

# La geopolítica del hidrógeno renovable en España: implicaciones internacionales y reconfiguración regional

GONZALO ESCRIBANO\* E IGNACIO URBASOS\*\*

## RESUMEN

El hidrógeno renovable está cobrando un protagonismo creciente en la Unión Europea, primero como palanca de la recuperación verde tras la pandemia de la COVID-19 en el marco del Fit-for-55, y ahora como parte de la estrategia de desacoplamiento energético de Rusia. El desarrollo del hidrógeno renovable en España tendrá implicaciones para su política exterior y posicionamiento dentro del espacio energético europeo y mediterráneo. Sin embargo, el carácter eminentemente regional de su desarrollo temprano otorga una gran capacidad de iniciativa a las comunidades autónomas, cuyas estrategias y planes industriales tienen el potencial de reconfigurar también el mapa energético peninsular.

## 1. INTRODUCCIÓN

El hidrógeno renovable<sup>1</sup> está cobrando un protagonismo creciente en la Unión Europea

\* UNED y Real Instituto Elcano (gescribano@cee.uned.es).

\*\* Real Instituto Elcano (iurbasos@rielcano.org).

<sup>1</sup> El hidrógeno es un gas incoloro, inflamable e inodoro. A pesar de que sus moléculas son indistinguibles, para definir su intensidad en gases de efecto invernadero se han empleado principalmente dos tipos de nomencla-

(UE), primero como palanca de la recuperación verde tras la pandemia de la COVID-19 en el marco del Fit-for-55<sup>2</sup> y, posteriormente, como parte de la estrategia de desacoplamiento energético de Rusia propuesta en el plan REPowerEU<sup>3</sup>. La madurez de las energías renovables y la creciente disponibilidad tecnológica de los electrolizadores generan la expectativa de que en esta ocasión el hidrógeno verde no asista a una nueva burbuja (Van de Graaf *et al.*, 2020). La necesidad de diversificar y sustituir

turas. Por un lado, la escala de colores del hidrógeno. Destacan el hidrógeno verde, producido mediante la electrolisis del agua con una fuente renovable; el hidrógeno azul, producido a partir de reformado de metano y empleando captura de carbono; y el hidrógeno gris, que se produce empleando reformado de metano o carbón por el método tradicional. Hay otros colores para el hidrógeno de origen nuclear (rosa), el hidrógeno producido a partir de pirólisis del metal fundido (turquesa) o para el que se encuentra como tal en la naturaleza (blanco). También se clasifica el hidrógeno en función de su intensidad en gases de efecto invernadero emitidos al producirlo, existiendo el hidrógeno convencional o fósil y el hidrógeno descarbonizado. Este artículo se refiere a hidrógeno verde o al renovable de forma intercambiable, pero usa el término de hidrógeno descarbonizado para referirse a todas las formas de producción bajas en emisiones (verde, azul y rosa).

<sup>2</sup> El Fit-for-55 tiene por objeto adaptar la legislación de la UE al objetivo de conseguir reducir las emisiones de gases de efecto invernadero un 55 por ciento a la altura de 2030.

<sup>3</sup> REPowerEU es el plan de la Comisión Europea para independizar a Europa de los combustibles fósiles rusos mucho antes de 2030, como respuesta ante la invasión rusa de Ucrania.

las importaciones de gas es el vector de impulsión geopolítico más fuerte para el hidrógeno verde (Escribano, 2021). Aunque es probable que, al principio, la producción de hidrógeno descarbonizado se desarrolle de forma aislada cerca de los centros de consumo, a largo plazo pueden surgir elementos de comercio regional y, más adelante, transfronterizo que refleje los diferenciales de costes de producción y la disponibilidad tecnoeconómica para su transporte (Giuli, 2022).

El hidrógeno renovable es considerado como la pieza final en el complejo puzzle de la transición energética (IRENA, 2022a). Producido mediante la electrolisis del agua con energías renovables, el hidrógeno verde tiene la capacidad de descarbonizar buena parte de los procesos productivos no electrificables, tales como la siderurgia, la petroquímica, el refinado de petróleo, los procesos caloríficos intensivos, la producción de combustibles sintéticos o el transporte pesado. Su producción y aplicación masiva se ha vuelto indispensable para alcanzar los objetivos climáticos del Acuerdo de París, generando una nueva carrera del hidrógeno plasmada en los múltiples planes nacionales publicados desde 2020, que pretenden impulsar la innovación, la producción y la aplicación final del hidrógeno descarbonizado (IRENA, 2022b).

A medio plazo se espera que el hidrógeno renovable compita con el producido por el método tradicional de reformado de vapor de metano, al que se añadiría la captura de carbono, reduciendo hasta un 95 por ciento sus emisiones de gases de efecto invernadero (IEA, 2021a). A largo plazo se espera que, por el potencial en reducción de costes y la capacidad de reducir emisiones, el hidrógeno renovable sea la senda dominante a nivel global, con una penetración temprana destacada en la UE. Por ello, la geopolítica del hidrógeno probablemente se desarrolle en diferentes etapas. La década de 2020 podría ser la de la carrera por el liderazgo tecnológico, con caídas significativas de costes y un rápido despliegue de la infraestructura necesaria para su uso alrededor de valles o *clusters* de carácter regional. Se espera que, para finales de 2030, la producción y la demanda de hidrógeno crezcan considerablemente, generando países autosuficientes, importadores y exportadores, y propiciando que el comercio internacional de hidrógeno y

sus derivados crezca significativamente a través de las rutas comerciales ya establecidas (Ram et al., 2020). La década de los cuarenta estaría marcada por la consolidación tecnológica, la intensificación del comercio internacional y la incorporación de los países en desarrollo como productores y consumidores (IEA, 2021a).

En España, la publicación en 2020 de la *Hoja de ruta del hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable* (MITERD, 2020a) ha puesto las bases para su desarrollo, estableciendo preferencias tecnológicas (hidrógeno producido mediante electrolisis con electricidad de origen renovable) y objetivos (4 GW de capacidad instalada de electrolizadores en 2030 y el 25 por ciento del consumo industrial de hidrógeno de origen renovable). El desarrollo del hidrógeno renovable en España tendrá implicaciones para la política exterior y el posicionamiento en el espacio energético europeo y mediterráneo. Pero dado el carácter eminentemente regional de su desarrollo temprano y la capacidad de iniciativa de las comunidades autónomas, que están desarrollando sus propias estrategias y planes industriales, el hidrógeno verde puede también reconfigurar el mapa energético peninsular, tal y como ocurrió con las energías renovables. Uno de los elementos clave de este desarrollo regional es la formación de alianzas y asociaciones regionales para la creación de corredores y valles de hidrógeno que aglutinan a varias comunidades autónomas o regiones europeas. Un modelo cooperativo de desarrollo regional del hidrógeno puede contribuir a desbloquear la integración energética española con su vecindario inmediato, ayudando a superar algunas de las barreras geopolíticas y geoeconómicas que afectan a las relaciones entre naciones.

