



61/2026

1 de junio de 2026

Tomás García-Figueras *

Los puertos españoles como infraestructura crítica para la autonomía energética europea: el caso del hidrógeno verde

Los puertos españoles como infraestructura crítica para la autonomía energética europea: el caso del hidrógeno verde

Resumen:

La transición energética europea ha situado al hidrógeno verde en el centro de la estrategia de autonomía frente a la dependencia de los combustibles fósiles.

El plan REPowerEU establece un objetivo de veinte millones de toneladas de hidrógeno renovable para 2030, una ambición que exige infraestructuras de producción, almacenamiento y distribución a una escala sin precedentes.

Este artículo analiza el papel estratégico de los puertos españoles como eslabones habilitadores de esa cadena de valor: no solo como meros puntos de atraque, sino como nodos donde convergen la generación renovable, la capacidad industrial heredada del sector fósil y los corredores de exportación hacia el centro de Europa.

Se examinan los principales *hubs* portuarios del hidrógeno en España, el estado del corredor H2Med, los riesgos regulatorios, competitivos y de infraestructura que amenazan la ventana de oportunidad española, y la dimensión de seguridad y defensa que convierte a estos puertos en infraestructuras críticas de primer orden.

La tesis central sostiene que convertir los puertos españoles en *hubs* de hidrógeno verde no es solo una política energética, sino una política de seguridad nacional cuyo resultado determinará la posición de España en el nuevo mapa energético del siglo XXI.

Palabras clave:

Hidrógeno verde, puertos, infraestructura crítica, autonomía energética, H2Med, transición energética, seguridad energética.

*NOTA: Las ideas contenidas en los *Documentos de Opinión* son responsabilidad de sus autores, sin que reflejen necesariamente el pensamiento del IEEE o del Ministerio de Defensa.

Spanish ports as critical infrastructure for European energy autonomy: The case of green hydrogen

Abstract:

Europe's energy transition has placed green hydrogen at the core of its strategy to overcome fossil fuel dependency. The REPowerEU Plan sets a target of twenty million tonnes of renewable hydrogen by 2030, demanding unprecedented infrastructure for production, storage and distribution. This paper examines the strategic role of Spanish ports as the enabling link in that value chain: not as mere berthing points, but as nodes where renewable generation, industrial legacy from the fossil sector, and export corridors towards Central Europe converge. The main Spanish hydrogen port hubs are assessed alongside the H2Med corridor, and the regulatory, competitive and infrastructural risks threatening Spain's window of opportunity. The security and defence dimension that renders these ports critical infrastructure of the first order is also addressed. The central argument holds that transforming Spanish ports into green hydrogen hubs is not merely energy policy, but national security policy whose outcome will determine Spain's position in the new energy map of the twenty-first century.

Keywords:

Green hydrogen, ports, critical infrastructure, energy autonomy, H2Med, energy transition, energy security.

Cómo citar este documento:

GARCÍA-FIGUERAS, Tomás. *Los puertos españoles como infraestructura crítica para la autonomía energética europea: el caso del hidrógeno verde*. Documento de Opinión IEEE 61/2026. [enlace web IEEE](#) y/o [enlace bie](#)³ (consultado día/mes/año)

Introducción: más allá de la molécula

Antes de la invasión rusa de Ucrania en febrero de 2022, la Unión Europea importaba más del cuarenta por ciento de su gas natural de Rusia. Aquella dependencia, que durante décadas se había considerado un pilar de estabilidad geopolítica bajo la premisa del beneficio mutuo, se reveló como una vulnerabilidad estratégica de primer orden cuando Moscú utilizó el suministro energético como instrumento de presión.

La crisis resultante obligó a Bruselas a reconfigurar de urgencia su arquitectura energética, y el plan REPowerEU, aprobado en mayo de 2022, cristalizó esa voluntad con una cifra que condensaba toda la ambición: veinte millones de toneladas de hidrógeno renovable para 2030, de las cuales diez debían producirse dentro de las fronteras comunitarias y otras diez importarse de socios fiables¹.

La magnitud del reto se aprecia al considerar que la producción mundial actual de hidrógeno ronda los noventa y cinco millones de toneladas anuales, de las cuales apenas el uno por ciento es de origen renovable².

El hidrógeno verde —obtenido mediante electrólisis del agua utilizando electricidad de origen renovable— no emite dióxido de carbono en su producción, a diferencia del hidrógeno convencional derivado del gas natural o el carbón.

Pero el hidrógeno verde no es solo una molécula, es un vector geoeconómico cuyo dominio redistribuirá poder entre las naciones que lo produzcan, las que lo transporten y las que lo consuman. Y en esa redistribución, los puertos ocupan una posición decisiva: son el cuello de botella físico que determina quién capta los flujos del nuevo mapa energético y quién queda relegado a la condición de cliente³.

