



Cofinanciado por
la Unión Europea

BarMar

PCI 9.1.4. Interconector de hidrógeno
España-Francia

Resumen no técnico
Abril 2026

ÍNDICE

RESUMEN DEL PROYECTO	3
LOS PROMOTORES DEL PROYECTO	5
1. CONTEXTO Y DESARROLLO DEL HIDRÓGENO RENOVABLE	7
2. HIDRÓGENO RENOVABLE: RESUMEN TÉCNICO Y PERSPECTIVAS	13
3. OBJETIVO DE H2MED : CONECTAR LA PENÍNSULA IBÉRICA, FRANCIA Y ALEMANIA	18
4. EL PROYECTO BARMAR Y SUS CARACTERÍSTICAS	26
5. ¿A QUÉ RETOS SE ENFRENTA EL ÁREA DE ESTUDIO?	44
6. PERSPECTIVAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE BARMAR	60
7. PROCEDIMIENTOS APLICABLES AL PROYECTO	68
8. PARTICIPACIÓN PÚBLICA.....	71

Nota: El contenido de esta publicación es responsabilidad exclusiva de BarMar y no refleja necesariamente las opiniones de la Unión Europea.

RESUMEN DEL PROYECTO

¿QUÉ ES BARMAR?

BarMar es un ducto submarino para el transporte de hidrógeno renovable entre España (Barcelona) y Francia (Fos-sur-Mer). Forma parte del corredor H2med, que contribuirá al desarrollo de una red europea de transporte de hidrógeno al conectar Portugal, España, Francia y Alemania.

Para la Unión Europea, la producción y el transporte de este hidrógeno renovable dentro de nuestro continente persigue dos objetivos principales: descarbonizar la industria y garantizar la soberanía energética (capítulo 1).

El hidrógeno es, sin duda, esencial para la transición energética (capítulo 2). Se utiliza para descarbonizar procesos industriales con altas emisiones de carbono, como la siderurgia, la industria textil y la producción de fertilizantes, así como para nuevas industrias, como los combustibles sostenibles para la aviación. Esta descarbonización solo es eficaz si el propio hidrógeno se produce con bajas emisiones de carbono: esto se aplica en el caso del hidrógeno renovable obtenido mediante la electrólisis del agua utilizando electricidad procedente de fuentes renovables.

H2med es la respuesta de los Estados miembros y de la Unión Europea a una realidad industrial evidente:

- La Península Ibérica está desarrollando una importante capacidad de producción de energía renovable y de hidrógeno renovable;
- Francia es a la vez productora y consumidora,
- y la industria alemana necesita grandes volúmenes de hidrógeno renovable para descarbonizarse.

Esto dio lugar al lanzamiento de la iniciativa H2med en 2022, que rápidamente se materializó en el proyecto BarMar (capítulo 3).

¿CUÁLES SON LOS PRINCIPALES RETOS DEL PROYECTO?

Desde un punto de vista técnico, el ducto de BarMar difiere poco de un gasoducto de gas natural terrestre. Se basa en tecnologías probadas y bien establecidas, y ya hay muchos ductos de hidrógeno en funcionamiento en todo el mundo. Sin embargo, nunca antes se habían desplegado a tan gran escala. Tener en cuenta estas características y este entorno específico ya ha permitido reducir el área del proyecto a un corredor de entre 1 y 20 km de ancho (capítulo 4).

BarMar debe ahora seguir desarrollando el proyecto y abordar varios retos clave (capítulo 5):

- La biodiversidad, especialmente en los fondos marinos;
- las actividades económicas en el mar (pesca, generación de energía, navegación de recreo, transporte, etc.);
- Las actividades en tierra derivadas del proyecto;
- La huella de carbono global del proyecto.

El proyecto también se está desarrollando en conexión con las redes nacionales de transporte de hidrógeno, y en un contexto cambiante de oferta y demanda de hidrógeno renovable (capítulo 6).

Se prevé que el ducto BarMar entre en servicio en 2032.



PARTICIPACIÓN PÚBLICA Y DE LAS PARTES INTERESADAS

El tramo francés del proyecto entra dentro del ámbito de aplicación del Código de Medio Ambiente del Estado francés. Por lo tanto, el proceso de consulta se llevará a cabo bajo los auspicios de la Comisión Nacional de Debate Público (CNDP), que vela por que la ciudadanía esté debidamente informada y pueda participar en los proyectos con impacto ambiental. En Francia, la consulta tendrá lugar del 6 de mayo al 12 de julio de 2026.

En España, el plan de participación pública se llevará a cabo de conformidad con el manual de procedimiento aplicable a los Proyectos de Interés Común, publicado por el Ministerio de Transición Ecológica en octubre de 2023. Está previsto que tenga lugar entre mayo y julio de 2026.

¿CUÁLES SON LOS OBJETIVOS DE ESTAS CONSULTAS?

El objetivo de la consulta es facilitar el debate sobre el enfoque del proyecto, sus objetivos, características y cuestiones clave.

- Integrar desde el inicio las sensibilidades ambientales, sociales y territoriales.
- Facilitar información clara, comprensible y accesible sobre el proyecto.
- Garantizar el derecho a la participación y explicar cómo ejercerlo durante todo el proceso.
- Habilitar canales directos de comunicación entre la ciudadanía y el equipo del proyecto.
- Incorporar las aportaciones recibidas para mejorar el proyecto y apoyar la toma de decisiones.

¿A QUIÉN VAN DIRIGIDAS ESTAS CONSULTAS?

BarMar involucrará tanto a los agentes socioeconómicos como al público en general. Cualquier persona interesada en el proyecto tiene la oportunidad de obtener información y expresar su opinión.

LOS PROMOTORES DEL PROYECTO

El Acuerdo de Desarrollo Conjunto (JDA) para el desarrollo de la infraestructura de hidrógeno BarMar

En junio de 2024, Enagás, NaTran y Teréga, en colaboración con el operador alemán OGE, firmaron un Acuerdo de Desarrollo Conjunto en el que se establecían los términos de su colaboración en el proyecto BarMar. Este acuerdo supuso el primer paso hacia la creación de BarMar.

BarMar, la sociedad del proyecto

BarMar SAS es la sociedad dedicada al desarrollo del proyecto BarMar. Constituida el 3 de julio de 2025 mediante la firma de un acuerdo de accionistas, agrupa a los operadores de redes de transporte de gas de España y Francia. La estructura accionarial es la siguiente: ElH-Enagás posee el 50%, NaTran el 33,3% y Teréga el 16,7%. Esta distribución refleja el equilibrio del proyecto H2med BarMar, que se reparte a partes iguales entre España y Francia. Con Francisco Pablo de la Flor, de Enagás, como consejero delegado, la nueva entidad ha constituido asimismo un equipo directivo binacional (director de operaciones, director financiero y secretario general).

Accionistas de BarMar: Enagás, NaTran y Teréga

		
<p>Enagás es un operador de redes de transporte (TSO) europeo con 50 años de experiencia en el desarrollo, la operación y el mantenimiento de infraestructuras energéticas. Con una plantilla de 1.386 empleados, la empresa gestiona más de 11.000 kilómetros de ductos, tres almacenamientos subterráneos y ocho plantas de regasificación. En España, es el GTS y, de conformidad con el Real Decreto-Ley 8/2023, ha sido designado operador provisional de la red de transporte de hidrógeno (HTNO). En línea con su compromiso con la transición energética, la empresa ha anunciado su objetivo de alcanzar la neutralidad en carbono para 2040, haciendo especial hincapié en la descarbonización y el desarrollo de los gases renovables, en particular el hidrógeno.</p> <p>En 2025, la empresa registró un resultado después de impuestos de 339,1 millones de euros y una facturación de 976,8 millones de euros.</p> <p>Para más información, consulte: www.enagas.es</p>	<p>NaTran (antes GRTgaz) es el segundo mayor transportista de gas de Europa, con 32.618 km de ductos y 640 TWh de gas transportado. NaTran cuenta con 3 330 empleados y generó una facturación de 2.090 millones de euros en 2022. La empresa define su misión de la siguiente manera: «Juntos, hacemos posible un futuro energético seguro, asequible y climáticamente neutro».</p> <p>NaTran, una empresa innovadora en proceso de transformación para adaptar su red a los nuevos retos medioambientales y digitales, se ha comprometido a lograr una combinación de gas 100% neutra en carbono en Francia para 2050. Apoya las cadenas de valor del hidrógeno y del gas renovable (biometano y gas derivado de residuos sólidos y líquidos). NaTran cumple con obligaciones de servicio público para garantizar la seguridad del suministro a sus 879 clientes (transportistas, distribuidores, usuarios industriales, centrales eléctricas y productores de biometano).</p> <p>Para más información, consulte: www.natransgroupe.com</p>	<p>Con sede en el suroeste de Francia, en el cruce de las principales rutas de transporte de gas de Europa, Teréga ha desarrollado una reconocida experiencia a lo largo de sus 80 años en infraestructuras de transporte y almacenamiento de gas, y ahora diseña soluciones innovadoras para abordar los principales retos energéticos en Francia y Europa. Teréga cuenta con más de 5.000 km de ductos y dos instalaciones de almacenamiento subterráneo que representan el 15,6% de la red francesa y el 27% de la capacidad nacional de almacenamiento, respectivamente. La empresa generó una facturación de 517 millones de euros en 2024 y cuenta con 647 empleados.</p> <p>La responsabilidad social corporativa ocupa un lugar central en la estrategia de Teréga. La empresa está comprometida con la transición energética hacia la neutralidad en carbono a través de sus programas ambientales, sociales y de gobernanza (ESG), la seguridad de sus empleados y de sus infraestructuras, el desarrollo regional sostenible, el fondo de dotación «Teréga Accélérateur d'Énergies» y la reducción del impacto medioambiental.</p> <p>Para más información, consulte: www.terega.fr</p>

¿Quién hace qué?

- BarMar es responsable del proyecto.
- Las tres empresas aúnan su experiencia en materia de desarrollo técnico, con el apoyo de consultoras de ingeniería especializadas.
- En España, BarMar ha delegado la participación de las partes interesadas y la consulta a Enagás. En Francia, estas responsabilidades se han delegado a NaTran y Teréga.



1. CONTEXTO Y DESARROLLO DEL HIDRÓGENO RENOVABLE

La iniciativa H2med y el proyecto BarMar han sido impulsados por los Estados miembros y la Unión Europea en previsión del aumento esperado de la demanda de hidrógeno renovable producido en Europa. Este desarrollo es esencial...

PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Para satisfacer las necesidades de la industria (refinería, siderurgia, productos químicos, combustibles sostenibles, fertilizantes, etc.) sustituyendo el hidrógeno gris producido a partir de combustibles fósiles por hidrógeno renovable

PARA NUESTRA SOBERANÍA ENERGÉTICA.

El objetivo es producir hidrógeno renovable en los Estados miembros de la UE, a partir de fuentes de energía locales y descarbonizadas, reforzando así la autonomía estratégica del continente

Primer objetivo:

APOYAR LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y LA DESCARBONIZACIÓN DE LA INDUSTRIA

Objetivos climáticos internacionales y europeos

De Río a París: el surgimiento de la política climática

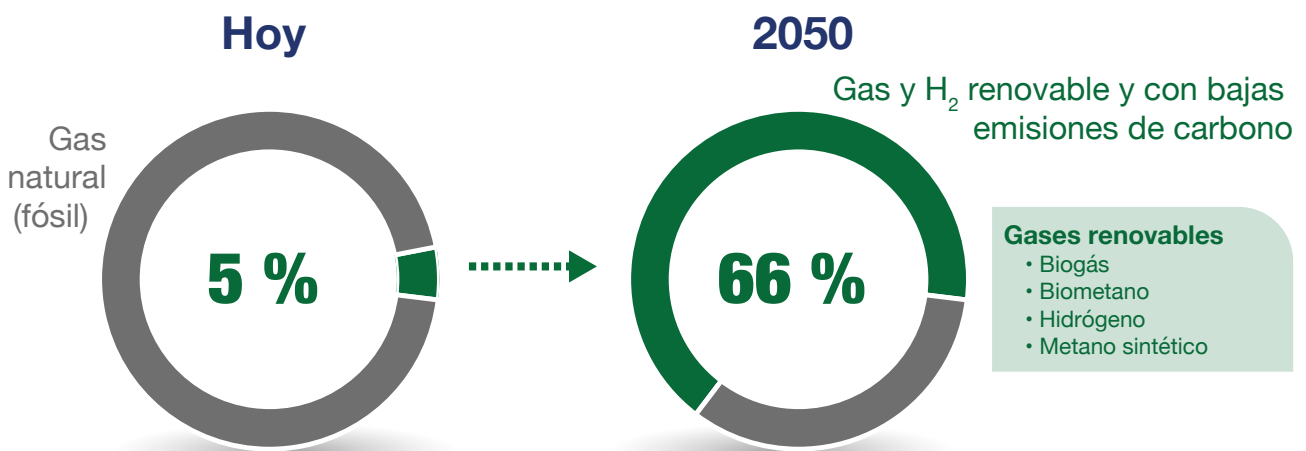
La política climática se inició en 1992 con la Cumbre de la Tierra de Río, con el objetivo inicial de **estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero**. En ella se creó la Conferencia de las Partes (COP), que ha ido animando progresivamente a los Estados a fijar objetivos de **reducción de emisiones**. A nivel mundial, destaca dos palancas clave para alcanzar la neutralidad en carbono: la energía descarbonizada y la creación de un mercado mundial del carbono.

Pacto Verde Europeo: un plan de acción para la neutralidad climática

Presentado en 2020, el Pacto Verde Europeo establece el marco para lograr una **economía neutra en carbono para 2050**. La **Ley Europea del Clima** convierte este objetivo en vinculante y establece una meta de **reducción de las emisiones del 55% para 2030** (Fit for 55). El Pacto Verde apoya la modernización de los sistemas energéticos, la expansión de las energías renovables y el despliegue de **hidrógeno renovable y con bajas emisiones de carbono**, lo cual es esencial para la competitividad industrial y la soberanía energética.

La Unión Europea también publicó en 2020 una nueva estrategia industrial (actualizada en 2021), en la que se posiciona a la industria como motor de la doble transición ecológica y digital. Esta estrategia fomenta la resiliencia del mercado único y la **seguridad de las cadenas de suministro, en particular en lo que respecta al hidrógeno**, además de apoyar tecnologías limpias como el **acero sin emisiones de carbono**.

Transición hacia el gas renovable y con bajas emisiones de carbono*



* La definición de hidrógeno renovable se establece en el capítulo 2.

El Pacto Verde Europeo se aplica mediante un plan de acción que incluye varias iniciativas **directamente vinculadas al proyecto BarMar**. En este contexto, la Unión Europea puso en marcha en 2020 la Alianza Europea por el Hidrógeno Limpio para apoyar proyectos de producción de hidrógeno. En 2022, creó el Banco Europeo del Hidrógeno y, en 2023, introdujo el Mecanismo de Ajuste en Frontera por las Emisiones de Carbono (CBAM) para proteger a las industrias de las importaciones con una elevada huella de carbono.



PUNTOS CLAVE...

- En 2024, el 95% del hidrógeno producido en Europa procedía de combustibles fósiles.
- Con el fin de cumplir sus objetivos de reducción de gases de efecto invernadero, Europa ha convertido la descarbonización de la industria en una prioridad. Sin embargo, algunos sectores industriales son especialmente difíciles de descarbonizar. Sus procesos no pueden electrificarse o requieren hidrógeno como materia prima. Entre ellos se encuentran la siderurgia, la producción de cemento y procesos químicos como el refinado y la fabricación de fertilizantes. El Pacto Verde Europeo identifica el hidrógeno producido mediante electrólisis como una herramienta clave para descarbonizar estos sectores.

Contexto y objetivos nacionales

En España

El Gobierno español ha incorporado el marco europeo de política energética a la legislación nacional. En consonancia con el **Pacto Verde Europeo**, España cuenta desde febrero de 2019 con un **Marco Estratégico de Energía y Clima**, que constituye la principal herramienta para lograr la descarbonización de la economía. Este proporciona el marco normativo y jurídico para las medidas destinadas a apoyar la transición hacia un modelo económico sostenible y competitivo que contribuya a mitigar el cambio climático.

Los elementos clave de este marco son la **Ley de Cambio Climático y Transición Energética (Ley 7/2021)**, el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)**, la **Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050**, la **propuesta de Estrategia Nacional de Lucha contra la Pobreza Energética (2025-2030)** y la **Estrategia de Transición Justa**. Estos elementos se sustentan en una serie de estrategias y hojas de ruta sectoriales, como la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, aprobado por el Consejo de Ministros en septiembre de 2024 a propuesta del Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITECO), prevé **triplicar la capacidad de los electrolizadores para la producción de hidrógeno renovable que se había previsto en el anterior plan de 2021, con un objetivo de 12 GW para 2030** e incluye una referencia en la medida 4.12 al Corredor Suroeste de Hidrógeno como una infraestructura estratégica.

En términos más generales, el PNIEC fija objetivos ambiciosos en el despliegue de las energías renovables y eleva el objetivo de la cuota de consumo de hidrógeno en la industria española al 74% para 2030, frente al 42% establecido en la Directiva RED III. De un consumo de alrededor de 650.000 toneladas al año, unas 500.000 toneladas al año serían de hidrógeno renovable.

Estos objetivos ponen de manifiesto que el hidrógeno renovable es una prioridad nacional, lo que brinda a España una oportunidad histórica para convertirse en un hub europeo de producción del hidrógeno renovable más competitivo, que luego podría distribuir al resto del continente. Según datos de la Agencia Internacional de la Energía, España produjo 2.910 toneladas de hidrógeno mediante electrólisis en 2024 y está desarrollando una capacidad de producción equivalente a 880.000 toneladas al año.

El PNIEC destaca el desarrollo de la red española de hidrógeno y el corredor internacional H2med como infraestructuras estratégicas.

El Gobierno español ha aprobado la «**Hoja de ruta del hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable**». A través de esta estrategia, el Gobierno tiene como objetivo acelerar el despliegue de este vector energético sostenible, que desempeñará un papel crucial para garantizar que España alcance la neutralidad climática a más tardar en 2050. El fomento del hidrógeno renovable contribuirá a desarrollar cadenas de valor industriales innovadoras, reforzar la experiencia tecnológica y generar empleo sostenible, apoyando así la recuperación del país y su transición hacia una economía verde de alto valor.

España está llamada a convertirse en una de las potencias líderes de Europa en la producción y exportación de hidrógeno renovable, gracias a su capacidad para generar electricidad renovable a bajo coste, la disponibilidad de espacios para parques solares y eólicos, la infraestructura existente de almacenamiento y transporte de gas, y su posición geoestratégica. El objetivo es satisfacer la demanda interna y utilizar la capacidad de producción para exportar a otros Estados miembros de la UE, tal y como se refleja, en particular, en las medidas 47 y 48 de la Hoja de ruta del hidrógeno.



PUNTOS CLAVE...

- España desempeña un papel central en la estrategia europea del hidrógeno. En su Plan de Energía y Clima publicado en 2024, se fija como objetivo una capacidad de producción de electrólisis de 12 GW para 2030 y considera el corredor H2med como una infraestructura estratégica prioritaria.
- La red de transporte española desempeñará un papel crucial al facilitar la interconexión con Portugal a través de H2med-CelZa y con Francia a través de H2med-BarMar.
- Actualmente se están desarrollando proyectos de producción con una capacidad de unos 4 GW, que reciben cerca de 3.000 millones de euros en subvenciones en el marco de programas nacionales y europeos.

En Francia: el hidrógeno renovable y con bajas emisiones de carbono como motor clave de la descarbonización industrial

Francia ha situado la descarbonización de su industria y el desarrollo del hidrógeno renovable y con bajas emisiones de carbono en el centro de su estrategia climática y económica. Tres marcos se complementan entre sí: la Estrategia Nacional de Bajas Emisiones de Carbono (SNBC) marca el rumbo climático, la **Estrategia Nacional de Hidrógeno Descarbonizado (SNH2)** orienta al sector y el plan Francia 2030 financia su implementación.

En abril de 2025, el Estado francés actualizó la estrategia nacional para el desarrollo del hidrógeno descarbonizado, teniendo en cuenta el paquete climático europeo «Fit for 55» y la evolución tecnoeconómica, entre los que se incluyen la maduración técnico-económica, los cambios internacionales en la producción de hidrógeno y una implantación en el mercado más lenta de lo previsto. Al igual que el proyecto BarMar, destaca la **importancia de conectar los centros de producción y consumo de hidrógeno con grandes capacidades** de almacenamiento para optimizar el sistema energético. El documento también aborda **la oportunidad de desarrollar una red europea de transporte de hidrógeno** que «*permitiría conectar las zonas de consumo con las regiones donde los costes de producción son inferiores a los de la producción*

francesa». Esta red entre hubs permitiría agrupar la producción, garantizar el suministro mediante el almacenamiento y crear un mercado del hidrógeno organizado a gran escala. También identifica los sectores industriales «*en los que el hidrógeno desempeñará un papel fundamental para alcanzar los objetivos de descarbonización*»: refinería, productos químicos, fertilizantes, siderurgia y transporte pesado, especialmente la aviación. Los objetivos que establece para aumentar la capacidad de electrólisis son 4,5 GW para 2030 y 8 GW para 2035.

El proyecto BarMar se cita en la estrategia actualizada como un ducto que permite «*importaciones competitivas*» desde la Península Ibérica a Francia.

El plan de inversión «**Francia 2030**» moviliza 9.000 millones de euros para desarrollar un sector del hidrógeno renovable y con bajas emisiones de carbono. Esta estrategia se basa en una hoja de ruta de implantación gradual, que NaTran y Teréga respaldan en su calidad de operadores de infraestructuras de gas.



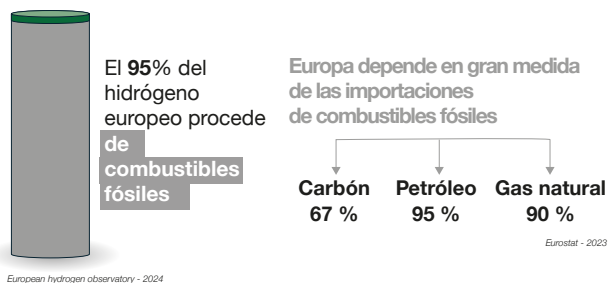
PUNTOS CLAVE...

- En Francia, la estrategia nacional del hidrógeno tiene como objetivo desarrollar centros de producción y consumo en los principales núcleos industriales del país.
- Considera que las redes de transporte nacionales y europeas son un medio para optimizar el funcionamiento de estos centros. En la práctica, un proyecto como BarMar reforzará significativamente el centro de Fos-sur-Mer al garantizar un suministro adicional para hacer frente a los picos de demanda y al proporcionar una salida constante para la producción local de hidrógeno renovable siempre que esta supere las necesidades de la zona industrial.

Segundo objetivo: AFRONTAR EL RETO DE LA SOBERANÍA ENERGÉTICA EUROPEA

La invasión de Ucrania: un punto de inflexión para la política energética europea

La invasión de Ucrania por parte de Rusia en febrero de 2022 ha transformado profundamente la política energética de la Unión Europea. Ante su **dependencia de los combustibles fósiles rusos** —hasta un 40% en el caso del gas y un 30% en el del petróleo— y con unas redes diseñadas en gran medida para flujos este-oeste, Europa busca reducir su vulnerabilidad estratégica invirtiendo en capacidad de generación de electricidad renovable.



En respuesta a esta situación, las instituciones europeas reorientaron su estrategia hacia la seguridad energética, la diversificación del suministro y la transición ecológica. En cuestión de meses, esta nueva política energética europea condujo a una ruptura histórica con Rusia, plasmada en el **plan REPowerEU** de mayo de 2022. La necesidad de reforzar la autonomía energética de Europa es aún más acuciante en un contexto de incertidumbre y conflicto geopolítico.

El plan REPowerEU: una nueva doctrina de soberanía energética

REPowerEU, una auténtica hoja de ruta para la soberanía energética, cuenta con una financiación de **300.000 millones de euros**. El plan se sustenta en tres pilares: **diversificar las fuentes de energía, reducir el consumo y acelerar el despliegue de las energías renovables**. La UE se ha fijado el objetivo de que las energías renovables representen el 42,5% de su mix energético para 2030, frente al 22% en 2022.



La localidad de Lubmin, en Alemania, donde llegan a tierra los ductos Nord Stream 1 y 2, es un símbolo de una política energética que durante mucho tiempo ha dependido del gas ruso.

REPowerEU refleja la determinación de Europa de convertir la crisis en un motor para la soberanía energética y una descarbonización acelerada.

El hidrógeno renovable ocupa un lugar central en esta estrategia. Bruselas ha duplicado sus objetivos de producción hasta alcanzar los **10 millones de toneladas de hidrógeno renovable para 2030**, que se complementarán con 10 millones de toneladas de importaciones. Un Banco Europeo del Hidrógeno, dotado con 3.000 millones de euros, está apoyando el desarrollo de este mercado emergente, en particular a través de contratos de apoyo a la producción.

Pero no basta con producir hidrógeno: las regiones productoras también deben estar conectadas con las regiones consumidoras.

Corredores energéticos europeos para interconectar redes

Los corredores energéticos europeos constituyen la columna vertebral de la transición hacia una economía climáticamente neutra. Enmarcados por el **Reglamento TEN-E (UE 2022/869)**, su desarrollo tiene por objeto garantizar la seguridad del suministro, estabilizar los precios y acelerar la integración de las energías renovables.

La iniciativa «Autopistas energéticas» (“Energy Highways”) fue anunciada por la presidenta de la Comisión, Ursula von der Leyen, en su discurso sobre el estado de la Unión el 10 de septiembre de 2025. En ella se identifican ocho corredores prioritarios destinados a reforzar la infraestructura energética de Europa y acelerar el despliegue de las infraestructuras de energías renovables. Estos corredores se basan en los proyectos de interés común (PCI) existentes y tienen por objeto resolver los cuellos de botella urgentes, mejorar la seguridad energética, reducir la dependencia de los combustibles fósiles e integrar aún más las energías renovables en todos los Estados miembros.

H2med ha sido designado «Autopista Energética» prioritaria y reconocido por la Comisión Europea como uno de los proyectos de infraestructura de hidrógeno más avanzados de Europa, constituyendo el núcleo del corredor de hidrógeno del suroeste.

Como parte del paquete de «Autopistas Energéticas», H2med se beneficia de un procedimiento de autorización acelerado que agiliza los procesos administrativos y permite avances tangibles a corto plazo, al simplificar las aprobaciones y mejorar la coordinación entre los Estados miembros. En el sitio web de la Unión Europea se puede consultar un mapa interactivo de los proyectos de interés común y los proyectos de interés mutuo:

https://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html



Autopistas energéticas (fuente: Unión Europea)

★ PUNTOS CLAVE...

- El valor económico y geopolítico del hidrógeno renovable también es significativo: cada kilogramo de hidrógeno renovable producido en Europa contribuye a reducir la dependencia de las importaciones de energía fósil, que ascendieron a 376.000 millones de euros en 2024.
- La creación de una red integrada de transporte de hidrógeno envía una señal clara a los inversores de todo el ecosistema del hidrógeno, ya sean productores que buscan salidas comerciales o usuarios industriales que desean asegurarse un suministro con bajas emisiones de carbono.

2. HIDRÓGENO RENOVABLE: resumen técnico y perspectivas

DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL HIDRÓGENO

El hidrógeno es el elemento químico más abundante en la Tierra. Se encuentra principalmente en combinación con otros elementos, como el oxígeno, con el que forma el agua, o el carbono, formando compuestos orgánicos como los hidrocarburos.

HIDRÓGENO (H₂)

<div style="display: flex; align-items: center;"> Fórmula química: H₂ </div>	<div style="display: flex; align-items: center;"> Volatilidad: Muy alta </div>
<div style="display: flex; align-items: center;"> Número de átomos: 2 </div>	<div style="display: flex; align-items: center;"> Inflamabilidad: <i>Riesgo de explosión (4 a 75 % en el aire)</i> </div>
<div style="display: flex; align-items: center;"> Toxicidad: No es tóxico </div>	<div style="display: flex; align-items: center;"> Temp. de licuefacción: -253 °C </div>
<div style="display: flex; align-items: center;"> Estado: Gas invisible e inodoro </div>	<div style="display: flex; align-items: center;"> Densidad a 1 atm: 0,0899 kg/m³ → 7x más ligero que el aire </div>

H₂

► Muy ligero, fácil de transportar

► ¡Debe ser manipulado con cuidado!

EL HIDRÓGENO ES...

