecanismo de apoyo a los combustibles sostenibles (SMAP)

En el sector marítimo, uno de los cambios más relevantes es la introducción de un mecanismo de asignación de derechos de emisión para el uso de combustibles marítimos sostenibles y tecnologías de propulsión con cero emisiones (SMAP). Es decir, se premia a aquellos buques que usen soluciones sostenibles con derechos de emisión, que presumiblemente, podrán vender en el mercado o emplear para sufragar sus propias emisiones. Para ello, la propuesta reserva hasta un máximo de 110 millones de derechos de emisión hasta 2040.

El objetivo es compensar parte del sobrecoste de estas alternativas frente a los combustibles fósiles y sistemas de propulsión convencionales, de modo que el número de derechos asignados dependerá de ese diferencial de coste, tal y como se muestra en la tabla inferior. Para acceder a este apoyo, los combustibles deben producirse en el Espacio Económico Europeo o en un tercer país que cuente con un sistema de comercio de derechos de emisión vinculado al EU-ETS. Además, la propuesta contempla primas que aumentan el porcentaje de cobertura, por ejemplo, cuando la materia prima procede de la Unión.

Porcentaje del diferencial de coste cubierto por categoría regulatoria de combustible marítimo en la propuesta de revisión de la Directiva 2003/87/CE (EU ETS)		
Categoría regulatoria	Diferencial de coste cubierto	Objetivo del apoyo
Biocombustibles avanzados	55 %	Dirigido al combustible
RFNBOs	90 %	
Hipocarbónicos	80%	
Otras soluciones cero emisiones (e.g. propulsión eólica o electricidad)	90 %	Dirigido al buque

Para calcular el diferencial de precios de los combustibles, la revisión propone:

- Para los combustibles sostenibles, la Comisión determinará el coste de los mismos basándose en transacciones reales o, en caso de no disponer de ellas, usará estimaciones de costes de producción o proyecciones fiables. Como referencia fósil se empleará un único valor, el precio medio ponderado que refleje la composición real de los combustibles fósiles marítimos notificados conforme al Reglamento (UE) 2015/757.
- Para las tecnologías de propulsión de cero emisiones, como la propulsión eólica o la electricidad, el apoyo no se calcula sobre un diferencial de precio del combustible, sino sobre el coste promedio adicional de la tecnología, que será publicado por la propia Comisión.

En cuanto a su funcionamiento, el SMAP es un mecanismo ex post: las navieras solicitan cada año los derechos de emisión en función de los combustibles sostenibles o las tecnologías de cero emisiones que utilizaron el año anterior. Además, como el número de derechos está limitado a un máximo de 110 millones hasta 2040, si las solicitudes superan la reserva disponible, la asignación se reduce de forma proporcional y la ayuda podría no cubrir el diferencial de coste esperado.

Recomendaciones

Esta lógica deja a las navieras sin certeza sobre la ayuda que recibirán, lo que aumenta la incertidumbre y dificulta las inversiones a largo plazo. Por eso, sería pertinente apostar por:

- un mecanismo de reserva anticipada de derechos, equivalente al que la propuesta ya contempla para la aviación (ver subsección siguiente).
- Para evitar que el apoyo se concentre en las alternativas más baratas y maduras, como los biocombustibles, reservar específicamente para los RFNBOs 76 de los 110 millones de derechos del SMAP, de los cuales 30,5 millones corresponderían a combustibles producidos en la Unión.

7.3.2 Aviación: ampliación del mecanismo de derechos SAF

En el transporte aéreo, la Directiva ETS vigente incluye un mecanismo de apoyo que reserva 20 millones de derechos de emisión a partir de enero de 2024. Estos derechos se reparten al año siguiente entre las aerolíneas que demuestren el consumo de combustibles sostenibles, con el fin de cubrir parte del diferencial de coste. En 2025, este mecanismo asignó 5,2 millones de derechos de emisión, lo que corresponde a 530.000 toneladas de combustibles sostenibles. La propuesta de revisión eleva la dotación hasta 110 millones de derechos, que se repartirían entre 2029 y 2040. No obstante, reduce el porcentaje del diferencial cubierto respecto a los valores vigentes, tal y como se muestra en la tabla inferior. La reducción del porcentaje cubierto para eSAF, puede apoyar un volumen mayor de eSAF y favorecer su crecimiento.

Porcentaje del diferencial de coste respecto al queroseno fósil cubierto por los derechos de emisión gratuitos del EU ETS, por tipo de combustible, según la Directiva 2003/87/CE vigente y su propuesta de revisión

Combustible	Diferencial de costes cubierto	
	Actual	Propuesta
RFNBOs	95 %	60 %
Biocombustibles avanzados	70 %	50 %
Otros biocombustibles no avanzados (e.g. UCO)	50 %	30 %

Por último, y de forma análoga al mecanismo propuesto para el transporte marítimo, el diferencial de coste se calculará a partir de transacciones reales siempre que sea posible o, en su defecto, de los costes de producción. La Comisión lo publicará basándose en los informes de la Agencia de la Unión Europea para la Seguridad Aérea (EASA), conforme a lo establecido en el Reglamento (UE) 2023/2405 (ReFuelEU Aviation).

Recomendaciones

Al igual que el SMAP, el mecanismo de derechos SAF funciona con una lógica ex post, por lo que las aerolíneas tampoco conocen de antemano la ayuda que recibirán. La propuesta introduce, sin embargo, una novedad para reducir esta incertidumbre. Los operadores aéreos que acrediten un contrato de suministro vinculante de al menos tres años podrán reservar derechos por el diferencial de precio correspondiente durante la vigencia del contrato, hasta un máximo de cinco años y con un límite total de 10 millones de derechos. Por eso, es pertinente reforzar este mecanismo de reserva anticipada, destinando el 80 % de los derechos SAF a los RFNBOs.

Sección 8

Visión 2050: hitos y recomendaciones

Las secciones precedentes han abordado por separado las tres dimensiones que pueden condicionar el cumplimiento de España con los mandatos europeos de combustibles sintéticos. La sección 3 elabora la estimación de la demanda regulada que se deriva de ReFuelEU Aviation y de FuelEU Maritime a partir de los modelos de proyección sectorial. La sección 6 documenta los principales obstáculos a la bancabilidad de los proyectos, con particular atención a los costes regulados del suministro eléctrico y a la disponibilidad de carbono compatible con la normativa. La sección 7 revisa los mecanismos de apoyo existentes en el ámbito europeo y nacional, así como las lecciones que cabe extraer de su desempeño hasta la fecha. Esta última sección tiene por objeto articular las tres dimensiones en un análisis integrado y ordenado temporalmente, de modo que las recomendaciones resultantes puedan asociarse a hitos concretos.

8.1. Estimación de los insumos necesarios para satisfacer la demanda de combustibles sintéticos

El punto de partida es la demanda regulada de combustibles sintéticos estimada en la sección 3 para cada sector: la senda del submandato de queroseno sintético de ReFuelEU Aviation en la aviación y, en el transporte marítimo, los dos mixes de cumplimiento de FuelEU Maritime allí definidos, el escenario de amoníaco y el de metanol. A partir de esa demanda se recorre la cadena de producción en sentido inverso, desde el combustible hasta el hidrógeno, la electricidad y el carbono necesarios para producirlo.

La conversión de la demanda de combustible a masa de hidrógeno se realiza mediante los rendimientos estequiométricos y de proceso de cada ruta de síntesis (Haber-Bosch para el e-amoníaco, síntesis de metanol, metanación para el e-GNL y Fischer-Tropsch para el e-MGO y el queroseno sintético), y de ahí a electricidad mediante un consumo específico de 50 kWh por kilogramo de hidrógeno (con 55 kWh/kg, la electricidad necesaria sería un 10 % mayor) equivalente a un rendimiento del orden del 67 % sobre el poder calorífico inferior. Cabe remarcar que este valor corresponde exclusivamente a la etapa de electrólisis y no incorpora los consumos de la síntesis, de la separación de aire, de la captura de carbono ni de la licuefacción.

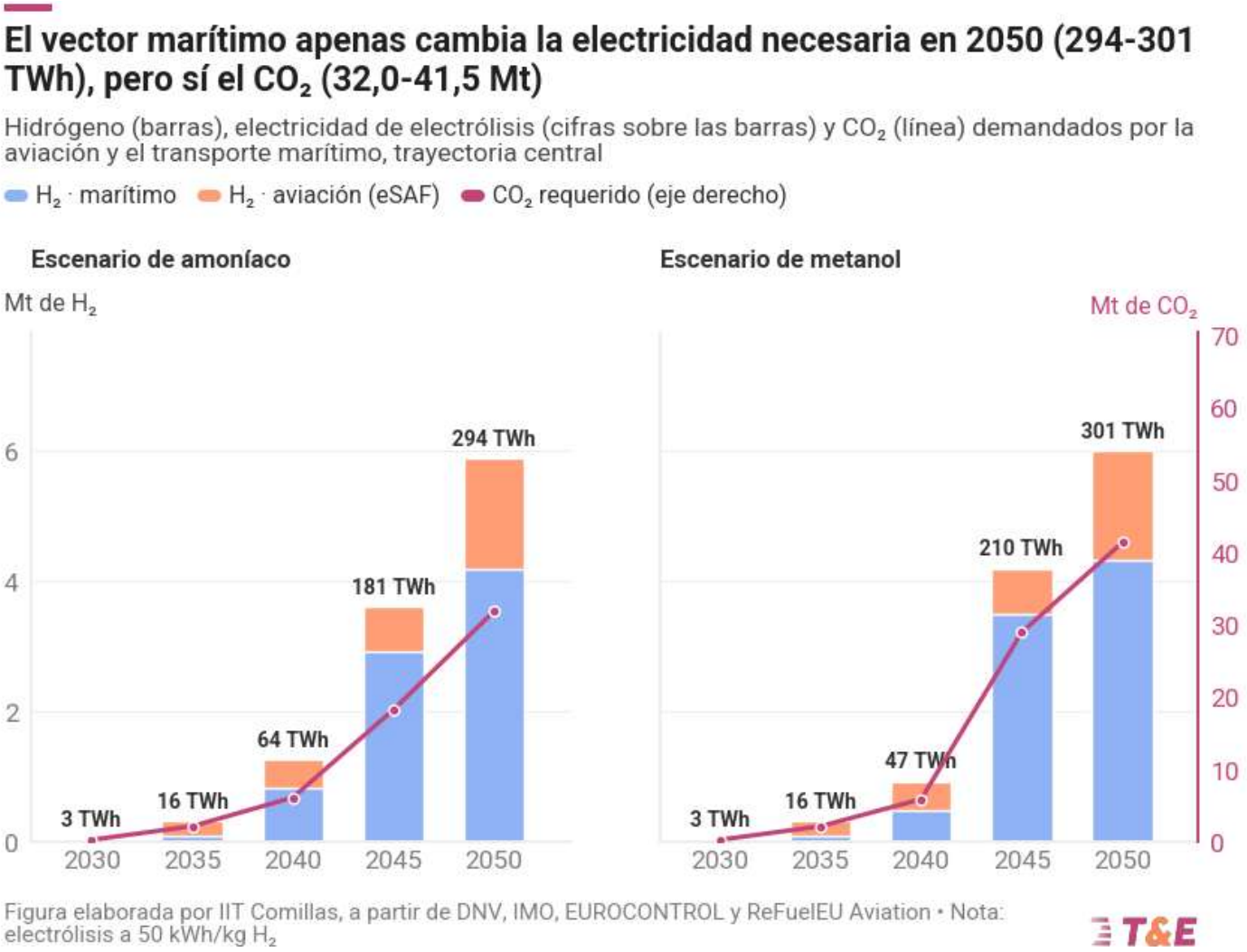
Los valores centrales corresponden a la trayectoria central de cada sector y los rangos representados recogen el mínimo y el máximo de las trayectorias de actividad descritas en la sección 3, manteniendo constantes los rendimientos de conversión a lo largo de todo el horizonte. De forma análoga, el requerimiento de CO_2 se obtiene a partir del contenido de carbono de cada combustible y de la eficiencia de carbono de su ruta de síntesis, según las rutas de producción descritas en las sección 4 y sección 6.

La representación conjunta de las tres magnitudes para el año horizonte ilustra perfectamente el desafío. Si se comparan los dos escenarios de mix marítimo de la sección 3, el de amoníaco y el de metanol, las trayectorias de los escenarios de DNV muestran tres tramos bien diferenciados.

- Antes de 2035 la demanda es modesta y procede mayoritariamente del queroseno sintético. Ya en 2035, se requieren 0,3 Mt de hidrógeno, 16 TWh de electricidad y 2,2 Mt de CO_2, magnitudes que caben con holgura en el sistema eléctrico y en el CO_2 biogénico disponible.