España, con uno de los mayores potenciales de generación renovable de Europa Occidental, una red de cuarenta y seis puertos de interés general y una posición geográfica que la convierte en una bisagra natural entre el norte de África y el centro del

¹ COMISIÓN EUROPEA. *REPowerEU Plan*, COM(2022) 230 final. 18 de mayo de 2022.

² AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE). *Global Hydrogen Review 2024*. Septiembre de 2024.

³ ESCRIBANO, Gonzalo. «Una diplomacia europea del Hidrógeno 2.0: alineando la ambición climática y la seguridad energética», *Real Instituto Elcano*, ARI 66/2023. Octubre de 2023.

continente, parte con ventajas competitivas difíciles de replicar. Pero las ventajas no ejecutadas se disipan.

El 28 de enero de 2026, la vicepresidenta tercera del Gobierno y ministra para la Transición Ecológica, Sara Aagesen, anunció que el Consejo de Ministros aprobaría en los próximos meses el anteproyecto de ley del hidrógeno verde, pieza legislativa que España aún no posee, pese a haber movilizado más de tres mil millones de euros en ayudas al hidrógeno renovable⁴. En la misma jornada, el consejero delegado de Enagás, Arturo Gonzalo, pronosticó que 2026 será «el gran año del despegue del hidrógeno»⁵.

Ambas declaraciones, formuladas en el 4.º Día del Hidrógeno de Enagás —con la participación telemática de Teresa Ribera, ahora vicepresidenta ejecutiva de la Comisión Europea para una Transición Limpia, Justa y Competitiva—, enmarcan el momento de inflexión que atraviesa el sector: la distancia entre la ambición declarada y la infraestructura operativa sigue siendo enorme, pero los compromisos financieros y regulatorios empiezan a adquirir masa crítica.

La cuestión es si España convierte sus puertos en *hubs* energéticos a tiempo —o si la oportunidad migrará a competidores con mayor velocidad de ejecución—.

El hidrógeno verde como vector estratégico

Economía del hidrógeno: cifras y escala del desafío

La producción global de hidrógeno se sitúa en torno a noventa y cinco millones de toneladas anuales, destinadas mayoritariamente al refinado de petróleo y a la fabricación de amoníaco para fertilizantes. Aproximadamente el noventa y seis por ciento de ese hidrógeno se obtiene a partir de combustibles fósiles —gas natural, carbón o petróleo—, lo que genera alrededor de novecientos millones de toneladas de dióxido de carbono al año, una cifra equivalente a las emisiones combinadas de Reino Unido e Indonesia⁶.

⁴ MITECO. «Sara Aagesen anuncia un anteproyecto de ley para afianzar el hidrógeno...», nota de prensa. 28 de enero de 2026.

⁵ ENAGÁS. «El 4.º Día del Hidrógeno de Enagás confirma el despegue del hidrógeno verde», nota de prensa. 28 de enero de 2026.

⁶ Véase nota 2.

Ampliar la producción de hidrógeno verde —en el sentido regulatorio de hidrógeno renovable (RFNBO⁷)— desde menos del uno por ciento actual hasta las cifras que demanda REPowerEU constituye un desafío industrial sin parangón en la historia reciente, que exige inversiones masivas en capacidad de electrólisis, generación renovable adicional, infraestructura de transporte e instalaciones de almacenamiento.

Los compromisos financieros ya movilizados ofrecen una medida de la escala: a nivel global, los proyectos de hidrógeno anunciados superan los ciento diez mil millones de dólares; solo en Europa, durante 2025, se anunciaron compromisos por varios miles de millones de euros⁸.

España, por su parte, aspira a instalar doce gigavatios de capacidad de electrólisis para 2030 —conforme a los objetivos triplicados anunciados por el Gobierno—, y los resultados de la manifestación de interés (*call for interest*) lanzada por la Alianza H2Med en 2024 revelaron que España podría exportar 1,22 millones de toneladas anuales de hidrógeno verde en 2030⁹. Estas cifras no son proyecciones académicas; son compromisos empresariales respaldados por estudios de ingeniería y evaluaciones de impacto ambiental en curso.

El nuevo mapa energético: del eje este-oeste al corredor sur-norte

La geopolítica energética europea vivió durante décadas bajo un paradigma definido por un eje este-oeste: gas natural ruso fluyendo hacia Europa Central a través de gasoductos que atravesaban Ucrania, Bielorrusia, el Báltico y Turquía.

El hidrógeno verde introduce un paradigma radicalmente distinto, un corredor sur-norte, en el que la energía renovable del Mediterráneo y el norte de África se transforma en hidrógeno y fluye hacia los centros industriales de Alemania, los Países Bajos y el norte de Francia¹⁰. En este nuevo mapa, España deja de ser una isla energética —como lo fue durante décadas respecto al gas, con la paradoja de contar con seis plantas de

⁷ RFNBO: Renewable Fuels of Non-Biological Origin (en español, combustibles renovables de origen no biológico).

⁸ Véase nota 5.