Una molécula: el hidrógeno se utiliza en numerosos procesos industriales como reactivo en reacciones químicas.

Un vector energético: permite transportar y almacenar energía. Cuando se utiliza como vector energético, tiene la gran ventaja de no producir emisiones de CO₂ en el punto de uso, a diferencia de los hidrocarburos.

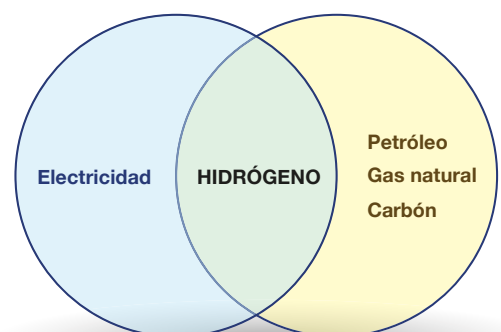
Reviste especial interés porque su uso no genera emisiones de CO₂ y, a diferencia de la electricidad, puede almacenarse.

Sin embargo, dependiendo de cómo se produzca, el hidrógeno puede ser más o menos intensivo en carbono. Por eso la transición energética requiere un giro hacia el hidrógeno renovable, que tiene una huella de carbono considerablemente menor que el hidrógeno «gris» que se ha utilizado en la industria durante el último siglo. Si el hidrógeno renovable es tan importante y ocupa un lugar central en las políticas europeas descritas en el capítulo anterior (el Pacto Verde Europeo, REPowerEU), se debe principalmente a su papel en la descarbonización de sectores clave de la economía y a la capacidad de Europa para producirlo a nivel nacional.

EL HIDRÓGENO NO ES...

Una fuente de energía primaria: a diferencia del viento, el sol, el uranio o el petróleo, no es un recurso disponible de forma inmediata. El hidrógeno puede producirse mediante diferentes procesos.

Formas de energía



Sin emisiones de CO₂ en el punto de uso

Se puede almacenar

EL HIDRÓGENO HOY EN DÍA...

El 95% del hidrógeno se produce mediante un proceso que emite altos niveles de CO₂

En la actualidad, el principal método de producción de hidrógeno se basa en combustibles fósiles como el gas natural, el carbón y el petróleo. Sea cual sea el proceso utilizado, genera emisiones de gases de efecto invernadero.

Proceso	Materia prima	Consideraciones
Reformado con vapor del metano	Gas natural	Emisiones de CO ₂ si no se captura (hidrógeno gris); requiere altas temperaturas.
Oxidación parcial	Gas natural, hidrocarburos líquidos	Menos eficiente que el reformado con vapor; emisiones de CO ₂ si no se capturan.
Reformado autotérmico	Gas natural, petróleo	Requiere un control preciso; sigue generando CO ₂ si no se captura.
Pirólisis de metano (proceso Kvaerner)	Metano	Tecnología menos madura; implica la manipulación de carbono sólido; altas temperaturas.
Gasificación del carbón	Carbón	Impacto medioambiental muy elevado; altas emisiones de CO ₂ ; requiere captura de carbono para el hidrógeno azul.







El hidrógeno ya es una parte esencial de nuestra vida cotidiana

En 2024, el consumo total de hidrógeno en Europa (incluidos todos los métodos de producción) alcanzó aproximadamente los 7,9 millones de toneladas. La tabla siguiente muestra los principales ámbitos de uso a nivel europeo y, concretamente, en Alemania, Francia y España

(fuente: Observatorio Europeo del Hidrógeno, 2025)

Demanda de hidrógeno en 2024 (kt)	Refinería	Amoníaco	Otros productos químicos	Calor industrial	Metanol	Otros	Total
Total en Europa	4 544	1 977	726	280	162	183	7 872
de los cuales Alemania	731	329	141	72	111	101	1 485
de los cuales Francia	343	125	29	35	0	23	555
de los cuales España	513	72	17	17	0	0	619

Su uso hoy en sectores como el acero y los combustibles sostenibles para la aviación sigue siendo muy limitado, por lo que tienen potencial muy alto de descarbonización. Sin embargo, estos usos industriales son esenciales para las cadenas de producción que hay detrás de muchos productos cotidianos.

					
Automoción (a través del acero)	Construcción (a través del acero)	Alimentación (a través de los fertilizantes)	Electrónica (a través de productos químicos y plásticos)	Textiles (a través de las fibras sintéticas)	Bienes de consumo (a través de productos químicos y plásticos)

EL HIDRÓGENO DEL MAÑANA, CON BARMAR...

Electrólisis: producción de hidrógeno sin emisiones directas de CO₂

El hidrógeno renovable se produce mediante la electrólisis del agua en equipos conocidos como electrolizadores, que utilizan electricidad para dividir el agua (H₂O) en hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂).

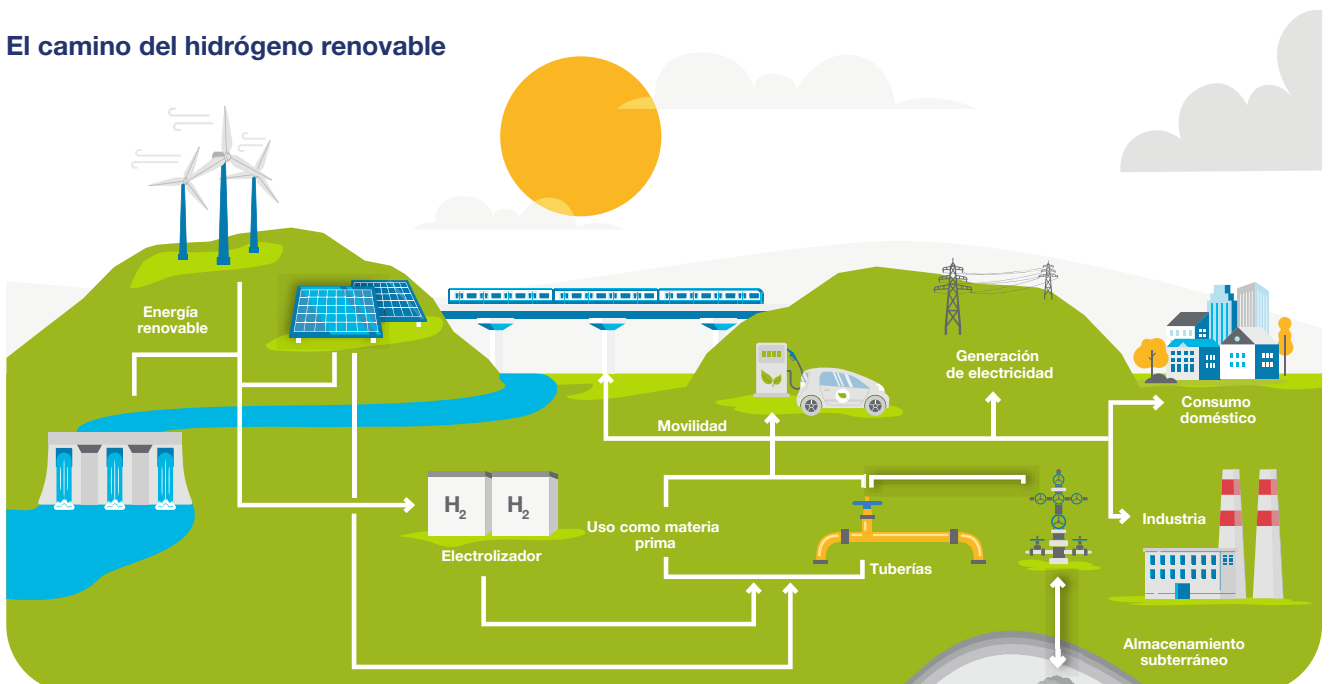
Cuando la electricidad procede de fuentes renovables, como la energía solar o eólica, el hidrógeno producido se clasifica como renovable y tiene una baja huella de carbono. La definición normativa de hidrógeno renovable se establece en el Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 de la Comisión.

DOS TECNOLOGÍAS PRINCIPALES DE ELECTRÓLISIS	
Electrolizadores alcalinos	Electrolizadores de membrana de intercambio protónico (PEM)
<p>El proceso industrial más utilizado, con unos 50 años de experiencia operativa. Actualmente, la tecnología de electrólisis más rentable. La más adecuada para una producción estable y continua.</p>	<p>Una tecnología más reciente, adecuada para instalaciones más pequeñas y capaz de alcanzar una alta eficiencia, incluso en condiciones de suministro eléctrico variable (y, por lo tanto, muy adecuada para fuentes de energía renovables). Sus costes de producción son actualmente más elevados.</p>

La electrólisis es tan limpia como la electricidad que se utiliza para alimentarla. Por lo tanto, el principal reto es garantizar el acceso a electricidad con bajas emisiones de carbono para alimentar los electrolizadores, una tecnología madura que se utiliza desde principios del siglo XIX. Por eso tiene tanto sentido la producción de hidrógeno en países como España y Francia. Sus sistemas eléctricos ya tienen bajas emisiones de carbono, lo que significa que el hidrógeno producido por electrólisis tiene una huella de carbono global reducida.

En España, una gran parte de la electricidad se genera a partir de fuentes renovables (eólica, solar e hidráulica). Francia, por su parte, cuenta con uno de los mix energéticos con menos emisiones de carbono del mundo, en gran medida gracias a la energía nuclear, complementada con las energías renovables. BarMar está diseñado para transportar únicamente hidrógeno producido a partir de fuentes de energía renovables.

El camino del hidrógeno renovable



Nuevas oportunidades que ofrece el hidrógeno renovable

En la actualidad, el uso del hidrógeno gris, producido a partir de combustibles fósiles, sigue estando limitado en gran medida a procesos en los que resulta indispensable, debido a su impacto medioambiental y a su escasa disponibilidad. Con el hidrógeno renovable, surgirán nuevos usos, lo que contribuirá a la transición energética.

SUSTITUTOS DE LOS HIDROCARBUROS Y DEL HIDRÓGENO CON ALTA INTENSIDAD DE CARBONO

En la industria. El hidrógeno es esencial en muchos procesos industriales, como los de productos químicos, refinería, fertilizantes y cemento. Se utiliza como materia prima o como combustible para la calefacción industrial. En estos sectores, la electrificación de los procesos no es posible o es limitada; se consideran «difíciles de descarbonizar». En tales casos, el hidrógeno renovable ofrece importantes ventajas.

***El ejemplo de los fertilizantes:** Los fertilizantes se producen a partir del amoníaco, que a su vez se obtiene de una combinación de nitrógeno e hidrógeno. Se necesitan grandes cantidades de hidrógeno, que actualmente se produce a partir de gas natural importado.*

Generación de electricidad. En el futuro, el hidrógeno renovable podría sustituir al gas natural en la generación de electricidad durante los periodos de máxima demanda. Este enfoque ya se está aplicando en Alemania, con la construcción de centrales eléctricas de ciclo combinado de gas que están «preparadas para el H₂», lo que significa que pueden reconvertirse para funcionar con hidrógeno.

NUEVOS USOS DEL HIDRÓGENO RENOVABLE

En la industria. El acceso a hidrógeno renovable abundante y asequible podría allanar el camino hacia nuevos procesos industriales que reduzcan significativamente la huella de carbono de determinados productos.

***La producción de acero** sigue basándose en gran medida en los altos hornos. El hidrógeno renovable puede utilizarse en la producción de acero para sustituir al carbón de coque en la reducción del mineral de hierro.*

***El ejemplo de los combustibles sostenibles:** El hidrógeno es esencial para la producción de combustibles sostenibles. Combinado con el CO₂ capturado en instalaciones industriales, permite la producción de nuevos combustibles sin depender de recursos fósiles.*

Movilidad. En la aviación, los combustibles sostenibles son esenciales para lograr una reducción del 5% de las emisiones de CO₂ del sector para 2030. El transporte de mercancías, principalmente por carretera, representó casi el 10% de las emisiones de gases de efecto invernadero en Europa en 2022. Un camión propulsado por una pila de combustible o un motor de combustión de hidrógeno no produce emisiones de CO₂ por el tubo de escape. La calidad del aire también mejoraría en las zonas con mucho tráfico.

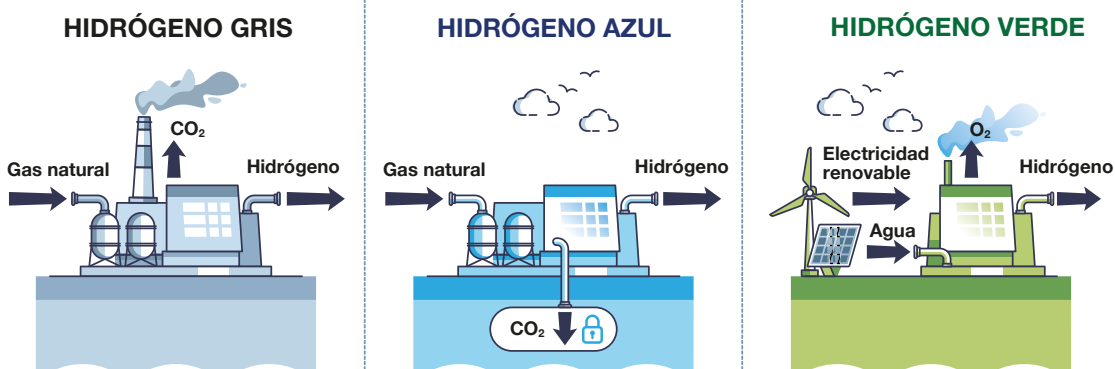
El hidrógeno es esencial para la producción de combustibles sostenibles. Combinado con el CO₂ capturado en instalaciones industriales, permite producir nuevos combustibles sin depender de recursos fósiles.

Energía. El hidrógeno renovable producido mediante electrólisis permite almacenar el exceso de electricidad renovable y reinyectarlo en la red eléctrica durante los periodos de máxima demanda. Por lo tanto, favorece la integración de energías renovables como la eólica y la solar y ayuda a equilibrar la red eléctrica.



PUNTOS CLAVE...

- En la actualidad, alrededor del 95% del hidrógeno en Europa se produce a partir de combustibles fósiles, lo que libera casi 100 millones de toneladas de CO₂ a la atmósfera. La producción de hidrógeno renovable mediante electrólisis puede emitir hasta 20 veces menos CO₂ que los procesos convencionales basados en combustibles fósiles. Y eso no es todo: el hidrógeno renovable permite nuevos procesos industriales para reducir la huella de carbono del acero, los combustibles, etc.
- El hidrógeno desempeña un papel importante en muchos procesos industriales que son esenciales para la vida cotidiana. A menudo se trata de sectores difíciles de descarbonizar, en los que la electrificación no es una opción. El hidrógeno es indispensable, pero es posible y necesario utilizarlo con una huella de carbono mucho menor.
- El hidrógeno renovable también podría utilizarse en el transporte pesado, como el de mercancías y la aviación, así como en el almacenamiento de energía y la generación de electricidad.
- El hidrógeno puede producirse mediante electrólisis a partir de agua y electricidad, dos recursos que están fácilmente disponibles en Europa. La clave es, por lo tanto, el acceso a electricidad baja en carbono o renovable. Como tal, el hidrógeno renovable refuerza la competitividad y la soberanía de la industria europea.
- El hidrógeno puede transportarse y almacenarse. Por lo tanto, el ducto BarMar tiene un papel clave que desempeñar en el transporte de hidrógeno renovable producido en Europa, en particular en la Península Ibérica, hacia las principales regiones industriales de Alemania.



3. OBJETIVO DE H2MED: Conectar la Península Ibérica, Francia y Alemania

El objetivo de H2med es crear un mercado europeo de hidrógeno renovable conectando las zonas de producción en desarrollo con las zonas de alta demanda.

PRODUCCIÓN Y USO DEL HIDRÓGENO EN LA PENÍNSULA IBÉRICA, FRANCIA Y ALEMANIA

Países con perfiles complementarios

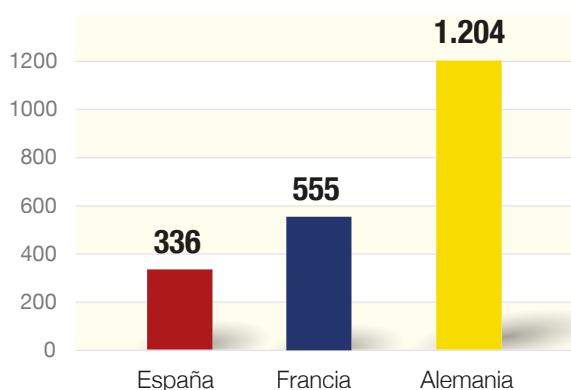
El corredor H2med conecta países con historias industriales, características geográficas y ambiciones industriales muy diferentes, pero que, en última instancia, son altamente complementarios.

Desde 2021, la **industria española** ha logrado mantener su actividad, apoyándose en sectores tradicionales como el agroalimentario y la fabricación de automóviles, así como en sectores en crecimiento como el farmacéutico, la generación de electricidad y las baterías. Gracias a sus características geográficas y a su capacidad eólica y solar, España ha llevado a cabo una ambiciosa política de desarrollo de las energías renovables. En 2024, las energías renovables representaban el 56% del mix eléctrico español, lo que supone un aumento del 11% con

respecto a 2023. Se prevé que la expansión de las energías renovables continúe, ya que el Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC, versión revisada 2023-2030) prevé una capacidad eléctrica instalada total de 214 GW para 2030, de los cuales 160 GW serán renovables. **En resumen, se espera que el potencial de producción de hidrógeno renovable supere las necesidades de la industria española, lo que hace que las exportaciones cobren especial relevancia.**

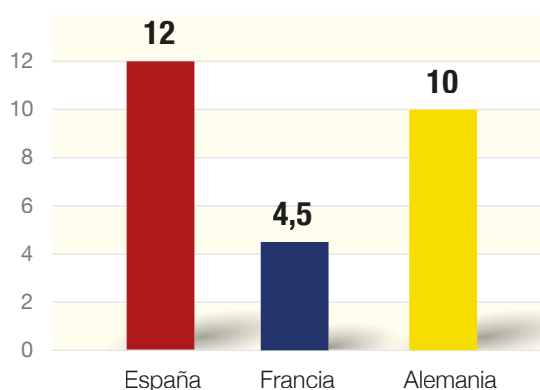
Valor añadido en la industria

(en miles de millones de dólares, fuente: Banco Mundial, 2024)



Objetivos de capacidad de electrólisis para 2030

(en GW, fuente: estrategias nacionales)



El plan «**Francia 2030**» tiene como objetivo conciliar la competitividad industrial con la descarbonización, por ejemplo, mediante la creación de zonas industriales con bajas emisiones de carbono. Su generación de electricidad presenta varias características distintivas: una cuota de bajas emisiones de carbono que alcanza el 95% del mix eléctrico (datos de RTE de 2024), gracias a su parque nuclear y al crecimiento de las energías renovables (27,6% de la generación en 2024), y una balanza comercial eléctrica muy positiva, con 89 TWh de exportaciones. Esta disponibilidad de electricidad con bajas emisiones de carbono se considera una ventaja fundamental en la estrategia nacional del hidrógeno. **El transporte de hidrógeno a clústeres industriales como Fos-Berre, Vallée de la Chimie (el valle químico de Lyon), Mosela-Rin, el norte de Francia, el valle del Sena, el este de París, el estuario del Loira y Lacq requiere el desarrollo de una red de transporte de hidrógeno de alta capacidad.**

Alemania es el principal país industrial de Europa. Allí tienen su sede importantes empresas del sector siderúrgico y químico, que en 2024 representaban alrededor de una cuarta parte de la producción europea de acero bruto. En el año 2000, Alemania tomó la decisión histórica de abandonar progresivamente la energía nuclear y ampliar de forma significativa las energías renovables. En 2024, las energías renovables representaban casi el 60% de la producción de electricidad (fuente: Embajada de Alemania). Sin embargo, este aumento ha venido acompañado de un descenso de la producción total y un incremento de las importaciones, que pasaron de 9.200 a 26.300 millones de kilovatios-hora entre 2023 y 2024. **En resumen, Alemania tiene una elevada demanda energética, pero actualmente carece de la capacidad de producción nacional suficiente para generar el hidrógeno descarbonizado que requiere la mayor economía industrial de Europa.**



Polígono industrial en Duisburgo (Alemania)

Demanda prevista de hidrógeno, en cifras

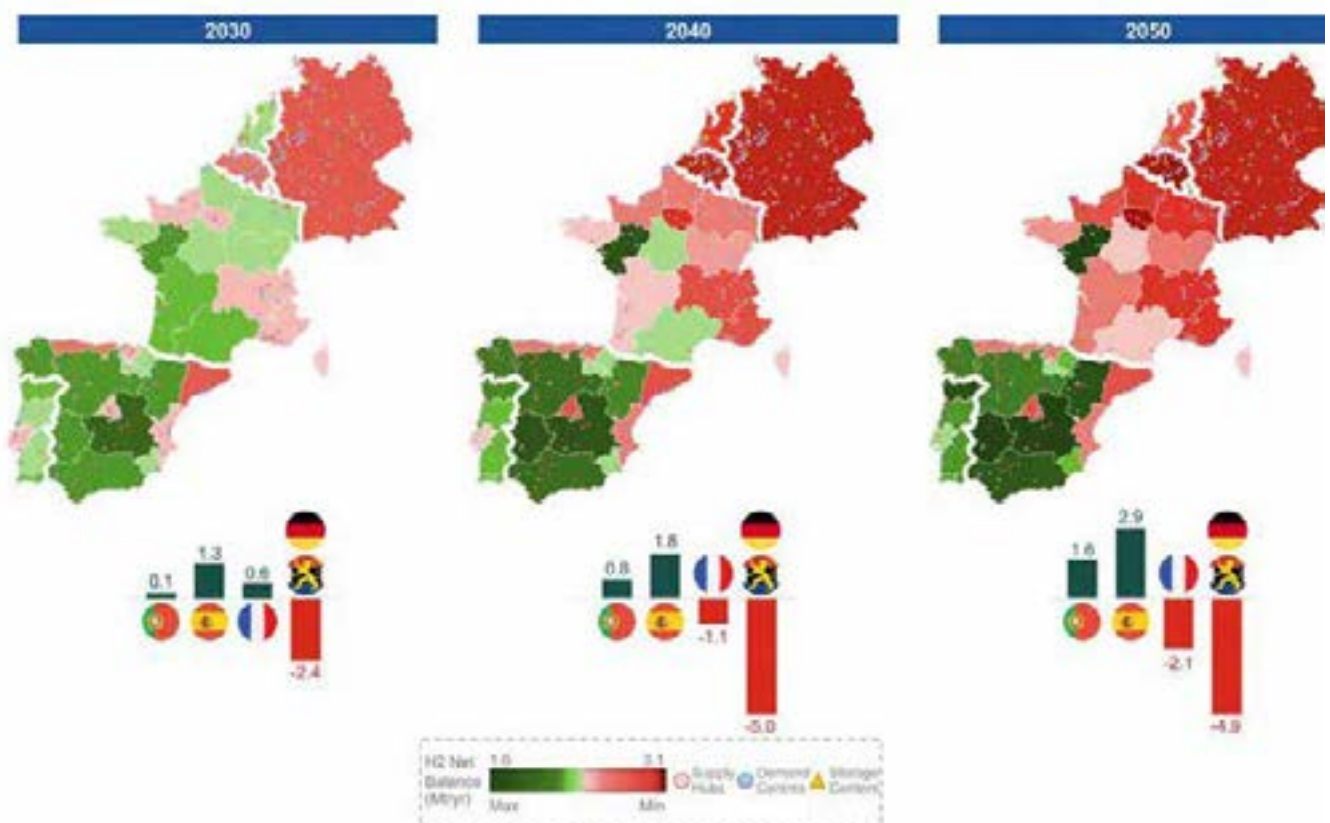
En febrero de 2024, la Comisión Europea encargó a la consultora BIP un estudio titulado «El potencial del hidrógeno renovable del Corredor Ibérico» (disponible en: <https://op.europa.eu/publication-detail/-/publication/34d76014-1ef7-11ef-a251-01aa75ed71a1>). Este estudio es un documento de referencia clave sobre el mercado del hidrógeno en Europa Occidental y proporciona datos de referencia para las regiones atendidas por el corredor H2med.

Balance neto potencial entre la oferta y la demanda de hidrógeno para 2030, 2040 y 2050 por país (en Mt).

	2030			2040			2050		
	Prod.	Conso.	Net.	Prod.	Conso.	Net.	Prod.	Conso.	Net.
Portugal	0,4	0,2	0,1	1,3	0,5	0,8	2,0	0,5	1,6
España	2,2	0,9	1,3	4,1	2,3	1,8	5,4	2,5	2,9
Francia	1,5	0,9	0,6	2,1	3,2	-1,1	2,8	4,9	-2,1
Benelux y Alemania	2,3	4,7	-2,4	4,1	9,1	-5,0	7,7	12,6	-4,9

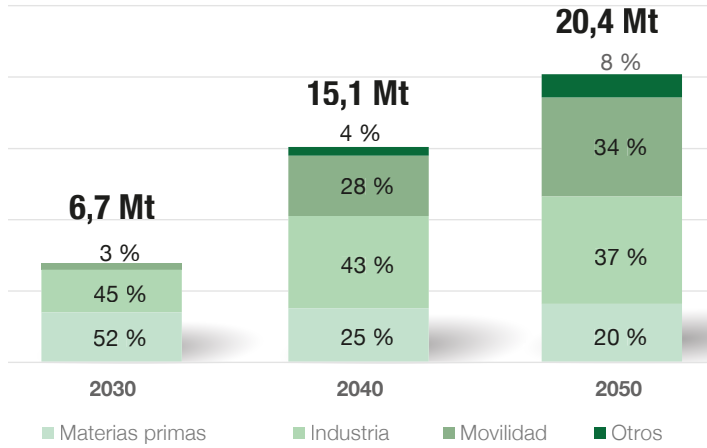
¿Qué se observa?

- Ya en 2030 se aprecia un claro contraste entre la elevada producción en la Península Ibérica y la fuerte demanda en Alemania.
- Esta tendencia se confirma en 2040 y 2050, hasta el punto de que el hidrógeno renovable producido en la Península Ibérica será a la vez esencial e insuficiente para satisfacer la demanda de Alemania y el Benelux.
- A partir de 2040, el Benelux y Alemania podrían depender en gran medida de las importaciones procedentes de otros corredores de hidrógeno europeos, o incluso del norte de África.



Principales sectores que consumen hidrógeno renovable en Europa

Previsión del consumo de hidrógeno por sector y por periodo



¿Qué se observa?

- La demanda crece de forma rápida y constante.
- Inicialmente, la demanda de hidrógeno viene impulsada principalmente por su uso como materia prima, por ejemplo, en la reducción y el refinado del acero, y por usos industriales como el calor de proceso.
- A partir de 2040, la demanda del sector de la movilidad adquiere una gran importancia.

Desglose (en millones de toneladas)	PREVISIÓN 2030	PREVISIÓN 2040	PREVISIÓN 2050
MATERIAS PRIMAS			
Refino	1,755	1,894	2,085
Amoniaco para uso químico	1,108	1,169	1,256
Energía	0,404	0,422	0,451
Otros productos químicos	0,200	0,212	0,230
Metanol químico	0,099	0,096	0,098
INDUSTRIA			
Productos químicos y petroquímicos	1,089	2,736	3,546
Minerales no metálicos	0,606	1,316	1,590
Hierro y acero	0,514	0,966	1,160
Papel, pasta de papel e impresión	0,530	0,935	0,915
Metales no ferrosos	0,249	0,443	0,429
TRANSPORTE			
Camiones pesados, autobuses	0,168	4,138	6,658
Aviación nacional		0,098	0,217
Navegación interior		0,048	0,074
TOTAL	6,7	15,05	20,4

PUNTOS CLAVE...

- La Península Ibérica, y en particular España, está desarrollando una capacidad de producir hidrógeno renovable en abundancia y a un precio asequible.
- Alemania se enfrenta a un gran reto: descarbonizar la mayor economía industrial de Europa sin dejar de ser un importador neto de electricidad.
- Las previsiones indican una amplia coincidencia entre la producción ibérica y la demanda en Alemania y el Benelux.
- A medio plazo, se espera que Francia se convierta en exportadora de hidrógeno con bajas emisiones de carbono, aunque a partir de 2040 también necesitará importaciones.

CON H2MED, EUROPA SE COMPROMETE CON UN CORREDOR DE ENERGÍA VERDE

El acuerdo de Salamanca

El 20 de octubre de 2022, el presidente del Gobierno de España, Pedro Sánchez, el presidente de Francia, Emmanuel Macron, y el primer ministro de Portugal, António Costa, acordaron dar prioridad a la creación de un corredor de energía verde para conectar a España, Portugal y Francia con la red de hidrógeno de la Unión Europea. Esto supuso el lanzamiento de la iniciativa H2med. Se prevé que transporte alrededor del 10% del consumo de hidrógeno previsto en Europa para 2030, lo que equivale a 2 millones de toneladas al año.