Este artículo aborda el impacto que el desarrollo del hidrógeno renovable tendrá para España en el marco del nuevo mapa energético europeo y mediterráneo. Primero, se exponen los elementos básicos de la geopolítica del hidrógeno renovable, para analizar a continuación su papel en el posicionamiento energético exterior de España y su dimensión regional, abarcando desde las diferentes estrategias europeas y nacionales hasta los planes de las comunidades autónomas y la emergencia de nuevos corredores energéticos asociados a todo ello. El último apartado resume la discusión y concluye con unas consideraciones finales.

## 2. UNA GEOPOLÍTICA A MEDIO CAMINO ENTRE LA DE LOS HIDROCARBUROS Y LA DE LA ELECTRICIDAD

La dimensión estratégica de la energía y de la producción industrial hacen del hidrógeno renovable un combustible susceptible de incorporar un alto contenido geopolítico. No obstante, es probable que las limitaciones técnicas y económicas para su transporte se impongan en la geografía de su comercio, favoreciendo una regionalización abierta con un alto grado de autosuficiencia y la mayor parte de la producción localizada cerca de los centros de consumo. La aparición de rutas comerciales o corredores de larga distancia reflejará grandes diferencias de costes y de disponibilidad de este recurso renovable, permitiendo *ship sunshine* o transporte del recurso renovable hacia regiones deficitarias (Johnston *et al.*, 2022). Se espera que el hidrógeno se transporte principalmente por gasoducto, aprovechando buena parte de la infraestructura gasista existente, o, a larga distancia, en barco, en la forma de amoniaco, metanol, hidrógeno líquido o como parte de un portador orgánico. Todas estas formas de transporte tienen que resolver numerosos desafíos técnicos y económicos, y, salvo el transporte por tubería, se encuentran en una fase muy temprana de su desarrollo (Núñez-Jiménez y De Blasio, 2022).

Puesto que el hidrógeno es un negocio de conversión y no de extracción, tiene el potencial de producirse de forma competitiva en muchos lugares, a diferencia de los hidrocarburos, cuya disponibilidad depende de la geología del subsuelo. Por ello, se espera que el negocio del hidrógeno sea más competitivo y menos lucrativo que el de petróleo y el gas (IRENA, 2022a). Además, la abundante disponibilidad del hidrógeno como manufactura, en contraposición a la distribución determinada geográficamente de los recursos extractivos fósiles, reduce la capacidad que tienen los exportadores para instrumentalizar geopolíticamente el hidrógeno. Los países importadores de hidrógeno contarán con cierta resiliencia geopolítica al poder incrementar la producción doméstica de hidrógeno renovable o fósil de forma relativamente sencilla como respuesta ante *shocks* de suministro (Pflugmann y De Blasio, 2020).

El desarrollo del comercio internacional de hidrógeno será progresivo y contará, como en

los primeros años del mercado de Gas Natural Licuado (GNL), con un marcado carácter bilateral entre importadores y exportadores. Ese patrón de interdependencia involucrará a las empresas, la tecnología y la financiación de los importadores como herramientas de equilibrio geopolítico frente a los productores, configurando un nuevo tipo de diplomacia energética del hidrógeno. Este tipo de acuerdos bilaterales ya existentes entre países desarrollados y países del Sur Global expone los riesgos de un nuevo tipo de colonialismo energético, que deberá limitarse estableciendo estrictos marcos de adicionalidad renovable e hídrica<sup>4</sup>, lo que podría dotar de un marco normativo multilateral al comercio internacional de hidrógeno o, en su ausencia, conducir a la fragmentación del mercado.

La producción de hidrógeno contará con elementos de proteccionismo y barreras de entrada como el CBAM<sup>5</sup>, pudiendo establecerse mercados separados en función de la intensidad en carbono del combustible, además de estándares medioambientales y probablemente de gobernanza, propuestos por algunas democracias importadoras. Esto podría determinar los flujos comerciales de hidrógeno más allá de los elementos puramente tecnoeconómicos propios de un mercado de materias primas globalizado. Además, los beneficios de la economía del hidrógeno no residirán únicamente en su producción, sino en el ecosistema tecnológico asociado y, sobre todo, en la integración en la cadena de valor industrial. Los países con menores costes de producción de este combustible podrán atraer actividades industriales intensivas en hidrógeno, pudiendo reconfigurar la geografía de la producción industrial global de acero y fertilizantes si ofrecen garantías de estabilidad política y económica<sup>6</sup>.

<sup>4</sup> Los criterios de adicionalidad renovable implican que la planta de energía renovable empleada para la producción de hidrógeno debe ser “nueva” o “adicional” al sistema eléctrico existente. En el caso de la adicionalidad hídrica, se trata de evitar que el consumo de recursos hídricos para la producción de hidrógeno compita con los ya existentes en consumo residencial, industrial o agrícola.

<sup>5</sup> El Carbon Border Adjustment Mechanism, o Ajuste de Carbono en Frontera, es el arancel diseñado por la UE para productos con riesgo de generar “fugas de carbono” o deslocalización industrial por el gravamen a las emisiones de gases de efecto invernadero. Su entrada en vigor está prevista para 2026 y se aplicará a varios productos intensivos en energía, entre ellos, el hidrógeno y el amoniaco.

<sup>6</sup> Esta transformación, que, de producirse, tendrá mayores implicaciones geo-económicas que la de los propios flujos del hidrógeno, excede, no obstante, el objeto de este análisis.

Desde el punto de vista de los mercados de materias primas, el desarrollo de una economía del hidrógeno sustentará la creciente demanda de níquel y circonio para su uso en electrolizadores y de metales del grupo del platino para las pilas de combustible (IEA, 2021a). Dado que el hidrógeno provocará un mayor despliegue de las tecnologías renovables, como la solar y la eólica, y que irá de la mano del desarrollo de nuevas líneas eléctricas y la instalación de baterías, también aumentará la demanda de los minerales de transición (IEA, 2021b). El hidrógeno renovable generará asimismo nuevas dependencias tecnológicas asimétricas entre líderes e importadores tecnológicos, siendo los electrolizadores y las pilas de combustible los elementos más relevantes de la cadena de valor del hidrógeno: aunque la industria de los electrolizadores sigue hoy dominada por compañías europeas, la de las pilas de combustible lo está por empresas asiáticas (IRENA, 2022a).