⁹ ENAGÁS. «H2Med: resultados del Call for Interest». Febrero de 2025. España podría exportar 1,22 millones de toneladas anuales de hidrógeno verde en 2030.

¹⁰ INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*. 2022.

regasificación que apenas conectaban con el mercado continental— para aspirar a convertirse en un *hub* de exportación energética.

La columna vertebral de esa aspiración es el corredor H2Med, reconocido como proyecto de interés común (PCI) de la Unión Europea. Se compone de dos infraestructuras principales: la conexión terrestre CelZa, de doscientos cuarenta y ocho kilómetros, entre Celorico da Beira (Portugal) y Zamora (España); y la conexión submarina BarMar, de cuatrocientos cincuenta y cinco kilómetros, entre Barcelona y Marsella.

El corredor H2Med combina CelZa y BarMar; BarMar está diseñado para transportar en torno a 2 millones de toneladas al año, y el conjunto del corredor podría alcanzar 2,75 millones de toneladas al año¹¹.

La iniciativa *European Hydrogen Backbone* (EHB), que agrupa a más de treinta operadores de redes de transporte, prevé una red paneuropea de 28.000 kilómetros de hidrodutos operativa en 2030 y de 53.000 kilómetros en 2040, con una inversión estimada de entre ochenta mil y ciento cuarenta y tres mil millones de euros.

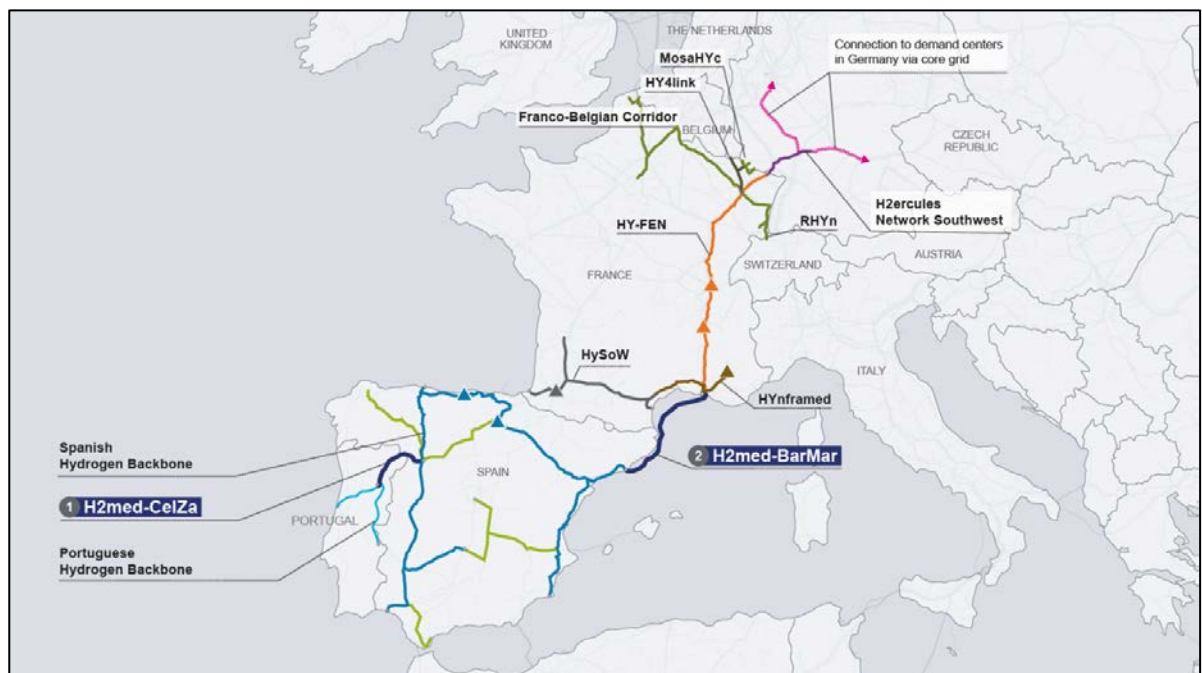


Figura 1. Mapa del corredor H2Med y sus infraestructuras asociadas: CelZa, BarMar y las conexiones con las redes troncales de hidrógeno de Francia y Alemania.

Fuente: H2Med Project (<https://h2medproject.com>) (consultado 15/4/2026).

¹¹ ENAGÁS. H2med – *Europe's first major hydrogen corridor*, ficha del proyecto (capacidad BarMar 2 Mt/año; capacidad CelZa 0,75 Mt/año).

Los hitos institucionales se han sucedido con notable rapidez. En julio de 2025, se constituyó la sociedad conjunta del proyecto BarMar, con participación de Enagás (50 %), NaTran (33,3 %) y Teréga (16,7 %), y se nombró a Francisco de la Flor como consejero delegado (CEO)¹².