Unas semanas más tarde, esta iniciativa se formalizó mediante el acuerdo de Alicante, que estableció la construcción de dos infraestructuras transfronterizas para conectar las redes nacionales: una entre Celorico da Beira, en Portugal, y Zamora, y la otra, en alta mar, entre Barcelona y Marsella, en Francia.

La cumbre de Alicante

El 9 de diciembre de 2022, en Alicante, la Cumbre de los Países del Sur de la Unión Europea marcó el lanzamiento oficial del corredor H2med y de los proyectos CelZa (Celorico-Zamora) y BarMar (Barcelona-Marsella).

En su declaración conjunta, los jefes de Estado destacaron que H2med aborda los tres objetivos promovidos por la Unión Europea: **clima, desarrollo industrial y soberanía**. Ante las dificultades e incertidumbres que rodean a las demás opciones técnicas (véase el capítulo 4 para conocer los escenarios considerados y descartados), anunciaron el inicio de estudios para la implementación de H2med a través de una «Ruta Mediterránea».

Al mismo tiempo, estos proyectos se propusieron para su inclusión en la lista de Proyectos de Interés Común, lo que permite que puedan beneficiarse del apoyo político y financiero de la Unión Europea.

El 8 de abril de 2024, H2med fue incluido en la lista de proyectos de interés común, y en diciembre de 2025 la Comisión Europea propuso renovar su condición de PCI para la segunda lista, que se publicará en 2026. Como Proyecto de Interés Común n.º 9.1.4, «Interconector de hidrógeno España-Francia», dentro del corredor H2med, BarMar se beneficia de las ventajas asociadas a este estatus, incluido el acceso

a financiación europea en el marco del Mecanismo «Conectar Europa» (CEF). El proyecto ha recibido 28,33 millones de euros de financiación de la Unión Europea para sus estudios, lo que ha permitido completar los trabajos preparatorios necesarios antes de la decisión de inversión y ha contribuido al desarrollo de una infraestructura estratégica transfronteriza de hidrógeno en Europa.

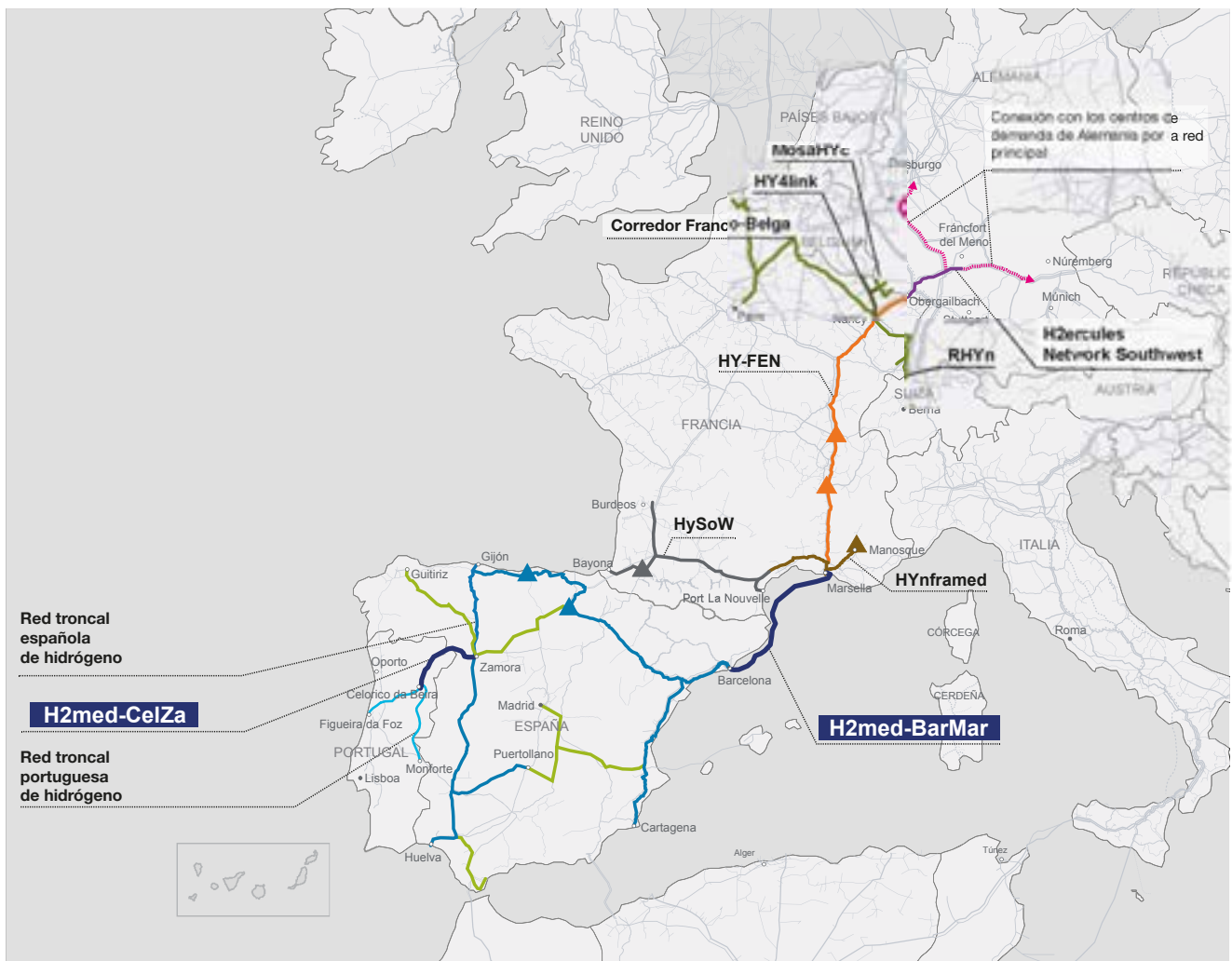
>> ¿QUÉ ES UN PROYECTO DE INTERÉS COMÚN EUROPEO?

Son proyectos de infraestructuras clave diseñados para completar el mercado interior de la energía de la Unión Europea. Su objetivo es garantizar una energía asequible, segura y sostenible para todos los europeos.

La condición de «proyecto de interés común» permite acceder a financiación europea.



El corredor H2med y las redes nacionales de transporte de hidrógeno



El corredor H2med y las redes troncales nacionales de hidrógeno. Las interconexiones de CelZa y BarMar (representadas en azul oscuro en este mapa) desempeñan un papel esencial para el buen funcionamiento de las redes troncales nacionales.



PUNTOS CLAVE...

- Los jefes de Estado de Portugal, España y Francia, junto con la presidenta de la Comisión Europea, han coincidido en la importancia de un corredor europeo de transporte de hidrógeno que conecte la Península Ibérica con Alemania: H2med.
- Este corredor incluirá dos interconexiones: CelZa entre Portugal y España, y BarMar entre España y Francia.
- En el caso de BarMar, los estudios se han centrado en un escenario de referencia que incluye un ducto submarino.

EL PROCESO DE CALL FOR INTEREST DE 2024

¿En qué consistió?

El 7 de noviembre de 2024, los promotores de H2med (REN, Enagás, NaTran, Teréga y OGE) lanzaron una convocatoria de manifestaciones de interés (CFI) destinada a identificar las necesidades de producción y consumo de hidrógeno en las regiones situadas a lo largo del corredor, en particular las vinculadas a las redes nacionales de hidrógeno que los cinco promotores del proyecto están desarrollando para principios de la década de 2030.

El proceso concluyó el 18 de diciembre de 2024 y recabó aportaciones de 168 empresas (11 en Portugal, 85 en España, 54 en Francia y 18 en Alemania), que abarcaron un total de 528 proyectos y ponían de manifiesto un interés muy elevado en la infraestructura.

¿Qué reveló la CFI?

En Portugal y España, el potencial de exportación podría alcanzar 0,38 y 4,6 Mt al año, respectivamente, en 2035. Se prevé que el consumo español alcance las 2,6 Mt al año, lo que deja un importante potencial de exportación a través de BarMar.

En Francia, la CFI destaca unos volúmenes considerables, con una fuerte demanda de mercado y un importante potencial de producción a lo largo del corredor. El consumo en las regiones afectadas podría alcanzar las 0,2 Mt anuales en 2030 y casi 0,9 Mt anuales en 2050, impulsado principalmente por la industria y la producción de combustibles sintéticos para la aviación. Esto pone de relieve el papel clave del hidrógeno en la transición industrial y la competitividad. Las cifras de consumo y producción reflejan los datos recopilados a lo largo del corredor H2med, lo que sugiere que el potencial

total en Alemania, con 528 proyectos, pone de manifiesto un interés muy marcado. **Las aportaciones recabadas a través de esta CFI, que estuvo abierta durante un breve periodo de tiempo, reflejan solo una pequeña parte de la demanda del mercado, especialmente en Francia y Alemania.**

En la práctica, el objetivo era partir de una evaluación inicial de los proyectos de producción y consumo de hidrógeno que podrían beneficiarse del corredor H2med, con el fin de poner en perspectiva la capacidad del ducto. Este enfoque se repetirá en futuras fases del desarrollo de BarMar (véase el capítulo 6).

De hecho, el potencial de Francia podría ser aún mayor. Parte de la producción nacional de Francia podría exportarse a Alemania a través de HY-FEN.

En Alemania, en la parte occidental de la red — la única zona cubierta por la CFI—, la demanda podría alcanzar 1 Mt al año para 2035, absorbiendo aproximadamente la mitad de la capacidad del corredor. Las estimaciones del Gobierno alemán sobre la demanda nacional total son aún más elevadas (3,4 Mt al año en 2030, 17-21 Mt al año en 2040 y 30 Mt al año en 2050).

En general, los niveles de interés expresados tanto en términos de consumo como de producción están estrechamente alineados, lo que confirma la relevancia del proyecto. En la práctica, si la producción supera la demanda de consumo, será esta última la que determine el volumen de hidrógeno transportado a través de BarMar.

VISIÓN GENERAL DEL POTENCIAL DE BARMAR

	2035	2040	2050
Porcentaje anual de la producción de hidrógeno de Portugal y España que probablemente transite por BarMar	2,3 Mt (Portugal : 0,35 + España : 2)	2,4 Mt (0,4 + 2)	2,4 Mt (0,4 + 2)
Consumo anual de H ₂ en Francia y Alemania a través del corredor	1,4 Mt (Francia : 0,4 + Alemania : 1)	2,1 Mt (0,5 + 1,6)	2,5 Mt (0,9 + 1,6)



PUNTOS CLAVE...

- Los promotores del proyecto H2med realizaron una encuesta a productores y consumidores de hidrógeno a través de una CFI a finales de 2024, que demostró la coincidencia entre las expectativas industriales y la capacidad de transporte de BarMar.

ESCENARIO 0: ¿QUÉ CONSECUENCIAS TENDRÍA NO DESARROLLAR UNA CONEXIÓN PARA EL TRANSPORTE DE HIDRÓGENO ENTRE FRANCIA Y ESPAÑA?

Si no se establece una conexión entre Francia y España para el transporte de hidrógeno renovable, el mercado ibérico del hidrógeno permanecería separado del mercado europeo en general. Esto tendría consecuencias importantes a nivel nacional y europeo.

La ausencia de este proyecto privaría a Europa de una palanca clave para la autonomía estratégica. En un contexto geopolítico cada vez más complejo, con conflictos como los de Ucrania e Irán, la seguridad energética del continente depende más que nunca de nuestra capacidad para reforzar la soberanía de nuestras fuentes de suministro.

El hidrógeno es esencial para muchos procesos industriales. Si la producción y la disponibilidad de hidrógeno en Europa fueran insuficientes, las industrias europeas tendrían que depender del hidrógeno producido en otros países o de los hidrocarburos (más del 90% de los cuales se producen fuera de la UE).

La ausencia de este proyecto también tendría repercusiones en la reducción de las emisiones de CO₂ de Europa. En concreto, Alemania (la mayor economía industrial de Europa y, con diferencia, su mayor emisora de CO₂) no tendría la capacidad de producir el hidrógeno descarbonizado que necesita su industria. Sin el hidrógeno transportado a través de BarMar, no se podrían evitar varios millones de toneladas de emisiones de CO₂ cada año.

A nivel europeo, la ausencia de esta conexión reduciría las oportunidades de integrar los mercados de hidrógeno español y alemán.

Al conectar importantes capacidades de producción y consumo, BarMar desempeñaría un papel estabilizador en los precios. Sin BarMar, sería muy difícil alcanzar el objetivo de 20 Mt de hidrógeno renovable en Europa, sobre todo porque los demás corredores no serían suficientes para satisfacer la demanda alemana.

Además de estos impactos comunes a todos los países, también pueden destacarse efectos más específicos para los países afectados.

A nivel nacional en Francia, la ausencia de BarMar dificultaría el desarrollo de ductos de hidrógeno conectados a Fos-sur-Mer (HySoW, HYNframed, MidHY, HY-FEN) y a Barcelona, en España. El funcionamiento óptimo de la red nacional francesa de hidrógeno depende, en parte, de su conexión con el corredor europeo. La estrategia nacional para el hidrógeno descarbonizado subraya la importancia de conectar los centros industriales.

Además, BarMar garantizaría la disponibilidad en Francia de hidrógeno descarbonizado en cantidades abundantes y a precios asequibles. Se trata de un factor clave para impulsar la transformación de determinados procesos industriales y el desarrollo de nuevas cadenas de valor, incluso a nivel local (por ejemplo, la producción de combustibles sintéticos para la aviación). Quedarse rezagados en cuanto a la disponibilidad de hidrógeno renovable penalizaría a todos los sectores industriales que están llevando a cabo la transición energética y pondría en peligro decenas de miles de puestos de trabajo.

Por último, **en la Península Ibérica**, el desarrollo de la capacidad de producción de hidrógeno renovable se vería limitado si no existieran oportunidades de exportación. Tal y como destaca la CFI, el potencial de producción de hidrógeno renovable (2 millones de toneladas al año en España para 2035) no podría aprovecharse plenamente para descarbonizar la industria europea.



PUNTOS CLAVE...

- Sin una interconexión entre Francia y España, Europa se estaría privando de una herramienta fundamental para su independencia energética, en un momento en que las guerras en Ucrania y Oriente Medio ponen de relieve la urgencia de la autonomía estratégica. La ausencia de esta conexión también pondría en entredicho el desarrollo de la capacidad de electrólisis en España y la descarbonización de la industria en Alemania, y ralentizaría considerablemente el surgimiento de un sector francés del hidrógeno descarbonizado.

4. EL PROYECTO BARMAR y sus características

UBICACIÓN DEL PROYECTO

Fase 1: Una amplia zona de estudio inicial para explorar todas las opciones

Cuando se puso en marcha el proyecto BarMar en 2022, en forma de ducto submarino, se definió una zona de estudio inicial de unos 50.000 km², que abarcaba desde Barcelona hasta Marsella. Esta amplia zona permitió mantener abiertas todas las opciones, tanto cerca de la costa como lejos de ella, en la llanura abisal. A continuación, se llevaron a cabo estudios técnicos basados en información bibliográfica.

Fase 2: Identificación de tres zonas incompatibles con la naturaleza del proyecto

Los estudios iniciales condujeron a la identificación de tres zonas de exclusión. Estas áreas presentan **características incompatibles con un proyecto de ducto submarino** por razones técnicas o medioambientales:

CAÑONES

La zona de transición entre la plataforma continental (con una profundidad de hasta unos 100 m) y la llanura abisal (a unos 2.600 m) está formada por cañones. Estas zonas son muy sensibles desde el punto de vista medioambiental. Los cañones también plantean importantes retos técnicos: pendientes pronunciadas e inestables, fuertes corrientes y movimientos de sedimentos que pueden alterar la morfología del lecho marino. **En tales condiciones, no es técnicamente viable instalar y garantizar la estabilidad de un ducto.**

FRANJA COSTERA

Esta zona costera (profundidad inferior a 50 m) incluye numerosos parajes naturales y hábitats protegidos. En particular, incluye praderas de posidonia que se extienden hasta profundidades de 40 m, las cuales proporcionan hábitats esenciales para muchas especies. También incluye hábitats clave para las aves marinas y zonas de desove. Además, esta zona se caracteriza por una densidad muy alta de actividad pesquera, náutica recreativa y turística.

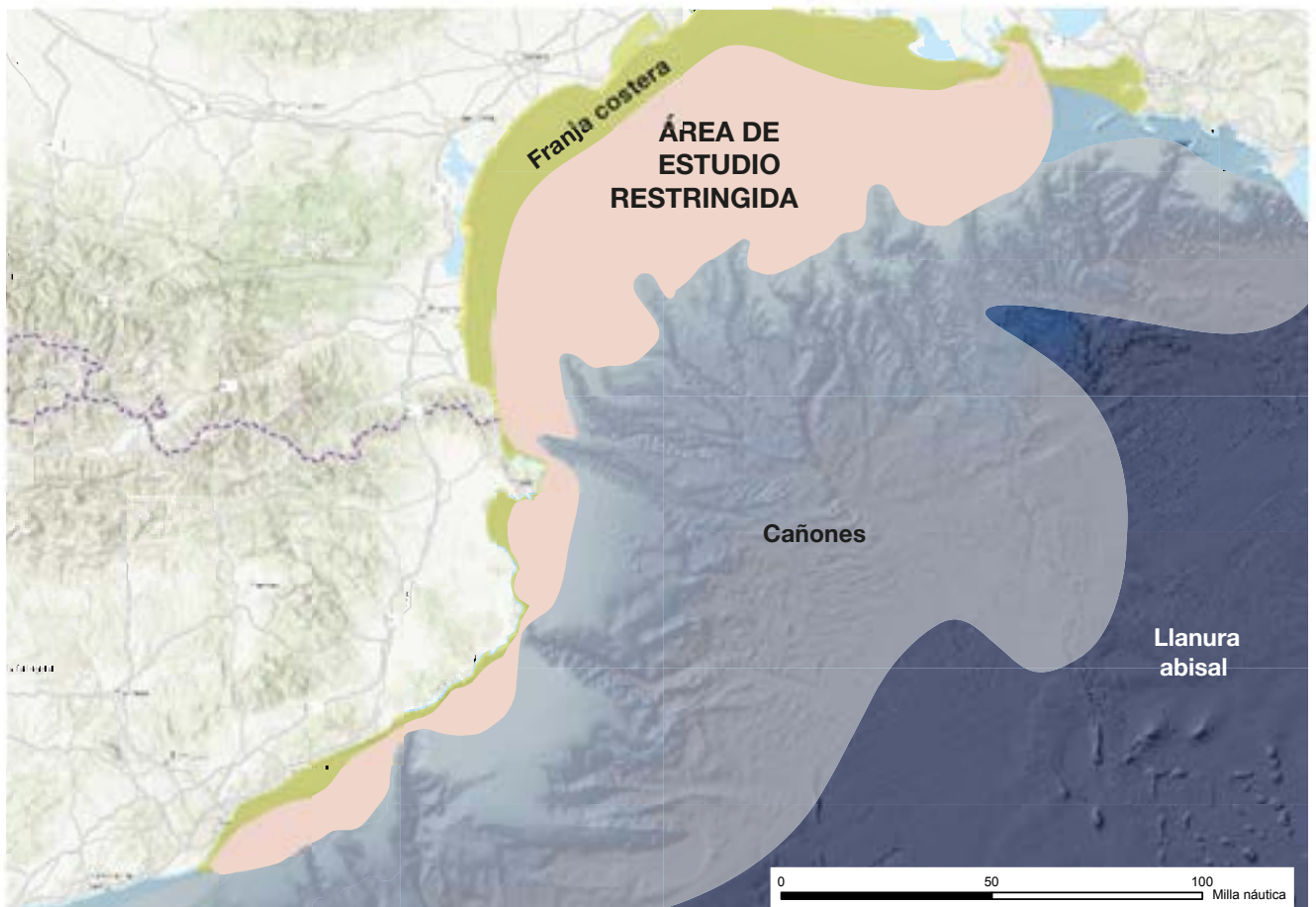
LLANURA ABISAL

Situada más allá de los cañones, la llanura abisal alcanza profundidades muy grandes, de hasta 2.600 m. Esto da lugar a una combinación de retos técnicos que nunca se han planteado conjuntamente en proyectos similares y que, en la actualidad, no es posible abordar:

- reducción del diámetro de la tubería para soportar la presión del agua; necesidad de comprimir el hidrógeno a una presión muy alta (por encima de 200 bar) para mantener la misma capacidad de transporte, lo que aumenta significativamente tanto el consumo de energía como la huella de la estación de compresión de Barcelona;
 - aumento significativo del espesor del acero (+15 mm en comparación con el trazado costero), lo que plantea retos tecnológicos para la fabricación de las tuberías, la soldadura durante la instalación y la inspección interna;
 - número muy limitado de buques capaces de instalar un ducto de este tipo debido a su peso y profundidad;
 - en caso de un incidente durante la instalación que provocara una pérdida de integridad y la entrada de agua, sería técnicamente imposible recuperar el ducto debido a su peso y profundidad;
 - la complejidad de las operaciones de supervisión y mantenimiento;
 - la necesidad de identificar un corredor para atravesar zonas de pendiente pronunciada.
- Por estas razones, cruzar la llanura abisal no es técnicamente viable.**

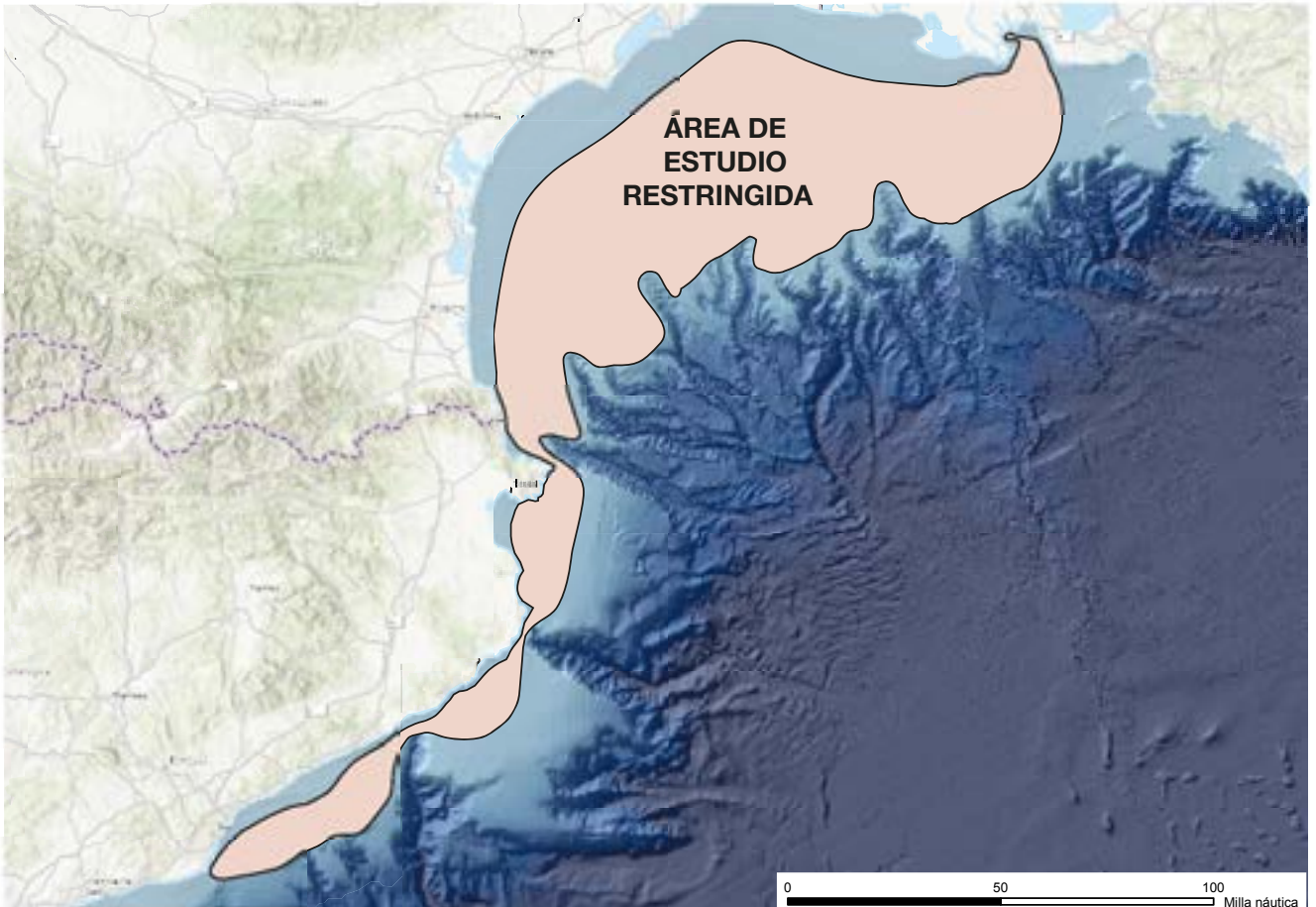
ÁREA DE ESTUDIO INICIAL:

ZONAS INCOMPATIBLES CON EL DESARROLLO DEL PROYECTO Y ZONAS RESTRINGIDAS



Entre la franja costera y los cañones se extiende una zona con profundidades de entre 50 y 120 m. **Esta zona fue seleccionada como área de estudio restringida, un primer paso para evitar importantes limitaciones técnicas, medioambientales y humanas.** Cabe señalar que, al sur de la zona fronteriza, la franja costera es muy estrecha y la profundidad aumenta rápidamente.

Fase 3: Caracterización de la zona de estudio restringida



El área de estudio restringida obtenida tras excluir las zonas incompatibles.

El área de estudio restringida es una zona en la que el proyecto es técnicamente viable.

En España, su tamaño es relativamente limitado, ya que la plataforma continental es muy estrecha. Desde la costa, los taludes se vuelven rápidamente escarpados y algunos cañones se extienden muy cerca de la línea de costa. El área de estudio ya se asemeja a un corredor cuya anchura rara vez supera los 10 km.

En Francia, esta zona es mucho más extensa: 8.186 km². Por lo tanto, antes de llevar a cabo estudios marinos más detallados, conviene introducir un paso adicional para definir un corredor (una zona de varios kilómetros de ancho que permita múltiples opciones de trazado).

Fase 4: Consideración de los proyectos eólicos marinos en la definición del corredor

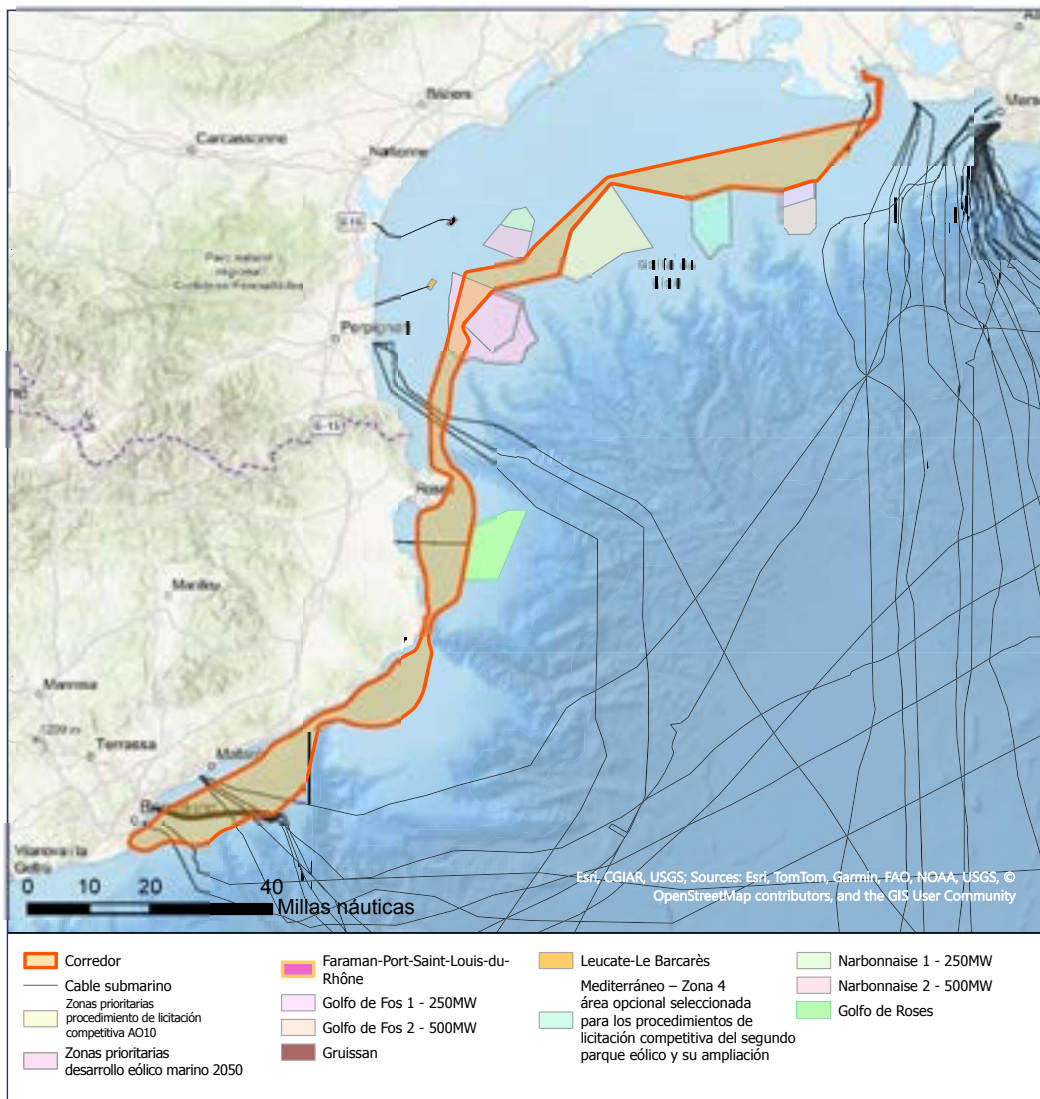
Ciertas actividades económicas implican limitaciones a la construcción y el funcionamiento de un ducto de hidrógeno (véase el siguiente capítulo). Esto es especialmente cierto en el caso de los parques eólicos marinos. Se han identificado varias zonas de desarrollo eólico en Francia y España.

