El rastro del hidrógeno

Una mirada global al desarrollo del hidrógeno y sus impactos en el Estado español y Chile

ODG
OBSERVATORI DEL DEUTE EN LA GLOBALITZACIÓ

Autoría:
Josep Nualart Corpas y Marina Gros Breto

Revisiones de contenido:
Marta Pérez, Nicola Scherer,
Júlia Martí, Clàudia Custodio,
Javier Andaluz, Elena Gerebizza,
María Paz Aedo, Natalia Lueje

**Corrección lingüística
y traducción del castellano:**
Aula d'Idiomes, SCCL

Diseño y maquetación:
Lucía Armiño

Impresión:
Cooperativa Cevagraf

Edición:
Observatori del Deute en la Globalització

Imagen de portada:
Complejo de petroquímico de Tarragona,
Vista desde Puigdelfí. Autoría: ODG

En colaboración con:

ecologistas en acción

Con el apoyo de:

Ajuntament de Barcelona

Agència Catalana de Cooperació al Desenvolupament

Generalitat de Catalunya

El contenido de este documento es responsabilidad exclusiva del Observatori del Deute en la Globalització y Ecologistas en Acción y no refleja necesariamente la opinión de sus financiadoras.

Agradecimientos:

Este informe es el resultado de un proceso colectivo. Queremos agradecer a diversas organizaciones y a todas las personas que forman parte, que nos han acogido y dedicado su tiempo y conocimiento antes, durante y después de los trabajos de campo en el Estado español y Chile.

Gracias a la Plataforma Cel Net, Ecologistes en Acció Tarragona, la Plataforma a favor de los paisajes de Teruel, Ecologistas en Acción del Cinca, Ekologistak martxan, Greenpeace, red Gas No Es Solución, Plataforma Interkonexio Elektrikorik Ez! de Gatika, Euskal Gune ekosozialista, Juventud por el Clima/Fridays for future de Bilbao, sindicato ESK, Ecologistas en Acción Cantabria, Sustentarse, al Consejo del Pueblo Chango de Antofagasta, a las Mujeres Changas, al Sindicato de Buzos, Mariscadores y Recolectores de la Caleta de los Patos y CASA.

Agradecer también el apoyo, la revisión y el trabajo inestimable del equipo técnico del ODG y las áreas de agua, minería, energía y clima, y la campaña de transformación industrial de Ecologistas en Acción. Y por último, no podíamos terminar sin reconocer los cuidados y el sostén de las personas que nos han acompañado en todo el proceso.

El rastro del hidrógeno

Una mirada global al desarrollo del hidrógeno y sus impactos en el Estado español y Chile

Índice

Introducción
Pág. 1

1.

¿Qué es el hidrógeno?
Pág. 3

2.

Mercado del hidrógeno
Pág. 5

2.1
Estado del mercado del hidrógeno
Pág. 5

2.2
Estrategias nacionales y regionales para el desarrollo del hidrógeno en el mundo
Pág. 8

2.3
Marco regulador del hidrógeno
Pág. 10

2.4
Intereses corporativos detrás del desarrollo del hidrógeno
Pág. 12

3.

Geopolítica del hidrógeno
Pág. 14

3.1
Europa, a la búsqueda de hidrógeno alrededor del planeta
Pág. 15

3.2
Cómo el desarrollo del hidrógeno verde puede reproducir prácticas neocoloniales y generar zonas de sacrificio
Pág. 22

4.

Financiación del hidrógeno
Pág. 24

4.1
Mecanismos de financiación y de ayudas para los proyectos de hidrógeno
Pág. 25

4.2
Cantidad de dinero, tipo de proyectos y empresas que se beneficiarán
Pág. 30

5.