El 29 de agosto de 2025, el Consejo de Ministros franco-alemán, celebrado bajo la presidencia del presidente francés y el canciller alemán, calificó a H2Med como «proyecto emblemático» e incluyó el apoyo al corredor en la Agenda Económica Franco-Alemana¹³.

El 24 de septiembre de 2025, la Alianza H2Med alcanzó cuarenta y nueve miembros —entre ellos Repsol, BP, Acciona, EDPR, Moeve, EnBW, Uniper e Ineos— durante un evento celebrado en Berlín, con presencia de representantes gubernamentales de Alemania, España, Francia y Portugal y de la Comisión Europea¹⁴.

La financiación europea también se ha concretado: el 30 de enero de 2025, la Agencia Ejecutiva CINEA aprobó el 100 % de los fondos solicitados al Mecanismo Conectar Europa (CEF), por un total de 75,8 millones de euros, destinados a estudios de ingeniería, prospecciones marinas y evaluaciones de impacto ambiental¹⁵.

Los estudios geofísicos, completados en noviembre de 2025, confirmaron la viabilidad técnica de la ruta submarina de BarMar, y la entrada en operación comercial se ha fijado para el año 2032.

Competencia global: la ventana de oportunidad no es eterna

España no opera en el vacío. Marruecos, con costes laborales inferiores y acuerdos bilaterales con Alemania, aspira a convertirse en el exportador preferente del sur del

¹² ENAGÁS. «Constitución de la sociedad del proyecto BarMar», nota de prensa. 3 de julio de 2025. Participación: Enagás 50 %, NaTran 33,3 %, Teréga 16,7 %. CEO: Francisco de la Flor.

¹³ Bundesregierung (Gobierno Federal de Alemania), «Franco-German Economic Agenda», 29 de agosto de 2025 (25th Franco-German Council of Ministers).

¹⁴ Alianza H2Med, comunicado del evento de Berlín, 24 de septiembre de 2025. Cuarenta y nueve miembros confirmados.

¹⁵ AGENCIA EJECUTIVA EUROPEA DE CLIMA, Infraestructuras y Medio Ambiente (CINEA). «CEF Energy: €1.25 billion allocated to 41 cross-border energy infrastructure projects». 29 de enero de 2025; y ENAGÁS. «€75.8 million ... announced by CINEA on 30 January ... for the first axes of the Spanish Hydrogen Backbone and H2Med studies», nota de prensa. 7 de febrero de 2025.

Mediterráneo. Australia, Arabia Saudí y Chile desarrollan megaproyectos orientados a los mercados asiático y europeo.

Y China, que ya lidera la capacidad instalada de electrolizadores, podría dominar también su fabricación, replicando el patrón exhibido en paneles solares y baterías¹⁶.

La ventaja española —sol abundante, infraestructura portuaria consolidada, proximidad a los mercados europeos— es real, pero no eterna, y su materialización depende de la velocidad de ejecución.

Los puertos españoles: de nodos logísticos a *hubs* energéticos

Ventaja heredada: infraestructura fósil reconvertible

El sistema portuario español gestionó 558 millones de toneladas de mercancías en 2024 a través de cuarenta y seis puertos de interés general¹⁷.

El Plan de Inversiones Portuarias 2025-2029 del Ministerio de Transportes prevé destinar más de 7.000 millones de euros a la modernización de estas infraestructuras, con 1.617 millones de euros presupuestados solo para 2026¹⁸.

Lo relevante para la economía del hidrógeno es que estos puertos no parten de cero: décadas de gestión de hidrocarburos, gas natural licuado y productos químicos han generado capacidades logísticas, protocolos de seguridad, infraestructuras de almacenamiento y conexiones intermodales que constituyen activos directamente transferibles a la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados —amoníaco verde, metanol verde, combustibles sintéticos—.

Las terminales de GNL, las galerías de tuberías que conectan muelles con refinerías, la experiencia en manipulación de sustancias peligrosas y la disponibilidad de suelo industrial con acceso a la red eléctrica conforman un ecosistema que reduce

¹⁶ Véase nota 9.

¹⁷ PUERTOS DEL ESTADO. «Puertos del Estado lanza el Anuario Estadístico 2024...». 1 de octubre de 2025.

¹⁸ MINISTERIO DE TRANSPORTES Y MOVILIDAD SOSTENIBLE. Plan de inversiones en infraestructuras portuarias 2025-2029. Enero de 2025. Inversión prevista superior a 7.000 millones de euros.

drásticamente los plazos y costes de implantación frente a la construcción desde cero (*greenfield*)¹⁹.

Mapa portuario del hidrógeno español: cinco nodos estratégicos

Cinco puertos españoles concentran las iniciativas más avanzadas en materia de hidrógeno verde, cada uno con un perfil estratégico diferenciado y complementario.