En definitiva, la geopolítica del hidrógeno regionalizará las relaciones energéticas, intensificando la creación de nodos comerciales que en muchas geografías replicarán el comercio actual de gas natural, fruto de la infraestructura de transporte disponible por gasoducto, o los intercambios de electricidad desde las regiones excedentarias a las deficitarias. El hidrógeno descarbonizado no reconfigurará por completo el mapa geopolítico de la energía, sino que lo transformará, partiendo de una trayectoria geopolítica dependiente de la senda fósil (Escribano, 2021). La geopolítica del hidrógeno se enmarca en la de la transición energética y la descarbonización de la economía, que hará que la competencia energética internacional bascule del control de los recursos físicos al desarrollo de la tecnología y la posesión de los derechos de propiedad intelectual, sin ignorar la ventaja comparativa que ofrecen los recursos renovables (Overland, 2019).

### 3. ESPAÑA EN EL NUEVO MAPA ENERGÉTICO DEL HIDRÓGENO: UNA ISLA CON VOCACIÓN DE HUB

#### 3.1. El hidrógeno en España en la década 2022-2030

En España, el potencial económico del hidrógeno verde ha sido acogido con cierto

entusiasmo por el gobierno nacional, las administraciones regionales, el sector privado y, hasta cierto punto, la sociedad civil. El desarrollo de una economía del hidrógeno se percibe principalmente como una herramienta de desarrollo industrial y de diversificación económica, además de una forma de avanzar en la descarbonización y la autonomía estratégica energética, y así queda plasmado como componente destacable entre los proyectos presentados por España en el contexto del programa *Next Generation* de la UE (Escribano, 2021). Aunque la estrategia española a largo plazo contempla la exportación de los excedentes de hidrógeno verde nacional, las estrategias públicas e industriales a corto y medio plazo se centran en la creación de valles o *clusters* de hidrógeno que concentren la producción y el consumo, atrayendo la actividad económica asociada a este combustible. Esta estrategia es coherente con la realidad de la conectividad energética española, integrada con Portugal, con la que forma un espacio energético peninsular único, pero con pocas conexiones con el resto de Europa.

España cuenta con uno de los precios del hidrógeno renovable más competitivos de la UE gracias a la posibilidad de desarrollar proyectos que hibriden generación eléctrica solar y eólica, a la disponibilidad de terreno y a la experiencia en el desarrollo de proyectos renovables (Agora Energiewende y AFRY, 2021). En la actualidad, España produce y consume aproximadamente 500.000 toneladas de hidrógeno al año para usos casi exclusivamente industriales: el 70 por ciento en refinerías, y el 25 por ciento en industrias químicas. La *Hoja de ruta del hidrógeno* establece el objetivo de haber alcanzado en 2030, al menos, un 25 por ciento de hidrógeno renovable sobre el total de hidrógeno utilizado en aplicaciones industriales, ya sea como materia prima o con fines energético-calóricos, lo que generará una base de demanda para su incipiente industria. Igualmente, se espera que el hidrógeno renovable alcance usos no convencionales para el final de la década en la siderurgia, el transporte pesado, los fueles sintéticos y los procesos de alto poder calorífico en industrias clave como la azulejera o la cementera. Esta demanda permitirá el desarrollo de proyectos a escala de cientos de megavatios (MW), apoyando una también incipiente industria manufacturera de electrolizadores y desarrolladores de proyectos, así como una primera red local de hidroductos (conducciones de hidrógeno).

Por el lado de la oferta, los objetivos de instalar una potencia de 4 GW de electrolizadores para 2030 dejarían una producción nacional de cerca de 300.000 toneladas de hidrógeno renovable al año<sup>7</sup>, lo que permitiría cumplir con los objetivos establecidos para la industria existente, su expansión a la siderurgia y su uso progresivo en el transporte pesado y los fueles sintéticos. En el corto plazo, España propone un ambicioso proyecto para el desarrollo de hidrógeno renovable en el marco de los objetivos europeos de descarbonización, pero que, al igual que ocurre con otros países europeos, sigue un doble enfoque, doméstico y de desarrollo industrial.

A pesar del enfoque eminentemente nacional de la *Hoja de ruta del hidrógeno*, la estrategia también contempla promover la cooperación internacional, priorizando la dimensión europea para alcanzar en el futuro próximo un “comercio transfronterizo sin restricciones” de hidrógeno descarbonizado (Escribano, 2021). Como parte de la contribución española a la seguridad energética europea tras la invasión rusa de Ucrania, desde el gobierno se ha elaborado una estrategia diplomática con el vecindario inmediato orientada a posicionar a España en el mapa europeo del hidrógeno, la cual se irá configurando conforme se cumplan los distintos hitos de las estrategias regionales, nacionales y europea a lo largo de la próxima década.

En noviembre de 2020 España firmó con Italia su primer acuerdo de cooperación bilateral relacionado con el hidrógeno, en un contexto de máximo entendimiento entre Roma y Madrid tras la provisión de los fondos *Next Generation EU* y la celebración de la XIX Cumbre Hispano-Italiana (Bonisconi, 2021). En octubre de 2021, España y Portugal sellaron un acuerdo de cooperación en el marco de los planes de recuperación y resiliencia que incluía, entre los cuatro grandes pilares de actuación prioritarios, la transición ecológica y las energías renovables, con especial protagonismo para el hidrógeno verde. En abril de 2021 se celebró la I Cumbre Franco-Española del Hidrógeno, con la participación de empresas del sector y de las instituciones más relevan-

<sup>7</sup> Estimaciones realizadas por los autores a partir de proyectos europeos actuales, como, por ejemplo, *A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant*, del Hydrohub Innovation Program, y de la demanda actual en España, obtenida de Fuel Cells and Hydrogen Observatory (2022).

tes, sin acuerdos de cooperación bilateral, pero sí con expresiones de interés del sector privado a ambos lados de los Pirineos. Estos acuerdos y encuentros han priorizado la cooperación técnica, industrial y política sobre los compromisos de comercio de hidrógeno en el futuro, en claro contraste con los firmados por importadores como Alemania, Países Bajos o Japón, con países que aspiran a convertirse en exportadores de hidrógeno, tales como Marruecos, Chile, Portugal o Canadá.