Impactos de los proyectos de hidrógeno verde en el territorio
Pág. 31

5.1
Impactos sociales desde una perspectiva ecofeminista
Pág. 35

5.2
Impactos del consumo de agua
Pág. 48

5.3
Implantación de energías renovables
Pág. 55

Conclusiones
Pág. 62

Hidrogenera de Iberdrola en el barrio
de la Zona Franca de Barcelona
Autoría: ODG

Introducción

En el actual contexto de crisis climática, desde las instituciones se está promoviendo la transición energética para disminuir las emisiones de CO_2 y, por lo tanto, cumplir con los objetivos del Acuerdo de París. Dicha transición se caracteriza por una apuesta por la descarbonización de la economía. Esto se traduce en la electrificación de los sectores productivos a través de la implantación de energías renovables no convencionales, fotovoltaica y eólica, a gran escala. Ahora bien, no todos los sectores son electrificables, sobre todo aquellos que son muy intensivos en el uso de energía, ya que las energías fotovoltaica y eólica no podrían satisfacer fácilmente su demanda. Aquí es donde entra en juego el hidrógeno como un elemento necesario e imprescindible para la transición energética.

El hidrógeno es un vector energético que se utiliza desde principios del siglo XX en algunos sectores industriales, como las refinerías y los fertilizantes. Su producción siempre ha dependido de los combustibles fósiles, lo que es incompatible con el actual contexto de transición energética. Por ello, se ha apostado para que este sea producido con energías renovables o procesos bajos en emisiones. Cabe destacar que se quieren mantener los sectores y usos que ha tenido tradicionalmente el hidrógeno, sin cuestionar si son necesarios ni si encajan en el contexto de crisis climática en el que nos encontramos.

En realidad, el actual contexto de transición energética se está promoviendo desde los países del Norte Global, que son los que históricamente han tenido mayores consumos energéticos y, por lo tanto, son más dependientes de los combustibles fósiles. En el caso del hidrógeno la situación es pa-

recida, ya que la Unión Europea se puede convertir en la región con mayor consumo de este vector energético en 2030.

En este informe se pretende dar una visión general sobre el desarrollo del hidrógeno a nivel global, poniendo el foco en la Unión Europea y en el Estado español. El análisis se ha centrado en estudiar el mercado del hidrógeno, la geopolítica implícita en los acuerdos entre países y regiones, la financiación de los proyectos de hidrógeno y sus impactos en el territorio tanto en los países del Norte como en el Sur Global.

El primer paso ha sido analizar el estado en el que se encuentra el mercado del hidrógeno y las estrategias nacionales y regionales para el desarrollo de este vector energético en el mundo. También se han estudiado las diferentes propuestas para conformar un marco regulador del hidrógeno e identificar cuáles son los intereses corporativos detrás de su desarrollo.

En el ámbito de la energía, la geopolítica está muy vinculada con los acuerdos que se realizan entre los diferentes países. En el tercer apartado se recoge la estrategia de la Unión Europea para abastecerse de hidrógeno, ya sea con producción doméstica o importado de terceros países. En el caso de la importación, se quieren establecer nuevas relaciones o consolidar las existentes con países del Sur Global, reproduciendo las prácticas neocoloniales que ha llevado a cabo también con los combustibles fósiles.

La financiación pública es uno de los elementos clave para los proyectos energéticos porque facilita su construcción y disminuye los riesgos de las empresas privadas que los promueven. Diferentes instituciones públicas han creado mecanismos de financiación de ayudas para los proyectos de hidrógeno. En este informe se han estudiado los mecanismos creados por la Unión Europea y se han identificado los proyectos que se beneficiarán, las empresas que los promueven y qué cantidad de dinero van a recibir.

Por último, pero no menos importante, se han analizado desde una perspectiva ecofeminista los impactos negativos que pueden generar los proyectos de hidrógeno verde en el territorio. Los proyectos que existen actualmente son a pequeña escala o se encuentran en una fase piloto, por lo que es difícil determinar el alcance de los impactos vinculados a proyectos a gran escala. Se han analizado los impactos sociales y de género, los relacionados con el consumo de agua y la energía renovable, y los impactos materiales y climáticos. Este ha sido el resultado del trabajo de campo realizado por el ODG en el norte de Chile en noviembre del 2022 y el llevado a cabo por ODG y Ecologistas en Acción en el Estado español en diciembre de 2023.