Valencia. El puerto de Valencia ha sido pionero en demostrar la viabilidad operativa del hidrógeno en entornos portuarios de alta intensidad. El proyecto H2PORTS, financiado por la Comisión Europea a través del programa Clean Hydrogen Partnership, celebró su conferencia final el 3 de diciembre de 2025, en la que presentaron los resultados de años de pruebas en operaciones reales con una máquina apiladora de contenedores (ReachStacker), desarrollada por Hyster-Yale y una cabeza tractora 4 x 4, fabricada por Atena; ambas, propulsadas por pila de combustible de hidrógeno.

El recinto valenciano se ha convertido en uno de los primeros puertos del mundo en operar diariamente con maquinaria portuaria de manipulación de contenedores alimentada exclusivamente por hidrógeno. El puerto cuenta, además, con la primera estación de repostaje de hidrógeno (hidrogenera) operativa en un recinto portuario europeo, instalada en el muelle Xità.

Los resultados del piloto han sido calificados como «satisfactorios» por sus coordinadores y la Autoridad Portuaria ha integrado el hidrógeno en sus planes de contingencia, eliminando las barreras regulatorias internas para su manejo²⁰.

Valencia no produce hidrógeno a gran escala, pero ha resuelto la pregunta previa: ha demostrado que la tecnología funciona en las condiciones reales de una terminal que opera las veinticuatro horas del día, los trescientos sesenta y cinco días del año.

¹⁹ El término *greenfield* designa en el ámbito industrial y de inversiones un proyecto que se desarrolla desde cero en un emplazamiento sin infraestructura previa, por oposición a *brownfield*, que aprovecha instalaciones existentes.

²⁰ FUNDACIÓN VALENCIAPORT. «El puerto de Valencia presenta los resultados de H2PORTS, el mayor proyecto piloto europeo de maquinaria portuaria propulsada por hidrógeno». 3 de diciembre de 2025. www.fundacion.valenciaport.com (consultado 15/4/2026).

Bilbao. El puerto de Bilbao se posiciona como un *hub* de exportación de hidrógeno renovable hacia el norte de Europa, articulado en torno al Corredor Vasco del Hidrógeno (BH2C), una colaboración impulsada por Petronor para descarbonizar los sectores energético, industrial y de movilidad del País Vasco.

La firma de un memorando de entendimiento entre los puertos de Bilbao, Ámsterdam y Duisburgo establece una ruta directa de suministro hacia los Países Bajos y la región industrial del Rin-Ruhr²¹.

En el marco del programa IPCEI Hy2Use, el proyecto Bilbao Large Scale prevé la instalación de un electrolizador de 100 MW en la refinería de Petronor en Muskiz, con producción prevista de hasta 15.000 toneladas de hidrógeno verde al año y entrada en operación prevista hacia el final de la década.

Estudios del Instituto Orkestra-Deusto han identificado el potencial del puerto bilbaíno como nodo logístico integral para el hidrógeno, aprovechando su experiencia en graneles líquidos y su conectividad marítima con el arco atlántico²².

Tarragona. Aspira a convertirse en el punto de salida natural del hidrógeno producido en el nordeste peninsular —Aragón y Castilla y León— hacia el corredor H2Med y los mercados mediterráneos.

Su proximidad al polo petroquímico más importante de la Península Ibérica, con una demanda industrial local de hidrógeno que hará «imprescindible» la presencia de esta molécula, según la propia Autoridad Portuaria, le confiere un doble papel: productor de hidrógeno renovable y facilitador de su logística de importación y exportación.

²¹ PUERTO DE BILBAO. «El Puerto de Bilbao, Duisport y el Puerto de Ámsterdam anuncian el desarrollo de un corredor intra europeo para el hidrógeno renovable», nota de prensa. 16 de noviembre de 2023. www.bilbaoport.eus/noticias (consultado 15/4/2026).

²² LARREA BASTERRA, Macarena y TXAPARTEGI TRIGUEROS, Jokin. *Potencial del puerto de Bilbao en el transporte de hidrógeno*. Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad / Fundación Deusto. 2025. www.orkestra.deusto.es (consultado 15/4/2026).

La Vall de l'Hidrogen de Catalunya y Enagás han presentado un proyecto para construir una red confinada de hidrógeno que conecte los polígonos Norte y Sur con el recinto portuario, con posibilidad de enlace con la red troncal Barcelona-Marsella²³.

Su ubicación geográfica le permite, además, captar flujos de hidrógeno procedentes del norte y oeste de África y de Oriente Próximo.

Cartagena. Reúne las condiciones para ser uno de los primeros puertos españoles en operar con hidrógeno verde a escala industrial.

Repsol ha anunciado la instalación de un electrolizador de 100 MW en su refinería de Cartagena, incluido en el programa IPCEI Hy2Use, y el puerto ha llevado a cabo la primera carga de biometano por parte de Enagás.

La Autoridad Portuaria dispone de suelo industrial con acceso a energía eléctrica, agua y conexiones con los muelles mediante galerías de tuberías, y participa en asociaciones y proyectos innovadores de hidrógeno verde y captura de CO₂ a través de PortLab.