Por la parte francesa, las conversaciones preliminares entre los promotores del proyecto BarMar y el Ministerio de Economía, Finanzas e Industria, Energía y Soberanía Digital –responsable del desarrollo de parques eólicos marinos flotantes– y la Dirección General de Energía y Clima (DGEC) pusieron de manifiesto las importantes dificultades que plantearía la presencia simultánea de un parque eólico flotante y el ducto en la misma zona. La presencia de cables y sistemas de amarre, así como su amplia huella, es incompatible con la necesidad de acceder al ducto para su supervisión y mantenimiento durante

su funcionamiento. Por este motivo, se tomó la decisión de evitar las cinco zonas de desarrollo eólico identificadas por el Gobierno francés.

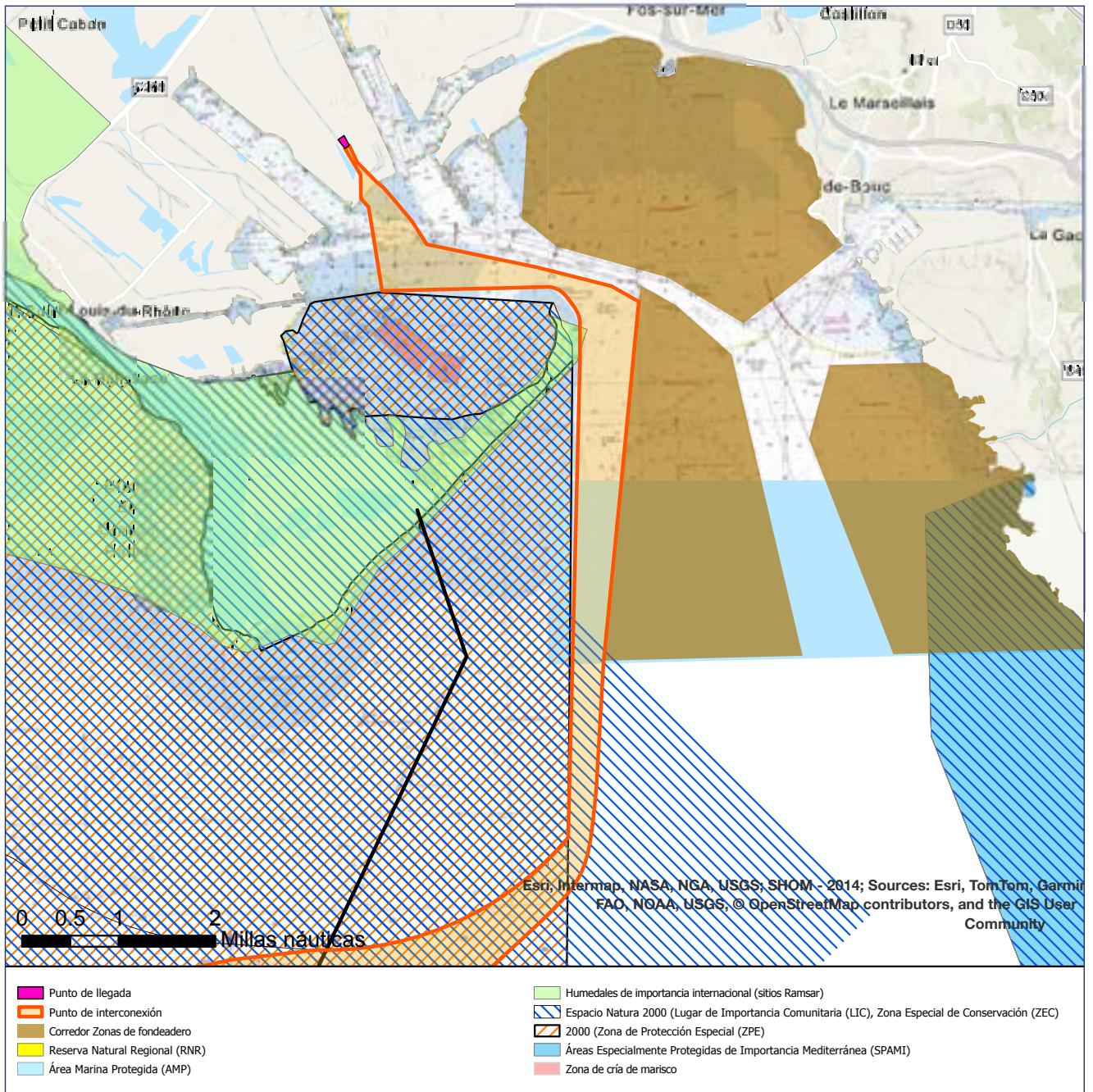
En España, solo una zona de desarrollo eólico se encuentra dentro del área de estudio inicial. Esto ya se tuvo en cuenta en la definición del área de estudio restringida en el lado español, por lo que no supone una reducción adicional del área de estudio. Estos aspectos se describen en detalle en el siguiente capítulo.

Por último, se tuvieron en cuenta ciertas limitaciones industriales relacionadas con el Gran Puerto Marítimo de Marsella-Fos y el Puerto de Barcelona para reducir la anchura del corredor en los extremos del proyecto.



Áreas con mayores restricciones y el corredor de ruta resultante obtenido al evitarlas.

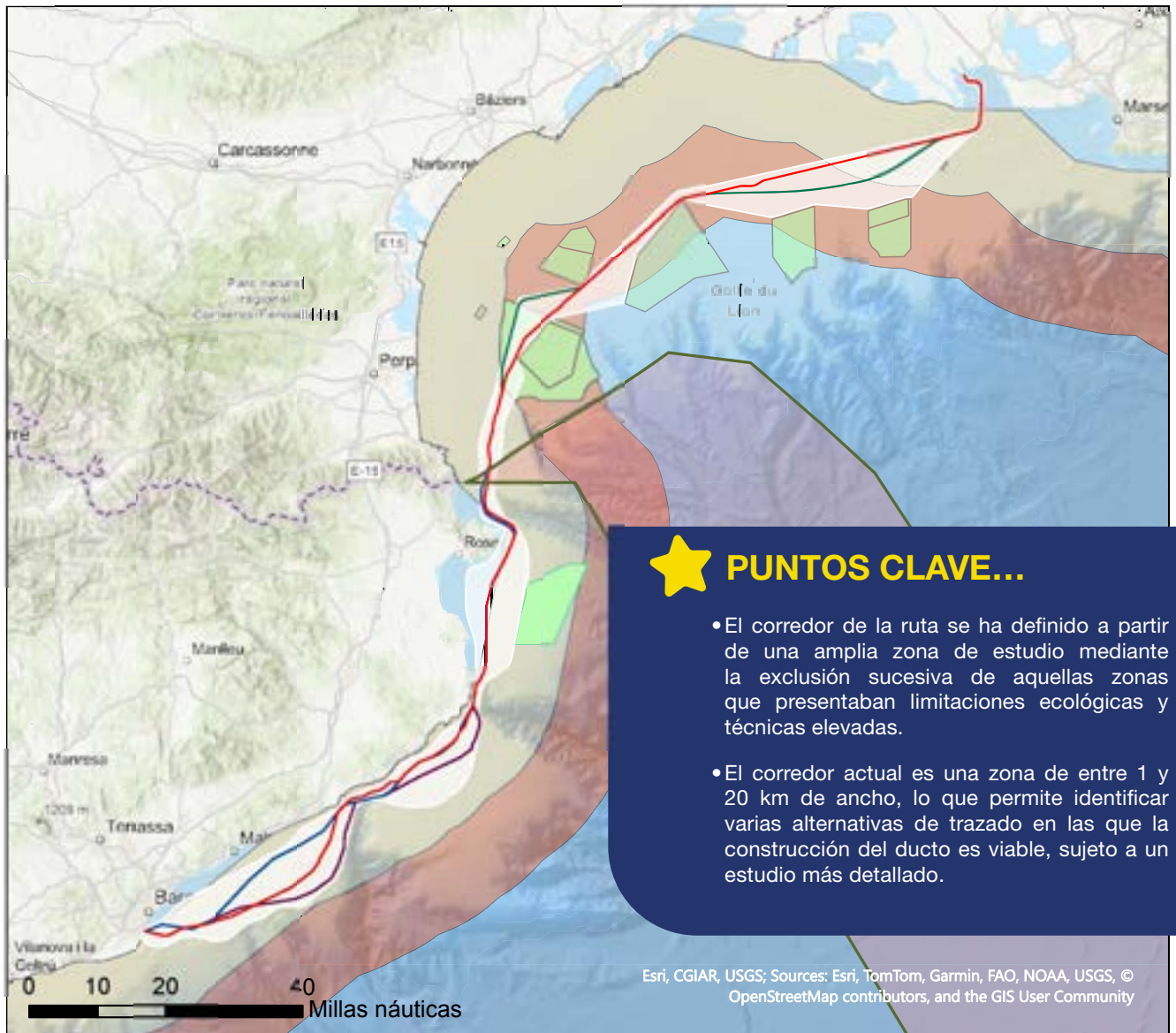
DETALLE DEL CORREDOR DE ESTUDIO EN EL GOLFO DE FOS Y DE LA ZONA DE LLEGADA A TIERRA



Fase 5: El corredor de trazado propuesto y ejemplos de alternativas de trazado

El corredor de ruta resultante **tiene anchuras que oscilan entre 1 y 20 km**. Se encuentra a profundidades de entre 50 y casi 120 m (en España), excluyendo las zonas de llegada a tierra.

Este corredor de ruta constituye la base para la consulta pública en cada país. Es en esta zona donde se llevan a cabo los estudios marinos y donde se definirá una ruta cada vez más precisa durante el desarrollo del proyecto.



— Ejemplos de alternativas de rutas

▭ Corredor

▭ Zona contigua

▭ Zona en disputa

▭ Parque eólico

▭ Mar territorial

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE BARMAR

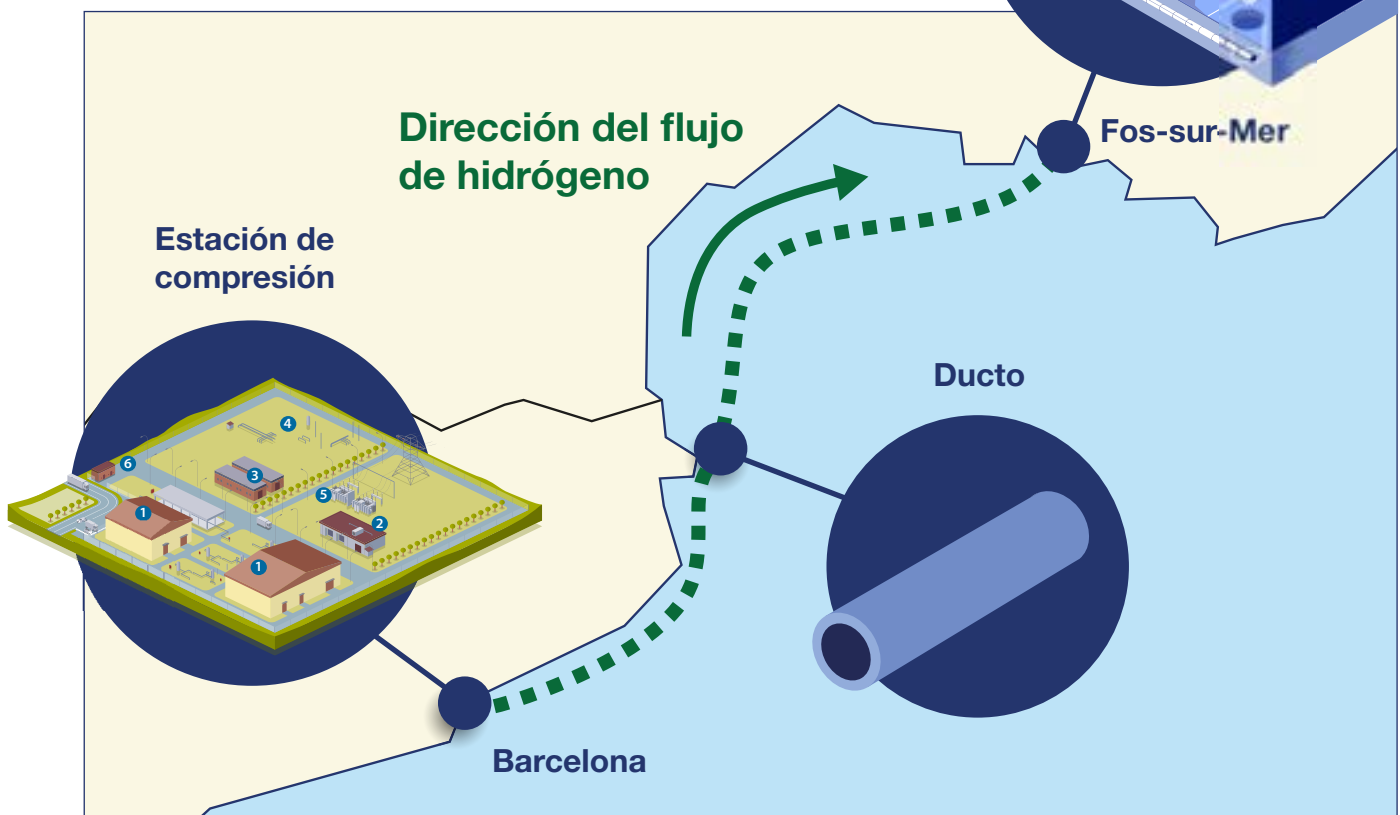
Cifras clave

Longitud	Aprox. 400 km
Diámetro	Aprox. 1 m (42 pulgadas)
Profundidad máxima	Hasta 120 m
Presión de funcionamiento	Aprox. 100 bar
Capacidad de la estación de compresión	Hasta 60 MW
Capacidad máxima de transporte	2 millones de toneladas/año
Presupuesto	Aprox. 2.100 millones de euros



Estación de recepción

Resumen de los componentes del proyecto



El proyecto BarMar consta de tres componentes. En Barcelona, la **estación de compresión** es el punto de partida del flujo de hidrógeno. Este se transporta a través de un ducto submarino. A continuación, llega a Fos-sur-Mer a una **estación de recepción**, donde se conecta a la red subterránea terrestre.

Los tres componentes del proyecto

La estación de compresión

¿Dónde se ubicará?

La estación de compresión se ubicará dentro de las instalaciones de Enagás en el puerto de Barcelona. Se trata de una zona industrial (clasificada como emplazamiento Seveso), formada por terrenos ganados al mar (zona portuaria) y separada del mar por un rompeolas que actualmente se utiliza como terminal de carga y cruceros y que podría estar disponible para una futura ampliación. Un estudio de seguridad específico definirá las adaptaciones necesarias para la instalación de la estación de compresión en este emplazamiento.



Vista aérea de la zona involucrada en el puerto de Barcelona

¿Cómo funciona?

Una estación de compresión es una instalación similar a una estación de bombeo de agua: varios compresores accionados por motores eléctricos suministran energía al hidrógeno aumentando su presión, de modo que pueda transportarse a largas distancias a través de tuberías. Los compresores pueden funcionar simultáneamente o de forma individual (para mantenerlos en reserva durante los periodos de mantenimiento o en caso de averías).

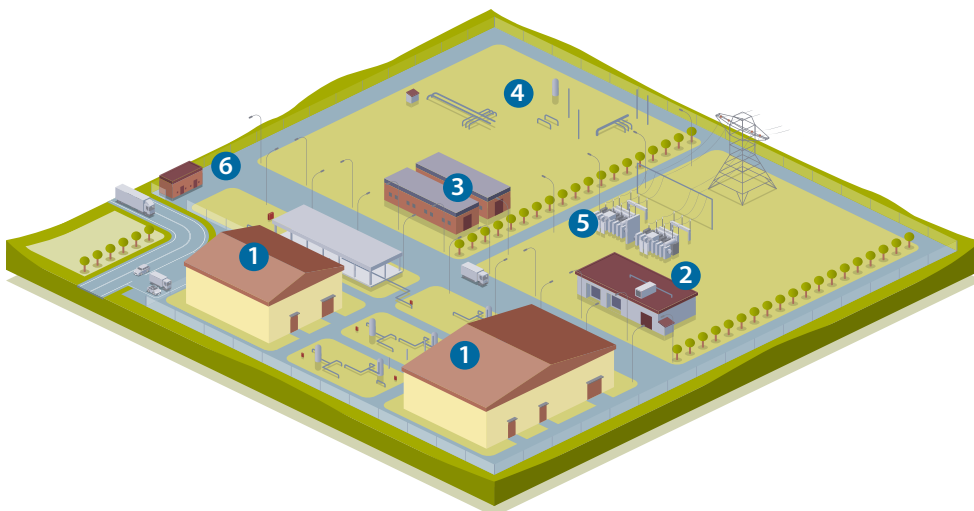
Antes de pasar por los compresores, el hidrógeno se somete a un proceso de filtración para eliminar cualquier partícula que pudiera afectar al funcionamiento y a la integridad de los equipos principales. Tras la filtración, el hidrógeno se conduce a los compresores y, a continuación, se envía a la tubería submarina.

La fase de compresión provoca un aumento de la temperatura del hidrógeno. Por lo tanto, es necesario un proceso de refrigeración por aire para reducir su temperatura antes de inyectarlo en la tubería. Por este motivo, se instalarán ventiladores en la planta.

Todas las operaciones de la estación de compresión se llevan a cabo de forma automática mediante el sistema de control. Se configuran los principales parámetros de la estación: presión de aspiración, presión de descarga, caudal a comprimir y temperatura de descarga. El sistema de control activa el número adecuado de máquinas y regula su velocidad.

La instalación estará equipada con un sistema de despresurización de hidrógeno (ventilación o antorcha) para emergencias y para trabajos de mantenimiento, de conformidad con la normativa nacional.

Los detalles técnicos de la estación de compresión requerida se definirán en fases posteriores del proyecto.



Estación de compresión

- 1 Salas de compresores
- 2 Edificio de control
- 3 Estación de medición y/o regulación*
- 4 Estación de limpieza con rascador**
- 5 Transformadores
- 6 Control de acceso

*Instalaciones de entrada y salida de hidrógeno hacia y desde la red de transporte

** Instalaciones para la conexión a ductos de transporte

El ducto

Con una longitud estimada actualmente de aproximadamente 400 km, el ducto es el componente principal de BarMar. Consiste en un conjunto de tubos de 12 m de longitud cada uno, lo que supone un total de casi 33.000 tubos.

¿De qué están hechas las tuberías?

Un tubo consta de tres capas:

- acero (de 25 a 30 mm de espesor), que garantiza la estanqueidad;
- plástico HDPE (3 mm), que proporciona protección pasiva contra la corrosión externa;
- hormigón (de 70 a 100 mm), que se utiliza para dar peso y estabilizar el ducto en el lecho marino

¿De dónde procederán las tuberías?

En esta fase, aún no se ha determinado el lugar de fabricación de las tuberías. Sin embargo, dada la presencia de importantes actores del mercado en el continente, lo más probable es que se fabriquen en Europa. También es posible recurrir a varios proveedores. Dependiendo de su origen, las tuberías se transportarán por mar o por ferrocarril hasta una plataforma logística costera, donde se almacenarán. Las modalidades concretas de almacenamiento se definirán en una fase posterior, basándose en criterios técnicos y medioambientales, así como en las oportunidades territoriales e industriales.

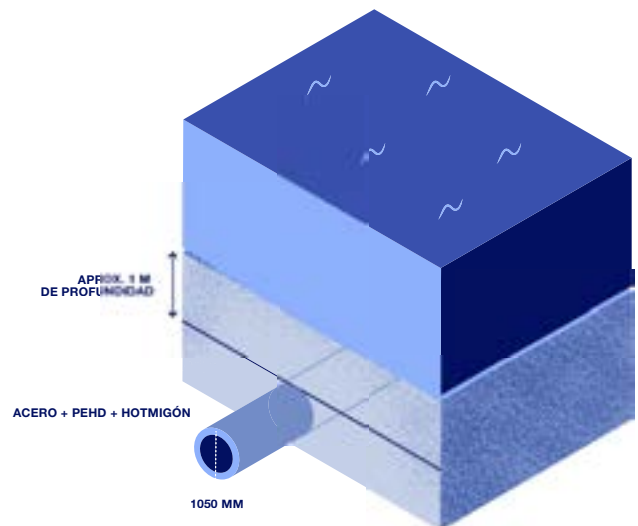
¿En qué se diferencia el ducto BarMar de un ducto de gas natural terrestre?

El hidrógeno es la molécula más pequeña que se conoce. Por ello, tiene la capacidad de penetrar en posibles imperfecciones del acero. Para hacer frente a esta circunstancia, la cubierta de acero es ligeramente más gruesa y los requisitos de control de calidad durante la fabricación y la soldadura de las tuberías son más rigurosos. La presencia de un revestimiento de hormigón a modo de lastre es otra característica distintiva. El proceso de soldadura en sí mismo es idéntico en todos los aspectos al utilizado para un ducto terrestre.

¿Cómo se garantizan la resistencia y la estanqueidad?

Durante la construcción, cada soldadura se somete a una inspección visual y volumétrica al 100% (ultrasonidos o radiografía).

Además, una vez finalizada la construcción del ducto, se lleva a cabo una fase clave: se inyecta agua hasta alcanzar una presión superior a la presión de funcionamiento de BarMar. Si se mantiene la integridad del ducto, se confirma inmediatamente su resistencia. La prueba de estanqueidad dura más que la de resistencia: se necesitan varios días para garantizar que se mantenga la presión. Si la presión se mantiene estable, se considera que el ducto es estanco. Se están llevando a cabo estudios para respaldar esto.



La estación receptora

La estación receptora en tierra estará compuesta por tuberías dentro de un recinto vallado de aproximadamente 2 hectáreas, situado al sur de la terminal central de graneles de Fos-sur-Mer. Su ubicación prevista se muestra en el diagrama de la llegada a tierra del ducto en el golfo de Fos, en la sección anterior.

Incluirá equipos para garantizar el mantenimiento y la supervisión del ducto submarino:

- una trampa de rascadores que permita la inspección y recuperación de pistones inteligentes, equipados con sensores y detectores para supervisar la integridad interna del ducto;
- equipos de medición para medir los volúmenes transportados;
- una unidad de regulación para controlar el caudal y la presión hacia los ductos terrestres.



Vista aérea de una estación de válvulas, medición y regulación comparable a la futura estación receptora de BarMar.

Métodos de construcción previstos

Trabajos en alta mar

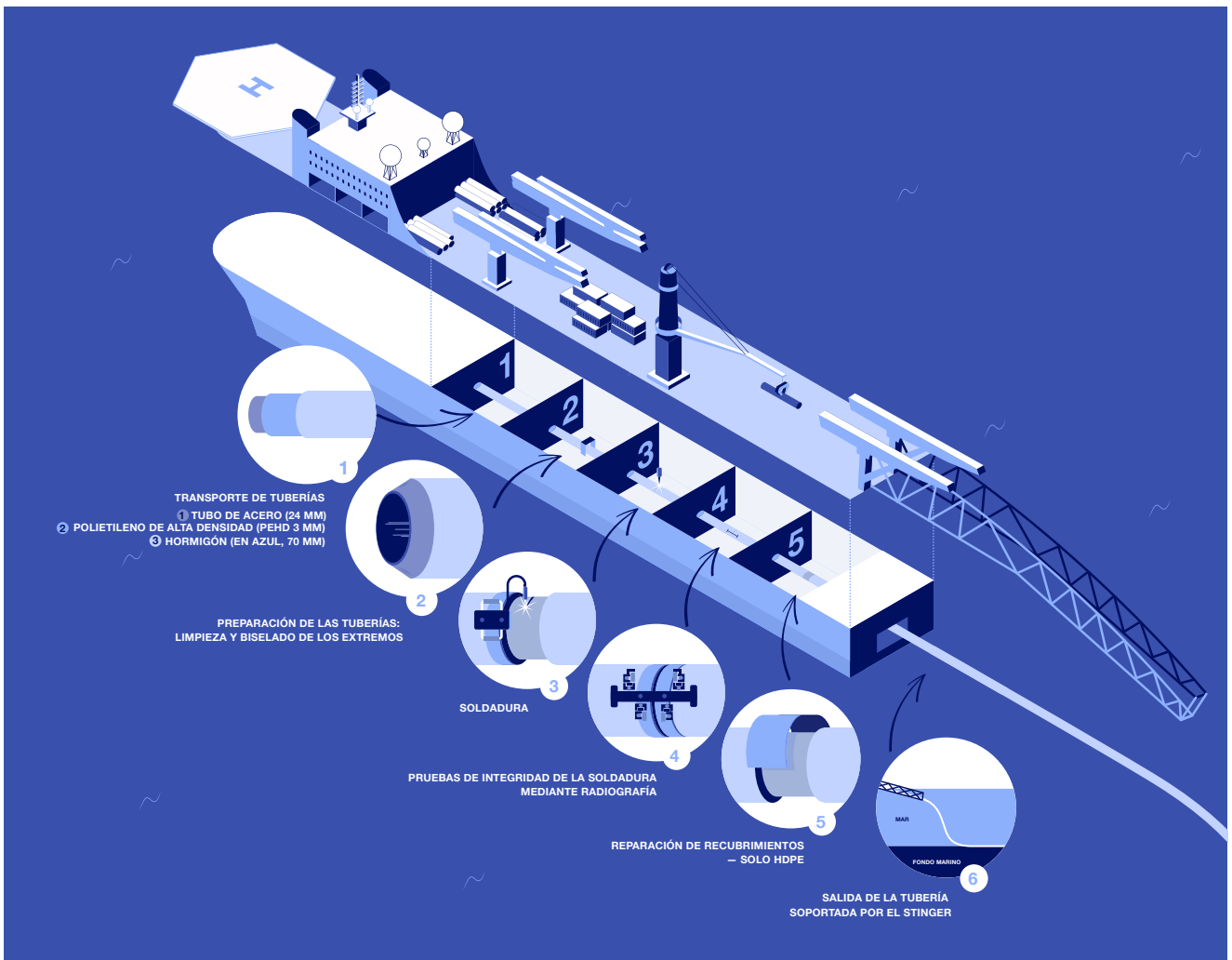
Desde la plataforma logística (ubicación por determinar), los buques transportadores de tuberías abastecerán periódicamente al buque de tendido a medida que este avanza.

En el buque de tendido se llevarán a cabo varias operaciones sucesivas, con el objetivo final de ensamblar una serie de tubos en un ducto continuo y hermético. El siguiente diagrama ilustra estas operaciones.