1 ¿Qué es el hidrógeno?

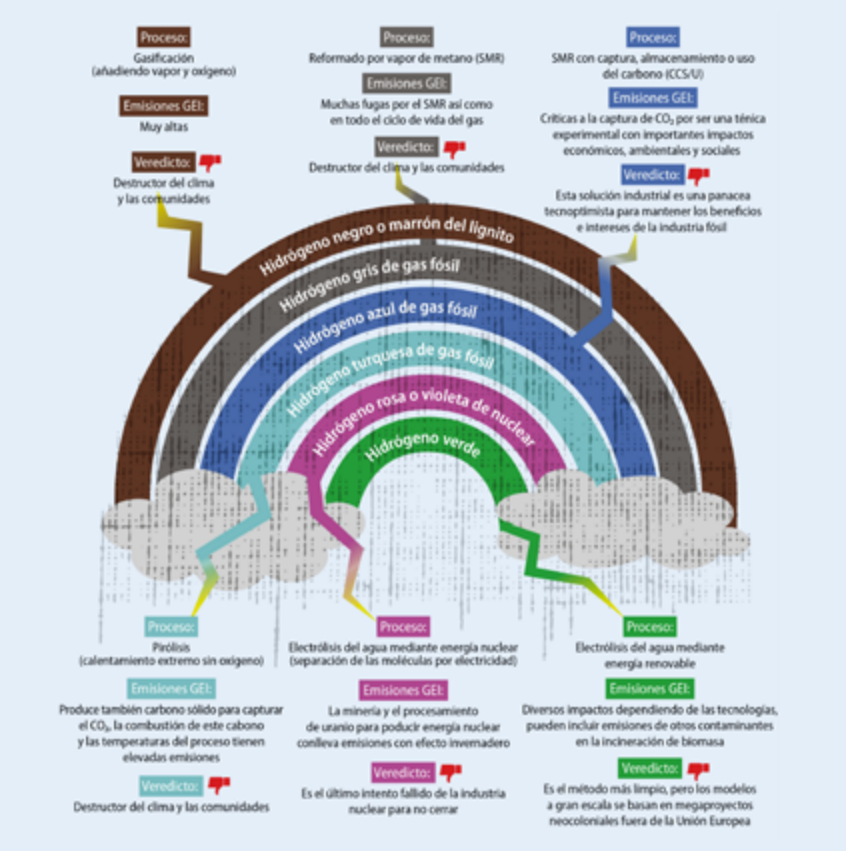
El hidrógeno es un vector energético, no un recurso. Esto quiere decir que necesitamos una fuente primaria de energía para generarlo. Permite almacenar energía, como si fuera una batería. Dependiendo de la fuente energética primaria utilizada y la forma de producción se nombra con un color, en lo que se conoce como el arcoíris del hidrógeno (ver figura 1).

Actualmente más del 99 % del hidrógeno que se utiliza procede de fuentes fósiles (como derivados del petróleo, gas o carbón), mientras que menos del 1 % proviene de fuentes renovables. Para los próximos años se prevé que los hidrógenos azul y verde sean los más empleados. El hidrógeno azul se obtiene a través de un proceso de reformado del gas fósil, igual que el hidrógeno gris. La diferencia es que en el caso del azul se utiliza la tecnología Captura, Almacenamiento y Utilización de Carbono (CCUS, por sus siglas en inglés) para capturar el CO_2 producido. El hidrógeno verde se genera a través de la electrólisis, un proceso que consiste en separar el hidrógeno del oxígeno de las moléculas de agua mediante una corriente eléctrica.