La ubicación estratégica del puerto, combinada con el alto potencial solar del sureste español, permite ofrecer —según la Autoridad Portuaria— condiciones competitivas de suministro renovable para producir y exportar hidrógeno verde y derivados hacia el norte de Europa²⁴.

Huelva. El puerto de Huelva ha firmado un protocolo con Iberdrola para impulsar la producción de hidrógeno verde en las cercanías del puerto exterior, en Palos de la Frontera, con el objetivo de abastecer tanto a la industria local como al sector del transporte y las operaciones portuarias.

Su Plan Estratégico 2023-2030, con visión 2050, sitúa la conversión en *hub* de hidrógeno verde del sur de Europa como uno de sus tres ejes estratégicos, junto con el posicionamiento como puerto logístico intermodal y la sostenibilidad.

²³ Autoridad Portuaria de Tarragona, intervención en Renmad Hidrógeno 2025, Zaragoza, 12 de marzo de 2025.

²⁴ EUROPA PRESS. «El Puerto de Cartagena presenta su estrategia para impulsar el hidrógeno verde en la World Hydrogen Week 2025» (Cartagena/Copenhague). Murcia, 8 de octubre de 2025.

Huelva, que junto con el Campo de Gibraltar, concentra el 40 % del consumo nacional de hidrógeno gris, compite por captar la producción de hidrógeno verde asociada al enorme potencial de generación solar de Andalucía y por transformarla en amoníaco verde exportable²⁵.

La provincia acogió el III Congreso Nacional de Hidrógeno Verde, del 4 al 6 de febrero de 2026, que reunió a más de 1.200 asistentes y 450 empresas, consolidando su papel como referente del sector.

Clústeres industriales como catalizadores

El Consejo de Ministros asignó, en el marco del programa IPCEI Hy2Use, 794 millones de euros a siete proyectos españoles de producción y uso intensivo de hidrógeno renovable.

Cinco de ellos incluyen electrolizadores de potencia igual o superior a 100 MW, localizados en entornos portuarios e industriales de Andalucía, Asturias, Castilla-La Mancha, País Vasco y Murcia, con una capacidad agregada de 652 MW de electrólisis y la sustitución prevista de más de 17.000 toneladas anuales de hidrógeno fósil por moléculas renovables²⁶.

A esta inversión se suman las bases reguladoras del programa PORT-EOLMAR, publicadas en el *BOE* en diciembre de 2025, que canalizan fondos del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia para adaptar físicamente la infraestructura portuaria al despliegue de la eólica marina y las renovables marinas²⁷.

El concepto que subyace a estas iniciativas es el de «valle del hidrógeno»: un ecosistema integrado donde la producción de hidrógeno, su almacenamiento, el consumo industrial y la exportación se concentran en un mismo ámbito geográfico, con el puerto como nexo

²⁵ AUTORIDAD PORTUARIA DE HUELVA. Plan Estratégico 2023-2030 con horizonte 2050. Protocolo con Iberdrola para producción de hidrógeno verde en Palos de la Frontera. Sede del III Congreso Nacional de Hidrógeno Verde (4-6 de febrero de 2026).

²⁶ CONSEJO DE MINISTROS. *BOE*-A-2024-14084, Real Decreto 663/2024 de 9 de julio, IPCEI Hy2Use. Asignación de 794 millones de euros a siete proyectos españoles. Capacidad agregada: 652 MW de electrólisis.

²⁷ *BOE*. Orden TED/1488/2025, de 17 de diciembre, bases reguladoras del programa PORT-EOLMAR de ayudas para adaptación de infraestructura portuaria al despliegue de renovables marinas. Financiación: PRTR/NextGenerationEU.

entre la generación renovable del traspais (o *hinterland*²⁸) y la demanda de los mercados internacionales.

Riesgos y cuellos de botella: lo que puede salir mal

Riesgo regulatorio

España carece todavía de una ley específica de hidrógeno. El anteproyecto anunciado el 28 de enero de 2026 debe recorrer un itinerario legislativo que incluirá la consulta pública, el informe del Consejo de Estado, la aprobación en Consejo de Ministros y la tramitación parlamentaria, un proceso que raramente se completa en menos de 12 a 18 meses.

Mientras tanto, la planificación eléctrica prioriza 12 GW de electrólisis para 2030, pero los concursos de capacidad de acceso a la red eléctrica —imprescindibles para que los electrolizadores puedan conectarse al sistema— avanzan con lentitud.

El acto delegado europeo sobre RFNBO, que establece requisitos de adicionalidad, correlación temporal y geográfica para la electricidad utilizada en la electrólisis, ha incrementado la complejidad regulatoria, que varios promotores señalan como fuente de incertidumbre inversora²⁹.

A escala continental, las diferencias de enfoque entre Estados miembros —Francia prioriza la autosuficiencia nuclear, Alemania apuesta por la importación masiva, España se posiciona como exportador— generan barreras potenciales a la integración de un mercado europeo del hidrógeno verdaderamente fluido.