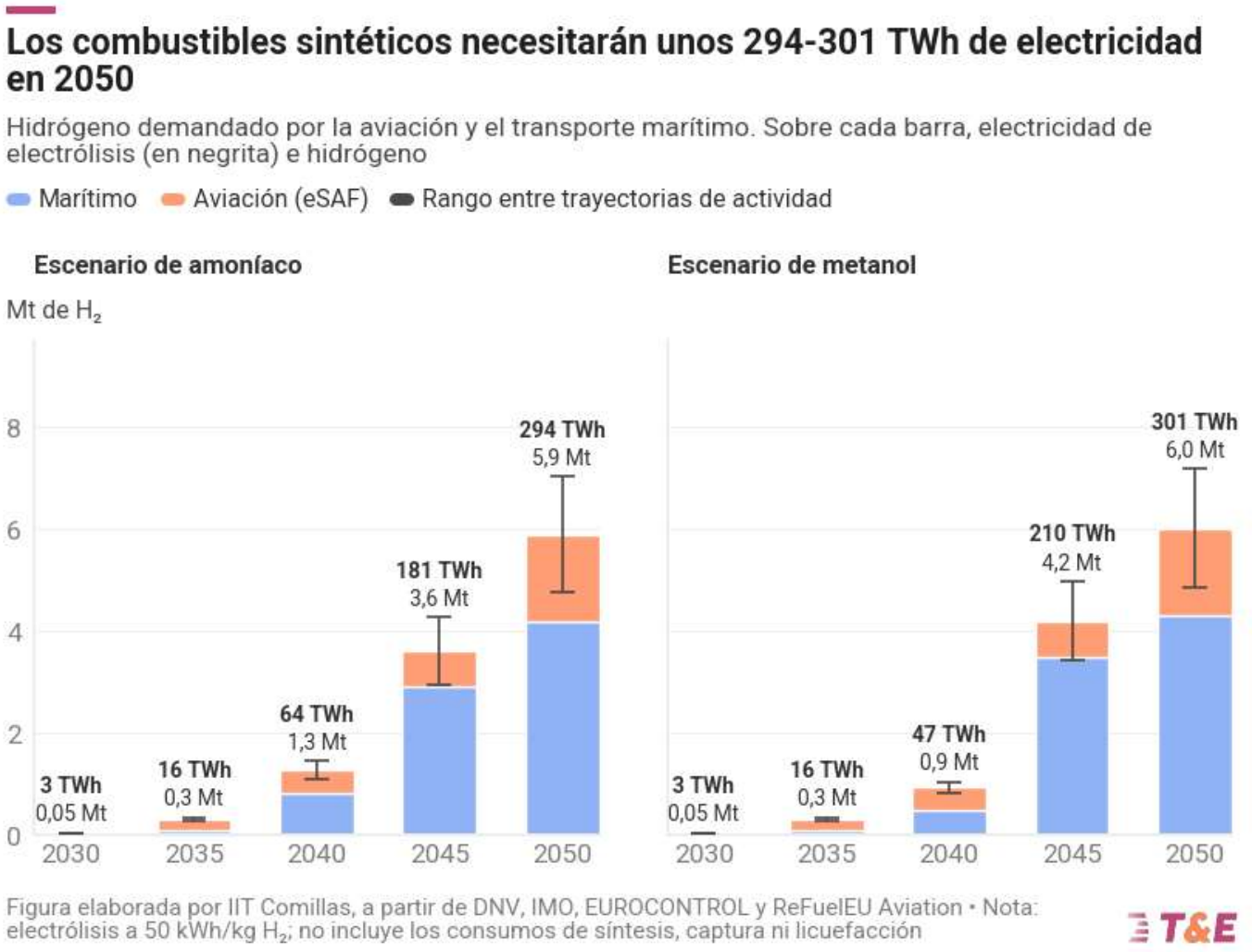
- Entre 2035 y 2045 se produce el salto: el transporte marítimo entra en los combustibles sintéticos y las tres magnitudes se multiplican por un orden de magnitud en una década, con el grueso del incremento concentrado en el quinquenio 2040-2045, en el que la electricidad de electrólisis pasa de 64 a 181 TWh en el escenario de amoníaco y de 47 a 210 TWh en el de metanol.

- A partir de 2045 el crecimiento se modera y los dos escenarios convergen en 2050 en torno a 6 Mt de hidrógeno y 294-301 TWh, más que toda la demanda eléctrica nacional de 2025. mientras que en el carbono se separan: 32,0 Mt en el escenario de amoníaco frente a 41,5 Mt en el de metanol.



8.2. Hidrógeno y electricidad: un salto concentrado en 2040-2045

La primera observación que arrojan estas trayectorias es que hasta 2035 los dos escenarios resultan indistinguibles, con magnitudes de demanda reducidas para el sistema eléctrico peninsular: 0,3 Mt de hidrógeno, lo que supone 16 TWh de electricidad en 2035, dos tercios de ellos asociados todavía al eSAF. Sin embargo, el tránsito hacia la fase de despliegue no es gradual. En el escenario de amoníaco la demanda de hidrógeno pasa de 0,3 Mt en 2035 a 1,3 Mt en 2040 y a 3,6 Mt en 2045, haciendo que el requerimiento eléctrico evolucione de 16 a 64 y a 181 TWh: se multiplica por más de diez en una década. El escenario de metanol describe una pendiente comparable, cuando la demanda de hidrógeno pasa de 0,9 a 4,2 Mt en 2045, y la eléctrica, de 47 a 210 TWh.



En el año horizonte 2050, los escenarios tienen demandas parecidas: el escenario de amoníaco requeriría 5,9 Mt de hidrógeno y 294 TWh de electricidad, con un rango de 238 a 351 TWh según la evolución de la actividad; el de metanol, 6 Mt de hidrógeno y 301 TWh eléctricos, con un rango estimado de entre 243 a 359 TWh. La elección del vector marítimo, entre los dos escenarios considerados, apenas altera, por tanto, el requerimiento eléctrico, aunque sí el de carbono, como se verá a continuación. Estas magnitudes admiten dos lecturas de contraste que permiten dimensionar el reto. En términos de energía, el requerimiento eléctrico de ambos escenarios supera en torno a un 15-17 %

En términos de capacidad instalada, y asumiendo un régimen de funcionamiento de entre 4.000 y 5.000 horas anuales (valor más frecuente para los proyectos anunciados a día de hoy, como se mostró en la sección 6.3), el requerimiento se sitúa en el entorno de 60 a 75 GW de electrólisis. La comparación con las referencias nacionales disponibles resulta ilustrativa: el PNIEC actualizado fija un objetivo de 12 GW para 2030. A largo plazo, cabe esperar que la optimización del diseño de las plantas y la descarbonización del mix eléctrico permita a las plantas de combustibles sintéticos operar con grados de carga mayores, alcanzando entre 6.000 y 8.000

horas anuales equivalentes de funcionamiento. Esto permitiría reducir la potencia de electrólisis necesaria hasta los 37-50 GW. Incluso en el supuesto más favorable, la capacidad necesaria triplica el objetivo del PNIEC para 2030.

Procede señalar, por último, el peso persistente de la aviación en el conjunto. Hasta 2035, el queroseno sintético es el principal consumidor de hidrógeno (dos tercios del total en ese año), y en 2050 aún representa el 29 % en el escenario de amoníaco y el 28 % en el de metanol. Esta constatación adquiere particular relevancia si se recuerda que, conforme a lo expuesto en la sección 7, ninguna de las subastas europeas celebradas hasta la fecha ha adjudicado un solo proyecto de producción de eSAF.

8.3. Carbono: un requerimiento que supera el CO_2 biogénico disponible

El requerimiento de carbono ordena los escenarios de forma coherente con la química de los combustibles que incluyen. En 2050, el escenario de metanol es más intensivo en CO2, con 41,5 Mt de CO2, que el escenario de amoniaco (32 Mt). Es esperable que el escenario de amoniaco tenga una demanda de CO_2 un 23% menor a la de metanol, lo significativo es que, aun articulándose en torno a una molécula sin carbono, la demanda sea todavía superior a 30 Mt al año. La explicación reside en la composición de su mix, como veíamos en la sección 3: el e-amoníaco aporta en torno al 27 % de la energía marítima, mientras que el e-MGO alcanza unos 226 PJ al año (el 44 % de la energía y el 60 % de los combustibles sintéticos del sector) y concentra 20,1 de los 20,9 Mt de CO_2 que demanda el transporte marítimo en este escenario. Su peso es mayor que en el escenario de metanol, donde el e-MGO se queda en 164 PJ (el 32 % de la energía y el 42 % de los combustibles sintéticos). La consecuencia analítica es que la introducción del amoníaco como principal vector marítimo no elimina la necesidad de carbono para los demás vectores del escenario, que se utilizan en los buques que, por su tipología de motor, no pueden adoptar el amoníaco.

Los 11,1 Mt de CO_2 que demanda el queroseno sintético en 2050 son comunes a los escenarios. Respecto a los 0,33 Mt de 2030, el crecimiento es de un factor treinta y cuatro en dos décadas. Ningún escenario evita este salto, dado que el combustible y el mandato que lo impulsa es de obligado cumplimiento. Por lo tanto, la infraestructura de captura, acondicionamiento y transporte de carbono resulta necesaria con independencia de la trayectoria que finalmente siga el transporte marítimo.

Los combustibles sintéticos requerirán entre 32,0 y 41,5 Mt de CO_2 al año en 2050

CO_2 demandado por la aviación y el transporte marítimo, trayectoria central. Trazos discontinuos: CO_2 biogénico disponible y teórico

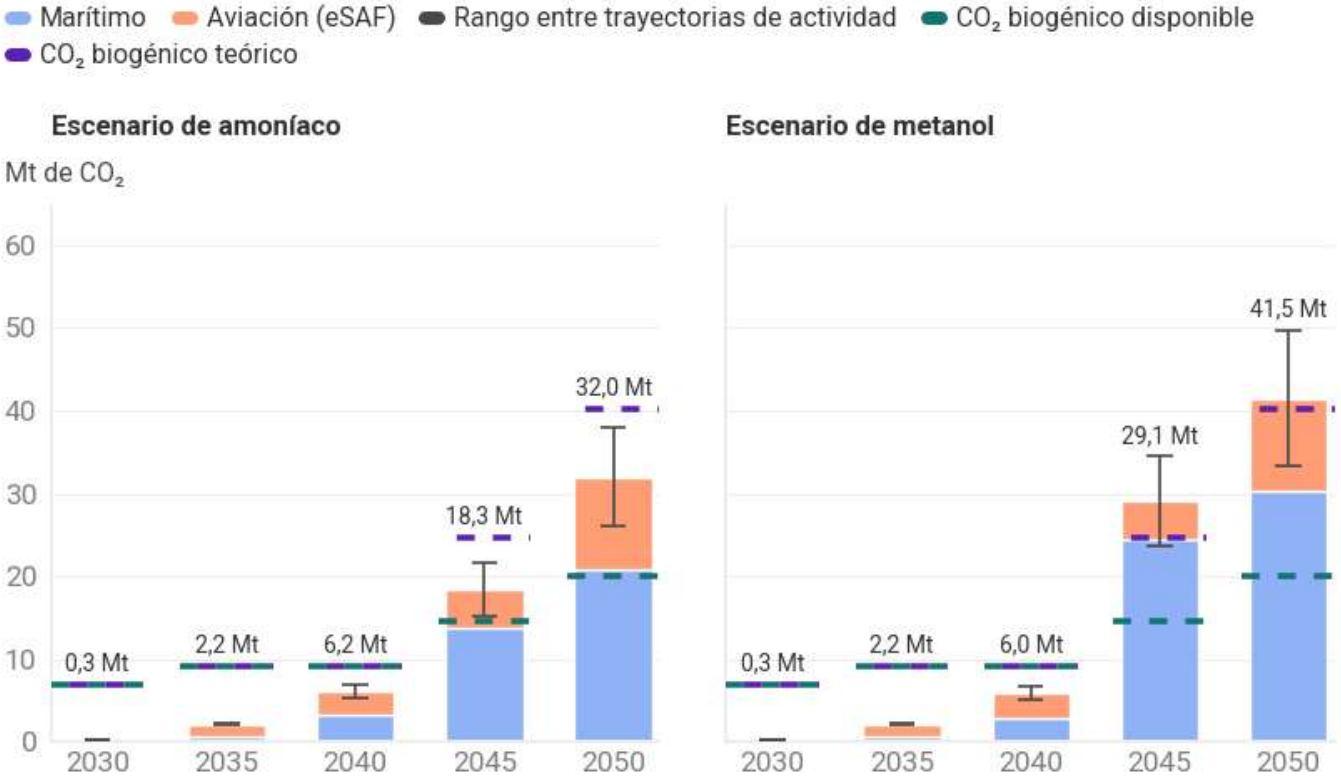


Figura elaborada por IIT Comillas, a partir de DNV, IMO, EUROCONTROL y ReFuelEU Aviation

La magnitud de este requerimiento debe contrastarse con la disponibilidad efectiva de carbono compatible. La sección 6.2.3 estima el CO_2 biogénico en España en 2050 en 20,1 Mt anuales en su escenario de potencial disponible y en 40,2 Mt en el de potencial teórico. Aun asumiendo que se moviliza toda la biomasa considerada, el requerimiento del escenario central (32,0 Mt) supera el potencial disponible, que solo cubriría el 63 % de la demanda, y absorbería en torno al 80% del potencial teórico. El de metanol (41,5 Mt) excede con claridad el potencial disponible, que cubriría apenas el 48 %, y supera también el potencial teórico. Es relevante destacar, además, que las cifras de CO_2 biogénico capturable corresponden al caso en que todo el dióxido de carbono de la biomasa se somete a procesos de captura para su uso como materia prima en la producción de combustibles sintéticos. No tiene en cuenta, por tanto, la dispersión de las fuentes o los costes de la logística asociada al CO_2.