También se han creado categorías para albergar los diferentes tipos de hidrógeno. Las más empleadas son el hidrógeno bajo en emisiones y el hidrógeno renovable. El hidrógeno bajo en emisiones –el que utiliza de referencia la Agencia Internacional de la Energía (AIE)– lo conforman el hidrógeno verde y el azul. El hidrógeno renovable está compuesto por el hidrógeno verde y el hidrógeno obtenido a través del reformado del biogás producido

a través de biomasa. La Unión Europea ha utilizado las dos categorías en sus actos delegados[1]. No obstante, existe también otro hidrógeno, cuyo color no depende de la energía con la que se genera. Se trata del hidrógeno dorado, blanco o natural, que surge de procesos geológicos y se encuentra en el subsuelo. Este se obtiene a través de la extracción, como el gas fósil. Esto cambia la concepción que se tenía hasta ahora del hidrógeno, ya que no se trataría de un vector energético, sino de un recurso.

Figura 1:
ARCO IRIS DEL HIDRÓGENO.
Fuente: Food and Water Action Europe, Corporate Europe Observatory y Re:Common



1 Parlamento Europeo – EU rules for renewable hydrogen: https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/747085/EPRS_BRI(2023)747085_EN.pdf

2 Mercado del hidrógeno

2.1 Usos y transporte del hidrógeno

El desarrollo del mercado del hidrógeno tiene similitudes con el del gas fósil. En este sentido, responde a una configuración más regional que global. Muestra de ello es que el primer índice de referencia[2] creado para el hidrógeno sea a nivel europeo (Hydrix)[3], y no a nivel global. Esto puede ayudar a la creación de un mercado único del hidrógeno en Europa, teniendo en cuenta la gran cantidad de proyectos de producción y transporte que se han propuesto en el continente. El Estado español también prevé crear su propio índice de referencia[4]. El hidrógeno se utiliza para la producción de fertilizantes, de productos químicos, del acero, y para el refinado del petróleo. Son sectores donde tradicionalmente este vector energético ha sido aplicado ya sea como materia prima o como elemento indispensable en el proceso de fabricación. Teniendo en cuenta que en la actualidad el 99 % del hidrógeno se produce a través de combustibles fósiles –principalmente hidrógeno gris– debido a la necesidad de reducir las emisiones de efecto invernadero, se está apostando por sustituirlo por hidrógeno verde.

2 Un índice de referencia en el mercado energético sirve para determinar el precio de un recurso o producto para su compraventa. La actualización del precio puede realizarse en diferentes espacios de tiempo: al momento, por hora o diariamente.

3 El Economista - "La mayor bolsa de energía europea lanza Hydrix, el primer índice mundial de hidrógeno verde" (24/05/2023): https://www.eleconomista.es/energia/noticias/12290515/05/23/la-mayor-bolsa-de-energia-europea-lanza-hydrix-el-primer-indice-mundial-de-hidrogeno-verde.html

4 El Economista - "España contará con su propio índice de precios para el hidrógeno" (31/01/2024): www.eleconomista.es/energia/noticias/12650974/01/24/espana-contara-con-su-propio-indice-de-precios-para-el-hidrogeno.html