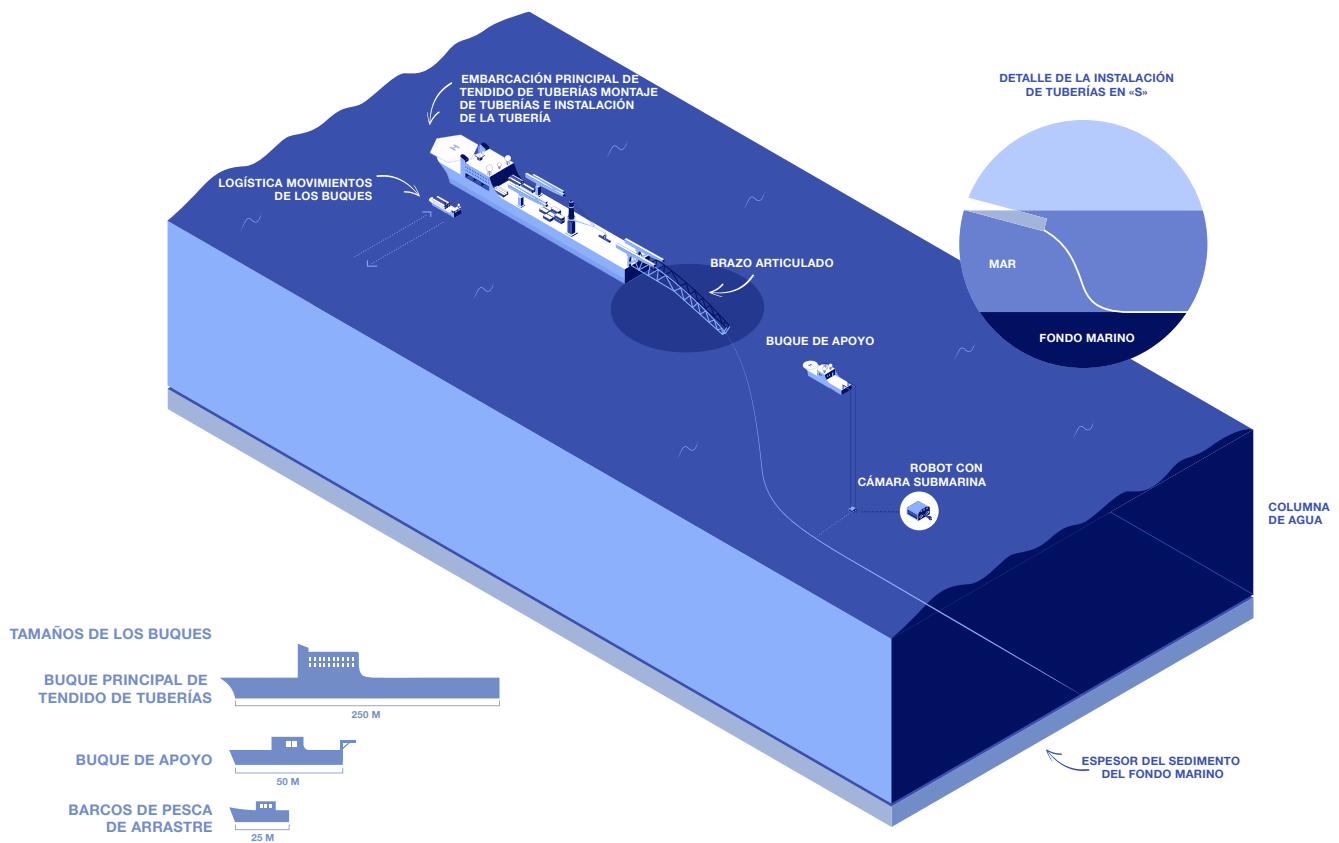
El ducto se sumerge gradualmente en el agua mediante un *stinger* (estructura de soporte curvada situada en la popa del buque de tendido) que lo sostiene durante las fases iniciales de inmersión. Lastrado

por su revestimiento de hormigón, se asienta posteriormente sobre el lecho marino. El buque de tendido es guiado por GPS para seguir la ruta seleccionada. Su precisión es de aproximadamente dos metros. Bajo el agua, un vehículo con cámara teledirigido, desplegado desde el buque de apoyo, supervisa la correcta instalación del ducto.

La construcción avanzará a un ritmo medio de 2 km al día, lo que corresponde a unos 200 días consecutivos de trabajo (sin contar con posibles retrasos debidos a las condiciones meteorológicas).



Una vez que el buque de tendido de tuberías ha finalizado sus operaciones, se lleva a cabo una segunda pasada con un buque de enterramiento. Este buque remolca un sistema de arado que se utiliza para excavar una zanja en la que se introduce el ducto (excavación de zanjas; véase la ilustración de la página siguiente). A continuación, las corrientes marinas cubrirán gradualmente el ducto. En determinados tramos, puede ser conveniente acelerar este proceso natural de recubrimiento; en tal caso, se lleva a cabo una tercera pasada para cubrir el ducto con material excavado.

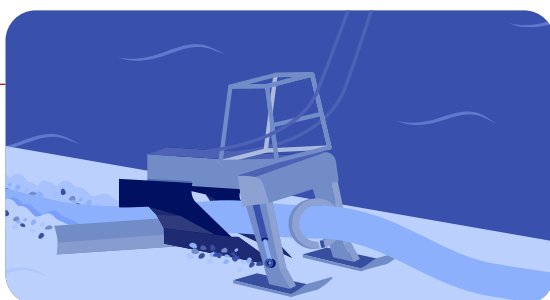
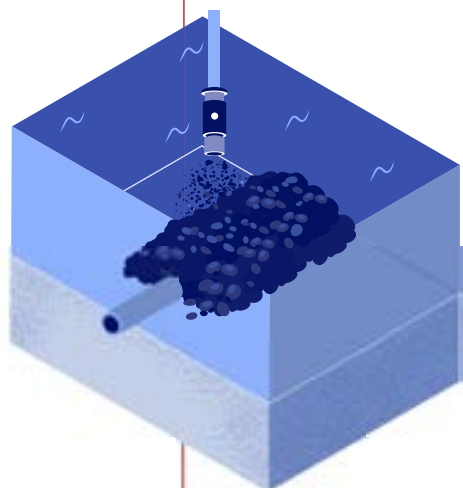


>> INSTALACIÓN DEL TUBERÍA: UN FACTOR CLAVE EN LA SELECCIÓN DEL TRAZADO

Los suelos arenosos o arcillosos son especialmente adecuados para el soterramiento. Esta opción técnica permite una plena coexistencia con otros usos. Se requiere un mínimo de 2 m de sedimentos sueltos para soterrar el ducto con 1 m de cobertura.

En algunos casos, no es posible disponer de un espesor suficiente de sedimentos blandos o evitar afloramientos rocosos. Se prevé que esta situación se dé especialmente en España. Cuando sea necesario, el ducto podrá protegerse colocando rocas (*rock dumping*) o, cuando no haya valor añadido (zonas sin riesgo específico identificado), simplemente tendiéndolo sobre el lecho marino.

BarMar considera que el enterramiento es la mejor técnica disponible, lo que tiende a orientar la selección del trazado hacia fondos marinos arenosos y arcillosos.

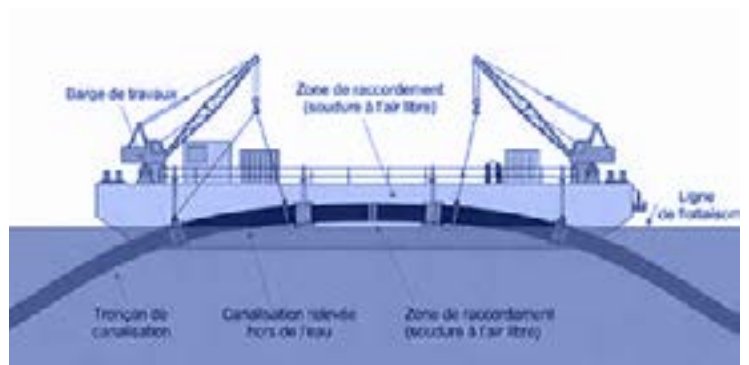


Soterramiento del ducto

Obras en aguas poco profundas

En el golfo de Fos y sus inmediaciones, la instalación de los ductos sigue el mismo principio de soldadura y ensamblaje de las tuberías en superficie antes de su inmersión. Sin embargo, a estas profundidades **no es posible utilizar un buque de tendido de tuberías** debido a su tamaño y calado (aproximadamente 20-25 m). En su lugar, se utilizarán barcazas.

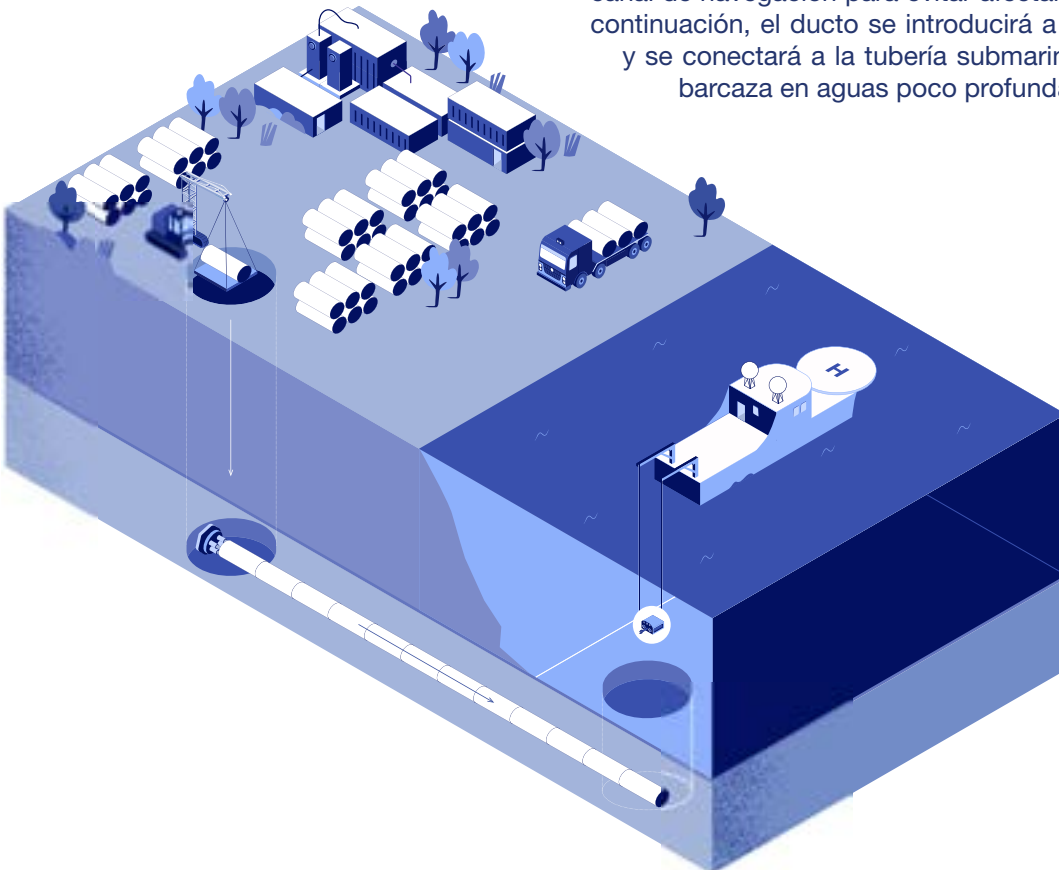
En la interfaz entre las aguas profundas y la zona costera, es necesario conectar los dos tramos del ducto. Para ello, se llevan sus extremos a la superficie para su soldadura (véase el ejemplo de la página siguiente).



Obras de llegada a tierra

El punto de llegada a tierra se refiere a la zona donde el **ducto pasa del mar a tierra**. Esta transición requiere actuaciones específicas para abordar consideraciones medioambientales y humanas, en particular para evitar interferencias y garantizar la seguridad del tráfico marítimo.

En el proyecto BarMar, la técnica elegida consiste en construir un microtúnel desde tierra, que pase por debajo del canal de navegación para evitar afectar al tráfico marítimo. A continuación, el ducto se introducirá a través del microtúnel y se conectará a la tubería submarina instalada mediante barcaza en aguas poco profundas.



Condiciones de funcionamiento

Las modalidades de operación concretas aún están por definir, a la espera de decisiones técnicas finales. Sin embargo, ya se conocen algunos aspectos:

Se garantizará la **supervisión continua** de la tubería con diversos métodos.

También se llevarán a cabo **inspecciones periódicas**:

- Se pasarán por la tubería pistones de inspección equipados con instrumentos para detectar cualquier deterioro.
- Se realizarán inspecciones por vídeo utilizando robots submarinos que se desplazarán por encima del ducto para garantizar que este permanezca debidamente protegido.

Las operaciones de mantenimiento correctivo en tuberías submarinas son muy poco frecuentes. En caso necesario, estas operaciones de reparación se llevan a cabo mediante vehículos teledirigidos (ROV) a las profundidades del proyecto.

En casos extremos de averías graves, también es posible la sustitución de un tramo del ducto.

>> HIDRÓGENO: ¿QUÉ MEDIDAS DE GESTIÓN DE RIESGOS SE APLICARÁN?

El hidrógeno se utiliza ampliamente en la industria desde principios del siglo XX. **Su transporte por tuberías está bien consolidado: ya existen aproximadamente 1.600 km de redes de hidrógeno a alta presión en Europa.**

Solo puede inflamarse en presencia de aire y de una fuente de ignición, lo que requiere un alto nivel de vigilancia.

El proyecto incluirá una evaluación de riesgos para analizar posibles escenarios de incidentes. Esto permitirá definir medidas para mitigar los riesgos en el diseño de las tuberías (espesor del acero, revestimiento de hormigón, profundidad de enterramiento, etc.) y durante la supervisión operativa.

Con estas medidas implementadas, la probabilidad de que se produzca un incidente es insignificante.



Vista aérea de la zona de llegada a tierra



PUNTOS CLAVE...

- BarMar consta de una estación de compresión en Barcelona, un ducto de aproximadamente 400 km y una estación receptora en Fos-sur-Mer.
- Los tres componentes están ampliamente consolidados en el sector del transporte de gas natural.
- En los puntos de llegada a tierra, en el golfo de Fos y en el puerto de Barcelona, se construirá un microtúnel.
- Los trabajos en alta mar se llevarán a cabo principalmente mediante un buque tendedor de tuberías. Dado que se trata de una operación que avanza a unos 2 km al día, las restricciones de navegación en una zona concreta tendrán una duración limitada.
- Durante la operación, el ducto estará sujeto a una supervisión continua.
- El mantenimiento submarino es posible gracias a sistemas robóticos submarinos.

SOLUCIONES ALTERNATIVAS CONSIDERADAS Y DESCARTADAS

Construcción de un ducto terrestre

Como alternativa, podría haberse considerado un ducto terrestre con la misma función que el ducto submarino BarMar, también entre Barcelona y Fos-sur-Mer, ambos identificados como nodos clave de las redes española y francesa. En este escenario, el ducto se habría construido en Cataluña, atravesando los Pirineos orientales, y continuaría posteriormente por las regiones de Occitania y Provenza-Alpes-Costa Azul (PACA).

¿Por qué se descartó esta opción?

La opción de instalar un ducto terrestre a través de los Pirineos ya fue analizada en el pasado. Las evaluaciones medioambientales realizadas pusieron de manifiesto una elevada complejidad ambiental y paisajística, especialmente en el macizo de los Albères, caracterizado por amplias zonas forestales de alto valor en términos de biodiversidad y por la presencia de paisajes considerados emblemáticos.

Los impactos asociados a un ducto terrestre y a uno submarino presentan diferencias significativas. En el caso de la infraestructura terrestre, la servidumbre de no forestación impide, por ejemplo, la replantación de árboles de gran porte directamente sobre el trazado del ducto. En el entorno marino no existe una restricción equivalente, lo que implica que la mayoría de los posibles impactos tengan carácter temporal.

Desde el punto de vista social, un ducto terrestre atravesaría cientos de propiedades privadas, mientras que en el Mediterráneo la infraestructura se desarrolla íntegramente en dominio público. Asimismo, los procedimientos administrativos asociados a la opción terrestre requerirían plazos más prolongados.

Aunque el coste de construcción de un ducto terrestre es inferior al de uno submarino, la elevada densidad de condicionantes llevó a los Estados socios a optar por una ruta marítima.

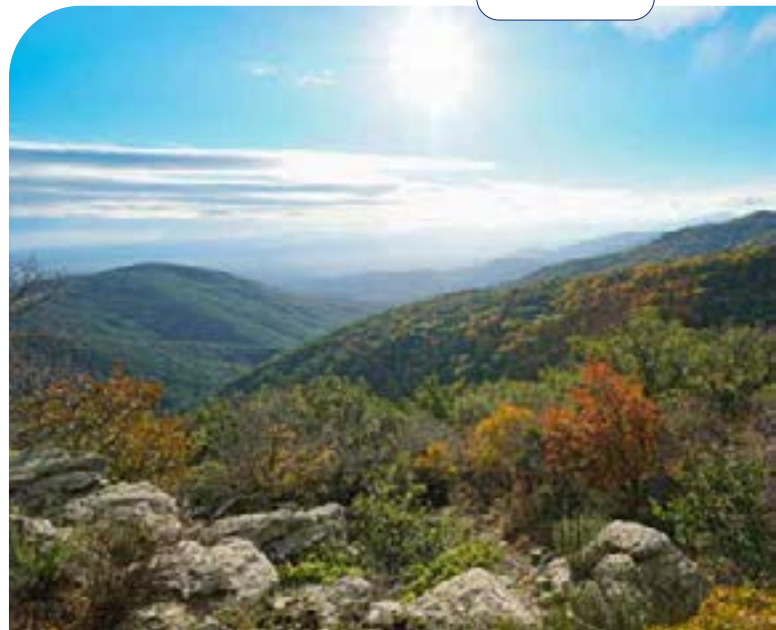
>> ¿SE PODRÍAN CONECTAR ESPAÑA Y FRANCIA A TRAVÉS DE LOS PIRINEOS OCCIDENTALES?

Dada la dirección de los flujos, orientados principalmente hacia Alemania, y los usos industriales previstos en Fos-sur-Mer, con posterior transporte a través del valle del Ródano, el corredor H2med se ha identificado como la opción prioritaria.

En el suroeste de Francia, Teréga está desarrollando el proyecto HySow, que también ha sido reconocido como proyecto de interés común por la Comisión Europea. La puesta en marcha de una interconexión de hidrógeno entre España y Francia por el oeste tendría lugar a partir de 2040, tal y como se prevé en el plan de desarrollo europeo elaborado por Teréga, NaTran y Enagás.

MÁS INFORMACIÓN:

<https://www.h2inframap.eu/>



La cordillera de los Albères, en los Pirineos españoles

Transporte de hidrógeno por barco

El transporte de hidrógeno por barco consiste en producir hidrógeno en una zona determinada — en este caso, la Península Ibérica— y trasladarlo posteriormente por vía marítima hasta los puntos de consumo. Dado que el hidrógeno es un gas muy ligero y de baja densidad, debe someterse a un proceso de transformación para permitir un transporte eficiente.

Existen dos soluciones principales: licuar el hidrógeno a muy baja temperatura ($-253\text{ }^{\circ}\text{C}$) o transformarlo en otra forma química, generalmente amoníaco, para posteriormente reconvertirlo en hidrógeno en el destino final. Estos procesos permiten su almacenamiento y transporte a bordo de buques especialmente diseñados para este fin.

¿Existen proyectos de este tipo?

El primer buque de transporte de hidrógeno, el Suiso Frontier, se construyó en 2021 en Japón, con una capacidad de tan solo 1.250 m^3 . En enero de 2026, Suiso Energy anunció el encargo de un nuevo buque con una capacidad de 40.000 m^3 , lo que equivale a unas 2.830 toneladas. En Europa, los proyectos están mucho menos avanzados y tienden a centrarse en el uso de hidrógeno licuado para la propulsión. La única excepción es el proyecto piloto HyShip en Noruega, cuyo objetivo es demostrar la viabilidad del transporte de hidrógeno por barco.

El transporte de amoníaco está experimentando actualmente un desarrollo industrial, por ejemplo en Namibia, que aspira a posicionarse como un importante productor de hidrógeno. En Francia, Elengy está desarrollando el proyecto Medhyterra. Este consiste en reconvertir parte del emplazamiento de la terminal de GNL de Fos Tonkin, operada por Elengy, en una terminal de importación de amoníaco con bajas emisiones de carbono, con una capacidad de 200.000 toneladas al año. Sin embargo, este proyecto prevé el uso directo del amoníaco en la industria, en lugar de como vector para la producción de hidrógeno.

¿Por qué se descartó esta solución?

Por diversas razones, el transporte de hidrógeno licuado no parece ser una tecnología madura y adecuada. La viabilidad industrial de mantener el hidrógeno a $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ sigue siendo incierta y aún no se ha demostrado. Se necesitarían alrededor de 700 entregas al año en buques de 40.000 m^3 para alcanzar los volúmenes que BarMar podría transportar. Desde el punto de vista de la huella de carbono, este enfoque también plantea muchas dudas: la licuefacción consume grandes cantidades de energía, al igual que el transporte marítimo, mientras que la principal ventaja del hidrógeno renovable radica en la reducción de las emisiones de CO_2 .

El transporte de amoníaco está más consolidado, pero no aborda exactamente los mismos retos, a menos que se reconvierta en hidrógeno a su llegada, lo que aumenta considerablemente su huella de carbono.

Transporte de electricidad para la producción local de hidrógeno

En lugar de transportar hidrógeno a las zonas de consumo, ¿no sería más adecuado transportar la electricidad producida a partir de fuentes descarbonizadas a las principales zonas de consumo y producir allí el hidrógeno necesario?

Aunque la electricidad es muy difícil de almacenar, puede transmitirse, incluso a largas distancias, a través de conexiones de muy alta tensión.

¿Por qué se descartó esta opción?

La electricidad plantea un reto en materia de almacenamiento y, por lo tanto, da lugar a una generación intermitente cuando se produce a partir de fuentes renovables. En consecuencia, no es posible garantizar la fiabilidad del suministro de forma constante. Por el contrario, la producción de hidrógeno en las proximidades de las fuentes de electricidad renovables permite gestionar la intermitencia de forma más eficaz y garantizar una mayor flexibilidad, evitando así la congestión de la red eléctrica (véase el capítulo 2).

En cuanto a los costes, el informe «Global Hydrogen Review 2024» compara los costes del transporte por ducto y mediante enlaces marítimos de corriente continua de alta tensión (en este caso, la electricidad necesaria para producir un kilogramo de hidrógeno).

El informe destaca que los costes del transporte de electricidad son considerablemente más elevados. La diferencia es aún mayor cuando se trata de grandes volúmenes, como es el caso de los flujos de España a Francia: para una cantidad equivalente de energía, el transporte de electricidad resultaría más caro que el de gas.

El impacto medioambiental sería al menos igual de elevado en el caso del trazado submarino (las obras son de naturaleza similar) y probablemente mucho mayor en el caso del trazado terrestre, con un amplio corredor de impacto sobre la biodiversidad y los paisajes.

Por último, Europa ha optado por una red continental de ductos. Por lo tanto, hay razones de peso para dar prioridad a este modo de transporte desde la Península Ibérica.

En resumen...	Ducto BarMar	Ducto terrestre	Transporte de hidrógeno por barco	Transmisión de electricidad (terrestre)	Transmisión de electricidad (submarina)
Viabilidad técnica	+	+	--	++	-
Impacto climático	++	++	-	++	++
Impacto en la biodiversidad	-	--	+	--	--
Impacto paisajístico	~	-	~	--	~
Impacto humano (uso del suelo, salud)	++	-	+	--	++
Capacidad y fiabilidad del suministro	+	+	--	~	~
Coste	Alto	De medio a alto	Desconocido	Alto	Muy alto

5. ¿A QUÉ RETOS se enfrenta el área de estudio?

En esta sección, se describirá cada tema en función de la situación actual, seguido de un recuadro dividido en dos partes en el que se presentan los posibles impactos y, a continuación, las medidas de prevención y mitigación

CUESTIONES MEDIOAMBIENTALES: SITUACIÓN ACTUAL E IMPACTOS POTENCIALES

Calidad del agua: situación actual

El estado ecológico y químico de las masas de agua costeras se evalúa según criterios normalizados, que incluyen, en particular, parámetros biológicos, físico-químicos e hidromorfológicos.

En la zona española, la mayoría de las masas de agua costeras naturales presentan un estado ecológico que cumple los objetivos reglamentarios.

En la zona de Barcelona, las masas de agua

costeras se clasifican como «muy modificadas», debido a las infraestructuras portuarias y al uso urbano e industrial. En este contexto, su estado ecológico se califica de moderado, de acuerdo con los métodos de evaluación aplicables a este tipo de masas de agua.

En la parte francesa de la zona de estudio, todas las masas de agua costeras presentan un buen estado biológico y químico, aunque se ha detectado la presencia de tributilestaño al este del golfo de Fos.

¿Cuáles son los aspectos clave que deben supervisarse en relación con el proyecto?

LOS POSIBLES EFECTOS DEL PROYECTO SOBRE LA CALIDAD DEL AGUA SE RELACIONAN PRINCIPALMENTE CON LA FASE DE CONSTRUCCIÓN.

Las obras en alta mar pueden provocar la resuspensión temporal de los sedimentos del lecho marino, lo que puede dar lugar a la formación de plumas de turbidez. Este aumento localizado de la turbidez puede alterar temporalmente ciertas características fisicoquímicas de la columna de agua, en particular a través de un enriquecimiento localizado en nutrientes.

En caso de que se movilizaran sedimentos contaminados, la dispersión de los contaminantes podría afectar localmente a los compartimentos biológicos, en particular a través de la transferencia dentro de la cadena alimentaria.

Con el fin de caracterizar y anticipar estos fenómenos, se llevarán a cabo estudios de dispersión de sedimentos, combinados con análisis fisicoquímicos de los sedimentos marinos a lo largo del trazado. Estos estudios permitirán evaluar la extensión espacial y temporal de las plumas de turbidez y, potencialmente, identificar las zonas que requieran medidas específicas.

En caso necesario, podrán aplicarse medidas de contención y limitación de sedimentos, en particular cerca de zonas en las que se hayan identificado sensibilidades medioambientales.

Se considera que **los efectos previstos sobre la calidad del agua serán localizados y de duración limitada**, dada la naturaleza progresiva de las obras, con un avance de la instalación de la tubería a un ritmo de entre 2 y 3 kilómetros al día.

Los posibles efectos sobre la temperatura del agua, especialmente en la zona de Barcelona, serán objeto de modelos específicos.

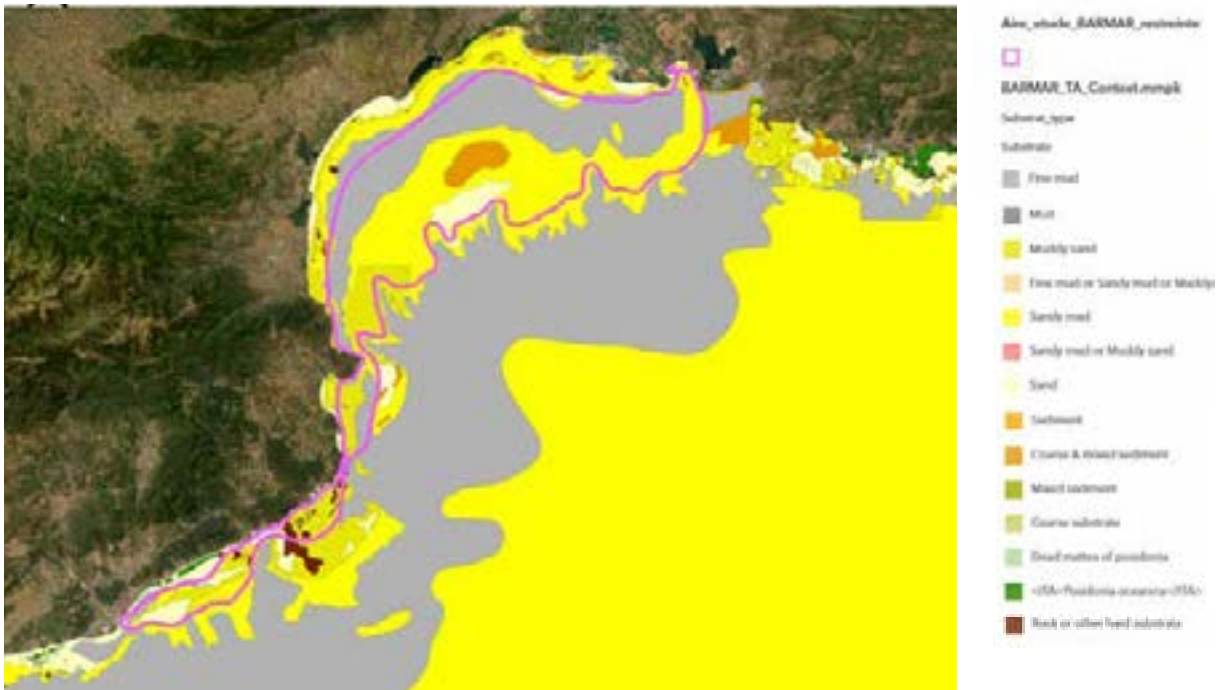
Las hipótesis operativas iniciales indican que el hidrógeno transportado tiene una temperatura máxima de unos 47 °C a la salida de las instalaciones, que disminuye rápidamente a lo largo de la tubería.