Escenario alternativo: el Marco de Acción Nacional (MAN)

El escenario de mix marítimo construido a partir del Marco de Acción Nacional sometido a trámite de audiencia pública en septiembre de 2026 (véase la sección 3) combina una menor penetración final de combustibles sintéticos (42 % de la energía marítima en 2050) con un mayor peso de los biocombustibles (40 %), pero adelanta su introducción. Sobre la misma trayectoria de demanda, sus requerimientos (incluida la aviación) serían los siguientes:

Como podemos ver, el escenario MAN es más exigente que los de DNV durante la fase de arranque: en 2030 su requerimiento eléctrico es más de seis veces superior, porque incorpora combustibles sintéticos marítimos desde el inicio, y en 2040 todavía supera a los otros dos. A partir de 2040 la relación se invierte. En 2050 reduce en torno a un 37 % el requerimiento eléctrico, que quedaría por debajo de la demanda eléctrica nacional de 2025 (alrededor del 73 %), y en casi un 60 % el de carbono. A cambio, requiere 205 PJ de biocombustibles marítimos en 2050, en competencia directa con el bio-SAF por la misma biomasa, y mantiene una fracción de combustibles fósiles del 17 %.

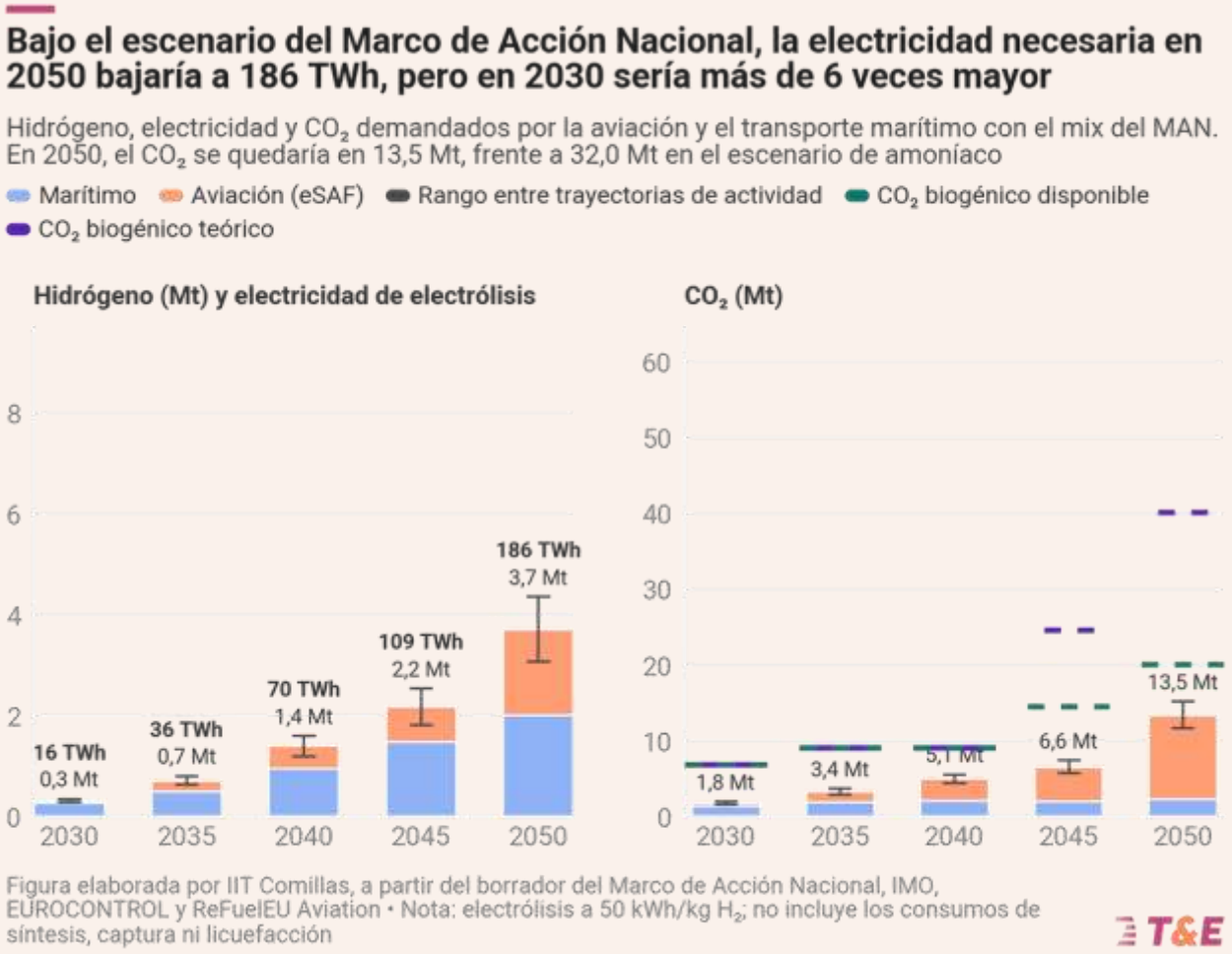


Figura elaborada por IIT Comillas, a partir del borrador del Marco de Acción Nacional, IMO, EUROCONTROL y ReFuelEU Aviation • Nota: electrólisis a 50 kWh/kg H_2; no incluye los consumos de síntesis, captura ni licuefacción

8.4. Hitos y recomendaciones por fases

Que estas trayectorias puedan materializarse depende de tres dimensiones ya analizadas en esta hoja de ruta: el coste del suministro eléctrico y sus componentes regulados (sección 6.1), la disponibilidad de carbono compatible con la normativa (sección 6.2) y las palancas de reducción del LCOH junto con los mecanismos de apoyo disponibles (secciones 6.3 y 7). En las tres persisten obstáculos no resueltos, y su resolución no admite un tratamiento uniforme a lo largo del horizonte. Las medidas no son, por consiguiente, intercambiables entre fases, y su eficacia depende críticamente de que se adopten con la antelación suficiente respecto al momento en que la restricción se manifiesta. A continuación, se sintetiza esta secuencia, tomando como referencia cuantitativa el escenario de amoníaco en su nivel medio de proyección.

Fase I (2026-2030): Planificación de ruta

Al final de esta fase, la demanda regulada de combustibles sintéticos se limita a 4 PJ de eSAF, ya que el transporte marítimo cumple la reducción del 6 % de FuelEU Maritime sin recurrir a ellos. La producción de estos 4 PJ de eSAF requeriría 0,05 Mt de hidrógeno y 2,5 TWh de electricidad de electrólisis, apenas el 1 % de la demanda eléctrica nacional, que pueden suministrar entre 0,3 y 0,4 GW de electrolizadores. El requerimiento de CO_2, de 0,33 Mt, es pequeño frente al potencial biogénico disponible de España, pero que el recurso exista no significa que esté disponible para los proyectos: procede de fuentes dispersas que hoy carecen de captura y de infraestructura de transporte. Con esta holgura aparente y sin una cadena de CO_2 biogénico operativa, lo más probable es que los primeros proyectos se abastezcan de fuentes industriales concentradas, elegibles aún durante esta fase, lo que fijaría una localización y una dependencia difíciles de reconducir cuando esa elegibilidad desaparezca (2036 para la generación eléctrica y 2041 para el resto de la industria).

Sin embargo, que la demanda sea marginal no significa que el periodo carezca de importancia. Es en este período cuando deben adoptarse las decisiones finales de inversión de las plantas que habrán de producir en 2035, y, como se advierte en la Introducción, sin decisiones a lo largo de 2026 y 2027 difícilmente podrá cubrirse con producción nacional el primer tramo del submandato de ReFuelEU. Hoy en día hay menos de 50 MW de electrólisis operativos y menos de 800 MW con decisión final de inversión en España, frente a los 12 GW que el PNIEC prevé para 2030 para todos los usos del hidrógeno. La variable crítica de esta fase no es el volumen de demanda, sino la bancabilidad. Esta tropieza con tres obstáculos:

- Falta de offtake: Los mecanismos de apoyo europeos y nacionales se han centrado en subvencionar la producción, pero la barrera principal sigue siendo la ausencia de contratos de compra a largo plazo (secciones 7.1.5 y 7.2.3).

- Coste eléctrico poco previsible: La exención de cargos se aprueba año a año, y los costes de restricciones técnicas se liquidan a posteriori con una elevada variabilidad (sección 6.1).
- Madurez del eSAF: la tecnología se encuentra aún en fase de escalado y necesita acelerar su despliegue para alcanzar las cuotas de 2030, lo que hoy complica su financiación (sección 6.3.4). Ninguna de las subastas europeas celebradas hasta la fecha ha adjudicado un proyecto de eSAF.

Recomendaciones

Las recomendaciones de esta fase se dirigen, por tanto, a reducir el riesgo de las primeras decisiones de inversión, mediante:

- Una exención plurianual de cargos para la electrólisis por un periodo inicial de 5 años, teniendo en cuenta que no debe convertirse en un subsidio estructural ante un marcado crecimiento de la demanda, especialmente a partir de 2035 (ver sección 3.3).
- En paralelo, se debería establecer en 2027-2028 un mecanismo que ayude a fijar el coste de las restricciones técnicas de forma ex-ante, con liquidación de las desviaciones en periodos posteriores.
- La consolidación en 2027 de la reducción del 85 % del impuesto especial sobre la electricidad, o la definición de una exención para los consumos certificados como RFNBO.
- La regulación de la reinversión de los fondos recibidos del EU ETS de la aviación y el transporte marítimo en su propia descarbonización.
- Una posible vía de utilización de estos fondos serían los contratos de largo plazo con los productores y de corto plazo con los compradores, apoyados por fondos que cubran el diferencial de precio, garantizando así los contratos de compra de eSAF a más de 10 años y trasladando el riesgo de mercado del productor al sector público.
- La exigencia, a los proyectos que reciban apoyo público y utilicen CO_2 industrial, de un plan de transición hacia carbono biogénico o captura directa de aire antes de que esa fuente deje de ser elegible (2036 para la generación eléctrica y 2041 para el resto de la industria).

Fase II (2030-2035): Carrera de despegue

En 2035, la demanda de combustibles sintéticos alcanza 27 PJ, de los que 18 PJ son eSAF y 9 PJ, e-MGO marítimo. Para ello se requiere 0,32 Mt de hidrógeno, dos tercios de ellos para la aviación, y 16 TWh de electricidad de electrólisis, el 6 % de la demanda eléctrica nacional, que corresponden a 2-3 GW de electrolizadores (suponiendo 6.000-8.000 horas de operación). Los 2,2 Mt de CO_2 necesarios quedan cubiertos con margen por el potencial CO_2 biogénico disponible en 2035 (9,1 Mt).

La demanda de combustibles sintéticos se multiplica por seis, pero sigue apoyada casi por completo en un único mandato, el submandato de eSAF. Hasta 2035, los escenarios de

amoníaco y metanol son indistinguibles. En este tramo deben tomarse las decisiones de inversión de las plantas que abastecerán la ola marítima de 2040, de modo que las señales de demanda del sector marítimo tienen que llegar antes de que esa demanda exista.

El coste eléctrico sigue siendo el principal obstáculo económico. En el carbono, la holgura es aparente, porque depende de tres condiciones que hoy no están aseguradas:

- que se cumpla el objetivo de 20 TWh de biogás del PNIEC, ya que el upgrading es la principal fuente de CO_2 biogénico concentrado de 2035 (sección 6.2.3);
- que ese CO_2 se capture y transporte, pues procede de instalaciones dispersas; y
- que los productores de biometano encuentren más atractivo venderlo para combustibles sintéticos que destinarlo a otros usos.

Si alguna de ellas fallara, los productores podrían optar temporalmente por fuentes de CO_2 alternativas, aún elegibles en esta fase, con el riesgo de consolidar una dependencia que la propia regulación obliga a deshacer antes de 2041. A ello se suma que los puertos españoles aún no disponen de la infraestructura ni de los procedimientos para suministrar amoníaco y metanol a escala comercial (sección 5.2).

Recomendaciones

Las recomendaciones de esta fase buscan asegurar el carbono y preparar la llegada del transporte marítimo:

- La disponibilidad de CO_2 biogénico va de la mano del desarrollo del biometano y otros biocombustibles, lo que nos indica la necesidad de desarrollar ambos tipos de combustible de manera conjunta e incentivar la captura y uso del carbono biogénico.
- La ampliación del sistema de garantías de origen de gases renovables con un sistema de certificados y balance de masas que distinga el carbono biogénico del fósil.
- La planificación de la red de ductos de CO_2 para aquellos caudales donde el transporte por tubería sea la opción más competitiva, ya que sin ella el CO_2 disperso no llegará a las plantas (sección 6.2.2).
- La incorporación de los futuros clústeres de producción de combustibles sintéticos a la planificación de la red de transporte antes de 2035, dado que los plazos de desarrollo de la red son del mismo orden que una fase y el gran salto de la demanda eléctrica se producirá entre 2040 y 2045.
- El avance antes de 2035 hacia una fiscalidad que grave los combustibles según su compatibilidad con la descarbonización, sin necesidad de esperar a la nueva directiva europea de fiscalidad energética.
- La habilitación del suministro de amoníaco y metanol en los principales puertos antes de 2035, mediante un fondo portuario financiado con ingresos del EU ETS y en coherencia con el despliegue previsto por el Marco de Acción Nacional. Noruega ofrece un ejemplo de

buena práctica: ha financiado tres terminales de amoníaco a lo largo de su costa (sección 7.2.3).
- La extensión de los mecanismos de contratos por diferencia o de doble subasta al sector marítimo.