Riesgo infraestructural

La red troncal de hidrógeno en España, cuyo desarrollo provisional ha sido encomendado a Enagás³⁰, se encuentra en fase de participación pública —con previsión de conclusión

²⁸ El término *hinterland*, de origen alemán (literalmente «tierra de atrás»), designa en geografía económica y logística portuaria el área de influencia terrestre de un puerto: la zona interior desde la cual capta mercancías para exportar y hacia la cual distribuye las que importa.

²⁹ Véase nota 3.

³⁰ MITECO. «El Gobierno autoriza provisionalmente a Enagás a desarrollar las redes de hidrógeno reconocidas como Proyecto de Interés Común europeo». 30 de julio de 2024.

en 2026— y no será operativa antes de 2030. Si los puertos comienzan a producir hidrógeno verde antes de que existan las conducciones necesarias para evacuarlo hacia los centros de consumo, el vector quedará literalmente «atrapado» en los muelles.

El problema se agrava en el ámbito ferroviario: los accesos a los puertos españoles requieren una inversión estimada de 950 millones de euros, según el Observatorio del Transporte³¹, y, sin conexiones ferroportuarias eficientes el transporte terrestre de hidrógeno y de sus derivados dependerá exclusivamente de la carretera, con las limitaciones de capacidad y seguridad que ello conlleva.

Por último, la saturación de las redes eléctricas de distribución —el mismo problema que ya frena las instalaciones fotovoltaicas en el sur peninsular— podría convertirse en un factor limitante para la electrólisis a gran escala si no se amplía la capacidad de evacuación.

Riesgo competitivo

Róterdam se ha proclamado «puerto del hidrógeno de Europa» y avanza en la construcción de terminales de importación y en la reconversión de sus infraestructuras de gas. Marsella-Fos, en el otro extremo del corredor BarMar, desarrolla su propio ecosistema de hidrógeno en la zona industrial del golfo de Fos. Tánger-Med, en Marruecos, combina costes laborales inferiores con acuerdos bilaterales de suministro de hidrógeno verde firmados directamente con Alemania, lo que podría desviar inversiones europeas hacia la orilla sur del Mediterráneo. En el ámbito tecnológico, China no solo es ya el mayor productor mundial de hidrógeno por electrólisis alcalina, sino que domina la cadena de fabricación de electrolizadores, lo que plantea el riesgo de que Europa, además de llegar tarde a la producción, acabe importando también la tecnología necesaria para producir.

³¹ OBSERVATORIO DEL TRANSPORTE Y LA LOGÍSTICA EN ESPAÑA. *Informe anual 2025*. Accesos ferroviarios a puertos: necesidad de inversión estimada en 950 millones de euros.

Riesgo de seguridad

El hidrógeno, el amoníaco verde y el metanol verde presentan perfiles de riesgo distintos a los de los combustibles fósiles convencionales.

El amoníaco es tóxico y corrosivo; el hidrógeno, extremadamente inflamable con un rango de ignición muy amplio y una llama invisible; el metanol, inflamable con toxicidad aguda.

La manipulación a gran escala de estas sustancias en entornos portuarios de alta densidad operativa requerirá protocolos de seguridad específicos, formación especializada del personal y planes de emergencia; en suma, exigirá zonificación y preparación operativa antes del escalado.

El estudio AIHRE, financiado con fondos FEDER del programa POCTEP 2021-2027, ha concluido que los puertos necesitarán infraestructuras resistentes al entorno marino, normativas claras y una colaboración intensa entre actores públicos y privados para gestionar con seguridad estos nuevos vectores energéticos³².

La dimensión estratégica: puertos, defensa y soberanía energética

La transposición de la Directiva NIS2³³ y de la Directiva de Resiliencia de las Entidades Críticas (CER)³⁴ al ordenamiento jurídico español reforzará la consideración de los puertos como infraestructuras críticas, con obligaciones específicas en materia de ciberseguridad, protección física y continuidad operativa.

Un puerto que produce, almacena y distribuye hidrógeno verde se convierte en una infraestructura de doble uso —civil y estratégico— cuya interrupción tendría consecuencias no solo logísticas, sino también energéticas y, por extensión, de seguridad nacional.

La dimensión de defensa no es anecdótica.

³² AIHRE (Análisis e Impulso del H₂ Renovable en la región POCTEP) / Ariema Energía y Medioambiente. Estudio sobre hidrógeno renovable en puertos. Proyecto de cooperación transfronteriza España-Portugal (POCTEP) 2021-2027.

³³ Directiva (UE) 2022/2555 del Parlamento Europeo y del Consejo (Directiva NIS2), de 14 de diciembre de 2022.

³⁴ Directiva (UE) 2022/2557 del Parlamento Europeo y del Consejo (Directiva de Resiliencia de las Entidades Críticas, CER), de 14 de diciembre de 2022.