Además, han surgido nuevos sectores y procesos donde podría utilizarse el hidrógeno en lugar de los combustibles fósiles. Estos son el transporte, la siderurgia, el almacenamiento y generación de energía eléctrica, y también la producción de combustibles derivados del hidrógeno, como el amoniaco o los hidrocarburos sintéticos. En este caso, la propia Agencia Internacional de la Energía (AIE) especifica en su *Global Hydrogen Review 2023*[5] que estas aplicaciones tendrán un papel muy reducido. Cabe destacar que este informe es de la Clean Energy Ministerial[6], una plataforma para la promoción de una economía basada en energía limpia. La conforman 50 países de los diferentes continentes, especialmente del Norte Global. Una de sus líneas de trabajo es el hidrógeno[7]. Existen dos maneras de transportar el hidrógeno: a través de un hidroducto[8] o en barco. Para transportarlo por hidroducto el hidrógeno puede estar en estado gaseoso, mientras que para hacerlo en barco existen diferentes opciones. Todas ellas tienen sus pros y sus contras, pero hay tecnologías más desarrolladas que otras, lo que da mayor seguridad al desarrollo del mercado del hidrógeno. Una opción es transportar el hidrógeno en estado líquido, para reducir su volumen y, de esta manera, poder transportar más cantidad. Sin embargo, se requieren temperaturas muy bajas para mantenerlo en estado líquido (-253 °C), por lo que este transporte supone un elevado gasto energético. Las otras opciones son compuestos químicos u orgánicos que utilizan el hidrógeno como materia prima, como son el metanol y los Portadores de Hidrógeno Orgánico Líquido (LOHC, por sus siglas en inglés), los hidrocarburos sintéticos y el amoniaco. Transportarlo a través de estos productos/vectores puede beneficiar a los sectores que acabarán consumiendo el hidrógeno, ya que son materias primas y elementos que se utilizan en los procesos de producción de fertilizantes, el refino, la producción de acero y la metalurgia.

5 Agencia Internacional de la Energía – Global Hydrogen Review 2023: https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023#overview

6 Clean Energy Ministerial: https://www.cleanenergyministerial.org/initiatives-campaigns/hydrogen-initiative/?cn-reloaded=1

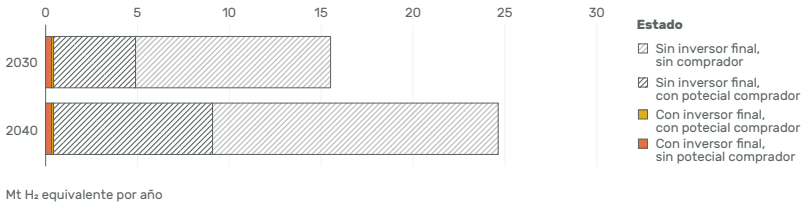
7 Clean Energy Ministerial – CEM member participation: https://www.cleanenergyministerial.org/content/uploads/2023/04/2023-march-matrix-.pdf

8 Un hidroducto es una canalización que permite el transporte de hidrógeno en estado gaseoso. Actualmente existen hidroductos que se utilizan para transportar el hidrógeno desde los puntos de producción hasta los puntos de consumo, mayoritariamente zonas o complejos industriales. La distancia que cubren suele ser de pocos centenares de kilómetros.

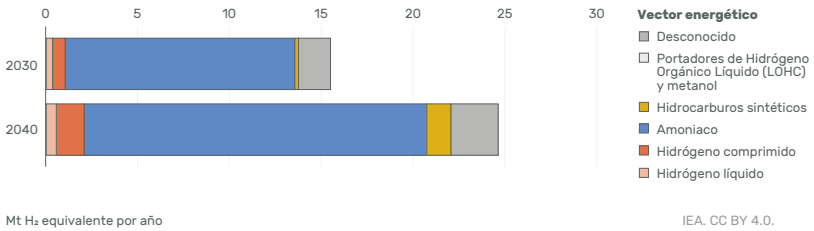
En el caso de los LOHC y del amoniaco, hace décadas que existe la tecnología para transportarlos en barco, ya que los mercados de los sectores donde se utilizan se desarrollaron antes. Por eso muchos de los proyectos de exportación de hidrógeno propuestos para 2030 y 2040 se plantean transportarlo a través de amoniaco, los LOHC e hidrocarburos sintéticos (ver figura 2).

Figura 2:
COMERCIO DE HIDRÓGENO BAJO EN EMISIONES SEGÚN LA FASE DE DESARROLLO DEL PROYECTO Y COMPUESTO QUÍMICO U ORGÁNICO PARA 2030 Y 2040.
Fuente: Agencia Internacional de la Energía.

POR ESTADO DE DESARROLLO DEL PROYECTO



POR VECTOR ENERGÉTICO



IEA. CC BY 4.0.