### 3.2. Hidrógeno y posicionamiento ibérico en un mapa energético europeo descarbonizado

La Península Ibérica está llamada a desempeñar un papel relevante en la configuración del espacio energético europeo y mediterráneo descarbonizado, que, a su vez, incorpora un papel destacado para el hidrógeno. La competitividad del hidrógeno renovable español y del portugués, sumada al potencial para producir excedentes destinados a la exportación, ha generado expectativas sobre la creación de un corredor Península Ibérica – Centroeuropa que aproveche el diferencial de precios y suministre hidrógeno competitivo a las industrias ubicadas en regiones deficitarias, principalmente en los Países Bajos y Alemania (Agora Energiewende y AFRY, 2021). Sin embargo, las ambiciones de Francia de alcanzar la autosuficiencia en hidrógeno a partir de energía renovable y nuclear, y su falta de incentivos para facilitar la integración energética española a través de los Pirineos, hacen temer que se reproduzca la situación actual de escasez de interconexiones de gas y electricidad. España dispone de una capacidad de regasificación de GNL que no puede utilizar para contribuir a la seguridad energética europea por la falta de una interconexión suficiente con Francia y de su prolongación hacia el resto de Europa. Esta situación dificultaría el tránsito de hidrógeno a través de gasoductos readaptados o de nuevas infraestructuras específicamente diseñadas para este fin, teniendo en cuenta las insuficientes interconexiones de gas a través de los Pirineos (Escribano, 2021).

Además, si no se desarrolla una red europea de hidroductos, España corre el riesgo de



perder la ventaja competitiva generada por su proximidad geográfica a los mercados de importación europeos. Considerando las posibilidades de transporte de hidrógeno desde España a Europa, la distancia de 1.500-3.000 kilómetros parece estar cerca de un supuesto punto de equilibrio entre el transporte por tubería y el transporte marítimo de amoníaco, metanol o hidrógeno líquido desde otras partes del mundo (Núñez-Jiménez y De Blasio, 2022). Si el mercado europeo de hidrógeno se articula en torno al transporte por barco, los principales costes estarían en la transformación en amoníaco, metanol o hidrógeno líquido en los puertos, y no en el coste adicional por kilómetro. Esta situación podría afectar a las ambiciones exportadoras de España a largo plazo, ya que productores con bajos costes renovables, pero alejados geográficamente de Europa, podrían competir y ofrecer hidrógeno a un precio similar o inferior. Por ello, la diplomacia del hidrógeno española se ha centrado en asegurar un mercado europeo integrado, centrando la cooperación con su vecindario inmediato con el objetivo de incrementar las escasas interconexiones energéticas de la Península Ibérica con el resto de Europa.

Ese aislamiento contrasta con el alto grado de integración que España y Portugal han alcanzado en las últimas dos décadas en electricidad, con el MIBEL (Mercado Ibérico de la Electricidad), y, en menor medida, en el del gas, con el MIBGAS (Mercado Ibérico del Gas) (Rivero, 2010; Morán Blanco, 2019). Esto ha proporcionado una estructura de mercado bien desarrollada para el comercio de energía que facilitaría una mayor coordinación entre los sectores implicados en la futura creación de una cadena de valor del hidrógeno a escala peninsular. La estrategia de hidrógeno de Portugal pretende que en 2030 estén instalados 2 GW de capacidad de electrolisis y, en ausencia de grandes consumidores domésticos, proyecta mercados de exportación como los Países Bajos, con quienes ha firmado un acuerdo de colaboración para explorar la exportación de hidrógeno descarbonizado desde el *cluster* de hidrógeno de Sines hasta el puerto de Rotterdam. El futuro de las exportaciones portuguesas de hidrógeno renovable pasará necesariamente por el grado de integración peninsular en el mercado europeo de hidrógeno por gasoducto. En ausencia de conexiones suficientes a través de los Pirineos, Portugal utilizará principalmente la vía marítima para las exportaciones, aun a riesgo de

perder buena parte de su ventaja competitiva por los altos costes asociados (Núñez-Jiménez y De Blasio, 2022).

La integración peninsular con el resto de Europa pasa necesariamente por Francia, cuya falta de interés por mejorar las conexiones españolas ha generado recelo al sur de los Pirineos, pero también en potenciales importadores como Alemania. Actualmente, la ratio de interconexión eléctrica de España es inferior al 5 por ciento de la capacidad de generación instalada en el sistema eléctrico, de manera que en 2020 España fue el único país no insular de la UE por debajo del objetivo del 10 por ciento (MITERD, 2020b). De forma similar, la conexión gasista es a todas luces insuficiente, impidiendo aprovechar la flota española de terminales de GNL como fuente de diversificación en el suministro de gas natural europeo.

Los gestores de la red de gas de Francia (Teréga y GRTgaz) y España (Enagas) están colaborando intensamente para diseñar un corredor transfronterizo de hidrógeno denominado *Green Crane Initiative*. Esta iniciativa, candidata a Proyecto Importante de Interés Común (IPCEI), se ha desarrollado con Snam, el gestor de la red de transporte italiano, para facilitar una integración europea del hidrógeno en dirección Sur-Norte a través de gasoductos tanto existentes como de nueva construcción que formarían parte de la Red Troncal Europea del Hidrógeno. En España, tanto el Corredor Vasco del Hidrógeno como el Corredor del Hidrógeno del Ebro son *clusters* cercanos a la frontera francesa y cuentan ya con interconexiones de gas natural (Irún y Larrau) que podrían integrarse en la economía del hidrógeno francesa. Sin embargo, es el corredor mediterráneo el que ofrece un mayor potencial para integrarse en el *hub* de hidrógeno que Francia pretende desarrollar en la región de Provenza-Alpes-Costa Azul, con una demanda prevista de más de 7 TWh de hidrógeno para 2030 en el *cluster* de refino y metalurgia de Fos-sur-Mer en Marsella (Agora Energiewende y AFRY, 2021).

La pieza restante de este puzle es el gasoducto Midcat, que aumentaría la capacidad de intercambio entre España y Francia en 7.500 millones de metros cúbicos de gas natural y que ha cobrado impulso durante la crisis de Ucrania por su potencial de doble propósito (gas e hidrógeno). Esta infraestructura, planifi-

cada hace más de una década y ya iniciada en el lado español, tendría sentido como herramienta para abastecer, a corto plazo, a Francia y, a medio plazo, a Alemania de gas natural importado procedente de las infrautilizadas plantas españolas de GNL. A largo plazo, el objetivo permitiría integrar la generación de hidrógeno en la Península Ibérica con Alemania, formando un corredor europeo de hidrógeno Sur-Norte en Europa Occidental. Ahora bien, la ventana de oportunidad para el Midcat está cada vez menos abierta, teniendo en cuenta que el reglamento de las Redes Transeuropeas de Energía solo autoriza la financiación de la UE para los nuevos gasoductos de gas fósil hasta 2029, y únicamente a condición de que estén preparados para el hidrógeno (European Commission, 2020). El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), que se ha opuesto en el pasado a la construcción de nuevas infraestructuras fósiles en la UE, parece haber cambiado de opinión sobre el gasoducto Midcat, con una triple condición: que cuente con financiación europea, esté conectado a la red europea de gas y tenga capacidad para transportar biometano e hidrógeno en el futuro.