Fase III (2035-2040): Soltar amarras

En 2040, la demanda de combustibles sintéticos alcanza 114 PJ (98-131), de los que 37 PJ son eSAF y 77 PJ, marítimos. El hidrógeno necesario se multiplica por cuatro respecto a 2035, hasta 1,28 Mt (0,94 Mt en el escenario de metanol). La electricidad de electrólisis pasa de 16 a 64 TWh, el 25 % de la demanda eléctrica nacional, y la capacidad de electrólisis, a 8-11 GW, muy cerca de los 12 GW que el PNIEC prevé para 2030 para todos los usos. El requerimiento de CO_2 llega a 6,2 Mt, por lo que sigue quedando cubierto por el potencial disponible en España.

El transporte marítimo pasa a ser el principal demandante, y la aviación cae en peso, representando solo el 35 % de la demanda de hidrógeno. Este salto, que multiplica por cuatro la demanda de hidrógeno entre 2035 y 2040 y por más de diez hasta 2045, tiene implicaciones que exceden lo energético: los plazos de tramitación, construcción y puesta en servicio de la generación renovable, la red y las plantas de electrólisis son del mismo orden que la propia fase, de modo que la planificación no puede ser reactiva a la demanda.

En el carbono, la restricción cambia de naturaleza. El potencial biogénico es suficiente en el agregado, pero una parte creciente procede de fuentes dispersas, como la combustión de biomasa. Esta fase es la última en la que el CO_2 industrial puede actuar como puente: el de generación eléctrica deja de ser elegible para producir RFNBO en 2036 y el del resto de la industria en 2041, de modo que las plantas que hubieran optado por esa vía en las fases anteriores tendrán que haberla sustituido al cierre del periodo. El problema de la dispersión y la logística del CO_2 biogénico debe estar resuelto, por tanto, antes de 2040, justo cuando el requerimiento se multiplica por tres y el salto de 2040-2045 lo volverá a multiplicar por cuatro.

Recomendaciones

Las recomendaciones de esta fase se centran, por ello, en las infraestructuras y en el uso de los recursos escasos:

- El gran salto en demanda eléctrica se produce entre 2040 y 2045, por lo que se necesitará:
  - Red: ejecutar los refuerzos de la red de transporte que conecten los futuros clústeres de producción de combustibles sintéticos, incorporados a la planificación en la fase anterior, dado que los plazos de desarrollo de la red son del mismo orden que la propia fase.
  - Generación: evaluar qué parte de la nueva demanda se cubrirá con generación renovable colocalizada (*behind the meter*) y qué parte desde el sistema. Es

previsible que el acceso a la red para grandes consumidores se condicione a aportar generación propia (*bring your own power, BYOP*), como ya ocurre con los centros de datos en algunos países, lo que modularía el impacto sobre el sistema y sobre los costes regulados del resto de consumidores.

- La construcción de los primeros tramos de la red de ductos de CO_2 podría ponerlos en servicio en 2040, con apoyo público y financiación europea, integrando las plantas en clústeres industriales que compartan la infraestructura de captura y transporte.
- La revisión de la recuperación de los costes regulados. Cuando la electrólisis absorba una parte importante de la demanda eléctrica nacional, mantener las exenciones de la fase I podría suponer un subsidio cruzado significativo con el resto de los consumidores, de modo que cualquier trato especial debe ir desapareciendo conforme la actividad se desarrolla. El impacto sobre el sistema dependerá de qué parte de la producción se abastezca con generación propia (*behind the meter*) y qué parte desde la red. En cambio, la fiscalidad energética y el precio al carbono han de ser los instrumentos que fomenten la transición al uso de combustibles sintéticos en esta fase (sección 6.1.1).
- Con anterioridad, ha de haberse desarrollado una hoja de ruta de gestión integral del recurso de la biomasa, que cuantifique el potencial realmente sostenible, su localización y la logística de movilización, y que dé visibilidad sobre la competencia entre los usos que concurren por la misma materia prima: CO_2 biogénico, bio-SAF y biocombustibles marítimos.
- La preparación para la captura directa de aire desde 2035, mediante programas de demostración, para que esta opción esté disponible cuando el CO_2 biogénico deje de bastar.

Fase IV (2040-2050): Velocidad de crucero

En 2050, la demanda de combustibles sintéticos alcanza 518 PJ (418-619), de los que 140 PJ son eSAF y 378 PJ, marítimos; en el escenario de metanol, 534 PJ. Su producción requiere 5,9 Mt de hidrógeno (4,8-7,0) y 294 TWh de electricidad de electrólisis (238-351), un 15 % más que toda la demanda eléctrica nacional actual. El escenario de metanol eleva estas cifras a 6,0 Mt y 301 TWh. Esa electricidad exige entre 37 y 50 GW si las plantas alcanzan 6.000-8.000 horas de funcionamiento. El requerimiento de CO_2 llega a 32,0 Mt (26,1-38,0), y a 41,5 Mt con metanol. El CO_2 biogénico disponible cubre por lo tanto el 63% del escenario central y menos de la mitad del de metanol., y en esta fase ya no existe la salida de las anteriores: el CO_2 industrial ha dejado de ser elegible, de modo que la diferencia solo puede cubrirse con captura directa de aire o con importación de carbono o de combustibles ya sintetizados.

El salto se concentra en el primer quinquenio de la fase. Entre 2040 y 2045, la electricidad necesaria pasa de 64 a 181 TWh en el escenario de amoníaco y de 47 a 210 TWh en el de

metanol: se multiplica por tres y por cuatro y media, respectivamente, en cinco años. Para sostenerlo, España debería instalar entre 3 y 4 GW de electrólisis al año durante una década (entre 5 y 6 GW si las plantas operan 4.000–5.000 horas). Sin esa generación dedicada, en buena parte colocalizada, el sistema eléctrico no podría absorber una demanda que supera a la actual del conjunto del país. Las magnitudes de 2050 exigen, por lo tanto, mantener durante diez años un ritmo de despliegue que el sistema solo ha alcanzado puntualmente.

Los dos escenarios de transporte marítimo están próximos en electricidad (294 frente a 301 TWh) y en demanda de combustibles sintéticos (378 frente a 394 PJ), pero difieren en el carbono. En el escenario de amoníaco, el e-amoníaco aporta el 27 % de la energía marítima y no requiere CO_2. Sin embargo, el e-MGO, con el 44 %, sí lo requiere, y aporta 20,1 de los 20,9 Mt de CO_2 del transporte marítimo. En el de metanol, el e-metanol (33 %), el e-MGO (32 %) y el e-GNL (12 %) contienen carbono, y el requerimiento sube a 41,5 Mt. A ello se suman los 11,1 Mt del eSAF, comunes a ambos escenarios: un suelo de carbono que ningún mix marítimo evita y que multiplica por 34 el de 2030.

Con el CO_2 biogénico disponible, el déficit es de unos 12 Mt en el escenario central y de unos 21 Mt en el de metanol. Incluso contando con el potencial teórico, solo se podría cubrir la demanda del escenario de amoniaco. La alternativa es la captura directa de aire, que consume entre 6 y 10 GJ por tonelada, es decir, 1,7-2,8 TWh por cada millón de toneladas de CO_2. Cubrir el déficit del escenario central requeriría 20-33 TWh adicionales, un 7-11 % sobre los 294 TWh; en el escenario de metanol serían 36-60 TWh, un 12-20 % sobre los 301 TWh.

Recomendaciones

A la vista de estos resultados, las recomendaciones de esta fase se orientan a gestionar el límite del recurso:

- La decisión sobre la captura directa de aire a partir de los resultados de la demostración iniciada en la fase anterior, sobre si la captura directa de aire se incorpora como fuente estructural de carbono o si se priorizan los vectores sin carbono. El instrumento podría constituirse como una estrategia nacional de carbono para combustibles sintéticos.
- La orientación del mix marítimo hacia vectores sin carbono, ya que una mayor cuota de e-amoníaco reduce sustancialmente el requerimiento de CO_2. Como los buques que operarán en 2045–2050 se encargarán en la década de 2030, esta orientación debe empezar antes de esta fase, sobre todo a través de los criterios de las ayudas a la infraestructura portuaria de suministro, donde el margen de actuación nacional es mayor que sobre una flota mayoritariamente de pabellón extranjero.
- La evaluación del uso de los ingresos del EU ETS en 2040 y 2045 en base a si los ingresos afectados en la Fase I han financiado la demanda y la infraestructura previstas, y reorientarlos hacia los cuellos de botella de esta fase: el carbono y la red.

La demanda de hidrógeno y CO_2 se dispara a partir de 2040, pero se decide antes de 2035

Hoja de ruta de los combustibles sintéticos en España: demanda en el escenario central, cuellos de botella e instrumentos de cada fase



	Fase I · Planificación de ruta 2026-2030 · Preparar las decisiones de inversión	**Fase II · Carrera de despegue** 2030-2035 · La aviación lidera el despegue	**Fase III · Soltar amarras** 2035-2040 · Entra el marítimo	**Fase IV · Velocidad de crucero** 2040-2050 · Escala plena y límite del recurso
Demanda al final de la fase	E-fuels 4 PJ · H_2 0,05 Mt 2,5 TWh (1 %) · CO_2 0,33 Mt	E-fuels 27 PJ · H_2 0,32 Mt 16 TWh (6 %) · CO_2 2,2 Mt	E-fuels 114 PJ · H_2 1,28 Mt 64 TWh (25 %) · CO_2 6,2 Mt	E-fuels 518 PJ · H_2 5,9 Mt 294 TWh (115 %) · CO_2 32,0 Mt
Cuellos de botella dominantes	• Falta de contratos de compra a largo plazo • Coste eléctrico imprevisible • eSAF sin madurez tecnológica • CO_2 biogénico sin captura ni logística	• Demanda apoyada en un único mandato • Coste eléctrico • CO_2 ligado al objetivo de biogás • Puertos sin suministro de amoníaco y metanol	• Salto de un orden de magnitud • Red eléctrica para 8-11 GW • Logística del CO_2 disperso • Fase límite para sustituir el CO_2 industrial (2036-2041)	• Electricidad ×3 entre 2040 y 2045 • Unos 5 GW de electrólisis al año • CO_2 biogénico: cubre el 63 % • Competencia por la biomasa
Instrumentos: electricidad e hidrógeno	• Exención plurianual de cargos (5-10 años) • Costes de restricciones ex-ante • Consolidación del impuesto especial sobre la electricidad	• Fiscalidad energética verde antes de 2035	• Planificación eléctrica anticipada (red y generación BYOP) • Retirada progresiva de las exenciones	• Revisión de la estructura de cargos y peajes
Instrumentos: CO_2 y cadena de valor	• Reinversión de los ingresos del EU ETS • Contratos por diferencia para eSAF (>10 años) • Señal temprana sobre el origen del carbono	• Biometano y CO_2 biogénico de forma conjunta • Certificación del origen del CO_2 • Planificación de la red de ductos de CO_2 • Infraestructura portuaria para amoníaco y metanol • Contratos por diferencia marítimos	• Red de ductos de CO_2 en servicio en 2040 • Hoja de ruta integral de la biomasa • Demostración de captura directa de aire	• Decisión sobre la captura directa de aire • Mix marítimo hacia vectores sin carbono • Evaluación del uso de los ingresos del EU ETS

Figura elaborada por IIT Comillas, a partir de DNV, IMO, EUROCONTROL y ReFuelEU Aviation • Escenario central: aviación de referencia y marítimo con el mix de amoníaco (IMO por tipo de buque, SSP2). Electrólisis a 50 kWh/kg H_2; entre paréntesis, peso sobre la demanda eléctrica nacional de 2025.

T&E

Conclusiones finales

Más allá de las imprescindibles medidas de eficiencia y gestión de la demanda, la neutralidad climática de la aviación y del transporte marítimo dependerá de la capacidad de Europa para producir combustibles sintéticos a escala. Por su recurso renovable, su base industrial y portuaria y su cartera de proyectos, España puede desempeñar un papel central y cubrir con producción nacional la demanda doméstica derivada de los mandatos europeos, siempre que coordine elementos interdependientes que avanzan a velocidades distintas y resuelva la restricción de carbono, que a partir de 2045 exigirá captura directa de aire, un mayor peso del e-amoníaco o importaciones.

En cuanto a la oferta, la cartera anunciada es la mayor de la UE para el suministro marítimo (1,6 Mtep entre e-amoníaco y e-metanol), pero actualmente operan menos de 50 MW de electrólisis y ningún proyecto de eSAF ha alcanzado la decisión final de inversión. Estimamos que en 2030 el eSAF requerirá 2,5 TWh de electricidad para electrólisis y 300-400 MW de electrolizadores, y que, dicho arranque se beneficiaría sobremanera de unos costes eléctricos previsibles.