Uno de los síntomas de que el mercado del hidrógeno está en una fase inicial de desarrollo es que los proyectos de producción y de transporte existentes en diferentes partes del planeta son a pequeña escala o se encuentran en fase piloto. La mayoría de proyectos de producción de hidrógeno bajo en emisiones[9] anunciados para el año 2030 se encuentran en las fases de estudios de viabilidad (48 %) o en fases iniciales de desarrollo (46 %). Solo el 6 % de los proyectos están operativos o tienen acuerdos de inversión para su construcción y puesta en marcha.

9 En las regulaciones derivadas de los actos delegados correspondientes al hidrógeno se definen como hidrógenos bajos en emisiones el azul y el verde. Ver descripción en el apartado "¿Qué es el hidrógeno?" https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/747085/EPRS_BRI(2023)747085_EN.pdf

2.2 Estrategias nacionales y regionales para el desarrollo del hidrógeno en el mundo

A finales de 2023 había 41 países que habían aprobado planes estratégicos para el desarrollo del hidrógeno[10]. Europa, Australia, Nueva Zelanda, América Latina, India, Estados Unidos y China son las regiones y países con mayor proyección de hidrógeno bajo en emisiones. Cabe destacar que el tipo de hidrógeno que promueve cada región o país es distinto. Mientras Australia, Nueva Zelanda, América Latina e India apuestan por el hidrógeno verde, Europa y, sobre todo, Estados Unidos lo hacen por el hidrógeno azul (ver figura 3). Teniendo en cuenta los planes de los diferentes países, Europa sería la región del mundo con mayor capacidad de producción de hidrógeno verde en 2030. Esto puede hacer cambiar la tendencia de los últimos años, ya que China –que ha pasado de tener el 10 % al 50 % de potencia de electrolizadores en tres años– es actualmente el mayor productor de hidrógeno verde a nivel mundial[11]. Habrá que ver si estamos ante una nueva carrera por la hegemonía energética, en este caso del hidrógeno, entre las grandes potencias económicas. La distribución de electrolizadores en el continente europeo no será uniforme, ya que el 55 % de los electrolizadores se instalarán en el Estado español, Dinamarca, Alemania y los Países Bajos. La dinámica es parecida en otras regiones del planeta. En el caso de América Latina, Chile será el país con la mayor capacidad de electrolizadores, con un 45 % del total.

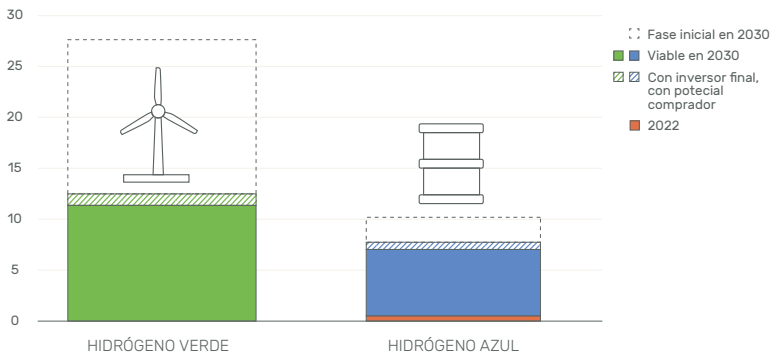
Europa sería la región del mundo con mayor capacidad de producción de hidrógeno verde en 2030.