Otro elemento clave en la dimensión exterior del hidrógeno verde es la posibilidad de integrar los mercados norteafricano y europeo en el corredor de importación mediterráneo ya identificado en el paquete REPowerEU. La ambición de Marruecos de convertirse en exportador de hidrógeno verde se uniría a la necesidad de Argelia de sustituir y/o complementar sus exportaciones de hidrocarburos, y a la existencia de gasoductos de ambos países con España. Los dos tienen excelentes condiciones geográficas para el desarrollo del hidrógeno verde y del hidrógeno fósil con captura de carbono en el caso de Argelia, ofreciendo la posibilidad de establecer un corredor transmediterráneo a través de España. En particular, España y Marruecos están experimentando una creciente integración energética en los ámbitos de la electricidad, el gas natural y los productos refinados, que podría extenderse al sector del hidrógeno verde. El gasoducto GME, actualmente cerrado por las tensiones entre Marruecos y Argelia<sup>8</sup>, tendría buenas características para el transporte transmediterráneo de hidrógeno, con solo 45 km

<sup>8</sup> Cerrado el flujo original con dirección Argelia-Marruecos-España, pero reabierto en junio de 2022 para suministrar desde España pequeños volúmenes de gas natural a Marruecos, del que España importa como GNL.

de recorrido submarino, reduciendo considerablemente los problemas de compresión que tienen estas infraestructuras en su conversión al transporte de hidrógeno.

Las exportaciones de hidrógeno desde el norte de África se enfrentarían a los mismos obstáculos que los países ibéricos para alcanzar los mercados del norte de Europa (Escribano, 2021), a no ser que se construyeran nuevos gasoductos de tránsito "listos para el hidrógeno" (*hydrogen ready*), como un posible gasoducto submarino Barcelona-Livorno, o que el transporte por mar fuera competitivo y permitiese obviar a España como ruta de tránsito. A pesar de las grandes sinergias y el potencial para la colaboración, es destacable la ausencia de un acuerdo de cooperación en materia de hidrógeno entre España y Marruecos, teniendo en cuenta que el país norteafricano firmó uno de los primeros acuerdos bilaterales en materia de hidrógeno del mundo con Alemania en junio de 2020 y otro con Portugal en febrero de 2021.

En perspectiva geoestratégica, el hidrógeno renovable representa para España una oportunidad para reconfigurar su posición periférica en el sistema energético europeo y, especialmente, para liberarse de su condición de isla energética junto con Portugal (Escribano, 2006). Mientras que las interconexiones eléctricas con Francia avanzan lentamente, previsiblemente sin poder cumplir con los objetivos establecidos en el PNIEC de alcanzar 8.000 MW de interconexión a la altura de 2030, el hidrógeno renovable podría ser una opción complementaria para conectar los abundantes recursos renovables de la Península con el resto de Europa continental. Esta doble conexión, de electricidad e hidrógeno, permitiría incrementar la robustez del sistema energético descarbonizado europeo y peninsular, dotando a España de una oportunidad para capitalizar su abundancia relativa en recurso solar y su disponibilidad de terreno. Esta oportunidad podría además suponer la atracción de industrias intensivas en energía que, en un contexto de aislamiento energético de la Península Ibérica, se podría generar con costes renovables sustancialmente inferiores a los de otros Estados miembros.

Una mayor integración energética con Europa reduciría este diferencial de precios, pudiendo llegar a homogenizar los costes de

electricidad e hidrógeno entre la Península Ibérica y Francia y el resto de la UE a largo plazo. También permitiría instalar una mayor cantidad de potencia renovable a un menor coste, ya que contaría con un mercado de exportación en momentos de gran producción y el respaldo de las importaciones en momentos de escasa generación, lo que disminuiría los costes del sistema. Dado el lento desarrollo de nuevas interconexiones eléctricas entre España y Francia, la integración española en el mercado europeo del hidrógeno determinará la senda exterior de la descarbonización española y portuguesa: constituyendo bien una isla energética de bajos costes capaz de atraer a la industria europea intensiva en energía, bien una península integrada en Europa y nodo (*hub*) vertebrador de la integración energética de la UE con el Norte de África y el espacio atlántico.

#### 4. EL DESARROLLO REGIONAL DEL HIDRÓGENO EN ESPAÑA: DE VALLES A CORREDORES

En España, la *Hoja de ruta del hidrógeno* vino acompañada de la aprobación, a propuesta del MITERD, del *Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE)* de *Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (ERHA)*. Este PERTE ha otorgado una posición privilegiada al hidrógeno renovable, con una dotación de 1.555 millones de euros públicos que se espera que movilicen otros 2.800 millones de capital privado y permitan alcanzar los objetivos establecidos para 2030. En este contexto de movilización europea y estatal, las comunidades autónomas han comenzado a desarrollar sus estrategias regionales de hidrógeno. Aunque ya había precedentes en la elaboración de este tipo de documentos (Aragón fue pionera con la publicación de sendas estrategias de hidrógeno en 2011 y 2016), desde la publicación de la *Hoja de ruta del hidrógeno* y la Estrategia Europea del Hidrógeno en 2020 han proliferado las estrategias autonómicas. Dada la descentralización de la administración española, el papel que pueden desempeñar las estrategias subnacionales de hidrógeno será crucial en la articulación de valles, *clusters* o *hubs* de hidrógeno renovable, con las respectivas implicaciones a escala regional, nacional e internacional.

La descentralización de la política energética, y la de los propios sistemas energéticos, ha generado profundos debates académicos en el contexto de la descarbonización y la transición ecológica. Mientras algunos autores advierten de los riesgos de descoordinación entre las regiones y de pervivencia de las ineficiencias existentes (Ohlhorst, 2015), otros consideran que también debe tenerse en cuenta la problemática de los incentivos perversos que puede generar la ausencia de objetivos subnacionales específicos que dificulte el cumplimiento de los objetivos nacionales (Zhang, Zhang y Liang, 2017). Una descentralización profunda podría agravar problemas ya existentes en materia de desigualdad relacionados con la gobernanza climática, el control de la contaminación o el acceso a energías limpias (Haitao, Hao y Ren, 2020).

Las estrategias regionales de hidrógeno en España permitirían establecer objetivos específicos para las regiones, dotar de herramientas de desarrollo regional adaptadas a las ventajas competitivas de cada territorio y capacitar a las regiones ricas en recurso renovable para que desarrollen políticas que generen riqueza a nivel local (Batel y Rudolph, 2021). En España, los riesgos asociados a la descoordinación regional podrían ser mitigados con estrategias suprarregionales, como en el caso del Corredor del Hidrógeno del Ebro. La posibilidad de que se exacerben las desigualdades territoriales requeriría del uso de mecanismos específicos para afrontarlas, aunque, teniendo en cuenta la distribución del recurso renovable en España (Ferres González, 2021), el desarrollo del hidrógeno verde podría ser una palanca para frenar el declive demográfico y económico de ciertas regiones del interior.