En 2040, la electrólisis para ambos sectores consumiría 64 TWh, una cuarta parte de la demanda eléctrica nacional. Sin embargo, a esa escala, eximirla de cargos supondría un subsidio cruzado significativo a cargo del resto de consumidores, por lo que entonces, el incentivo deberá recaer en una fiscalidad energética verde y en el precio del carbono.

En cuanto a las infraestructuras, la anticipación es determinante. La red y la generación renovable pueden planificarse ya, pues el consumo eléctrico apenas varía entre los dos escenarios marítimos analizados. El carbono es, en cambio, una restricción estructural. Los 32-41,5 Mt de CO_2 requeridos en 2050 superan los unos 20 Mt biogénicos disponibles, y su cadena de captura y transporte deberá operar antes de que el CO_2 industrial deje de ser válido para producir combustibles sintéticos, en 2036 y 2041. Por ende, tanto la apuesta por el e-amoniaco como por la innovación en tecnología DAC es necesaria.

En cuanto a la demanda, la principal barrera es la falta de compromisos de compra a largo plazo, que las ayudas a la producción no han resuelto. La doble subasta que aplican Alemania, Austria y Luxemburgo para el eSAF, en la que un intermediario público compra a largo plazo, revende a corto y cubre la diferencia de precio, ofrece una alternativa de coste acotado.

En conjunto, a España no le falta ambición regulatoria, sino planificación y ejecución. Actuar desde el comienzo del año 2027, además de cumplir con el mandato climático, podrá consolidar una nueva cadena de valor industrial y reforzar la seguridad energética del país.

Anexos

Anexo I. Comparación de las propiedades energéticas entre posibles combustibles

La comparación entre combustibles requiere distinguir entre la densidad del combustible y su densidad energética. La densidad del combustible, expresada en kg/m³, indica la masa contenida en un determinado volumen. Por su parte, la densidad energética gravimétrica indica la energía disponible por unidad de masa y se expresa habitualmente mediante el poder calorífico inferior (PCI), en MJ/kg. Finalmente, la densidad energética volumétrica, expresada en MJ/L, indica la energía contenida por unidad de volumen y resulta relevante tanto en el transporte marítimo como en el aéreo, donde el espacio ocupado por los tanques de combustible condiciona la capacidad de carga y la autonomía del buque o aeronave.

Combustible	PCI (MJ/kg)	Densidad del combustible (kg/m³)	Densidad energética volumétrica (MJ/L)	Volumen necesario vs. VLSFO	Estado y condiciones de almacenamiento
HFO (fueloil pesado)	40,2	980	39,4	1,0×	Líquido; requiere calentamiento para almacenamiento y manejo
VLSFO (fueloil muy bajo en sulfuro)	40,5	950	38,5	1,0×	Líquido; almacenamiento convencional, normalmente con acondicionamiento térmico
MGO (gasóleo marítimo)	42,8	860	36,8	1,0×	Líquido a temperatura ambiente
GNL (gas natural licuado)	48,6	450	21,9	1,8×	Líquido criogénico, alrededor de −162 °C
Metanol	19,9	790	15,7	2,5×	Líquido a temperatura y presión ambiente
Amoniaco	18,6	683	12,7	3,0×	Líquido a −33 °C y presión atmosférica, o presurizado a temperatura ambiente

Hidrógeno líquido (LH_2)	120,0	71	8,5	4,5×	Líquido criogénico, alrededor de −253 °C
Hidrógeno comprimido (700 bar)	120,0	40	4,8	8,0×	Gas comprimido a aproximadamente 700 bar

Anexo II. Comparación de las distintas tecnologías de electrólisis existentes

La tabla compara las cuatro principales tecnologías de electrólisis —alcalina (ALK), membrana de intercambio protónico (PEM), óxido sólido (SOEC) y membrana de intercambio aniónico (AEM)— según su madurez comercial, eficiencia, ventajas, limitaciones y aplicaciones más adecuadas. Las tecnologías ALK y PEM presentan el mayor grado de desarrollo comercial, aunque difieren en costes, flexibilidad operativa y dependencia de materiales críticos. Por su parte, SOEC destaca por su elevada eficiencia potencial cuando dispone de calor de alta temperatura, lo que favorece su integración en procesos de producción de combustibles sintéticos. Finalmente, AEM constituye una alternativa emergente que busca combinar flexibilidad operativa y menor dependencia de materiales críticos, aunque todavía presenta desafíos de durabilidad y escalabilidad. Los valores de eficiencia son orientativos y dependen de las condiciones de operación y de los límites del sistema considerados.

	ALK — alcalino	PEM — membrana protónica	SOEC — óxido sólido	AEM — membrana aniónica
Estatus comercial	Comercial, TRL 9	Comercial, TRL 9	Precomercial, TRL 6–8	Desarrollo, TRL 3–7
Eficiencia del sistema	60–65% LHV	60–70% LHV	80–90% eléctrica si dispone de calor/vapor de alta temperatura	65–70%
Ventajas clave	Alta madurez; larga vida útil; materiales relativamente abundantes; adecuada para grandes escalas; menor dependencia de metales críticos	Muy alta flexibilidad; respuesta rápida; diseño compacto; H_2 de alta pureza; producción a presión	Muy alta eficiencia; menor consumo eléctrico; integración térmica; posibilidad de coelectrólisis H_2O + CO_2 para producir syngas	Potencial de alta flexibilidad; menor uso de materiales críticos; posibilidad de utilizar Ni, Fe y acero

	ALK — alcalino	PEM — membrana protónica	SOEC — óxido sólido	AEM — membrana aniónica
Desventajas clave	Menor flexibilidad a nivel de stack; arranque más lento; operación a cargas muy bajas más limitada; electrolito corrosivo	Mayor coste; dependencia de Ir, Pt y Ti; menor vida útil que ALK	Baja flexibilidad; arranque muy lento; degradación por alta temperatura; menor madurez y vida útil	Baja madurez comercial; experiencia limitada a gran escala; problemas de estabilidad y durabilidad de membranas/ionómeros
Aplicaciones idóneas	Grandes plantas de H_2 con operación estable o modular y conectadas a red	H_2 con renovables variables, respuesta rápida o necesidad de presión elevada	Combustibles sintéticos con disponibilidad de calor/vapor e integración con syngas	Futuras aplicaciones flexibles de H_2 con menor uso de materiales críticos

Anexo III. Listado de cartera de proyectos de e-queroseno

La siguiente tabla es una adaptación a partir de T&E (2025), a partir de su informe sobre el mercado europeo de e-queroseno, complementada y actualizada con datos de **Ecodes** (2026) y de fuentes públicas de los propios proyectos.

Proyecto	**Promotor**	**Localización**	**Estado de desarrollo**	**Fecha prevista de inversion final**	**Escala reportada (electrólisis y producción)**
ECO2FLY	Exolum, IGNIS P2X y Holcim	Toledo	Pre-FID	n.d.	100 kt/año de eSAF. CO_2 capturado de la industria cementera. No se especifica públicamente la capacidad de electrólisis.

Compostilla Green	RIC Energy	León	Pre-FID (Pre-FEED)	2027	250 MW de electrólisis, ~38 kt/año de H_2 y 59-60 kt/año de eSAF/e-queroseno.
Turboleta SAF	Solarig	Teruel	Pre-FID	n.d.	14 kt/año de e-queroseno con potencial de hasta 60 kt/año de eSAF. El proyecto incorpora producción de H_2 renovable, pero no se desglosa la potencia de electrólisis en las fuentes revisadas.
Numantia SAF	Solarig	Soria	Pre-FID	n.d.	9 kt/año de e-queroseno con potencial de hasta 48 kt/año de eSAF. El proyecto integra generación renovable dedicada; la potencia de electrólisis no se desglosa de forma específica.
Petronor combustibles sintéticos	Repsol-Petronor, con Enagás Renovable, Aramco y EVE	Bizkaia	En construcción	2027	2,5 MW de electrólisis en la instalación inicial; T&E estima 1,15 kt/año de e-queroseno y ECODES 2 kt/año de eSAF/combustibles sintéticos. La instalación actualmente en construcción incorpora un electrolizador de 10 MW y tiene una capacidad de unos 2 kt/año de combustibles sintéticos.
Breogán	Greenalia y P2X-Europe	A Coruña	Pre-FID	n.d.	~11 kt/año de H_2 verde, ~70 kt/año de CO_2 biogénico y 20 kt/año de crudo sintético/combustibles sintéticos, destinados entre otros usos a aviación.

RISE / Synhelion	Synhelion	Madrid	Pre-FID	n.d.	T&E estima 0,25 kt/año de e-queroseno; ECODES recoge <1 kt/año de combustibles sintéticos. Tecnología Sun-to-Liquid, basada en energía solar térmica.
Besaya Green H2	RIC Energy	Cantabria	Pre-FID	n.d.	250 MW de electrólisis, ~38 kt/año de H_2, 59 kt/año de eSAF y ~10 kt/año de e-nafta.
Bahía de Huelva	Avalon Renovables	Huelva	Pre-FID	n.d.	530 MW de potencia asociada al proyecto; 25 kt/año de eSAF.
H2 Valdepeñas	Avalon Renovables	Ciudad Real	Pre-FID	n.d.	250 MWe; 75 kt/año de metanol verde y 25 kt/año de eSAF. Información posterior del promotor eleva el eSAF anunciado a 33 kt/año.
La Joya - Málaga	Avalon Renovables	Málaga	Pre-FID	n.d.	125 MWe; 20 kt/año de eSAF. Información posterior del promotor anuncia una capacidad superior de eSAF.
Proyecto n.d. Green RIC Energy	RIC Energy	España	Pre-FID	n.d.	Proyecto adicional a Besaya Green con una capacidad conjunta de 90 kt/año de eSAF.

Anexo IV. Listado de cartera de proyectos de metanol y amoniaco sintético en España que consideran al sector marítimo principal o secundariamente como su offtaker

La siguiente tabla es una adaptación a partir de los datos para Europa del Shipping E-fuels Observatory. El estado de desarrollo se clasifica según las fases habituales de desarrollo de proyectos. La fase previa a la decisión final de inversión (Pre-FID) engloba las etapas Pre-FEED (ingeniería preliminar), FEED (ingeniería de detalle) y Post-FEED (fase posterior al FEED y previa a la FID). Se distinguen además los proyectos con FID adoptada (decisión final de inversión aprobada), y ya en operación.

Proyecto	Promotor	Localización	Estado de desarrollo	Fecha prevista de inversión final	Escala reportada (electrólisis y producción)
Ammonia Green Galicia	IGNIS	A Coruña	FEED	N/D	200 MW; e-NH_3 145 kt/a
Valle Andaluz del Hidrógeno Verde	Moeve, (junto con C2X, Yara y Enagás)	Huelva y Cádiz	FID (fase 1)	2026 (FID de la fase 1)	300 MW en la fase 1 (ampliable a 405); valle completo hasta 2 GW: e-NH_3 750 kt/a; e-MeOH 300 kt/a
Athena	Alkeymia	León	Pre-FEED	N/D	300 MW; e-NH_3 150 kt/a
Begonia	Alkeymia	Soria	Pre-FEED	N/D	260 MW; e-MeOH 140 kt/a
Deméter	Alkeymia	Palencia	Pre-FID (sin detalle)	N/D	200 MW; e-NH_3 160 kt/a

eM-Numancia	Elyse Energy	Soria	Pre-FID (sin detalle)	N/D	e-MeOH 50 kt/a
ErasmoPower2X	Power2X, The Canadian Pension Plan Investment Board (CPPIB), Ekhi Energy	Ciudad Real	Pre-FID (sin detalle)	N/D	650 MW; H_2 55 kt/a
GREEN MEIGA Project	Iberdrola, Foresa	Lugo	Pre-FID (sin detalle)	N/D	151 MW; e-MeOH 100 kt/a
H2OSSA	ET Fuels	Albacete	Cancelado	Cancelado	50 MW; e-MeOH 100 kt/a
Hysencia	Angus Enterprise, DH2 Energy	Huesca	Pre-FID (sin detalle)	N/D	35 MW; H_2 2.20 kt/a
La Robla Green	Reolum	León	FEED	N/D	200 MW; e-MeOH 140 kt/a
Musel GreenMet	HyFive	Gijón, Asturias	Pre-FEED	2027	50 MW; e-MeOH 100 kt/a
Pilar (part of Hyberus)	Alkeymia	Zaragoza	Pre-FEED	N/D	200 MW; e-NH_3 165 kt/a

Pilatus (part of Hyberus)	Alkeymia	Zaragoza	Pre-FID (sin detalle)	N/D	50 MW; e-MeOH 36 kt/a
Project Catalina	Copenhagen Infrastructure Partners (CIP), Enagás, Fertiberia	Teruel	Pre-FID (sin detalle)	N/D	500 MW; H_2 **50 kt/a; e-NH_3 200 kt/a**
Puertollano	Fertiberia, Iberdrola	Ciudad Real	En operación	En operación	20 MW; e-NH_3 **3 kt/a**
Sierra sur	Alkeymia	Sevilla	Pre-FEED	N/D	200 MW; e-MeOH 90 kt/a
Sophya (part of Hyberus)	Alkeymia	Tarragona	Pre-FID (sin detalle)	2027	160 MW; e-MeOH 125 kt/a
Triskelion	Forestal Del Atlantico	A Coruña	Pre-FID (sin detalle)	N/D	52 MW; e-MeOH 40 kt/a

Anexo V. Metodología de estimación de la demanda regulada

A: Sector aviación

Año base y reparto por destino

El consumo del año base es el dato oficial de CORES para 2025: 7.744 kt de querosenos suministrados en los aeropuertos españoles, equivalentes a 334,5 PJ con un poder calorífico de 43,2 GJ/t. Es el mismo ámbito al que se aplican las obligaciones de ReFuelEU Aviation.