10 Agencia Internacional de la Energía – Policies database: https://www.iea.org/policies?qs=hydro&technology%5B0%5D=Hydrogen

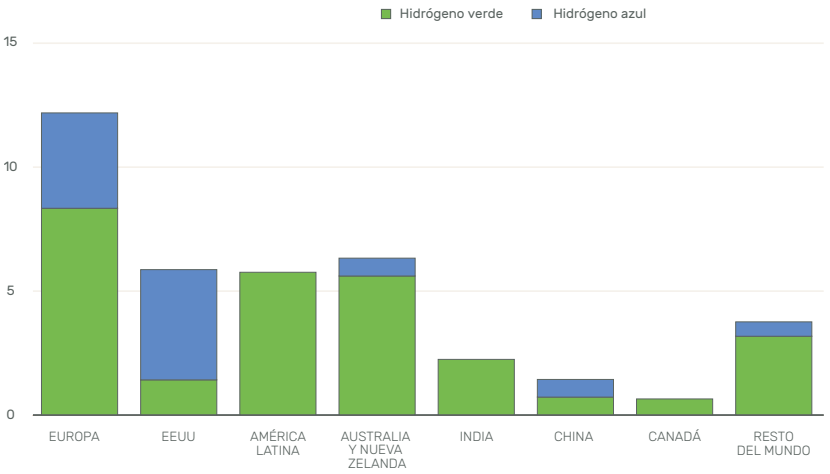
11 Agencia Internacional de la Energía – Global Hydrogen Review 2023: https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023#overview

Figura 3:
PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO BAJO EN EMISIONES POR TECNOLOGÍA, MADUREZ Y REGIÓN PARA 2030 BASADO EN LOS PROYECTOS ANUNCIADOS Y EL ESCENARIO DE EMISIONES CERO NETAS DE LA AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA PARA 2050.
Fuente: Agencia Internacional de la Energía.

MADUREZ DE LA TECNOLOGÍA EN EL 2030



PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO POR PAÍS EN EL 2030



Mt H_2 equivalente por año

IEA. CC BY 4.0.

2.3 Marco regulador del hidrógeno

La tecnología del hidrógeno es conocida desde principios del siglo XX, pero su promoción a gran escala se ha producido en los últimos años. Esto hace que se encuentre en una fase inicial de desarrollo[12]. Además, los intereses por parte de los diferentes actores involucrados, como son los gobiernos y las empresas energéticas y fósiles privadas, ha complicado la unificación de conceptos y categorías. La utilización de los conceptos "hidrógeno bajo en emisiones" o "hidrógeno renovable" en las proyecciones de diferentes instituciones puede generar confusión para saber cómo va a desarrollarse el mercado de este vector energético, ya que no tienen las mismas implicaciones. Por este motivo, desde la European Clean Hydrogen Alliance[13], una colaboración público-privada formada por la Comisión Europea y las empresas energéticas y fósiles promotoras del hidrógeno, se han identificado las siguientes premisas para poder desarrollar un mercado global del hidrógeno[14]:

1. creación de certificaciones y estandarización de conceptos;
2. establecer garantías de origen y
3. desarrollar reglas para medir las emisiones de CO_2 producidas a lo largo de la cadena de suministro.

Además, en el caso de los marcos reguladores que se desarrollen por las instituciones, se pide:

1. que sean claros, estables y den apoyo al desarrollo del mercado del hidrógeno;
2. que marquen estándares de seguridad y calidad y regulación medioambiental (análisis de fugas en el ciclo de vida para diferentes espacios de tiempo) y
3. que se implementen y armonicen los marcos reguladores de la Unión Europea y los Estados miembro.

12 Agencia Internacional de la Energía – Hydrogen: https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/hydrogen

13 European Clean Hydrogen Alliance: https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/industrial-alliances/european-clean-hydrogen-alliance_en

14 European Clean Hydrogen Alliance – Learnbook: Hydrogen imports to the EU market: https://www.entsog.eu/sites/default/files/2023-12/European%20Clean%20Hydrogen%20Alliance%20TD%20RT_Learnbook%20Hydrogen%20Imports%20to%20EU%20market_20231219.pdf

Actualmente no existen estándares ni certificados homologados para determinar cómo se debe producir ningún tipo de hidrógeno. Esta falta de estándares es todavía más grave para aquellos que, en principio, producen menos impactos, como el hidrógeno bajo en emisiones o el renovable. La metodología que está desarrollando la International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy tiene que servir como base para el documento técnico que prevé sacar la Organización Internacional para la Estandarización (ISO, por sus siglas en inglés) a finales del 2024.