Hasta la fecha, cuatro comunidades autónomas han presentado planes de hidrógeno, cuyos objetivos específicos, combinados, ascienden a 1 GW de electrolisis para 2030 (cuadro 1), lo que representaría un 25 por ciento de los objetivos nacionales de la *Hoja de ruta*. Además, estas estrategias incorporan objetivos específicos para el transporte y la industria, con diferentes aplicaciones prácticas en función de la matriz económica de cada región: el País Vasco y la Comunidad Valenciana, con notable presencia de los sectores de refino y petroquímico, se centran en sustituir el consumo de hidrógeno convencional; Navarra apuesta por una sustitución paulatina del gas fósil, un 5 por ciento para



CUADRO 1

**OBJETIVOS PARA 2030 DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO, TRANSPORTE Y USO INDUSTRIAL DE LAS ESTRATEGIAS DE HIDRÓGENO DE PAÍS VASCO, NAVARRA, COMUNIDAD VALENCIANA Y CASTILLA Y LEÓN**

	<i>Objetivos de producción</i>	<i>Objetivos en transporte</i>	<i>Objetivos en industria</i>
País Vasco	Capacidad instalada de 300 MW de electro-lizadores. El 100 por ciento del hidrógeno producido es de origen renovable. Producción anual de 2.000 toneladas de combustibles sintéticos.	Flota de 20 autobuses de hidrógeno y 450 vehículos de transporte de mercancías. Red de diez hidrogeneras de acceso público.	El 90 por ciento del hidrógeno consumido en la industria como materia prima es de origen renovable o bajo en carbono. El hidrógeno supone un 5 por ciento del consumo energético total del sector industrial.
Navarra	150 MW de potencia instalada de electrolisis.	Tres líneas de transporte impulsadas por la tecnología del hidrógeno, y un objetivo de 50 a 75 vehículos ligeros y pesados.	Objetivo de un 5 por ciento del total de sustitución del consumo de gas natural industrial a finales de 2030.
Comunidad Valenciana	Electrolisis de 350 MW para una producción de 30.000 toneladas de hidrógeno verde.	Suministro de hidrógeno renovable a 550 vehículos y explotación de doce estaciones públicas de hidrogeneras ("gasoline-ras" de hidrógeno). Dos líneas de trenes comerciales alimentadas con hidrógeno renovable.	Cubrir con hidrógeno renovable el 25 por ciento del hidrógeno consumido en la industria química, refino y cerámica.
Castilla y León	200 MW de potencia instalada en electrolizadores.	Seis autobuses de pila de combustible y 30 vehículos de transporte de mercancías. Cuatro hidrogeneras.	95 por ciento del hidrógeno producido para el consumo fuera de la región: exportación por vía férrea hasta el puerto de Gijón.

*Fuente:* Elaboración propia a partir de las estrategias de hidrógeno publicadas por las comunidades autónomas con objetivos específicos.

2030; y Castilla y León identifica como objetivo las exportaciones a Asturias y su industria metalúrgica. En cuanto al transporte, todas las estrategias incorporan objetivos para la construcción de estaciones de servicio de repostaje de hidrógeno enfocadas a la descarbonización del transporte de mercancías, priorizando aquellas rutas de mayor volumen de tráfico. La Comunidad Valenciana es la única en establecer objetivos específicos asociados al ferrocarril de hidrógeno.

A estas cuatro estrategias se unen las de Aragón, las Islas Canarias y Andalucía, que no

cuentan con objetivos específicos, pero sí con líneas maestras y planes de actuación diferenciados. Aragón prioriza la integración de la región en el Valle del Ebro, identificando posibles redes de gas fósil convertibles a hidrógeno, ubicaciones para el almacenamiento subterráneo y polos industriales de consumo final, así como el desarrollo de hidrogeneras ("gasoline-ras" de hidrógeno) y su uso en el proyecto de ferrocarril Canfranc-Pau. Las Islas Canarias identifican la generación de hidrógeno renovable como un vector clave para la descarbonización de los sistemas insulares aislados, principal-

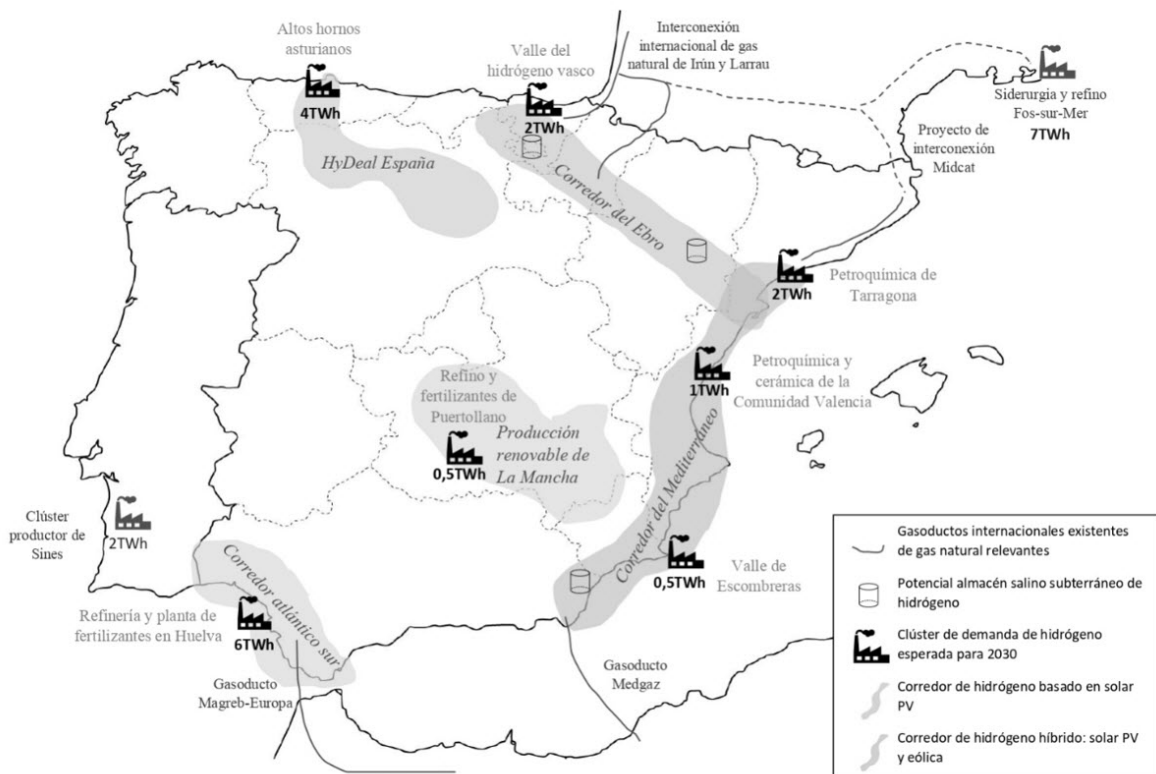
mente como solución para el almacenamiento de la producción renovable excedentaria. También han surgido iniciativas público-privadas de carácter regional enfocadas a descarbonizar sectores específicos. Cabe destacar el Valle del Hidrógeno de Cataluña, surgido en torno al complejo petroquímico de Tarragona; el Valle del Hidrógeno Verde de la Región de Murcia, diseñado para desarrollar la cadena de valor en torno al Valle de Escombreras; y el *cluster* Puerta de Europa de hidrógeno verde, diseñado para descarbonizar el polo químico de Huelva.