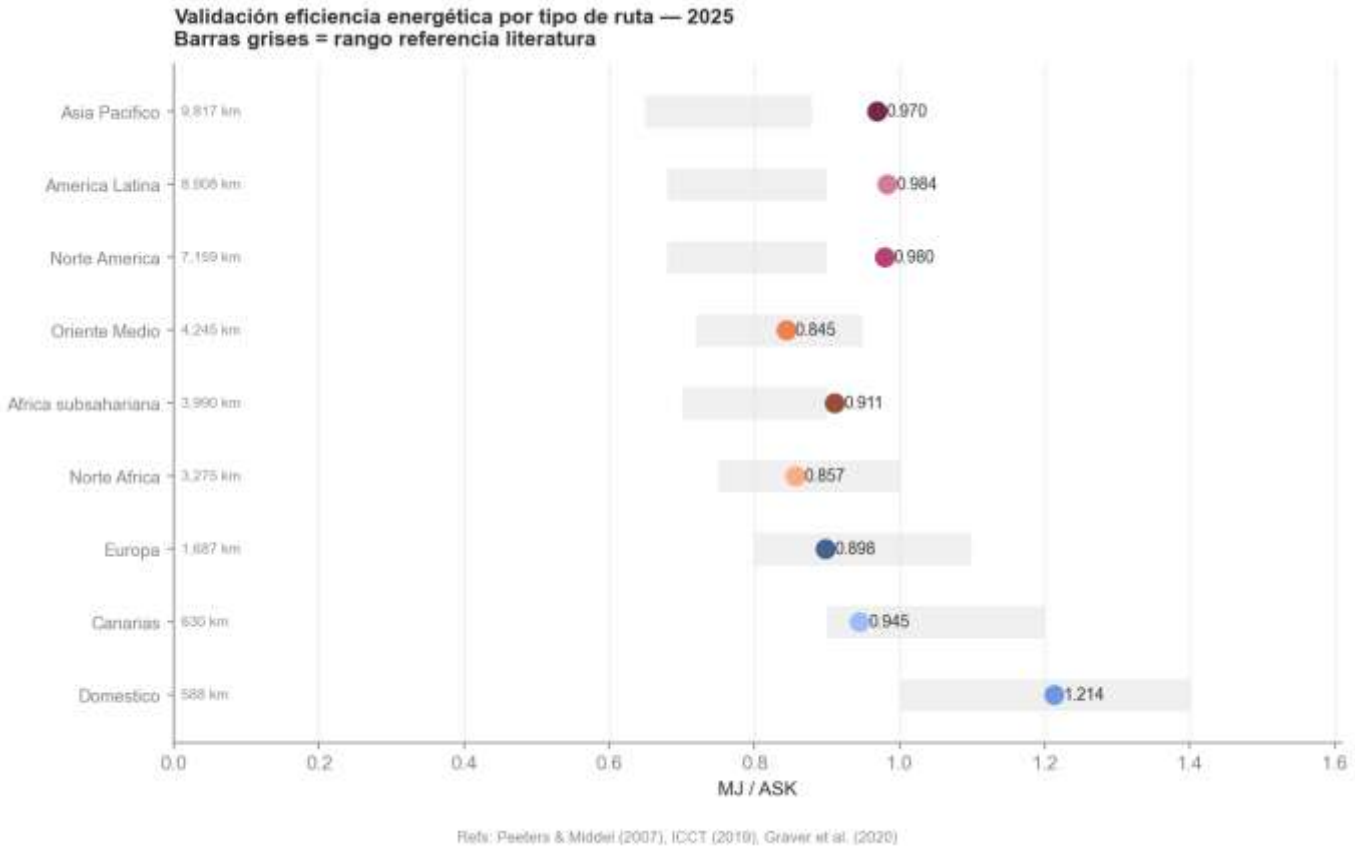
Para repartir este consumo entre regiones de destino se construye un inventario bottom-up de las operaciones de 2025, a partir del portal de datos abiertos de AENA. El inventario recoge los vuelos de salida desde aeropuertos españoles por aeropuerto de origen, aeropuerto de destino y tipo de aeronave, asignado a 24 códigos ICAO. Incluye los vuelos comerciales de pasajeros y de carga, y excluye la aviación general, los helicópteros y los vuelos privados. El consumo calculado vuelo a vuelo cubre el 85 % del dato de CORES. Se utiliza solo para obtener el peso de cada región en el consumo, que después se aplica sobre el total oficial.

Consumo por vuelo

El consumo de cada trayecto se estima con el modelo FEAT (Fuel Estimation in Air Transportation), que usa coeficientes polinómicos de segundo grado específicos para cada tipo de aeronave en condiciones de operación comercial normal. La distancia es la ortodrómica entre aeropuertos (fórmula de Haversine), corregida según la ICAO Carbon Emissions Calculator para recoger las ineficiencias de las rutas reales: +50 km en trayectos de menos de 550 km, +100 km entre 550 y 5.500 km y +125 km en los de mayor distancia.

Validación del consumo por asiento-kilómetro

La literatura sitúa el consumo específico entre 1,0 y 1,4 MJ por asiento-kilómetro ofertado (MJ/ASK) en rutas de menos de 1.000 km, y entre 0,65 y 0,90 MJ/ASK en las de más de 5.000 km. El modelo reproduce este patrón en el tráfico doméstico (en torno a 1,2 MJ/ASK) y en el europeo (en torno a 0,9). En largo radio da valores de 0,91-0,98 MJ/ASK, algo por encima del rango de referencia. La diferencia se atribuye a la hipótesis de asientos por aeronave y no afecta a la proyección, que se realiza sobre la energía consumida y no sobre los asientos.



Proyección del tráfico

El tráfico de cada región se proyecta de forma independiente con las tasas de crecimiento anual compuesto del EUROCONTROL Aviation Outlook 2050, manteniendo la flota actualmente asignada a cada ruta. Las tasas de EUROCONTROL corresponden al escenario de referencia; los escenarios de contracción e hiperglobalización las reducen o aumentan un 30 %.

Región de destino	Contracción	Referencia	Hiperglobalización
Doméstico (sin Canarias)	0,4 %	0,6 %	0,8 %
Canarias	0,6 %	0,8 %	1,0 %
Europa	0,8 %	1,2 %	1,6 %
Norte de África	0,9 %	1,3 %	1,7 %
Norteamérica	1,2 %	1,7 %	2,2 %
América Latina	1,3 %	1,9 %	2,5 %
África subsahariana	1,5 %	2,2 %	2,9 %
Asia-Pacífico	1,7 %	2,4 %	3,1 %
Oriente Medio	2,0 %	2,9 %	3,8 %

Eficiencia y tamaño de las aeronaves

El consumo proyectado se corrige con dos factores de signo contrario:

- **Mejora de la eficiencia del 1,0 % anual.** Se deriva del EU Reference Scenario 2020, que proyecta una reducción del consumo específico de la aviación del 19 % en 2030 y del 35 % en 2050 respecto a 2015, equivalente a un 1,1-1,4 % anual. El valor adoptado es un redondeo prudente de esa senda.
- **Aumento del tamaño medio de las aeronaves del 0,3 % anual.** Procede del Informe Destination 2050, que supone ese crecimiento entre 2018 y 2050 tanto para el tamaño de las aeronaves como para la ocupación.

El efecto neto es una reducción del 0,7 % anual, que, acumulada entre 2025 y 2050, deja el consumo de 2050 un 16 % por debajo del que habría sin estas mejoras.

Aplicación de ReFuelEU Aviation

Las cuotas se aplican sobre el queroseno total suministrado en los aeropuertos españoles, como escalones que se mantienen hasta el siguiente hito. El modelo calcula tanto el queroseno sintético como el resto de combustibles sostenibles de aviación (SAF), por diferencia con la cuota total.

	2025	2030	2032	2035	2040	2045	2050
SAF total	2 %	6 %	6 %	20 %	34 %	42 %	70 %
Queroseno sintético (eSAF)	–	1,2 %	2 %	5 %	10 %	15 %	35 %

Escenario	Consumo 2025 (PJ)	Consumo 2050 (PJ)	Variación	eSAF 2050 (PJ)
Contracción	334	360	+7 %	126
Referencia	334	400	+19 %	140
Hiperglobalización	334	446	+33 %	156

B: Sector marítimo

El año base es 2018 y se construye con el combustible suministrado a buques en España según el Sistema Español de Inventario de Emisiones (MITECO). El inventario ofrece la serie 1990-2021 desagregada por producto (gasóleo, fuelóleo y gas natural) y por ámbito nacional e internacional. Las toneladas de cada año se convierten a energía con el poder calorífico que publica el propio inventario, lo que sitúa el suministro de 2018 en 334,3 PJ.

Desglose por tipo de buque

El desglose por tipo de buque es necesario para aplicar tasas de crecimiento diferenciadas en el enfoque de la IMO por tipo de buque. Parte del Estudio del Observatorio de los Servicios Portuarios (2020), que, con datos de las Autoridades Portuarias, desagrega el suministro por puerto y tipo de buque en los tres principales puertos de bunkering, que concentran en torno al 75 % del total nacional. Como el estudio portuario no distingue los tanqueros ni los graneleros según la mercancía, estos segmentos se reparten según la distribución de las operaciones registradas en los puertos españoles en 2018 (Puertos del Estado).

Tipo de buque	PJ	%	Familia
Portacontenedores	137,7	41,2 %	No energética
Graneleros (otras mercancías)	40,5	12,1 %	No energética
Quimiqueros	30,2	9,0 %	No energética
Carga general	25,7	7,7 %	No energética
Pasaje	21,7	6,5 %	No energética
Ro-Ro	10,4	3,1 %	No energética
Otros	9,7	2,9 %	No energética
Petroleros	28,7	8,6 %	Energética
Graneleros de carbón	15,0	4,5 %	Energética
Gaseros	14,7	4,4 %	Energética
Total	**334,3**	**100 %**	

Enfoques de proyección

Cada enfoque combina un dato de partida con un conjunto de tasas de crecimiento. Los factores de crecimiento a 2050 se interpolan linealmente desde el año base.

Enfoque	Dato de partida	Tasas de crecimiento	Escenarios
PRIMES	Suministro total (MITECO)	Evolución del consumo marítimo de PRIMES para España, aplicada como índice (sin el año 2020, por la pandemia)	Uno (escenario de referencia de la UE)
IMO global	Suministro total (MITECO)	Una única tasa media para todo el sector, del Cuarto Estudio de GEI de la IMO (2020)	OCDE y SSP1-SSP5
IMO por tipo de buque	Desglose por tipo de buque	Tasa propia de cada segmento, del mismo estudio; la tasa global para los segmentos sin tasa específica (carga general, pasaje y otros)	OCDE y SSP1-SSP5

OxMarTrans (Verschuur et al., 2024)	Suministro total (MITECO)	Crecimiento del tráfico de los puertos españoles entre 2019 y 2050 en rutas de más de 1.000 km	Bajo, medio y alto

Los escenarios de la IMO combinan las trayectorias socioeconómicas compartidas (SSP) con un escenario adicional basado en las previsiones económicas de largo plazo de la OCDE. Cabe destacar que el escenario PRIMES EU, por mostrar unas demandas energéticas considerablemente más bajas que el resto, se ha dejado fuera del texto principal.