La OTAN y la Unión Europea exploran activamente el empleo de combustibles sintéticos (e-fuels) y amoníaco en operaciones militares, con el objetivo de reducir la huella logística y la vulnerabilidad de las cadenas de suministro de combustible en teatros de operaciones.

La disponibilidad de hidrógeno verde y sus derivados en puertos nacionales no solo abarataría la factura energética de las Fuerzas Armadas, sino que dotaría a España de autonomía logística para sostener operaciones sin depender de suministradores externos de combustible.

En un escenario de conflicto prolongado en el flanco oriental de la OTAN, como el que se mantiene en Ucrania desde 2022, la capacidad de producir combustibles limpios en territorio propio constituye un activo estratégico de primer orden.

El apagón del 28 de abril de 2025, que dejó sin suministro eléctrico a gran parte de la Península Ibérica durante varias horas³⁵, evidenció la fragilidad de un sistema que genera energía renovable en cantidades crecientes, pero carece de capacidad suficiente de almacenamiento.

Un sistema portuario capaz de producir y almacenar hidrógeno verde actuaría como «colchón estratégico»: convertiría los excedentes renovables en una molécula almacenable y transportable, reduciendo la vulnerabilidad frente a cortes imprevistos.

Por último, la posición geoestratégica de España en el Mediterráneo occidental le confiere un papel de bisagra entre los países del norte de África —Marruecos, Argelia, Túnez y Mauritania—, que disponen de recursos renovables extraordinarios para producir hidrógeno, y los países del centro y norte de Europa, que concentran la demanda industrial.

Los puertos españoles no solo gestionarán la producción propia, sino que también podrán actuar como nodos de tránsito del hidrógeno norteafricano destinado a Europa, un papel análogo al que, durante décadas, han desempeñado las plantas de regasificación españolas respecto al gas natural licuado, pero con un alcance geopolítico potencialmente mayor.

³⁵ RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. «Red Eléctrica presenta su informe del incidente del 28 de abril y propone recomendaciones», nota de prensa. 18 de junio de 2025; e *Incidente en el Sistema Eléctrico Peninsular Español el 28 de abril de 2025* (informe técnico).

Conclusiones

El análisis desarrollado permite articular tres conclusiones fundamentales.

Primera. Los puertos españoles reúnen ventajas competitivas difíciles de replicar para ocupar una posición central en el nuevo mapa energético europeo.

La infraestructura heredada del ciclo fósil —terminales de GNL, galerías de tuberías y protocolos de seguridad para sustancias peligrosas—, combinada con una posición geográfica privilegiada, un excedente de generación renovable en expansión y la designación del corredor H2Med como Proyecto de Interés Común europeo, configuran un punto de partida que otros sistemas portuarios del sur de Europa difícilmente podrán igualar.

Los cinco nodos identificados —Valencia, Bilbao, Tarragona, Cartagena y Huelva— cubren el arco mediterráneo y atlántico con perfiles estratégicos complementarios que, si se desarrollan de forma coordinada, pueden articular un sistema integrado de producción, almacenamiento, consumo industrial y exportación.

Segunda. La ventana de oportunidad es finita y se está estrechando.

La ausencia de una ley española del hidrógeno, la lentitud en la resolución de los concursos de acceso a la red eléctrica, la necesidad de 950 millones de euros en accesos ferroviarios a puertos, la demora en la operatividad de la red troncal de hidrógeno y la competencia creciente de puertos como Róterdam, Marsella-Fos y Tánger-Med conforman un riesgo acumulativo: si la brecha entre la ambición declarada y la ejecución efectiva no se reduce con rapidez, la oportunidad se trasladará a competidores que avanzan con mayor determinación regulatoria y financiera.

Tercera. Convertir los puertos españoles en *hubs* de hidrógeno verde no es solo una política energética, sino una política de seguridad nacional.

La convergencia entre la transición energética, las directivas europeas de protección de infraestructuras críticas, la exploración de combustibles limpios para operaciones militares y la necesidad de resiliencia frente a eventos como el apagón de abril de 2025 sitúa a los puertos del hidrógeno en la intersección precisa entre energía, industria y defensa.

La autonomía energética europea —y, por extensión, la posición de España en el orden geopolítico emergente— dependerá en buena medida de lo que ocurra en los muelles españoles durante los próximos cinco años.

Epílogo

Cuando, en 2022, la guerra en Ucrania cortó los suministros de gas ruso, los puertos españoles de regasificación demostraron en pocas semanas que la geografía y la infraestructura heredada pueden convertirse en activos estratégicos si existe voluntad política para activarlos.

El hidrógeno verde plantea un desafío de escala superior, pero la lección es la misma: España dispone de sol, viento, puertos e ingeniería. Lo que necesita es velocidad.

*Tomás García-Figueras**

Capitán de navío, diplomado de Estado Mayor por el *US Naval War College*