Uno de los elementos clave de este desarrollo regional es la formación de alianzas y asociaciones transregionales para la creación

de corredores de hidrógeno que permitan un desarrollo a una escala mayor que la local. Resulta especialmente prometedor el Corredor del Hidrógeno del Ebro, una iniciativa público-privada con un objetivo de 1,5 GW de capacidad instalada de electrolizadores y 6 GW de renovables para 2030, que comprende el País Vasco, Navarra, Aragón y Cataluña, y que articularía una cadena de suministro de hidrógeno desde las regiones con abundancia de renovables, como Aragón, hasta los *clusters* industriales de demanda en Bilbao y Tarragona (mapa 1). En el Atlántico se espera un desarrollo temprano en torno a la producción de acero primario en Gijón, así como un corredor promovido por la plataforma privada HyDeal España que lleve hidrógeno y electricidad renovable desde

MAPA 1

MAPA POTENCIAL DEL DESARROLLO REGIONAL DEL HIDRÓGENO EN ESPAÑA EN TORNO A VALLES DE PRODUCCIÓN Y POLOS DE CONSUMO



Fuentes: Elaboración propia. Estimaciones del consumo de hidrógeno obtenidas de Agora Energiewende y AFRY (2021) y del potencial almacenamiento subterráneo salino de Crotagino et al. (2010).

Castilla y León hasta los altos hornos de Arcelor Mittal en Asturias, cercanos al fin de su vida útil y cuya descarbonización pasa por la construcción de una planta de DRI (Reducción Directa de Mineral de Hierro) con hidrógeno, integrado en un nuevo horno eléctrico híbrido<sup>9</sup>.

El del Mediterráneo se posiciona como otro corredor con gran potencial, al contar con centros de alta demanda proveniente de la industria petroquímica, metalúrgica y azulejera, así como de las refinerías, mientras que, por el lado de la oferta, procura buen recurso solar y gran potencial para la eólica marina flotante. La Comunidad Valenciana y la Región de Murcia cuentan con ambiciosas estrategias para la producción de hidrógeno descarbonizado en torno a los centros industriales clave de Cartagena, Valencia, Castellón y Sagunto, mientras que Cataluña se posicionaría como la intersección del Valle del Ebro, el Corredor Mediterráneo y una posible ruta de tránsito hacia el resto de Europa si se construyera el Midcat.

Este tipo de iniciativas transregionales son imprescindibles para evitar la fragmentación física y normativa, y favorecer un mercado nacional de hidrógeno compatible en sus fases de desarrollo temprano. Además, pueden propiciar un desarrollo regional más eficiente centrado en las áreas de mayor ventaja competitiva. Este es el caso del País Vasco, que busca fortalecer y renovar su industria local con un claro componente de desarrollo tecnológico frente a otras estrategias que perciben el hidrógeno como un canal para acelerar la inversión en renovables y su cadena de valor asociada (caso de Castilla y León). La implicación de las comunidades autónomas en el desarrollo del hidrógeno renovable resulta clave también para garantizar la simplificación de los procesos administrativos.

Uno de los elementos centrales de esos planes regionales es su potencial integración con otros *clusters* industriales o de producción de energía descarbonizada en Francia y Portugal, creando esquemas de cooperación subnacional que pueden ayudar a desbloquear la integración transnacional del hidrógeno. En el caso de Portugal, el desarrollo de valles de hidrógeno interconectados podría surgir fácil-

<sup>9</sup> Arcelor plantea alargar un año la vida del horno alto para dar tiempo al plan de descarbonización. *El Comercio*, 23 de abril de 2022.

mente en el norte. En cambio, Sines, el principal *cluster* de hidrógeno verde de Portugal, carece de conexión directa de gas con el *hub* de hidrógeno español más cercano, situado en el polo químico de Huelva. Esto dificultaría la integración física a corto plazo, pero podría proporcionar un buen ecosistema para el intercambio de información y tecnología. Algo similar ocurre con la cooperación hispano-marroquí en materia de hidrógeno, siempre influida por los complejos equilibrios geopolíticos del Magreb, que podría simplificarse si se institucionalizase a escala regional, por ejemplo, a través de Andalucía. La iniciativa público-privada del Valle de Hidrógeno del Ebro también podría generar oportunidades de comercio de hidrógeno transfronterizo con el sur de Francia, aprovechando la existencia de la eurrregión de Nueva Aquitania-Euskadi-Navarra como canal institucional de diálogo (Noferini *et al.*, 2020). La clave de esta cooperación inicial a escala regional sería la de anticipar un futuro mercado interconectado generando tecnología, procedimientos y una regulación similar que permitiesen posteriormente una integración más sencilla.

## 5. CONSIDERACIONES FINALES

El desarrollo del hidrógeno descarbonizado como vector de la transición energética tendrá implicaciones relevantes para la geopolítica de la energía, regionalizando los flujos energéticos sobre la base de las rutas ya existentes trazadas por el régimen fósil. A pesar de que la *Hoja de ruta del hidrógeno* española tiene un enfoque inicial de desarrollo industrial doméstico, el impacto del hidrógeno renovable en el posicionamiento de España en el mapa energético euromediterráneo dependerá en buena medida de la capacidad del país para integrarse en las primeras rutas de suministro de este combustible. La ruta Península Ibérica – Centroeuropa tiene un enorme potencial a largo plazo, toda vez que permitirá posicionar a España como puente logístico con el norte de África y el espacio atlántico, dotando a la Península de una posición central en el nuevo comercio energético descarbonizado.