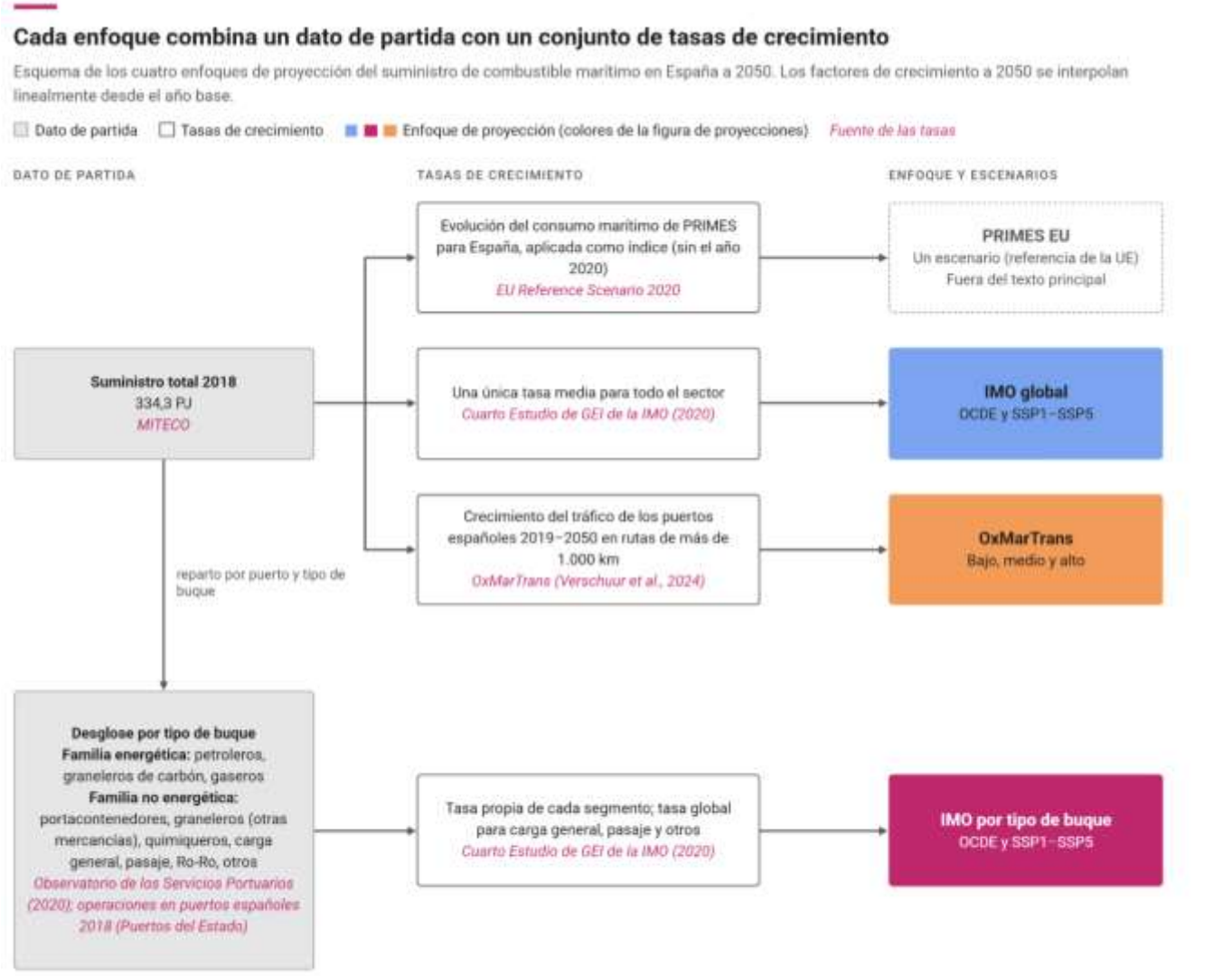


Figura elaborada por IIT Comillas, a partir de MITECO, Comisión Europea (EU Reference Scenario 2020), IMO (Fourth GHG Study 2020), Puertos del Estado, Observatorio de los Servicios Portuarios (2020) y Verschuur et al. (2024). Los escenarios de la IMO combinan las SSP con un escenario basado en las previsiones de largo plazo de la OCDE.

Corrección por eficiencia

La mejora del 17 % en 2050 respecto a 2018 es el punto medio del rango del 13-21 % que estima la Comisión Europea en el análisis de impacto de su objetivo climático para 2040 (Parte 3/5). Se aplica de forma lineal desde el año base: el consumo queda en el 94 % del que habría sin mejoras en 2030, en el 88 % en 2040 y en el 83 % en 2050. Se aplica a los enfoques de la IMO y de OxMarTrans, pero no a PRIMES, cuyas proyecciones ya incorporan sus propias mejoras de eficiencia.

Detalle de los escenarios de transporte marítimo (adaptados desde DNV)

Energía marítima en 2050, PJ (% del total)	Escenario Amoníaco	Escenario Metanol
e-amoníaco	137 (27 %)	–
e-metanol	–	161 (31 %)
e-metanol con captura a bordo	–	9 (2 %)
e-MGO	140 (27 %)	77 (15 %)
e-MGO con captura a bordo	86 (17 %)	87 (17 %)
e-GNL	5 (1 %)	52 (10 %)
e-GNL con captura a bordo	9 (2 %)	8 (2 %)
Total combustibles sintéticos	**378 (74 %)**	**394 (77 %)**
Gasóleo/fuelóleo de bajo azufre (MGO/LSFO)	12 (2 %)	21 (4 %)
Gasóleo/fuelóleo de bajo azufre con captura a bordo	73 (14 %)	76 (15 %)
Fuelóleo pesado con depurador (HFO)	–	–
Fuelóleo pesado con depurador y captura a bordo	13 (3 %)	11 (2 %)
GNL con captura a bordo	12 (2 %)	–
GLP	–	–
Total combustibles fósiles	**110 (21 %)**	**108 (21 %)**
bio-MGO	–	–
bio-GNL	–	–
Biometanol	13 (3 %)	–
Total biocombustibles	**13 (3 %)**	**–**
Electricidad	2 (<1 %)	2 (<1 %)
Propulsión nuclear	7 (1 %)	8 (2 %)
Total	**512**	**512**

Resultados por enfoque y escenario

Demanda 2050 (PJ)	OCDE	SSP1	SSP2	SSP3	SSP4	SSP5	Mediana
IMO por tipo de buque	464	508	**512**	434	450	621	486
IMO global	452	483	501	436	438	627	467

Demanda 2050 (PJ)	Bajo	Medio	Alto
OxMarTrans (Verschuur et al., 2024)	395	503	576
PRIMES	–	395	–

El conjunto de los escenarios de la IMO y OxMarTrans abarca de 395 a 627 PJ en 2050. PRIMES, con un único escenario, ofrece la evolución más moderada (395 PJ) y se utiliza como cota inferior. En el escenario central, la demanda pasa de 334 PJ en 2018 a 412 PJ en 2030 y 512 PJ en 2050.

C: Resultados conjuntos principales 2030-2035-2040-2045-2050

Combustibles sintéticos (PJ)	2030	2035	2040	2045	2050
Aviación: eSAF (escenario de referencia)	4	18 (17–19)	37 (35–40)	58 (53–63)	140 (126–156)
Marítimo: escenario de amoníaco (central)	0	9 (7–10)	77 (63–91)	265 (210–320)	378 (292–463)
Marítimo: escenario de metanol	0	9 (7–10)	44 (36–52)	320 (254–385)	394 (305–483)
Total, escenario central (marítimo: escenario amoníaco +Aviación: eSAF)	4	27 (24–29)	114 (98–131)	323 (263–383)	518 (418–619)

Anexo VI. Factores de emisión asignados a combustibles del mix de escenarios de combustible marítimo

El cumplimiento de FuelEU Maritime se evalúa con la intensidad de gases de efecto invernadero del ciclo completo del combustible (*well-to-wake*), calculada como la media de los factores de emisión de cada combustible ponderada por su cuota en la energía consumida. La siguiente tabla recoge los factores utilizados.

	WtW gCO_2eq/MJ
Bio-LNG	21,43
Biometanol	15,00
bio-MGO	16,29
blue-ammonia	28,20
GNL	89,20
HFO scrubber	91,74
LSFO MGO	90,77

Metanol fósil	100,40
Amoniaco	121,00
LPG	73,02
CCS bio-GNL	-0,28
CCS bio-MGO	-13,75
CCS GNL	67,49
CCS LSFO MGO	60,73
CCS HFO scrubber	60,99
CCS e-metano	-22,64
CCS e-GNL	-0,28
CCS e-MGO	-23,75
e-GNL	21,43
e-metanol	14,10
e-amoníaco	14,10
e-MGO	14,10
Propulsión nuclear	0,50
Electricidad	0,00

Con estos factores, los escenarios de amoniaco y metanol de DNV sobrecumplen la senda de FuelEU Maritime entre 2030 y 2045, y la superan ligeramente en 2050. Los ajustes buscan estimar la demanda de combustibles sintéticos estrictamente necesaria para cumplir la normativa, alterando lo menos posible la composición de cada escenario. El factor asignado al e-amoníaco es el común a los RFNBO y no recoge específicamente las posibles emisiones de N_2O y de amoníaco sin quemar en los motores.

Escenario de amoniaco:

- 2035: En 2035 el escenario mantiene un 2 % de combustibles sintéticos, que se conserva por coherencia con el subobjetivo de RFNBO de FuelEU Maritime; conviene precisar, no obstante, que ese subobjetivo es condicional (solo se activa si los RFNBO no alcanzan el 1 % del mix en 2031) y admite su cumplimiento con otros combustibles de reducción equivalente, como el bio-GNL, por lo que mantenerlo constituye una hipótesis conservadora sobre la demanda de 2035. Por coherencia con la evolución del gasóleo

marino en los años siguientes, parte del bio-MGO se sustituye por gasóleo marino fósil. Las cuotas con captura a bordo, muy reducidas en estos años, no se modifican.

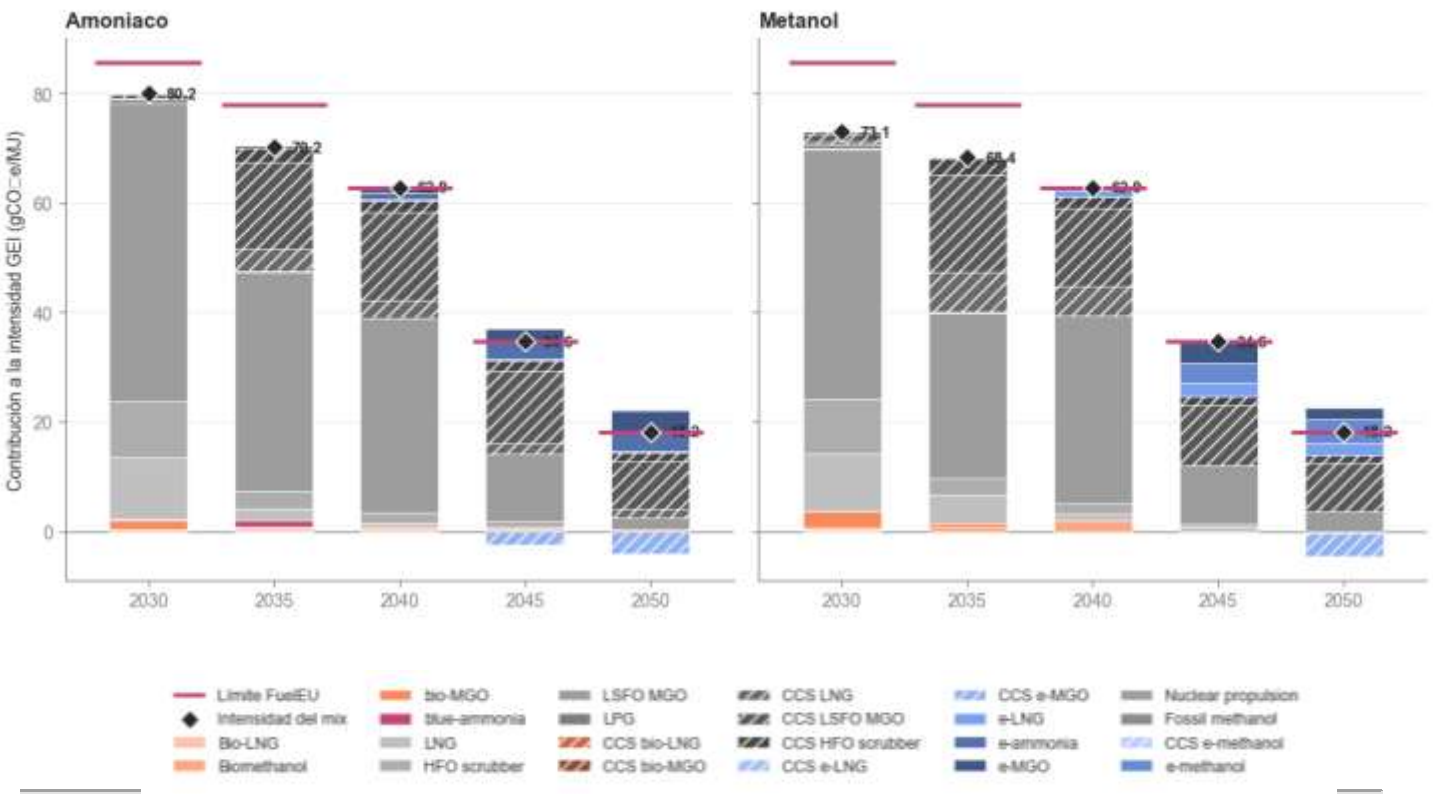
- 2040 y 2045. Los combustibles sintéticos tienen un peso significativo, sobre todo el e-MGO, cuya presencia en estos años parece responder a la coherencia con el escenario de 2050; esa producción podría destinarse a otros usos, como el eSAF. El e-MGO se sustituye por gasóleo marino fósil hasta alcanzar el límite de intensidad: su cuota baja del 27,4 % al 7,5 % en 2040 y del 26,7 % al 19,1 % en 2045. La cuota de CCS e-MGO no se modifica, porque el mismo escenario incluye CCS bio-MGO en 2030-2035, lo que indica buques con captura a bordo que pueden usar la versión renovable del combustible.