En la profundidad considerada (aproximadamente 1 metro por debajo del lecho marino), los intercambios térmicos con el entorno circundante tienen un impacto térmico insignificante, por lo que no se prevé ningún deterioro de la calidad del agua.

Sedimentación – estado actual

La zona está dominada por sedimentos no consolidados (principalmente lodo y arena limosa), con un predominio de sedimentos mixtos en el puerto de Barcelona y en la parte norte del Cap de Creus. Hay zonas rocosas en varios lugares de la zona española (Malgrat de Mar, Blanes, Tossa de Mar, Tamariu, Begur y la parte norte del Cap de Creus).

La plataforma continental francesa es más ancha que la española. Varios cañones submarinos atraviesan la plataforma continental en ambos países.



¿Cuáles son los puntos clave que hay que supervisar en relación con el proyecto?

Los posibles efectos del proyecto sobre la sedimentación se asocian principalmente a la fase de construcción, en relación con los trabajos de enterramiento y protección del ducto.

En zonas con sustratos blandos donde el soterramiento sea técnicamente viable, las obras pueden dar lugar a la formación temporal de microrelieve positivo o negativo en la superficie del lecho marino. En este contexto, **se espera que el lecho marino muestre su resiliencia natural**, lo que permitirá un retorno gradual a la morfología inicial sin necesidad de medidas correctivas específicas.

Además, se considera que los efectos previstos sobre la sedimentación son **localizados y temporales**, dada la progresión continua de las obras, estimada en 2 a 3 kilómetros al día.

Cuando el soterramiento no sea viable (por ejemplo, en entornos rocosos), la protección de la tubería puede requerir la colocación de rocas. Estas estructuras provocan una modificación localizada de las características del lecho marino mediante la introducción de un sustrato duro. Estas configuraciones se evitarán siempre que sea posible. Cuando no sea posible evitarlas, se aplicarán medidas específicas, como la creación de pendientes suaves, con el fin de limitar la alteración de los procesos sedimentarios.

Hábitats sensibles – situación actual

Varios hábitats marinos presentes en la zona de estudio son reconocidos por su sensibilidad ecológica.

Entre estos hábitats se incluyen, en particular, determinados fondos marinos fangosos, afloramientos rocosos y praderas de *Posidonia oceanica*. También están presentes praderas de *Cymodocea nodosa*, principalmente en bancos arenosos poco profundos que se encuentran permanentemente sumergidos.

En determinadas zonas del sector español pueden encontrarse hábitats de maërl. Además, los hábitats bentónicos (asociados al lecho marino) de la plataforma continental desempeñan un papel estructurante para muchas especies marinas, especialmente como zonas de alimentación, reproducción o refugio.

Por último, se han identificado comunidades de corales de agua fría en cañones submarinos, especialmente en el Cap de Creus y en el cañón Lacaze-Duthiers.



¿Cuáles son los puntos clave que hay que supervisar en relación con el proyecto?

Los posibles impactos más significativos sobre los hábitats sensibles están limitados a la fase de construcción.

Con el fin de limitar estos impactos, se llevarán a cabo **estudios preliminares detallados y ajustes precisos del trazado (microtrazado)**, lo que permitirá evitar en la medida de lo posible las zonas de alto valor ecológico. La instalación del ducto se diseñará para evitar cualquier impacto directo sobre las praderas de zostera marina.

También pueden producirse impactos indirectos derivados de la acumulación de sedimentos resuspendidos. A este respecto, **los estudios de dispersión de sedimentos permitirán identificar las zonas potencialmente afectadas**, y se podrán aplicar medidas de retención de sedimentos si fuera necesario.

Durante la fase operativa, puede producirse un «efecto arrecife» en los tramos del ducto que no estén enterrados (donde los nuevos sustratos favorecen la colonización de especies procedentes de otros hábitats). **Se ha previsto el seguimiento de las comunidades bentónicas asociadas a estos nuevos sustratos duros**, con el fin de evaluar su desarrollo y diferenciación en comparación con los hábitats naturales circundantes.

Aves marinas: situación actual

El área de estudio alberga una importante diversidad de aves marinas, incluidas especies residentes, reproductoras y migratorias, algunas de las cuales son objeto de preocupaciones de conservación reconocidas a nivel regional o mediterráneo.

En el golfo de León, varias especies pelágicas (que habitan en la columna de agua) están presentes durante todo el año, entre ellas la pardela balear, la pardela de Yelkouan, el paíño común y el cormorán moñudo, así como diversas especies de gaviotas y charranes. Algunas especies crían en las islas de Marsella, como la pardela de Scopoli y la pardela de Yelkouan.

La zona constituye también un importante corredor migratorio, con una mayor presencia en alta mar durante los periodos de migración. Durante el invierno, ciertas especies

se concentran en el golfo de León, donde se observan principalmente durante sus actividades de alimentación en el mar.

En Cataluña, las aves marinas son especialmente abundantes en el golfo de Roses y cerca del delta del Llobregat, al sur del puerto de Barcelona. La gaviota de Audouin cría, en particular, en el muelle este del puerto de Barcelona.

Los archipiélagos de las islas de Marsella y los sistemas lagunares que se extienden desde el Étang de Berre hasta el complejo lagunar de Canet-Saint-Nazaire son importantes zonas de cría para la avifauna marina mediterránea. Aunque se encuentran fuera del corredor, se estudiarán las posibles interacciones de estas zonas con el proyecto.



¿Cuáles son los puntos clave que hay que supervisar en relación con el proyecto?

Los posibles impactos del proyecto sobre las aves marinas se limitan fundamentalmente a la fase de construcción.

Las obras en alta mar pueden provocar una alteración temporal de las zonas de distribución y alimentación, especialmente debido al aumento local de la turbidez y a los cambios temporales en la disponibilidad de recursos tróficos.

En las zonas costeras, las obras también pueden generar molestias acústicas que podrían afectar temporalmente a las zonas de descanso o de nidificación.

Estos impactos se verán limitados por la breve duración de las obras, la aplicación de medidas para preservar la calidad del agua y la organización adecuada de las operaciones en las zonas más sensibles.

Las zonas de llegada del tubo se encuentran en entornos portuarios e industriales, donde las aves marinas ya están expuestas a una presencia humana habitual. **No se prevé ningún impacto significativo durante la fase operativa**, ya que las instalaciones no provocan modificaciones duraderas de los hábitats ni alteran los ciclos biológicos de las especies afectadas.

Fauna acuática – situación actual

El mar Mediterráneo se caracteriza por una gran biodiversidad marina, con alrededor de 650 especies de peces registradas, entre las que se incluyen casi 80 especies de elasmobranquios (tiburones y rayas). La riqueza de especies es especialmente elevada en las zonas costeras del Mediterráneo occidental.

El mar de Cataluña es una importante zona de desove para varias especies pelágicas, entre las que destaca la anchoa, cuyo pico de desove se observa entre junio y julio, especialmente cerca del Cap de Creus. Entre las especies observadas con frecuencia también se encuentran la sardina, la sardinela, la caballa, el jurel y el atún rojo del Atlántico.

En la plataforma continental catalana están presentes varias especies de elasmobranquios, algunas de las cuales desempeñan un importante papel funcional, como la raya estrellada y el tiburón gato moteado.

En el golfo de León, se estima que la riqueza de especies supera las 350 especies de peces. Esta zona constituye tanto una zona de cría como una importante zona de desove, tanto para especies pelágicas (anchoa, sardina, atún) como para especies bentónicas y demersales (merluza, lenguado, salmonete, rubio). La plataforma continental reviste especial importancia para la merluza, el jurel y la cigala. En el estuario del Ródano se encuentra una zona de desove local de la anchoa.

El golfo de León también actúa como corredor migratorio para ciertas especies, como la anguila europea. Allí también se observan varias especies de elasmobranquios con un estado de conservación desfavorable, entre ellas la raya común, el tiburón ángel, el tiburón peregrino y el tiburón azul.

Se han registrado cerca de 26 especies de cetáceos en el Mediterráneo. Ocho de ellas cuentan con poblaciones residentes que están parcialmente aisladas genéticamente, entre ellas el rorcual común, el delfín listado, el delfín mular, el delfín de Risso, el calderón de aleta larga, el zifio de Cuvier y el cachalote.

La tortuga boba es la especie de tortuga marina más asociada a la zona de estudio. El golfo de León es una importante zona de invernada y alimentación para juveniles y subadultos, mientras que la anidación a lo largo de las costas del Mediterráneo occidental ha ido aumentando desde principios de la década de 2010.

¿Cuáles son los puntos clave que hay que supervisar en relación con el proyecto?

Durante la fase de construcción, las obras pueden afectar temporalmente a la fauna acuática, en particular debido a la resuspensión de sedimentos, lo que puede modificar localmente la disponibilidad de recursos alimenticios y ciertas características físico-químicas de la columna de agua.

Las zonas de desove situadas en la plataforma continental pueden verse afectadas localmente. Además, el ruido y las vibraciones generadas por las operaciones de construcción, así como el aumento de la presencia de embarcaciones, pueden perturbar temporalmente a los cetáceos y las tortugas marinas y aumentar localmente el riesgo de colisión.

Se prevé que estos efectos sean **localizados y de corta duración**, debido al avance progresivo de las obras a lo largo del trazado. **No se prevé ningún impacto significativo durante la fase de operación.**

Con el fin de limitar los impactos, los buques de tendido de tuberías y de apoyo operarán a velocidad reducida, con un sistema de vigilancia

activa dedicado a la detección de cetáceos. En caso de que se identifique un riesgo de colisión, se llevarán a cabo maniobras de evasión.

En lo que respecta al ruido submarino durante la fase de obras, se aplicarán las buenas prácticas internacionales para la reducción del ruido asociado al transporte marítimo. Si los niveles de ruido medidos superaran los umbrales que podrían causar efectos auditivos temporales, **se aplicarían medidas de mitigación adicionales.** Las medidas destinadas a preservar la calidad del agua también contribuirán a la protección de los hábitats y las zonas de alimentación de peces, cetáceos y tortugas marinas.

Una vez instalado y en funcionamiento el ducto, el proyecto no generará ruido ni campos electromagnéticos. El calor procedente de la compresión del hidrógeno (alrededor de 47 °C) se disipará en los primeros metros del tramo subterráneo del ducto. **No se prevé ningún impacto en la temperatura del agua.**

También se supervisará el efecto sobre los arrecifes (véase «Hábitats sensibles»).

Áreas protegidas: situación actual

En la parte española, existen varias áreas marinas y costeras protegidas, entre las que se incluyen el Espacio Marino de la Costa Central Catalana, el Espacio Marino del Empordà, el Sistema de cañones submarinos occidentales del Golfo de León, el Litoral del Baix Empordà y el Parque Natural del Cap de Creus.

En la parte francesa de la zona de estudio, las principales localizaciones incluyen los delfines mulares del Golfo de León, la Camarga, los arrecifes de los cañones de Lacaze-Duthiers, Pruvot y Bourcart, el Parque Natural Marino del Golfo de León y la zona de Cap Béar-Cap Cerbère.

Las dos zonas de llegada a tierra se encuentran cerca de espacios protegidos: en Barcelona, se trata, en particular, del Espacio marino del Baix Llobregat-Garraf y del Delta del Llobregat. En Fos-sur-Mer, las zonas afectadas incluyen el Marais entre

¿Cuáles son los puntos clave que deben supervisarse en relación con el proyecto?

Las actividades relacionadas con el proyecto pueden interactuar con determinadas zonas protegidas, ya sea directamente o a través de efectos indirectos, especialmente durante la fase de construcción.

Se llevará a cabo una evaluación detallada de la presencia, la distribución y el estado de conservación de los hábitats sensibles dentro de las áreas protegidas en cuestión. Este análisis permitirá verificar la compatibilidad del proyecto con los objetivos de conservación definidos para estos sitios. Se aplicarán medidas específicas para preservar las zonas de alto valor ecológico y evitar cualquier deterioro significativo de los hábitats o de las especies de interés comunitario.

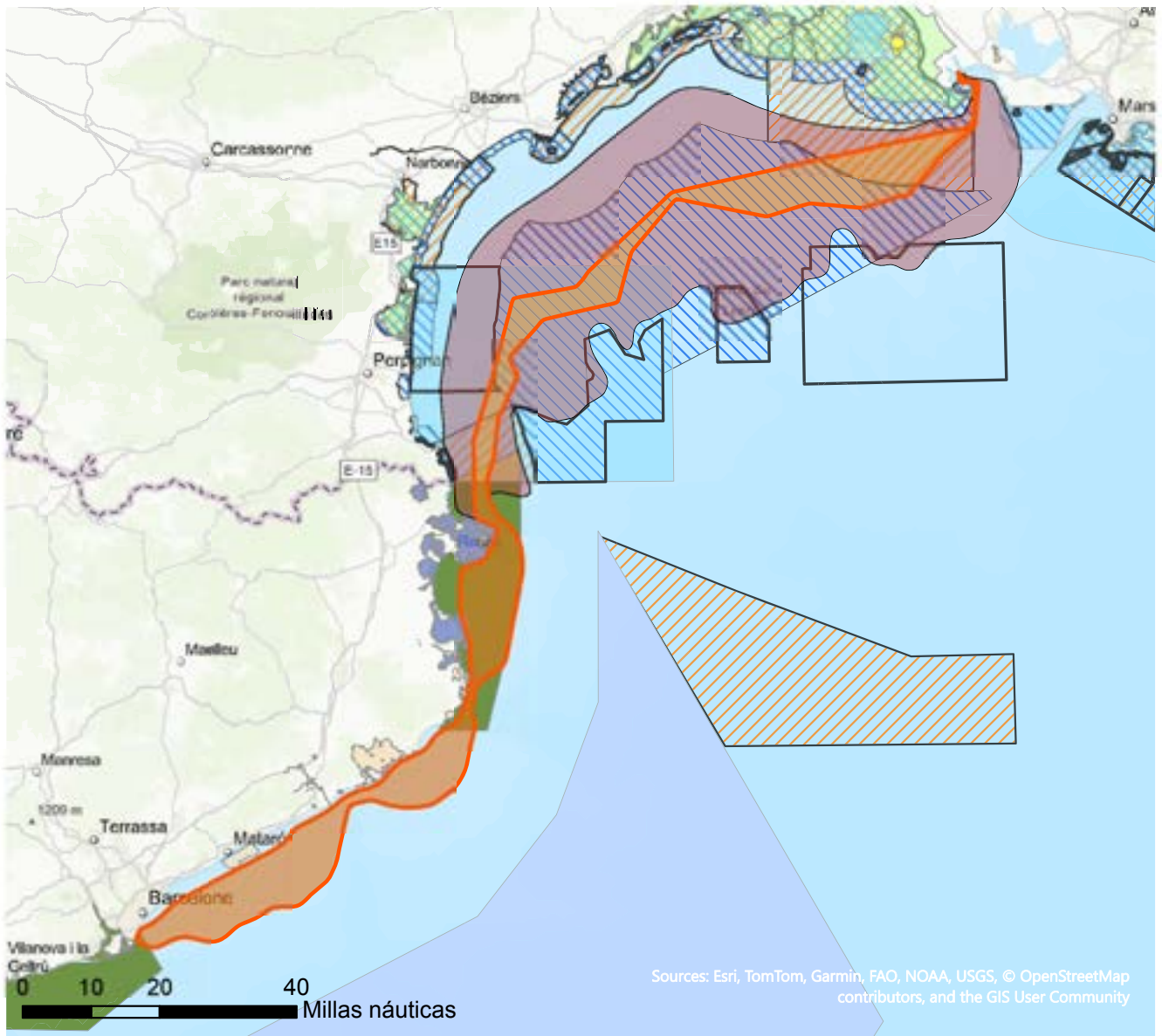
Se llevarán a cabo estudios específicos para cada una de las áreas protegidas en cuestión con el fin de garantizar que no se vea comprometida la integridad ecológica de estas áreas. Cuando proceda, estos estudios identificarán la necesidad de medidas de evitación, mitigación o, si fuera necesario, de compensación.



★ PUNTOS CLAVE...

- El diseño del proyecto tratará de evitar hábitats sensibles, ya que es la mejor manera de limitar el impacto ambiental global.
- Durante la construcción se aplicarán varias medidas de mitigación: reducción de la velocidad de navegación, maniobras de evitación. Con un avance de 2 a 3 km al día, estos efectos son en su mayoría temporales.
- Durante la fase operativa, el principal riesgo es una alteración de los procesos de sedimentación, generando un efecto de arrecife donde el ducto no está enterrado.

MAPA RESUMEN DE CUESTIONES MEDIOAMBIENTALES



- | | | | |
|---|--|---|---|
| Área de estudio restringida | ENPE – Espacios Naturales Protegidos (España) | SPAMI – Espacios de Importancia para el Mediterráneo (Mediterráneo) | Humedales de importancia internacional (sitios Ramsar) |
| Corredor | ZEC – Zonas de Conservación de Natura 2000 (internacional) | Zonas de protección estricta (MED) | Espacio Natura 2000 (Lugar de Importancia Comunitaria (LIC), Zona Especial de Conservación (ZEC)) |
| IBA – Área importante para las aves (España) | SPA – Aves de Natura 2000 (internacional) | Reserva Natural Regional (RNR) | Espacio Natura 2000 (Zona de Protección Especial (ZPE)) |
| PEIN – Plan de Espacios de Interés Natural (Cataluña) | | Área Marina Protegida (AMP) | |

CUESTIONES SOCIALES: SITUACIÓN ACTUAL E IMPACTOS POTENCIALES

Pesca

La pesca es una actividad económica y social clave en el área de estudio a lo largo de las costas española y francesa.

En la parte española, el área de estudio incluye once puertos pesqueros con lonjas, entre los que destacan Palamós y Blanes, que se encuentran entre los cinco puertos más importantes de Cataluña en términos de valor de ventas. En 2024, estos dos puertos registraron unos ingresos de entre 8,1 y 8,3 millones de euros. Las lonjas de Llançà, Roses, L'Escala y L'Estartit también contribuyen de manera significativa a la economía local.

La flota pesquera es especialmente numerosa en la parte norte de la zona de estudio, con más de 200 embarcaciones, con base principalmente en Palamós, Arenys de Mar, Blanes y Roses. Se compone sobre todo de embarcaciones de pesca artesanal, complementadas por arrastreros, cerqueros y palangreros. Los pescadores españoles también están autorizados a faenar en las aguas del golfo de León más allá del límite de las 12 millas náuticas. Los derechos históricos también les permiten pescar dentro de la zona de 6 a 12 millas náuticas hasta el cabo de Leucate.

En el Mediterráneo francés, la flota pesquera contaba con unas 1 340 embarcaciones en 2020, entre ellas 45 arrastreros. La actividad se concentra principalmente en la franja costera de tres millas náuticas, pero también se extiende más allá de esta zona (véase el mapa general de las zonas de pesca). En la zona de estudio hay cuatro lonjas: Port-la-Nouvelle, Agde, Sète y Le Grau-du-Roi. En 2024, el valor total de las ventas en estas lonjas y a través de ventas directas ascendió a aproximadamente 37 millones de euros.

El sector pesquero también se enfrenta a varios retos estructurales, entre los que se incluyen la competencia por el espacio marítimo, los cambios en las poblaciones de peces en el contexto del cambio climático y el envejecimiento tanto de la flota como de la mano de obra pesquera. En el Mediterráneo se utiliza una amplia variedad de métodos de pesca. Se distingue entre artes móviles (como la pesca de arrastre pelágico o de fondo) y artes fijas (como las redes fijas o las nasas). Cada técnica presenta consideraciones específicas que deben tenerse en cuenta durante el estudio, la construcción y la explotación del ducto.

¿Cuáles son los puntos clave que hay que supervisar en relación con el proyecto?

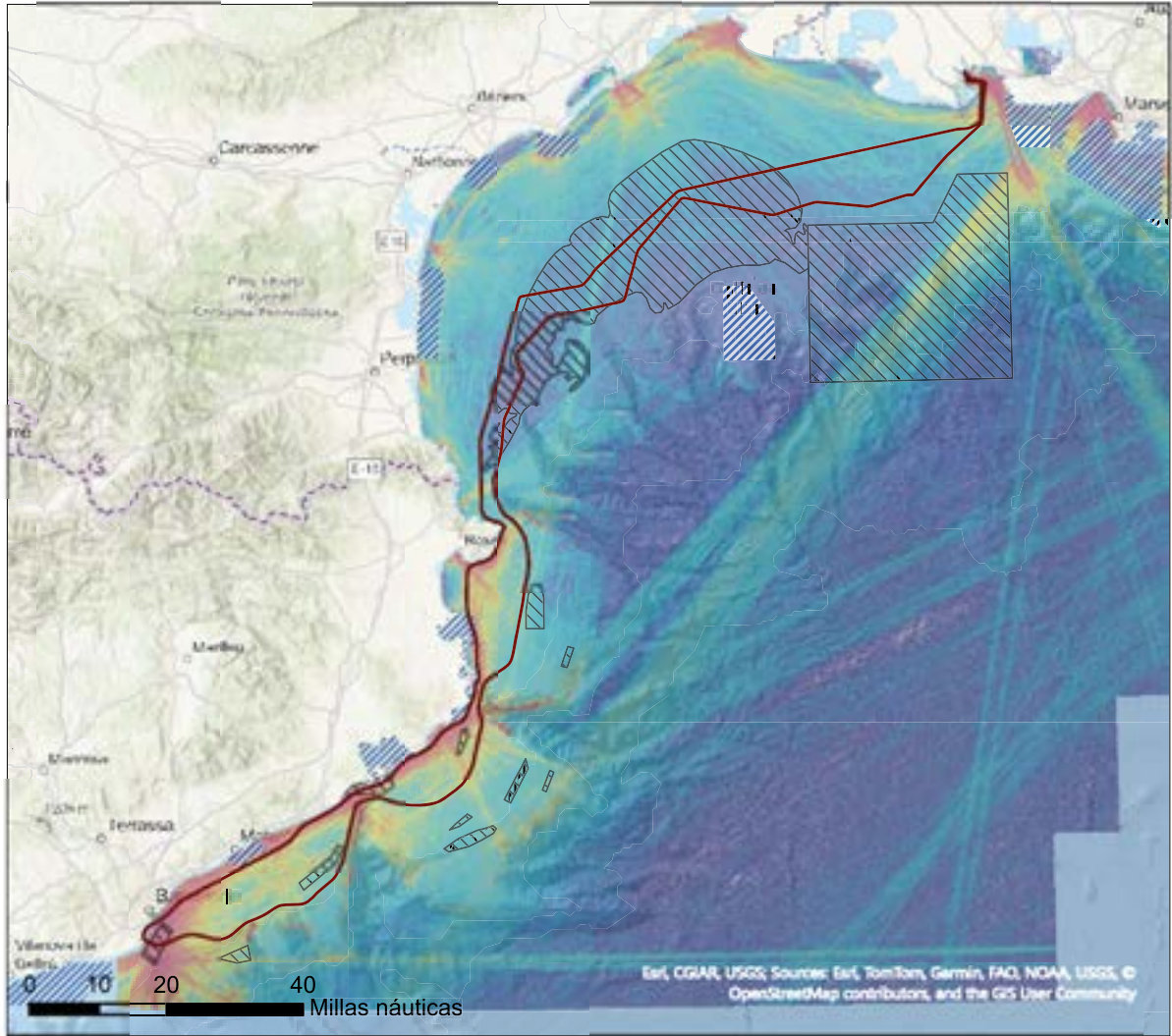
Los principales impactos potenciales del proyecto sobre la pesca están limitados a la fase de construcción.

Es posible que se introduzcan restricciones temporales de acceso en determinadas zonas y a lo largo de ciertas rutas marítimas, lo que obligará a los pescadores a adaptar sus prácticas. Estos ajustes pueden dar lugar a cambios en los caladeros o en las especies objetivo, o a un mayor consumo de combustible.

Estas situaciones se abordarán mediante **el diálogo y la consulta con las partes interesadas del sector pesquero**, con el fin de anticipar las limitaciones y limitar o, cuando proceda, compensar los impactos socioeconómicos.

Durante la fase operativa, el promotor del proyecto tiene como objetivo proteger el ducto mediante su soterramiento o la instalación de protecciones de roca siempre que sea factible y apropiado, teniendo en cuenta las limitaciones técnicas y las consideraciones medioambientales. **El objetivo de este enfoque es evitar cualquier restricción a largo plazo de las actividades pesqueras.**





Parques eólicos en alta mar

La producción de electricidad en alta mar es una cuestión clave emergente en la zona de estudio, tanto en el lado español como en el francés, en el marco de las estrategias nacionales y europeas de transición energética.

En España, en el marco de los planes de ordenación del espacio marítimo, aprobado por Real Decreto el 28 de febrero de 2023, identifica una zona cercana al golfo de Roses como de gran potencial para el desarrollo de la energía eólica marina. Varios proyectos de parques eólicos flotantes han iniciado procedimientos de evaluación ambiental previa, aunque los proyectos comerciales se encuentran todavía en una fase inicial. Actualmente, un proyecto piloto experimental está siendo sometido a evaluación ambiental y se conectará a la red eléctrica española a través de un cable submarino que cruzará el golfo de Roses.

En Francia, tras la puesta en marcha de los primeros parques eólicos marinos a lo largo de las costas del Atlántico y del Canal de la Mancha, el desarrollo de la energía eólica marina continúa en el Mediterráneo, centrándose en la tecnología flotante. Un parque piloto, Provence Grand Large, ya está en funcionamiento frente a Fos-sur-Mer; otros dos están a punto de completarse en Gruissan y Leucate.

Estos parques eólicos marinos se conectarán a la red eléctrica francesa mediante dos cables submarinos (compartidos en ambos casos por los proyectos AO06 y AO09), con RTE como gestor del proyecto. En diciembre de 2024, tras los estudios técnicos y medioambientales, se identificaron dos trazados con el menor impacto para estas conexiones. También se ha mantenido un amplio diálogo con las partes interesadas locales (en particular, a través del denominado proceso de consulta de Fontaine). Aún no se dispone de estudios de definición de trazados para las conexiones a la red en otras zonas de desarrollo eólico marino. El trazado general de las conexiones terrestres y marinas es actualmente objeto de nuevos estudios, con vistas a su presentación y sometimiento a una consulta pública a finales de 2026.

¿Cuáles son los aspectos clave que hay que supervisar en relación con el proyecto?

Las posibles interacciones entre el proyecto BarMar y las infraestructuras de generación de electricidad en alta mar se limitan principalmente a las fases de diseño y construcción.

Los cruces entre el ducto y los cables eléctricos submarinos existentes o previstos son una práctica habitual, siempre que se lleven a cabo utilizando métodos adecuados, como el relleno de rocas o medidas de protección específicas.

Por el contrario, el trazado del ducto a través de zonas destinadas al desarrollo eólico marino presenta importantes limitaciones, especialmente en lo que respecta a la operación y el mantenimiento de ambos tipos de infraestructuras. En vista de ello, **el trazado de BarMar se ha diseñado para evitar estrictamente las zonas de desarrollo eólico marino**, en consulta con las autoridades pertinentes.



Instalación de aerogeneradores en Port-la-Nouvelle

Cables de telecomunicaciones

El área de estudio es una zona estratégica para las redes de telecomunicaciones submarinas, especialmente en las zonas de Barcelona y Marsella.

La región de Barcelona ha sido históricamente un punto de llegada de cables que conectan la España peninsular con las Islas Baleares, así como con otros países mediterráneos. Además, está experimentando un rápido crecimiento de la infraestructura digital, con la creación de nuevos centros de datos y la llegada de varios cables internacionales de fibra óptica.

Marsella ya figura entre los diez principales centros de telecomunicaciones del mundo. La ciudad sirve de puerta de entrada a Europa para numerosos cables que conectan África, Oriente Medio y Asia. Hay varios proyectos importantes en funcionamiento, en fase de despliegue o en fase de estudio: Blue, Medusa, PeaceMed, 2Africa y Medloop (5). Por el contrario, algunos cables más antiguos, en particular los de Canet-en-Roussillon o Fos-sur-Mer, están llegando al final de su vida útil.