La invasión rusa de Ucrania ha acelerado la necesidad de alcanzar una mayor autonomía y diversificación del suministro energé-

tico europeo, impulsando el interés y el apoyo al hidrógeno renovable. Esto constituye una oportunidad única para que España reconfigure su posición periférica en el sistema energético europeo, aumentando, con apoyo europeo, sus insuficientes interconexiones de electricidad y gas, y, en un futuro, de hidrógeno, a través de los Pirineos. Las comunidades autónomas pueden desempeñar un papel central en este desarrollo inicial de valles de hidrógeno, en la posterior creación de corredores transregionales y subnacionales, y, finalmente, en la integración de la Península Ibérica en un mercado europeo del hidrógeno renovable. Un desarrollo regional del hidrógeno renovable coordinado y coherente puede ser una de las mejores palancas para garantizar una transición energética justa y que permita la reconversión industrial de actividades estratégicas como el refino, la metalurgia, la petroquímica y los fertilizantes en torno a corredores que aglutinen diferentes ventajas competitivas.

El hidrógeno renovable se presenta como una oportunidad histórica para España, que cuenta con una buena posición inicial gracias a su buen recurso renovable, a su disponibilidad de espacio y a su relativa competencia tecnológica. No obstante, estos elementos no permitirán por sí solos la emergencia de una industria del hidrógeno verde que lidere su despliegue en Europa, sino que requerirá de la implicación de las instituciones a todos los niveles descritos. También debe destacarse que la ventana de oportunidad geopolítica puede permanecer abierta poco tiempo y que actores no europeos albergan también planes ambiciosos para exportar hidrógeno verde a la UE. En este artículo se intenta, precisamente, destacar la imbricación de la dimensión internacional del hidrógeno verde y sus complejidades geopolíticas con su desarrollo regional en España y las oportunidades geoeconómicas que ofrece.

BIBLIOGRAFÍA

AGORA ENERGIEWENDE y AFRY. (2021). *No-regret hydrogen: Charting early steps for H<sub>2</sub> infrastructure in Europe*. [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_02\\_EU\\_H2Grid/A-EW\\_203\\_No-regret-hydrogen\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf)

BATEL, S. y RUDOLPH, D. (2021). Contributions, tensions, and future avenues of a critical approach to the social acceptance of renewable energy infrastructures. En S. BATEL y D. RUDOLPH (Eds.), *A critical approach to the social acceptance of renewable energy infrastructures* (pp. 237-257). Cham: Palgrave Macmillan.

BONISSONI, A. (2021). Spain and Italy should cooperate more to make a stronger EU. *Blog Elcano*. <https://www.realinstitutoelcano.org/en/spain-and-italy-should-cooperate-more-to-make-a-stronger-eu/>

CROTOGINO, F., DONADEI, S., BÜNGER, U. y LANDINGER, H. (2010). Large-scale hydrogen underground storage for securing future energy supplies. En D. STOLTEN y T. GRUBE (Eds.), *18<sup>th</sup> World Hydrogen Energy Conference 2010 – WHEC 2010: Parallel sessions. Book 4: storage systems / policy perspectives, initiatives and cooperations* (pp. 37-45). Jülich: Forschungszentrum Jülich.

ESCRIBANO, G. (2006). Seguridad energética: concepto, escenarios e implicaciones para España y la UE. *Real Instituto Elcano. Documento de trabajo*, 33/2006.

ESCRIBANO, G. (2021). H<sub>2</sub> Med: impulsores y barreras geopolíticas y geoeconómicas para el hidrógeno en el Mediterráneo. *Elcano Policy Paper*.

EUROPEAN COMMISSION. (2020). Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Regulation (EU) No 347/2013. COM(2020) 824 final.

FERRES GONZÁLEZ, M. J. (2021). Elaboración del mapa de hibridación de energía eólica y solar en España. Trabajo de Fin de Máster. Máster universitario en tecnologías de la información geográfica. Universidad Complutense de Madrid.

FUEL CELLS AND HYDROGEN OBSERVATORY (2022). *Chapter 2. 2022 hydrogen supply capacity and demand*. <https://www.fchobservatory.eu/reports>.

GIULI, M. (2022). The Geopolitics of Clean Hydrogen – Opportunities and Challenges for Italy. *IAI Papers*, 22/17.

HAITAO, W., HAO, Y. y REN, S. (2020). How do environmental regulation and environmental decentralization affect green total factor energy efficiency: Evidence from China. *Energy Economics*, 91. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104880>

IEA. (2021a). *Global hydrogen review 2021*. París: IEA Publications.

IEA. (2021b). *The role of critical minerals in clean energy transitions*. París: IEA.

IRENA. (2022a). *Geopolitics of the energy transformation: The hydrogen factor*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

IRENA. (2022b). *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal. Part I – Trade outlook for 2050 and way forward*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

JOHNSTON, C. et al. (2022). Shipping the sunshine: An open-source model for costing renewable hydrogen transport from Australia. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(47), pp. 20362-20377.

MITERD. (MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO). (2020a). *Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable*. Madrid: MITERD.

MITERD. (MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO). (2020b). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030*. [https://www.miteco.gob.es/images/es/pniec\\_completo\\_tcm30-508410.pdf](https://www.miteco.gob.es/images/es/pniec_completo_tcm30-508410.pdf)

MORÁN BLANCO, S. (2019). España-Portugal: hacia una seguridad compartida en sectores prioritarios de la relación bilateral. *Boletín IEEE*, 13, pp. 862-897.

NOFERINI, A., BERZI, M., CAMONITA, F. y DURÀ, A. (2020). Cross-border cooperation in the EU: Euroregions amid multilevel governance and re-territorialization. *European Planning Studies*, 28(1), pp. 35-56.

NÚÑEZ-JIMÉNEZ, A. y DE BLASIO, N. (2022). The future of renewable hydrogen in the European union. Market and geopolitical implications.

Harvard Kennedy School. Belfer Center for Science and International Affairs.

OHLHORST, D. (2015). Germany's energy transition policy between national targets and decentralized responsibilities. *Journal of Integrative Environmental Sciences*, 12(4), pp. 303-322.

OVERLAND, I. (2019). The geopolitics of renewable energy: Debunking four emerging myths. *Energy Research & Social Science*, 49, pp. 36-40.

PFLUGMANN, F. y DE BLASIO, N. (2020). The geopolitics of renewable hydrogen in low-carbon energy markets. *Geopolitics, History, and International Relations*, 12(1), pp. 9-44.

RAM M. et al. (2020). *Powerfuels in a renewable energy world. Global volumes, costs, and trading 2030 to 2050*. Berlín: Deutsche Energie-Agentur GmbH.

RIVERO, A. (2010). España, Portugal y los falsos amigos. *Relaciones Internacionales*, 13, pp. 87-103.

VAN DE GRAAF, T., OVERLAND, I., SCHOLTEN, D. y WESTPHAL, K. (2020). The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen. *Energy Research & Social Science*, 70, 101667.

ZHANG, K., ZHANG, Z.-Y. y LIANG, Q.-M. (2017). An empirical analysis of the green paradox in China: From the perspective of fiscal decentralization. *Energy Policy*, 103, pp. 203-211.