Escenario de metanol:

- 2035 a 2045. Primero, las versiones con captura a bordo del e-GNL y del e-MGO se sustituyen por sus versiones convencionales. Después, el e-MGO se sustituye por gasóleo marino fósil hasta que su cuota se anula o se alcanza el límite de intensidad. Su cuota baja del 28,6 % al 3,7 % en 2040 y del 31,1 % al 26,8 % en 2045. La evolución resultante es coherente, salvo en 2040, cuando la cuota de gasóleo marino aumenta respecto a 2035.

La figura inferior muestra cómo alcanza cada escenario ajustado el límite de FuelEU. La contribución de cada combustible a la intensidad, la intensidad resultante y el límite de cada año. Los combustibles con captura a bordo aportan contribuciones negativas cuando el combustible base es renovable.

Intensidad de GEI de los escenarios DNV ajustados frente al límite de FuelEU Maritime



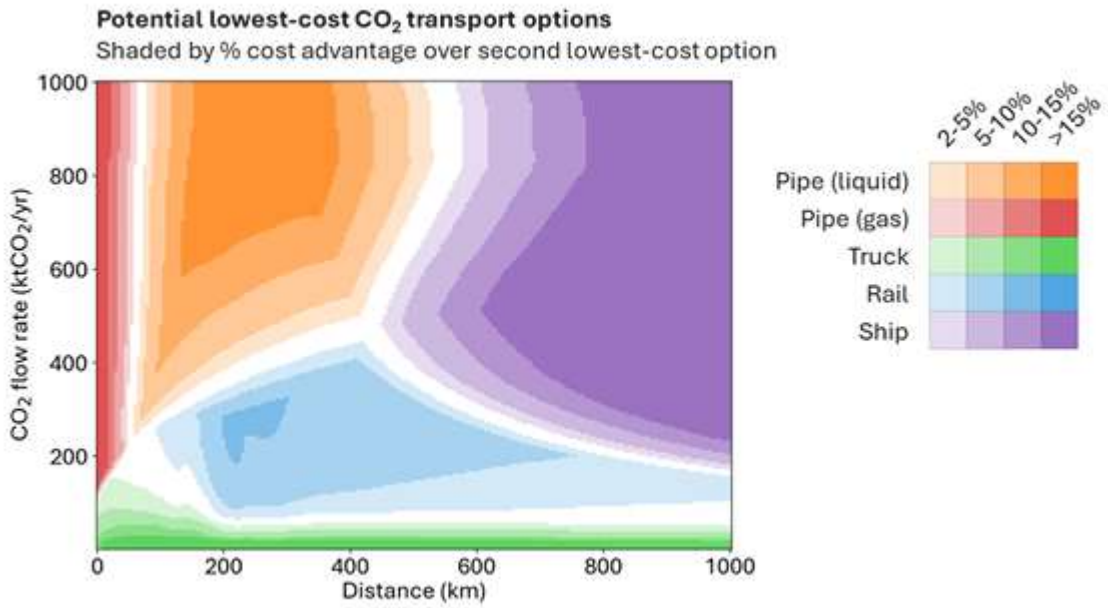
Anexo VII. Metodología de la estimación de CO_2 biogénico

Este anexo recoge el detalle técnico de la sección 6.2: los valores de referencia de costes de transporte y acondicionamiento del CO_2, los supuestos y el desglose completo de la estimación de CO_2 biogénico capturable, y la derivación de los factores de conversión y del balance frente al requerimiento.

A. Valores de referencia de costes de transporte y acondicionamiento del CO_2

A modo ilustrativo, ERM (2025) estima que el coste de transportar 300 $ktCO_2$/año (volumen representativo de una instalación industrial de tamaño medio-grande) a 100 km de distancia se situaría en los 48-87 €/tCO_2 en función del modo de transporte, donde el acondicionamiento (compresión/licuefacción, almacenamiento intermedio, regasificación) representaría aproximadamente el 60 % del coste total. Para volúmenes más reducidos (~10 $ktCO_2$/año, típico del upgrading de biogás), el modo más económico es típicamente el transporte por carretera, que ascendería a unos 20-30 €/tCO_2 para distancias de hasta 200 km. Por el contrario, para caudales elevados, los gasoductos son más competitivos en distancias inferiores a 50 km.

La figura siguiente resume el modo de menor coste según caudal y distancia: camión para los caudales de una planta de upgrading de biogás, gasoducto o tren para los de una instalación de combustión de biomasa. ERM advierte que la ventaja de coste entre modos suele ser pequeña, por lo que factores como los permisos o la aceptación pública pueden decidir la elección.



Modo de transporte de CO_2 de menor coste según caudal y distancia. Fuente: ERM (2025) para T&E.

B. Estimación del CO_2 biogénico capturable

Para dotar a esta hoja de ruta de una base cuantitativa propia, se ha construido una estimación bottom-up a partir de fuentes españolas: los balances energéticos nacionales de consumo de biomasa por sector industrial, el registro de plantas de biometano en operación (GASNAM), los datos de producción de bioetanol certificada (SICBIOS) y de vino y cerveza (Eurostat), y el estudio de potencial de biomasa residual (no publicado) elaborado en paralelo a este informe.

Los supuestos que determinan el resultado son los siguientes:

Rutas de conversión:

A cada materia prima se le asigna una ruta de valorización.

- Los residuos orgánicos húmedos, el gas de vertedero y los cultivos intermedios de tipo cerealista se valorizan por digestión anaerobia.
- La biomasa lignocelulósica se contabiliza con un factor equivalente de 0,83 t de CO_2 por tonelada de biomasa seca (0,74 t capturables, con una captura media del 90 %). Es el resultado de combinar cuatro vías de conversión (combustión directa, biometano, Fischer-Tropsch y biometanol); los factores por vía y sus fuentes están en el anexo.
- Los lípidos elegibles (aceite de cocina usado, grasas animales, pastas jabonosas) se asignan a la ruta HEFA, que no genera una corriente de CO_2 separable.

La asignación de rutas es un criterio de cómputo, necesario para traducir toneladas de biomasa a toneladas de CO_2, con independencia de las tecnologías que lleguen a desplegarse.

- Tasas de captura: 99 % en fermentación, 95 % en el resto de corrientes concentradas y 90 % en las corrientes diluidas de la combustión.
- Sin restricciones de coste ni competencia: ninguno de los dos niveles incorpora restricciones de coste de recolección ni competencia con otros usos energéticos de la biomasa.

Parámetros de las rutas de conversión

- Digestión anaerobia: se emplean rendimientos específicos por sustrato en Nm^3 de biogás por tonelada (tabla siguiente), con una composición del biogás del 60 % de metano y el 40 % de CO_2. Para el gas de vertedero se adopta una fracción de metano del 50 %.

Sustrato	Rendimiento (Nm³ biogás/t)
Estiércol animal	265
FORSU	294
Residuo alimenticio industrial	490
Residuo alimenticio de hogares	450
Lodos de depuración (EDAR)	375
Orujos de uva	450
Lías de vino	405
Bagazo cervecero	576
Glicerol en bruto	858
Subproductos de remolacha	220
Cultivos intermedios (cereales)	570

Rendimientos de biogás por sustrato, en Nm³ por tonelada de sustrato, calculados a partir de Sedigas (2023).

- Biomasa lignocelulósica: se asigna a una combinación de cuatro vías de conversión (combustión directa, gasificación a biometano, gasificación con Fischer-Tropsch y gasificación con síntesis de metanol), como criterio de cómputo y no como previsión de despliegue. El resultado de combinar las vías es un factor equivalente de 0,827 t de CO_2 por tonelada de biomasa seca. La tabla siguiente recoge el factor de cada vía y su fuente.

Vía	Corriente concentrada (t CO_2 por t de biomasa seca)	Fuente
Combustión directa	1,47 en corriente diluida	Christianides et al. (2025)
Gasificación a biometano	0,642	Derivado de Gas for Climate (2022)
Gasificación con Fischer-Tropsch (bio-SAF)	0,563	Rojas Michaga et al. (2022)
Gasificación con síntesis de metanol	0,944	Poluzzi et al. (2022)

- Los factores de Fischer-Tropsch y de metanol ya incluyen la captura en su fuente, por lo que no se les aplica de nuevo la tasa de captura; a la combustión se le aplica el 90 % y al biometano el 95 %.

- Combustión con captura: a 2025 y 2035 no se contabiliza captura sobre la biomasa no explotada. El único CO_2 de combustión que se computa a esos horizontes es el de las instalaciones industriales que ya queman biomasa.
- Horizonte 2035: el objetivo de 20 TWh de biogás del PNIEC se distribuye entre las categorías de digestión anaerobia en proporción a su potencial respectivo.
- Niveles de potencial: los factores de accesibilidad y de usos alternativos son específicos de cada materia prima y su efecto es desigual. Ambos niveles se refieren a la biomasa de partida, no al CO_2 resultante.
- Cultivos intermedios: la estimación parte de la superficie estimada por AEBIG y ya incorpora un factor de accesibilidad, de modo que entra con el mismo valor (18.332 kt) en ambos niveles.

Resultados

El paso del potencial teórico al disponible reduce el resultado de 2050 a la mitad, y la inclusión de los cultivos intermedios lo aumenta en 7,85 Mt de CO_2 en ambos niveles.

Mt CO_2/año	2025	2035	2050
CO_2 concentrado	0,85	3,05	26,16
CO_2 diluido	6,05	6,05	14,07
Total	6,90	9,10	40,23

CO_2 biogénico capturable, caso central (Mt CO_2/año)

Materia prima	2025	2035	2050, potencial teórico	2050, potencial disponible
Instalaciones existentes (fermentación y combustión industrial)	6,90	6,83	6,83	6,83
Agroalimentario	–	0,40	1,28	0,22
EDAR	–	0,12	0,39	0,08
FORSU	–	0,24	0,79	0,09
Ganadería	–	1,12	3,56	1,57
Vertederos	–	0,38	1,21	0,27
Residuos agrícolas	–	–	19,61	7,01
Residuos forestales	–	–	6,55	3,99
Total, caso central	6,90	9,10	40,23	20,06
Cultivos intermedios (sensibilidad)	–	–	7,85	7,85
Total, con cultivos intermedios	6,90	9,10	48,08	27,91

CO_2 biogénico capturable por materia prima, año y nivel de potencial (Mt CO_2/año)

C. Balance entre requerimiento y CO_2 biogénico capturable

Derivación de los factores de conversión

El e-amoníaco no consume CO_2: su síntesis parte de hidrógeno y nitrógeno, de modo que los volúmenes que un escenario asigne a esta molécula no generan requerimiento de carbono. En cuanto al eSAF, el factor empleado se deriva de los balances de masa de una simulación de proceso optimizada para maximizar la fracción de queroseno, con una utilización de carbono del 90,7 %. El límite estequiométrico, suponiendo que la totalidad del carbono alimentado terminase en el combustible, se sitúa en 3,12 t CO_2/t SAF, de manera que el valor adoptado está próximo a ese mínimo físico. Plantas con eficiencias de carbono inferiores requerirían más CO_2 por tonelada de combustible.

Los factores de e-MGO y e-GNL se han derivado de fuentes distintas a las de la aviación, al no disponerse de una simulación integrada equivalente para las rutas marítimas. El factor de e-metanol, 1,46 t CO_2/t, es el empleado en la sección 3 para estimar las necesidades de CO_2; el valor estequiométrico de la síntesis ($CO_2 + 3H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O$) es 1,375 t/t.

Requerimiento de CO_2

Combustible	2035	2050 Amoníaco	2050 Metanol
eSAF (aviación)	1,42	11,09	11,09
e-MGO (marítimo)	0,78	20,11	14,61
e-GNL (marítimo)	-	0,79	3,31
e-metanol (marítimo)	-	- 12,48	
e-amoníaco (marítimo)	-	-	-
TOTAL	2,21	31,99	41,49

Requerimiento de CO_2 por combustible y escenario marítimo (Mt CO_2/año)

Cobertura del requerimiento

Mt CO_2/año	2035	Esc. Amoníaco 2050		Esc. Metanol 2050	
		teórico	disponible	teórico	disponible
Requerimiento de CO_2	2,21	31,99	31,99	41,49	41,49
CO_2 concentrado	3,05	26,16	10,63	26,16	10,63
Cobertura, CO_2 concentrado	138 %	82 %	33 %	63 %	26 %
CO_2 capturable, total	9,10	40,23	20,06	40,23	20,06
Cobertura, total	413 %	126 %	63 %	97 %	48 %

Cobertura del requerimiento de CO_2 con el CO_2 biogénico capturable, caso central, por escenario marítimo (Mt CO_2/año y % sobre el requerimiento)

Con cultivos intermedios, la cobertura total de 2050 sería del 150 % y 87 % en el escenario de amoniaco y del 116 % y 67 % en el de metanol (potencial teórico y disponible).

Las cifras anteriores corresponden a la trayectoria central de demanda marítima. Entre las trayectorias de crecimiento consideradas en la sección 3.2 (IMO y Verschuur et al.), el requerimiento marítimo de 2050 varía entre 16,1 y 25,6 Mt, y el requerimiento total, combinando cada extremo con el nivel de aviación correspondiente, entre 26,1 y 38,0 Mt. El CO_2 capturable del potencial teórico (40,2 Mt) cubre el requerimiento en todo el rango, entre el 106 % y el 154 %; el del potencial disponible (20,1 Mt) no lo cubre en ningún punto, con coberturas entre el 53 % y el 77 %.