¿Cuáles son los puntos clave que hay que supervisar en relación con el proyecto?

Durante la fase de construcción del ducto, existe un riesgo potencial de interacción con los cables de telecomunicaciones existentes.

Para evitar cualquier daño a la integridad de estas infraestructuras, se identificarán con precisión todos los cables presentes antes del inicio de las obras. Se celebrarán acuerdos de cruce con los operadores pertinentes y se aplicarán medidas de protección específicas.

La zona de Barcelona es especialmente sensible debido a la elevada densidad de cables.

Los cruces con cables de telecomunicaciones se realizan de la misma manera que con los cables eléctricos. **Se trata de una práctica habitual cuando se lleva a cabo utilizando métodos adecuados, como la instalación de protecciones contra el impacto de rocas o medidas de protección específicas.**

En Francia, la llegada del ducto al este de la mayoría de los cables existentes reduce significativamente el riesgo de interferencias.

Transporte marítimo

El transporte marítimo es uno de los principales usos de la zona de estudio, con una elevada concentración de tráfico cerca de los principales puertos.

En el lado español, hay numerosos puertos de recreo, pesqueros y comerciales. Los puertos de Barcelona y Palamós gestionan la mayor parte del tráfico comercial, mientras que Barcelona también acoge una importante actividad de cruceros a escala mediterránea.

La densidad de navegación es especialmente elevada cerca de la costa, sobre todo en la zona que rodea el puerto de Barcelona.

En el lado francés, la zona incluye tres puertos importantes: Marsella-Fos, Port-la-Nouvelle y Sète. El puerto de Marsella-Fos desempeña un papel estratégico en el tráfico de mercancías y es un importante centro industrial comprometido con la transición energética, especialmente en lo que respecta al hidrógeno. El proyecto BarMar se ubica en la zona de acceso al puerto de Fos-sur-Mer.

En general, la densidad de buques es mucho mayor cerca de la costa que en alta mar, especialmente cerca del puerto de Barcelona.

¿Cuáles son los aspectos clave que hay que vigilar en relación con el proyecto?

Durante la fase de construcción pueden producirse interrupciones temporales del tráfico marítimo, especialmente durante los trabajos de instalación en Barcelona y en el punto de llegada a tierra en Fos-sur-Mer.

La presencia de buques de construcción, equipos especializados y buzos puede restringir temporalmente el acceso de determinados buques a los puertos afectados.

Se establecerá una zona de seguridad de 500 metros alrededor de las áreas de trabajo, prohibiendo el acceso a los buques que no participen en las operaciones. Estas medidas pueden provocar un aumento temporal de los tiempos de maniobra y una reorganización de los flujos de tráfico portuario.

Estos efectos tendrán una duración estrictamente limitada y estarán sujetos a una estrecha coordinación con las autoridades portuarias para garantizar la seguridad de la navegación y la continuidad de las operaciones.

Actividades de ocio y turismo

Las actividades de ocio y turismo náutico desempeñan un papel importante en la zona de estudio, especialmente a lo largo de la costa catalana y del litoral mediterráneo francés.

La Costa Brava es un importante destino turístico que se caracteriza por una gran densidad de puertos deportivos y actividades acuáticas. En la parte francesa, los numerosos puertos certificados reflejan la importancia de la navegación de recreo y la calidad de los servicios asociados.

Las actividades son muy variadas e incluyen la navegación de recreo, los deportes acuáticos motorizados y no motorizados, así como el buceo, gracias a la riqueza de los hábitats marinos.

¿Cuáles son los puntos clave que hay que supervisar en relación con el proyecto?

La fase de construcción puede provocar una interrupción temporal de las actividades de ocio debido al establecimiento de zonas de seguridad alrededor de las áreas de trabajo.

Estas restricciones de acceso serán limitadas tanto en el espacio como en el tiempo, dada la progresión continua de las obras. Pueden ser más perceptibles en las zonas en las que el ducto se aproxima a la costa, especialmente debido a la presencia de cañones submarinos.

Se llevará a cabo una coordinación con los agentes del sector turístico y del ocio para anticipar las limitaciones y minimizar los impactos en el número de visitantes y en las actividades.



PUNTOS CLAVE...

- Las actividades pesqueras estarán sujetas a restricciones de acceso temporales de corta duración durante la fase de construcción.
- Se están desarrollando varios parques eólicos marinos, especialmente en Francia. Se ha descartado el trazado del ducto a través de una zona de desarrollo por motivos de mantenimiento. Sin embargo, los cruces entre las conexiones eléctricas y el ducto no plantean limitaciones importantes.
- Barcelona y Fos-Marsella son puertos importantes. Al evitar los canales de navegación y las zonas de fondeo se eliminan las restricciones de navegación. Se prevé que estas solo se apliquen durante determinadas fases excepcionales de la construcción.

CUESTIONES INDUSTRIALES Y TÉCNICAS

Implicaciones industriales de la fabricación de tuberías

La fabricación de las tuberías del ducto será el principal reto industrial al que se enfrentará el proyecto. Se necesitará una planificación previa exhaustiva para producir cerca de 33.000 tuberías (aproximadamente 300 000 toneladas de acero y cerca de 200 000 toneladas de hormigón), y es posible que intervengan varios proveedores. **La producción de tuberías está sujeta a normas internacionales para garantizar el máximo nivel de fiabilidad.**

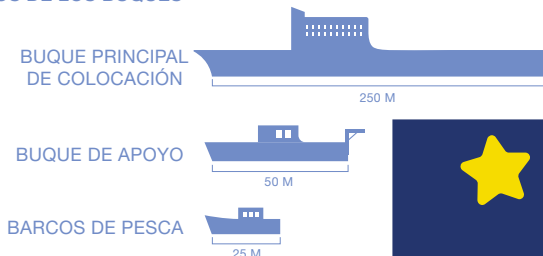
En esta fase, aún no se ha determinado el lugar de fabricación de las tuberías. Sin embargo, es probable que sea en Europa, dada la presencia de los principales actores del mercado en el continente. La fabricación de las tuberías será una de las principales partidas de gasto del proyecto BarMar. La selección de proveedores se basará en varios criterios, entre ellos la fiabilidad de la cadena de suministro.

El transporte de las tuberías hasta la plataforma logística también supone un gran reto. Dadas las cantidades de que se trata, es poco probable que se utilice el transporte por carretera; se prevé que se opte por soluciones ferroviarias, marítimas y/o por vías navegables interiores. Se prevé que este proceso se prolongue durante aproximadamente seis meses.

Logística de construcción de BarMar

La construcción del ducto requerirá el despliegue simultáneo de varios buques (véase el capítulo 4), algunos de los cuales podrían proceder de flotas locales francesas y españolas:

TAMAÑOS DE LOS BUQUES



Ejemplo de un buque de tendido de tuberías

- 1 buque principal de tendido de tuberías: dedicado al montaje y tendido de tuberías; se trata de un buque de gran tamaño. En todo el mundo hay algo más de cien, operados por menos de diez empresas.
- 1 buque de apoyo, encargado de supervisar las operaciones y, en particular, de guiar los equipos teledirigidos;
- barcasas de tendido de tuberías en las zonas costeras cercanas a Barcelona y Fos-sur-Mer;
- buques transportadores de tubos que hacen la naveta entre la plataforma logística y el buque de tendido de tubos para abastecerlo de tubos;
- buques de logística para prestar apoyo a la tripulación;
- buques de vigilancia que patrullan alrededor de las zonas de trabajo para prevenir riesgos de navegación.



PUNTOS CLAVE...

- La fabricación de tuberías y la instalación de ductos son actividades altamente especializadas que solo pueden llevar a cabo un número limitado de actores industriales europeos y mundiales.
- La fase de construcción requerirá un importante apoyo logístico, por lo que se tiene previsto recurrir a la economía local (seguridad, transporte de tuberías, etc.).
- Las implicaciones industriales concretas solo se conocerán una vez que se hayan seleccionado los contratistas.

ANÁLISIS DEL CICLO DE VIDA DE BARMAR (HUELLA DE CARBONO)

En 2025, BarMar encargó a las consultoras de ingeniería Egis y Tecnoambiente la realización de una evaluación de la huella de carbono del proyecto. Finalizada en febrero de 2026, se resume a continuación.

Cabe señalar que, en lo que respecta a las fuentes de emisión, el análisis se llevó a cabo basándose en el estado actual del proyecto. Por lo tanto, fue necesario realizar ciertas hipótesis, por ejemplo, en relación con el origen del acero y las tasas de fuga. En general, se adoptaron hipótesis conservadoras (es decir, desfavorables).

Los mecanismos de reducción se basan en el uso de la capacidad nominal del ducto de dos millones de toneladas de hidrógeno renovable al año, en sustitución de fuentes de energía basadas en el carbono.

Deben tenerse en cuenta dos elementos metodológicos clave.

- En lo que respecta a las emisiones, el análisis se llevó a cabo basándose en el estado actual del proyecto. Por lo tanto, fue necesario formular ciertas hipótesis, por ejemplo, en relación con el origen del acero y las tasas de fuga. En general, se adoptaron hipótesis conservadoras.
- En cuanto a la reducción, los beneficios se evaluaron a escala del corredor H2med, que es la que da sentido al proyecto y permite una evaluación realista de la huella de carbono.

Nota: A lo largo del análisis, la unidad de referencia es la tonelada de CO₂e equivalente (t CO₂e).

¿Qué fuentes de emisión y mecanismos de reducción se han tenido en cuenta?

Fuentes de emisión	Medidas de reducción de emisiones
<p>Las fuentes de emisión se analizan a lo largo de todo el ciclo de vida: diseño, construcción (fabricación y transporte de materiales), explotación y desmantelamiento.</p> <p>La fase de construcción representa dos tercios de la huella de carbono del proyecto. La principal fuente de emisiones durante esta fase es la producción de acero para el ducto, con más de 1.000.000 t de CO₂e emitidas.</p> <p>La fase operativa representa casi un tercio de las emisiones totales, con unas 600.000 t de CO₂e a lo largo de la vida útil de la infraestructura (40 años).</p>	<p>Los mecanismos de evitación se basan en la sustitución de los combustibles fósiles (hidrógeno gris, coque, gas natural, combustible de aviación) por hidrógeno verde en la industria (productos químicos, refinería, siderurgia, etc.) y el transporte (en particular, la aviación).</p> <p>Las emisiones evitadas gracias a esta sustitución se estiman en varios escenarios de uso del hidrógeno verde.</p> <p>Las cantidades de hidrógeno transportadas por BarMar se han incorporado progresivamente a la evaluación para reflejar el desarrollo gradual del mercado.</p>

¿CUÁL ES LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO?

El estudio sigue un enfoque de **Análisis del Ciclo de Vida** (ACV) a lo largo de un periodo de 40 años (2032-2072). Cumple con los marcos internacionales de contabilidad de carbono más ampliamente reconocidos.

Los cálculos se basan en bases de datos de **referencia nacionales oficiales** de Francia (metodología de huella de carbono de la ADEME), España (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) y el Reino Unido (DEFRA) para garantizar la fiabilidad de los factores de emisión de CO₂.

RESULTADOS

La siguiente tabla presenta la evaluación sujeta a las hipótesis más conservadoras:

	Valores (t CO ₂ e)
Emisiones totales del proyecto BarMar (diseño + construcción + explotación + desmantelamiento)	+ 2.249.720
Emisiones evitadas gracias a la sustitución de combustibles fósiles (escenario 2)	- 1 a 2 Millones
BALANCE RELATIVO DE EMISIONES A LO LARGO DE 40 AÑOS	- 1 a 2 Millones

Según las hipótesis expuestas anteriormente, la huella de carbono del proyecto BarMar parece muy favorable. Las emisiones del proyecto (principalmente procedentes de la construcción y la explotación) representan, por lo tanto, solo entre el 0,1% y el 0,2% de la reducción de emisiones de carbono que genera a lo largo de 40 años.



6. PERSPECTIVAS para la implementación de BarMar

CALENDARIO INDICATIVO Y ESTADO DEL PROYECTO

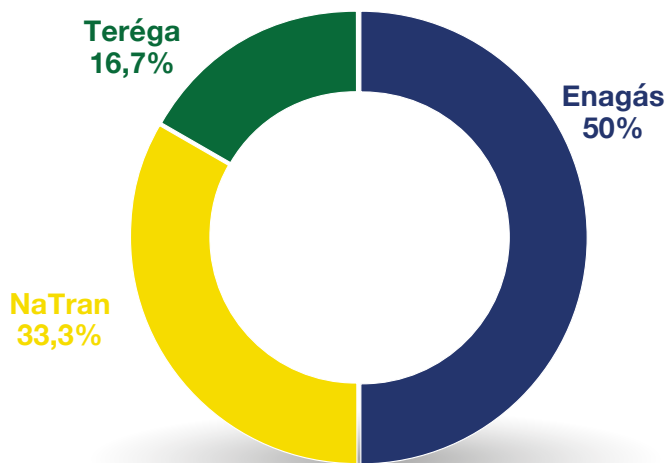
- **Diciembre de 2022:** Cumbre de Alicante, anuncio del proyecto H2med.
- **Enero 2024:** Designación de Enagás como gestor provisional de la red de transporte de hidrógeno por parte del Parlamento español.
- **Abril 2024:** Inclusión del proyecto en la lista definitiva de Proyectos de Interés Común (PCI): PCI 9.1.4 – Interconector de hidrógeno España-Francia (H2med BarMar).
- **Julio 2024:** Autorización del Consejo de Ministros español a Enagás para desarrollar PCIs.
- **2024-2027:** Campañas de prospección en alta mar.
- **Enero 2025:** Concesión de fondos CEF para las fases de estudio.
- **Junio 2025:** Constitución de la sociedad del proyecto BarMar y firma del acuerdo de accionistas.
- **Septiembre 2025:** H2med, reconocido como «flagship project» por Francia y Alemania.
- **2025-2026:** Estudios ambientales de referencia y evaluaciones de impacto en España y Francia.
- **Abril-julio 2026:** Proceso de participación pública en España y Francia.
- **Mediados 2026:** Lanzamiento del diseño de ingeniería front-end (FEED).
- **2027-2028:** Solicitudes de permisos e información pública.
- **2028:** Solicitud para la fase de construcción al mecanismo de financiación CEF-E.
- **2029:** Decisión final de inversión (FID).
- **2029-2032:** Construcción y puesta en marcha.

CUESTIONES ECONÓMICAS DEL PROYECTO

¿Cuál es el coste estimado del proyecto?

El coste del proyecto BarMar se estima en aproximadamente **2.100 millones de euros**, desglosados de la siguiente manera: un tercio para equipos (tuberías, compresores, etc.), un tercio para obras de construcción (en tierra y en alta mar) y un tercio para otros conceptos (ingeniería, estudios marítimos, gestión del proyecto, etc.). Esta estimación se precisará tras la realización de estudios destinados a definir con mayor detalle el trazado y la metodología de construcción.

Los costes de operación estarán relacionados con el gasto energético (para la estación de compresión), los costes de personal y diversos impuestos.



¿Cómo se financiaría el proyecto?

Enagás, NaTran y Teréga son los tres accionistas de BarMar SAS, con la siguiente estructura accionarial.

La sociedad del proyecto fue constituida el 3 de julio de 2025 por los tres accionistas. El operador alemán OGE tiene la condición de socio asociado.

En enero de 2025, la Unión Europea concedió una **subvención de 28,3 millones de euros a BarMar** para financiar el 50% de los estudios de ingeniería, incluidas las campañas de prospección marina y medioambiental. Esta subvención se concedió en el marco de la convocatoria «Connecting Europe Facility (CEF) Energy 2024», que apoya todo el corredor H2med.

La condición de «proyecto de interés común» abre además la posibilidad de obtener financiación europea para la construcción del proyecto. Aún se desconocen el importe y las modalidades de asignación de esta financiación. Podría adoptar la forma de una subvención directa, un préstamo del Banco Europeo de Inversiones o una combinación de ambos. En la actualidad, la normativa europea permite una ayuda de hasta el 50% de la inversión total.

Esta financiación europea complementaría los fondos aportados por los tres accionistas.



Cofinanciado por
la Unión Europea

¿Cuál sería el modelo económico de BarMar?

CUATRO PARTES INTERESADAS

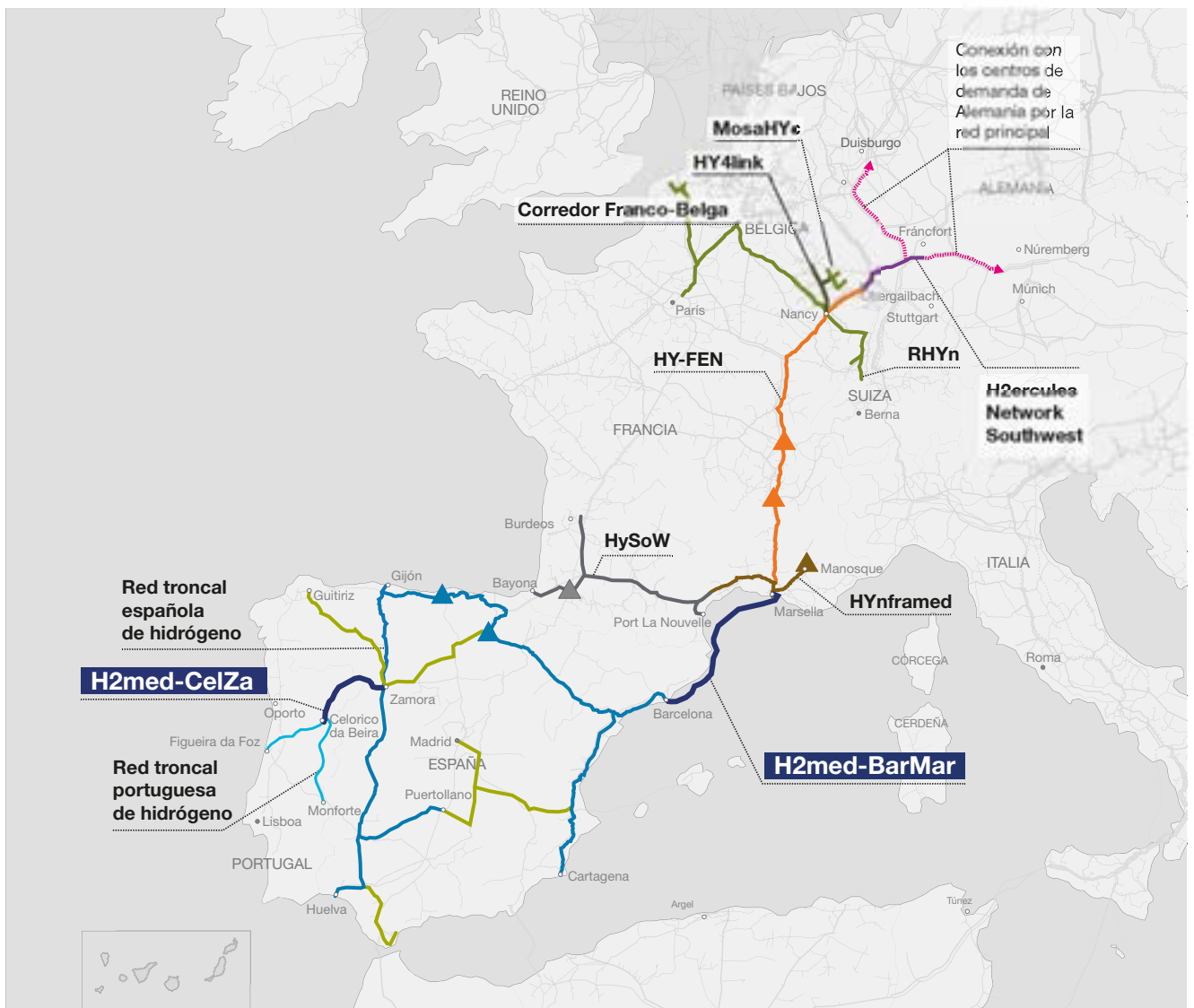
1. Operadores de redes de transporte de hidrógeno (HTNO);
2. Clientes conectados a la red de transporte:
 - Usuarios finales, generalmente instalaciones industriales que consumen hidrógeno para sus procesos de producción
 - Productores
3. Los transportistas compran hidrógeno a los productores, pagan tarifas de transporte a los HTNO y venden el hidrógeno a los usuarios finales;
4. Autoridades reguladoras de las infraestructuras de gas y electricidad, y futuros reguladores de las terminales de transporte, almacenamiento e importación/exportación de hidrógeno. En Francia, se trata de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), y en España, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Medidas de protección específicas para un mercado emergente

El seguimiento continuo del mercado es esencial, y más aún en un mercado emergente como el del hidrógeno renovable. Esto implicará realizar un seguimiento continuo, con una precisión cada vez mayor, del equilibrio entre la oferta y la demanda de hidrógeno renovable en las regiones conectadas por H2med.

En concreto, este seguimiento podría adoptar la forma de una nueva CFI previa a la decisión final de inversión. A diferencia de la convocatoria publicada a finales de 2024, esta tendrá carácter vinculante (y contractual) en lo que respecta a la reserva de capacidad de transporte.

La inversión solo se pondrá en marcha una vez que exista suficiente certeza de que se transportarán los volúmenes adecuados.



El corredor H2med y las redes nacionales de transporte de hidrógeno

¿Cuál sería el impacto económico de BarMar?

La principal contribución económica de BarMar se sitúa a escala europea. El proyecto supondría un importante activo para sectores como el químico, el siderúrgico, el de los combustibles bajos en carbono y el de los fertilizantes, que en conjunto dan empleo a decenas de miles de personas. Por lo tanto, podría generar un valor significativo para la economía, especialmente en las regiones industriales (en Alemania, Francia y España), a través de los diversos proyectos de interés común que estarán conectados a BarMar, como HY-FEN. Dada la intensa competencia internacional en todos los sectores industriales, proporcionar a las empresas hidrógeno descarbonizado, abundante y asequible es un factor clave para mantener la competitividad. La transición gradual de los procesos industriales hacia el hidrógeno renovable hará que los usuarios estén menos expuestos a las fluctuaciones en los precios de las materias primas (gas, petróleo) y a los aumentos previstos en el precio del CO₂. El reconocimiento de BarMar como proyecto de interés común demuestra que la Unión Europea ha evaluado positivamente su relación coste-beneficio.

En Francia, España y Alemania, las redes de infraestructura de hidrógeno y las interconexiones internacionales estimularán múltiples sectores de las economías nacionales y es probable **que generen nuevas oportunidades de negocio con un impacto económico positivo significativo:**

- Condiciones favorables para el desarrollo industrial y tecnológico, que fomentarán en los tres países la creación de una industria del hidrógeno y el surgimiento de un ecosistema empresarial innovador en torno a la producción de hidrógeno renovable y sus usos.
- Impulso al crecimiento y la competitividad regionales.

A nivel más local, el proyecto generará valor añadido, empleo y beneficios económicos; sin embargo, en esta fase resulta difícil cuantificarlos. El promotor del proyecto contratará a empresas internacionales, que a su vez contratarán a empresas nacionales y locales para apoyar la ejecución del proyecto.



PUNTOS CLAVE...

- La puesta en marcha del proyecto está prevista para 2032.
- En esta fase, su coste se ha estimado en 2.100 millones de euros.
- La financiación del proyecto se reparte entre Enagás (50%), NaTran (33,3%) y Teréga (16,7%). BarMar también se beneficia de financiación europea.
- Antes de la decisión final de inversión, el promotor del proyecto deberá haber obtenido todas las autorizaciones necesarias y haberse asegurado de que las condiciones del mercado son adecuadas en términos de producción y consumo de hidrógeno renovable en lo que sigue siendo un mercado emergente.
- Se prevé que el acceso comercial al ducto BarMar se rija por principios similares a los de las redes de gas natural y electricidad, en particular mediante una tarifa regulada fijada por las autoridades competentes.
- BarMar proporcionará hidrógeno renovable abundante y asequible, una ventaja clave para los sectores industriales que sustentan miles de puestos de trabajo en toda Europa.

CONEXIÓN DE BARMAR Y LAS REDES NACIONALES

Conexión con la red nacional española

El proyecto BarMar conecta la red nacional española de transporte de hidrógeno con la red francesa.

La red nacional española también fue seleccionada como Proyecto de Interés Común (**PCI 9.1.3. Red Troncal de Hidrógeno Española**) en la primera convocatoria de la Comisión Europea para proyectos de hidrógeno, en abril de 2024, y está liderada por Enagás.

Su objetivo es establecer una red nacional de ductos de hidrógeno, que permita conectar a los productores y consumidores industriales geográficamente dispersos. Esta red se extenderá a lo largo de aproximadamente 2.600 km, de los que unos 2.000 km serán ductos de nueva construcción. Consta de 5 ejes (Eje Vía de la Plata, Eje Cornisa Cantábrica, Eje Valle del Ebro, Eje Levante y Eje Transversal CLM), divididos en 15 tramos, que discurrirán por 13 comunidades autónomas de España.

La Agencia Ejecutiva Europea de Clima, Infraestructuras y Medio Ambiente (CINEA) de la Comisión Europea concedió, en enero de 2025, el 100% de los fondos Connecting Europe Facility (CEF) *Energy* solicitados por Enagás para la fase de estudios.

La puesta en servicio de esta red y de las tres estaciones de compresión asociadas está prevista para 2030.

Existe además un plan de expansión con 4 nuevos tramos que han sido presentados al Ten-Year Network Development Plan de 2026.

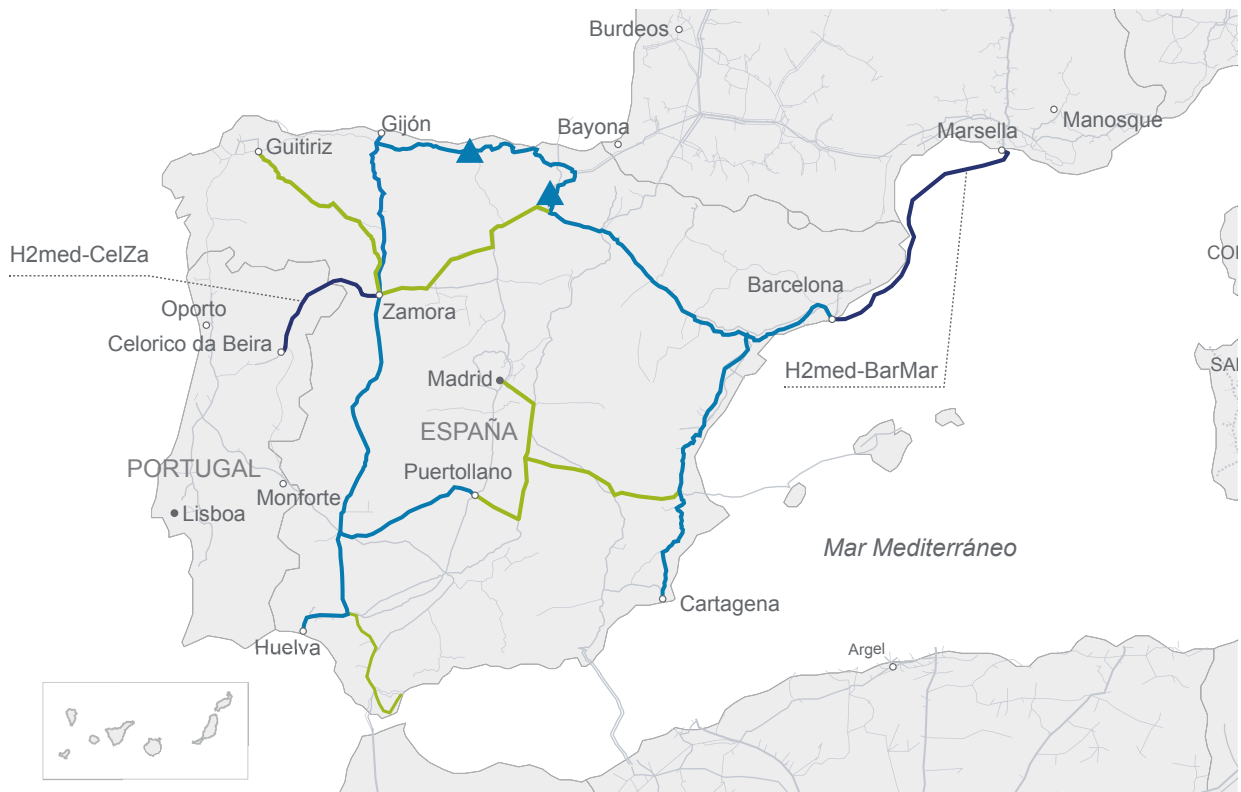
La Red Troncal de Hidrógeno Española sentará las bases para que el país se convierta en el primer *hub* de hidrógeno verde de la Unión Europea y contribuirá a alcanzar los objetivos de descarbonización. Esta infraestructura impulsará el crecimiento de una industria del hidrógeno renovable en España, garantizando que la producción de excedentes pueda exportarse a otros países de la Unión Europea a través de conexiones internacionales y contribuir así a la seguridad de suministro energético tanto en España como en Europa.

Actualmente, Enagás está llevando a cabo el Plan Conceptual de Participación Pública de este PCI en las 13 comunidades implicadas.

Enagás lidera también otros dos proyectos de hidrógeno en España que fueron designados PCIs por la Comisión Europea en la misma convocatoria de 2024: la interconexión con Portugal (**PCI 9.1.2. Interconector de Hidrógeno Portugal-España**), que junto a BarMar forman H2med, y el Almacenamiento North-1 (**PCI 9.24.1 Hydrogen Storage North-1**), una pieza clave para el funcionamiento de la red de hidrógeno y la seguridad de suministro. La compañía lanzó en 2025 los procesos de participación de sendos PCIs en los territorios implicados en España.

Más información sobre los PCPP de estos tres PCIs de hidrógeno en España:

www.infraestructurasdehidrogeno.es



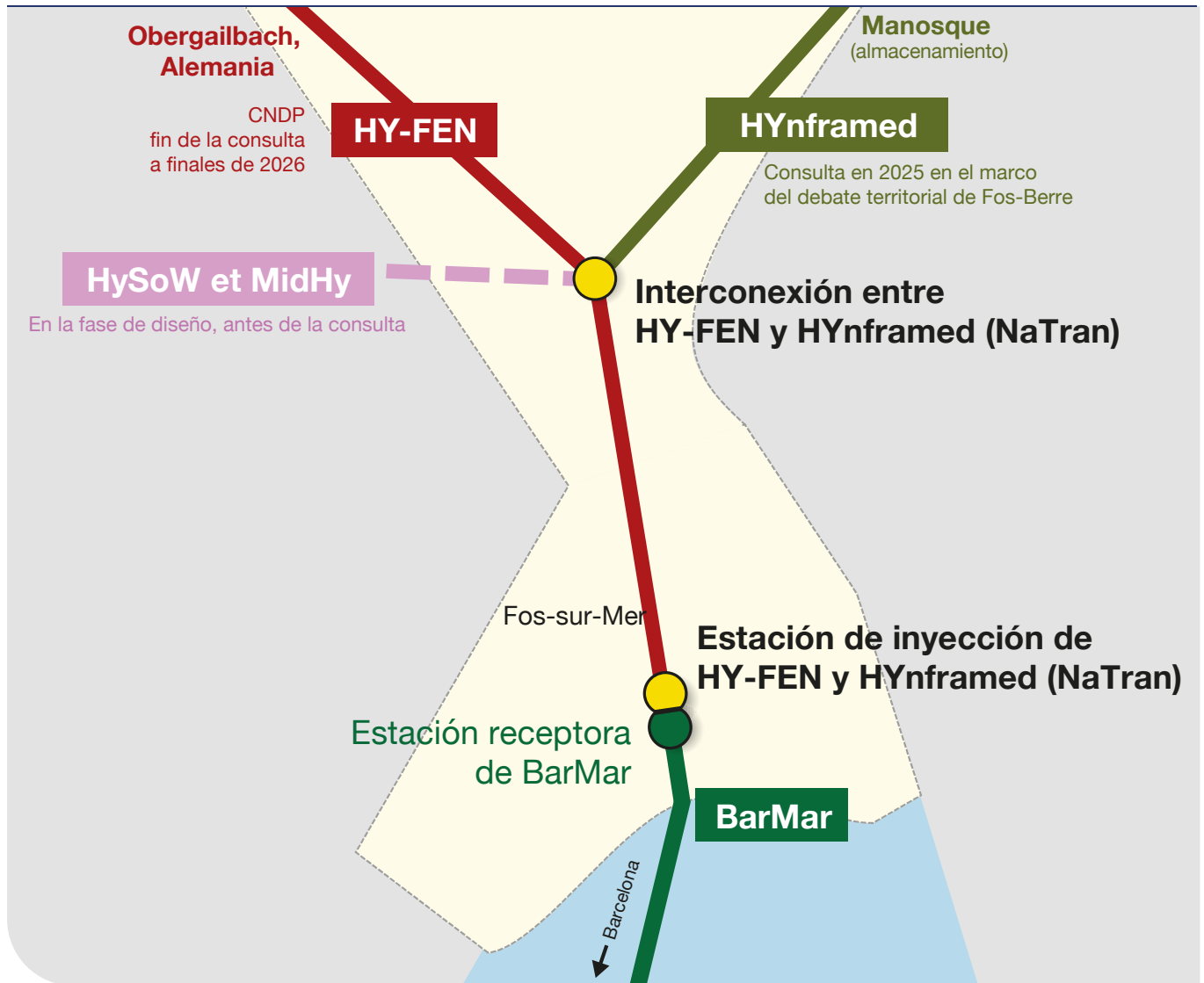
Conexión con la red nacional francesa

En Francia, la zona de Fos-sur-Mer será uno de los nodos de la red de transporte de hidrógeno, en consonancia con la estrategia nacional para el hidrógeno descarbonizado. Desde la estación de recepción de BarMar en Fos-sur-Mer, los ductos terrestres de los proyectos Hy-FEN y HYNframed, desarrollados por NaTran (véase el diagrama a continuación), se extenderán hacia el norte y hacia el este. Dado que tanto BarMar como Hy-FEN están interconectados con la red HYNframed, su

integración en esta se ha abordado de forma natural en el marco del debate público general «Fos Berre Provence, un futuro industrial en debate», lo que permite un enfoque territorial coherente y coordinado de las infraestructuras de hidrógeno en esta cuenca industrial estratégica.

Paralelamente, NaTran y Teréga también están considerando conectar el nodo de Fos-sur-Mer a la red de hidrógeno del suroeste de Francia a través de los proyectos MidHy y HySoW.

El proyecto HY-FEN	El proyecto HYNframed
<p>HY-FEN tiene como objetivo desarrollar una infraestructura de transporte de hidrógeno desde el sur de Francia hasta la frontera alemana, ampliando el proyecto BarMar y conectando la Península Ibérica, Francia y Alemania a través de ecosistemas locales de hidrógeno a lo largo de su recorrido por el valle del Ródano, incluyendo también importantes proyectos de almacenamiento de hidrógeno.</p> <p>HY-FEN figura en la lista de 2025 de Proyectos de Interés Común, junto con BarMar.</p> <p>El proyecto será objeto de una consulta pública previa bajo los auspicios de la CNDP en 2026.</p> <p>Más información sobre el proyecto Hy-FEN: https://www.natransgroupe.com/notre-transition-energetique/transport-hydrogene/hyfen</p>	<p>HYNframed es un proyecto de red de hidrógeno que abarca la región de Fos-sur-Mer, cerca de Marsella, y se extiende hasta Manosque. Conectará a productores y consumidores con las instalaciones de almacenamiento, garantizando así la seguridad del suministro para los numerosos usuarios industriales de la región.</p> <p>El proyecto está financiado en el marco del programa Francia 2030.</p> <p>Formó parte de los proyectos abordados en el debate público general sobre los proyectos de descarbonización y reindustrialización en la zona industrial del Golfo de Fos, el Étang de Berre y los territorios circundantes.</p> <p>Más información sobre el proyecto Hy-FEN: https://www.natransgroupe.com/notre-transition-energetique/transport-hydrogene/hynframed</p>
El proyecto MidHy	El proyecto HySoW
<p>El proyecto MidHy, liderado por NaTran, conectaría HySoW con el proyecto HY-FEN. Con una longitud de unos 200 km, uniría los centros de producción, importación y consumo de Occitania con el corredor de tránsito de hidrógeno H2med, que une la Península Ibérica con el norte de Europa.</p> <p>Como tal, forma parte del corredor de hidrógeno que se extiende desde el Atlántico hasta el Mediterráneo.</p> <p>Más información sobre el proyecto Hy-FEN: https://www.natransgroupe.com/medias/communiqués-de-presse/midhy-hysow-projet-interet-commun-decembre2025</p>	<p>El proyecto HySoW, liderado por Teréga, consiste en una infraestructura de 650 kilómetros de tuberías capaz de transportar 16 TWh/año de hidrógeno descarbonizado por toda la región del suroeste.</p> <p>Esta infraestructura permitiría flujos bidireccionales de hidrógeno de este a oeste y de oeste a este entre Marsella y Burdeos, al tiempo que abastecería al área metropolitana de Toulouse, el polo industrial de Lacq y los puertos de Bayona y Port-la-Nouvelle.</p> <p>Además de estos ductos, el proyecto incluye instalaciones de almacenamiento de hidrógeno en cavernas de sal situadas en Nueva Aquitania, con una capacidad de unos 500 GWh (HHV) para 2030 y de 1 TWh (HHV) para 2050.</p> <p>Más información sobre el proyecto Hy-FEN: https://www.terega.fr/nos-activites/hydrogene/hysow-un-projet-dinfrastructures-de-transport-et-de-stockage-dhydrogene/</p>



En Fos-sur-Mer, NaTran explotará una estación de inyección HY-FEN —en un emplazamiento independiente de la estación receptora de BarMar— con sus propias instalaciones en superficie. Estas incluirán el equipo necesario para el mantenimiento de los ductos terrestres. La red HYNframed también puede conectarse a nivel de HY-FEN.

★ PUNTOS CLAVE...

- BarMar interconectará las redes nacionales de hidrógeno de Francia y España.
- Barcelona, por un lado, y Fos-sur-Mer, por otro, actuarán como centros neurálgicos en los que convergerán los ramales de las redes nacionales, conectando además BarMar con las infraestructuras de almacenamiento.

7. PROCEDIMIENTOS APLICABLES al proyecto

A nivel europeo, el proyecto BarMar ha sido incluido en la lista de Proyectos de Interés Común tras un proceso de selección basado en los criterios establecidos en el Reglamento TEN-E. La condición de PCI reconoce la importancia estratégica del proyecto a nivel europeo y permite procedimientos administrativos coordinados y, cuando proceda, acelerados, así como el posible acceso a financiación europea, sin eximir al proyecto del cumplimiento de la legislación nacional aplicable (véase el capítulo 8.2). En consecuencia, el proyecto debe obtener todas las autorizaciones necesarias tanto en Francia como en España.

EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL Y PROCEDIMIENTO DE AUTORIZACIÓN EN ESPAÑA

Una vez concluido el proceso de consulta previsto en el Reglamento TEN-E, se llevarán a cabo en España los correspondientes procedimientos de autorización reglamentaria de conformidad con la legislación sectorial aplicable, en particular la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación de impacto ambiental. Al mismo tiempo, a la espera de la adopción de procedimientos administrativos específicos para las infraestructuras de transporte de hidrógeno, se aplicarán las disposiciones vigentes para las infraestructuras de gas.

Como proyecto de interés común, BarMar seguirá el marco de autorización establecido por el Reglamento (UE) n.º 869/2022 (Reglamento TEN-E).

BarMar estará sujeto a los siguientes procedimientos principales ante las autoridades competentes:

- Evaluación de impacto ambiental (EIA)
- Autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución
- Declaración de utilidad pública (DUP)

La responsabilidad de la autorización administrativa principal recae en la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) del Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITECO), en su calidad de autoridad nacional competente en virtud del Reglamento RTE-E. Estos procedimientos de autorización se llevan a cabo en coordinación con las autoridades competentes de las provincias y administraciones pertinentes, de conformidad con la legislación aplicable.

La responsabilidad del procedimiento ambiental recae en la autoridad ambiental del MITECO, que se encarga de tramitar la evaluación de impacto ambiental de conformidad con la Ley 21/2013.

Para presentar estas solicitudes, BarMar debe elaborar la documentación técnica y ambiental exigida por el marco normativo aplicable, en particular:

- Documentación técnica del proyecto para la autorización administrativa y la aprobación del proyecto de ejecución
- La evaluación de impacto ambiental, elaborada de conformidad con la Ley 21/2013 y, en su caso, el documento de alcance emitido por la autoridad ambiental
- La presentación de esta documentación estará sujeta a los procedimientos de información y consulta pública previstos en la legislación aplicable.
- Esta información se pondrá a disposición de:
 - Las autoridades públicas competentes y las autoridades implicadas en el proyecto
 - Las administraciones, organismos y entidades responsables de los bienes o servicios que puedan verse afectados por la instalación, y
 - El público, a través de los procedimientos de información pública previstos por la ley

Al término de este proceso, la DGPEM es responsable de conceder la autorización administrativa y aprobar el proyecto de ejecución, de conformidad con las disposiciones aplicables.

EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL Y PROCEDIMIENTO DE AUTORIZACIÓN EN FRANCIA

Una vez concluida la consulta pública previa, se iniciarán diversos procedimientos en Francia. Estos difieren tanto en su objeto como en su alcance, y se presentan aquí según su alcance.

Procedimientos que abarcan el proyecto en su conjunto

Procedimiento		Ámbito	Autoridad responsable (*)	Autoridad competente
Solicitud de autorización para construir y explotar, que constituye una autorización o una declaración de no oposición en el marco del régimen IOTA (instalaciones, obras, actividades), incluyendo en particular:	Evaluación ambiental (incluidos los aspectos relacionados con el agua y Natura 2000)	Proyecto (excluida la ZEE)	IGEDD	Prefecto coordinador
	Estudio de riesgos	Fos (tramo terrestre) + ducto marítimo	DREAL	
Excepción para especies y hábitats protegidos		Proyecto	DREAL/CSRPN/CNPN	Ministerio de Conservación de la Naturaleza y Ministerio de Pesca
Arqueología preventiva		Proyecto	DRAC DRASSM	Prefecto regional Prefecto marítimo

(*) Las abreviaturas figuran al final, tras las tablas.

Procedimientos específicos del sector marítimo

Procedimiento	Ámbito	Servicio instructor	Autoridad competente
Solicitud de aprobación del trazado	Ducto submarino en la ZEE	Prefectura Marítima	Prefectura Marítima
Concesión para el uso del dominio público marítimo fuera de los puertos (artículos R2124-1 a R2124-12 CG3P)	Aguas territoriales	Departamento de Gestión del Dominio Público Marítimo (DDTM)	Prefecto coordinador
Autorizaciones especiales para reservas naturales (si procede)	Ducto submarino		Consejo regional para las reservas naturales regionales, o el prefecto o el ministro responsable de la protección de la naturaleza para las reservas naturales nacionales

Procedimientos específicos en la zona de llegada a tierra

Procedimiento	Ámbito de aplicación	Autoridad responsable	Autoridad competente
Solicitud de declaración de utilidad pública, por la que se concede el derecho a ocupar el dominio público y, en su caso, se prevé la modificación de los documentos de planificación.	Fos (tramo terrestre)	DREAL / DDTM13	Prefecto de Bouches-du-Rhône
Solicitud de autorización de desbroce (en su caso)	Punto de llegada a tierra en Fos	DDTM 13	Prefecto de Bouches-du-Rhône
Concesión para la ocupación del dominio portuario en tierra y mar	Fos (sección terrestre)	GPMM	GPMM
Solicitud de licencia de obras	Desembarque en Fos	Departamento de Urbanismo de Fos-sur-Mer	Autoridades municipales de Fos-sur-Mer

ZEE: Zona Económica Exclusiva

DREAL: Dirección Regional de Medio Ambiente, Ordenación del Territorio y Vivienda de Provenza-Alpes-Costa Azul

DDTM13: Dirección Departamental de Territorios y del Mar de Bouches-du-Rhône

DRASSM: Departamento de Investigaciones Arqueológicas Subacuáticas y Submarinas

DRAC: Dirección Regional de Asuntos Culturales de Provenza-Alpes-Costa Azul

IGEDD: Consejo Nacional de Protección de la Naturaleza

CNPN: Conseil national de protection de la nature

GPMM: Gran Puerto Marítimo de Marsella



PUNTOS CLAVE RELACIONADOS CON EL PROYECTO BARMAR

- Tanto en Francia como en España, el proyecto BarMar deberá someterse a numerosos procedimientos de autorización, que en su mayoría serán tramitados por las autoridades públicas.
- Algunos de estos procedimientos se aplican al proyecto en su conjunto en cada lado de la frontera, mientras que otros se refieren específicamente a las infraestructuras marinas o terrestres.

8. PARTICIPACIÓN PÚBLICA

BarMar es un proyecto de infraestructura energética transfronteriza que forma parte de la apuesta europea por la descarbonización y la interconexión de redes. Dadas sus implicaciones medioambientales, industriales y territoriales, es esencial involucrar a la ciudadanía en su desarrollo, ya sean partes interesadas del sector marítimo, autoridades locales, agentes económicos o residentes, tanto en Francia como en España.

Como proyecto transfronterizo de interés común, BarMar está sujeto a procedimientos de consulta a nivel europeo, español y francés.



PRINCIPIOS GENERALES DE LA CONSULTA PÚBLICA

Objetivos

- Integrar las consideraciones medioambientales y sociales desde las primeras fases del proyecto.
- Incorporar las opiniones del público en los procesos de toma de decisiones y mantener una participación continua, adaptándola al avance del proyecto.
- Justificar las decisiones tomadas (trayecto, tecnología, etc.) y describir cómo se han incorporado las aportaciones del público al proceso de toma de decisiones y, en caso de que no se hayan incorporado, por qué motivo.
- Facilitar el acceso del público a información pertinente, clara y comprensible.
- Informar al público de su derecho a participar y de cómo ejercerlo.
- Establecer canales de comunicación directos para recabar las aportaciones del público y responder a las preguntas sobre este proyecto de gran complejidad.
- Garantizar que se puedan expresar opiniones diversas a través de formatos variados y complementarios.
- Garantizar la trazabilidad de las aportaciones y explicar cómo se tienen en cuenta.

Partes interesadas

BarMar – la empresa	El público
<p>Como promotora del proyecto, la empresa BarMar diseña las modalidades de consulta, las organiza y corre con los gastos asociados.</p> <p>Informa a los participantes sobre el contenido del proyecto, comparte los resultados de los estudios y, a cambio, recoge las aportaciones del público. Sus equipos dirigen el proceso, escuchan las opiniones y comentarios expresados y responden a las preguntas planteadas por el público. De este modo, la consulta enriquece el proyecto, abre nuevas posibilidades y mejora la comprensión de su relevancia.</p> <p>Sobre esta base, BarMar decidirá las futuras etapas del proyecto: abandono, modificación o continuación del mismo, así como cualquier estudio adicional, especialmente a la luz de las lecciones aprendidas del diálogo.</p>	<p>Cualquier persona interesada en el proyecto tiene la oportunidad de obtener información y expresar su opinión durante todo el período de consulta. Esto se aplica a cualquier ciudadano, independientemente de sus conocimientos o responsabilidades.</p> <p>De este modo, el público puede cuestionar el proyecto y su pertinencia, pero también aportar sus conocimientos sobre las áreas afectadas, proponer ajustes al proyecto o presentar propuestas alternativas, y participar en su desarrollo.</p>

>> CONSULTAS NACIONALES QUE SIRVEN COMO CONSULTA EN EL MARCO DE LOS PROYECTOS DE INTERÉS COMÚN

Como proyecto transfronterizo con la calificación de «proyecto de interés común», BarMar debe estar sujeto a la participación pública de conformidad con el Reglamento (UE) n.º 2022/869.

Con el fin de cumplir estas obligaciones y garantizar al mismo tiempo la adecuada armonización con las disposiciones nacionales, se están organizando consultas en España y Francia.

Estas consultas incorporan tanto los requisitos europeos como los marcos jurídicos específicos de cada país (véase más abajo).



PARTICIPACIÓN PÚBLICA EN EL MARCO REGULADOR DE LOS PROYECTOS DE INTERÉS COMÚN

Las normas aplicables a los proyectos de interés común se establecen en el Reglamento (UE) n.º 869/2022 del Parlamento Europeo y del Consejo. El anexo VI detalla las directrices que deben seguirse en materia de transparencia y participación pública.

En la práctica, la aplicación del Reglamento 869/2022 da lugar a las siguientes características comunes a las consultas tanto en España como en Francia:

El concepto de participación pública	La página web del proyecto
<p>BarMar ha desarrollado un enfoque de participación ciudadana, denominado en la terminología europea «Plan de Participación Ciudadana», en el que se establecen los objetivos y las modalidades de consulta en cada país. Estos documentos se presentaron a las autoridades nacionales, que aprobaron sus principios rectores antes de la preparación de la consulta.</p>	<p>El sitio web www.H2medproject.com se creó específicamente para la iniciativa H2med y se actualiza periódicamente. Incluye páginas específicas para las interconexiones CelZa y BarMar. Disponible en portugués, español, francés, alemán e inglés, el sitio web se actualiza periódicamente.</p> <p>También ofrece acceso a los sitios web dedicados al proceso de consulta en cada país.</p>
Resumen no técnico	El folleto informativo
<p>El resumen no técnico presenta todas las características del proyecto y su estado actual de avance.</p> <p>Esta es la primera versión del documento de consulta. Se actualizará periódicamente a medida que avance el proyecto, indicando claramente los cambios introducidos con respecto a las versiones anteriores.</p>	<p>Se ha elaborado un folleto informativo del proyecto, traducido al español, catalán, francés e inglés.</p> <p>En él se presentan los elementos clave del proyecto en un formato más breve que el resumen no técnico. Se puede consultar en la página web www.H2medproject.com.</p>
Consulta simultánea	
<p>Para que los ciudadanos de cada país participen en fases de avance equivalentes, las consultas nacionales deben celebrarse con menos de dos meses de diferencia. Este principio se aplicará a BarMar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La consulta española tendrá lugar entre mayo y julio de 2026 • La consulta francesa se desarrollará del 6 de mayo al 12 de julio de 2026. <p>Además, el documento de consulta se ha elaborado conjuntamente en España y Francia con el fin de ofrecer la misma estructura informativa. Enagás, NaTran y Teréga participarán recíprocamente en varias reuniones de consulta a ambos lados de la frontera, con el fin de informar a cada público sobre los avances del proyecto BarMar al otro lado de la frontera.</p>	

CONSULTA PÚBLICA EN ESPAÑA

De conformidad con la resolución adoptada por el Consejo de Ministros el 30 de julio de 2024, Enagás ha iniciado el procedimiento formal para la obtención de las autorizaciones aplicables al Proyecto de Interés Común (PCI) 9.1.4 – Interconexión de hidrógeno España-Francia (H2med BarMar), de conformidad con el Reglamento (UE) 2022/869 y el Manual de Procedimiento de Autorización de los PCI energéticos en España, publicado por el Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITECO) en octubre de 2023.

Este proceso requiere la realización de una fase preliminar de participación pública.

Además de realizarse reuniones participativas para la ciudadanía, así como puntos de información en los municipios por los que discurrirá la conducción, durante el despliegue del PCPP se mantendrán reuniones específicas con organizaciones gremiales, organismos autonómicos y municipalidades con las que se comentarán las alternativas de paso del corredor con el fin de recabar sus propuestas y sugerencias con el fin de encajar el proyecto dentro del contexto y la realidad del entorno más próximo a este.

Algunas de las principales actuaciones informativas y participativas que Enagás realizará:



Página web



Folleto informativo y resumen no técnico



Jornadas con expertos



Reuniones participativas con la ciudadanía y Administración



Difusión a través de puntos de información

CONSULTA PÚBLICA EN FRANCIA

El procedimiento de consulta pública previa

¿QUÉ ES LA CONSULTA PREVIA?

Las ordenanzas publicadas en 2016 reforzaron el procedimiento de consulta pública previo previsto en el Código de Medio Ambiente. Este procedimiento se aplica a los proyectos, planes y programas con importantes repercusiones socioeconómicas o con un impacto significativo en el medio ambiente y la ordenación del territorio.

La Comisión Nacional para el Debate Público (CNDP) decidió, el 23 de julio de 2025, organizar una consulta

pública previa, que se diferencia de una investigación pública en que tiene lugar antes del proyecto. Por lo tanto, permite debatir la pertinencia, los objetivos y las principales características de un proyecto, así como soluciones alternativas, incluida la no ejecución.

Se lleva a cabo antes de que se presente cualquier solicitud de autorización administrativa.



¿POR QUÉ ESTE PROCESO Y POR QUÉ AHORA?

La consulta pública previa debe permitir a BarMar tener en cuenta las aportaciones y opiniones de la ciudadanía antes de tomar una decisión. Esto se debe a que tiene lugar en una fase en la que aún quedan abiertas varias opciones técnicas y territoriales.

A raíz de la solicitud presentada por los promotores del proyecto el 9 de julio de 2025, la CNDP nombró a tres supervisores independientes: Mathias BOURRISSOUX, Corinne LARRUE y Audrey

RICHARD-FERROUDJI. La decisión de la CNDP y el mandato de los supervisores independientes pueden consultarse en la página web de la CNDP, en la sección dedicada a BarMar.

EL PAPEL DE LOS SUPERVISORES INDEPENDIENTES

Nombrados por la Comisión Nacional para el Debate Público, tres personas independientes supervisan la imparcialidad y el correcto desarrollo de la consulta, garantizando que el público esté bien informado y pueda participar. Durante la consulta, los participantes pueden ponerse en contacto directamente con estos supervisores neutrales e independientes.

Los supervisores independientes participarán en todo el proceso de consulta pública previa, que se desarrollará del 6 de mayo al 12 de julio de 2026. Han llevado a cabo un estudio de contexto mediante reuniones con las distintas partes interesadas implicadas, lo que ha permitido realizar un análisis detallado de la zona, los aspectos del proyecto y los públicos relevantes, con el fin de formular recomendaciones a BarMar sobre las modalidades de la consulta y el contenido del presente documento de consulta.

Un mes después de la finalización de la consulta pública previa durante el periodo de consulta, los supervisores independientes elaboran un informe que está a disposición de todos y que puede consultarse tanto en la página web del promotor del proyecto como en la del CNDP.

EL EXPEDIENTE DE CONSULTA: UN DOCUMENTO DE REFERENCIA

El expediente de consulta permite al público informarse sobre el proyecto a partir de datos objetivos. Presenta el proyecto en su conjunto y resume los estudios realizados hasta la fecha. Sobre esta base, cualquier persona puede presentar sus observaciones y propuestas.

Diseñado y redactado por la empresa BarMar, su elaboración ha sido supervisada por los supervisores independientes de la CNDP, quienes han garantizado la calidad y la claridad de su contenido. Antes del inicio de la consulta pública previa, el documento se somete a validación ante la Comisión Nacional para el Debate Público, tal y como establece el artículo R121-8 del Código de Medio Ambiente.

Este es el **documento de referencia** para la consulta pública previa: sobre esta base, cualquier persona puede expresar su opinión sobre el proyecto enviando sus aportaciones. Como tal, constituye el documento de referencia para los debates y contribuye a fundamentar la decisión del promotor del proyecto.

LOS VALORES DE LA CNDP



Independencia



Neutralidad



Transparencia



Transparencia



Igualdad de
trato



Argumento
razonado

La siguiente figura resume los principales puntos tratados.

Estos principios garantizan que la consulta se desarrolle en un marco imparcial y transparente, abierto a todas las opiniones fundamentadas.

El proceso de consulta se basa en formatos complementarios para que cada persona pueda expresarse en el formato que más le convenga: reuniones públicas, debates temáticos, debates en pequeños grupos, aportaciones por escrito, visitas sobre el terreno y mecanismos de consulta móviles.

Para más información, consulte www.debatpublic.fr



PUNTOS CLAVE RELACIONADOS CON EL PROYECTO BARMAR

- Tanto en Francia como en España, el proyecto está sujeto a procedimientos de consulta que también sirven como consulta específica para los proyectos de interés común.
- Estas consultas se llevarán a cabo durante el mismo periodo con el fin de garantizar que el público de cada país tenga acceso a información coherente.
- Tanto en España como en Francia, estos procedimientos de consulta están diseñados para dar voz a una amplia variedad de públicos.
- La página web h2medproject.com/barmar reúne toda la información y da acceso a los procesos de consulta en cada país.
- En Francia, la consulta se organiza bajo los auspicios de la Comisión Nacional para el Debate Público (CNDP), que ha designado a dos personas independientes para supervisar el proceso y elaborar un informe sobre la consulta.



Cofinanciado por
la Unión Europea