También existe la propuesta de la Green Hydrogen Organisation para estandarizar la producción de hidrógeno verde[15]. Es el principal lobby para la promoción del hidrógeno verde a nivel mundial, y critica el resto de colores que puede albergar este vector energético. Su misión es acelerar el desarrollo del hidrógeno verde para descarbonizar los sectores que ya utilizan este vector energético, sin cuestionar si son necesarios ni si debe reducir su consumo. En su consejo asesor cuenta con presidentes y directores de empresas y asociaciones del sector de la energía y del hidrógeno, del sector financiero, ejecutivos del sector siderúrgico, transporte, sindicatos y de instituciones internacionales, como las Naciones Unidas. En el caso de las instituciones gubernamentales, se han creado diferentes marcos reguladores y certificados. La Comisión Europea ha publicado dos actos delegados en febrero del 2023 para unificar los criterios de producción del hidrógeno renovable, que ya han sido aprobados por el Parlamento y el Consejo europeos.

Estas normas, sujetas a una fase de transición hasta 2028, se basan en tres pilares:

1. Principio de adicionalidad: la electricidad renovable debe generarse en una instalación nueva o de reciente construcción;
2. Correspondencia horaria: la electricidad renovable debe corresponderse con el hidrógeno producido por un electrolizador cada hora y;
3. Correspondencia geográfica: la instalación renovable y el electrolizador deben estar en la misma ubicación.

15 Green Hydrogen Organisation – Green Hydrogen Standard: https://www.greenhydrogenstandard.org/

2.4 Intereses corporativos detrás del desarrollo del hidrógeno

Los gobiernos no son los únicos que están promocionando el hidrógeno, sino que también se promueve desde el sector privado, más concretamente, desde las grandes empresas energéticas y fósiles. Existen varios proyectos de producción y transporte alrededor de todo el planeta. Uno de los más ambiciosos es el European Hydrogen Backbone[16], una iniciativa de 32 operadores europeos de transporte de gas fósil que pretenden tejer una red de hidroductos de 53.000 kilómetros por todo el continente para 2040. Proponen que la mayoría (60 %) sean gasoductos existentes adaptados para transportar hidrógeno, mientras que el resto sean hidroductos de nueva construcción. Se prevé una inversión de entre 80.000 y 143.000 millones de euros. En el caso del Estado español, Enagás, operador de la red de transporte de gas fósil, presentó en enero de 2023 la Red Troncal del Hidrógeno para conectar los puntos de producción y consumo de hidrógeno verde en el Estado español. Para 2030 se prevé que la Red Troncal tenga un total de 2.750 kilómetros, compuesta por dos ejes verticales, uno en el este y otro en el oeste del Estado español, y otro horizontal que conecte con Portugal y Francia[17]. Este último eje forma parte del H_2Med[18], unos de los corredores del hidrógeno definidos como prioritario en el REPowerEU (Ver cuadro 1: REPowerEU) con el fin de abastecer de energía al norte y centro de Europa y así hacer frente al corte de suministro de gas ruso tras la invasión rusa de Ucrania. Cabe destacar que también está incluido en el proyecto European Hydrogen Backbone. Para la producción de hidrógeno verde, Repsol y otras seis empresas lideran el SHYNE (Spanish Hydrogen Network)[19]. Su objetivo es instalar 2 GW de capacidad de electrolizadores para generar hidrógeno en 2030 y usarlo en varios sectores, como el transporte terrestre y ferroviario y las industrias metalúrgica y electrónica. Este consorcio está compuesto por 22 empresas y 11 asociaciones, centros tecnológicos y universidades. Endesa también ha apostado por el hidrógeno verde y ha presentado 23 proyectos que tienen el objetivo de sustituir el hidrógeno gris como materia prima en algunos procesos industriales[20].

16 European Hydrogen Backbone: https://ehb.eu/

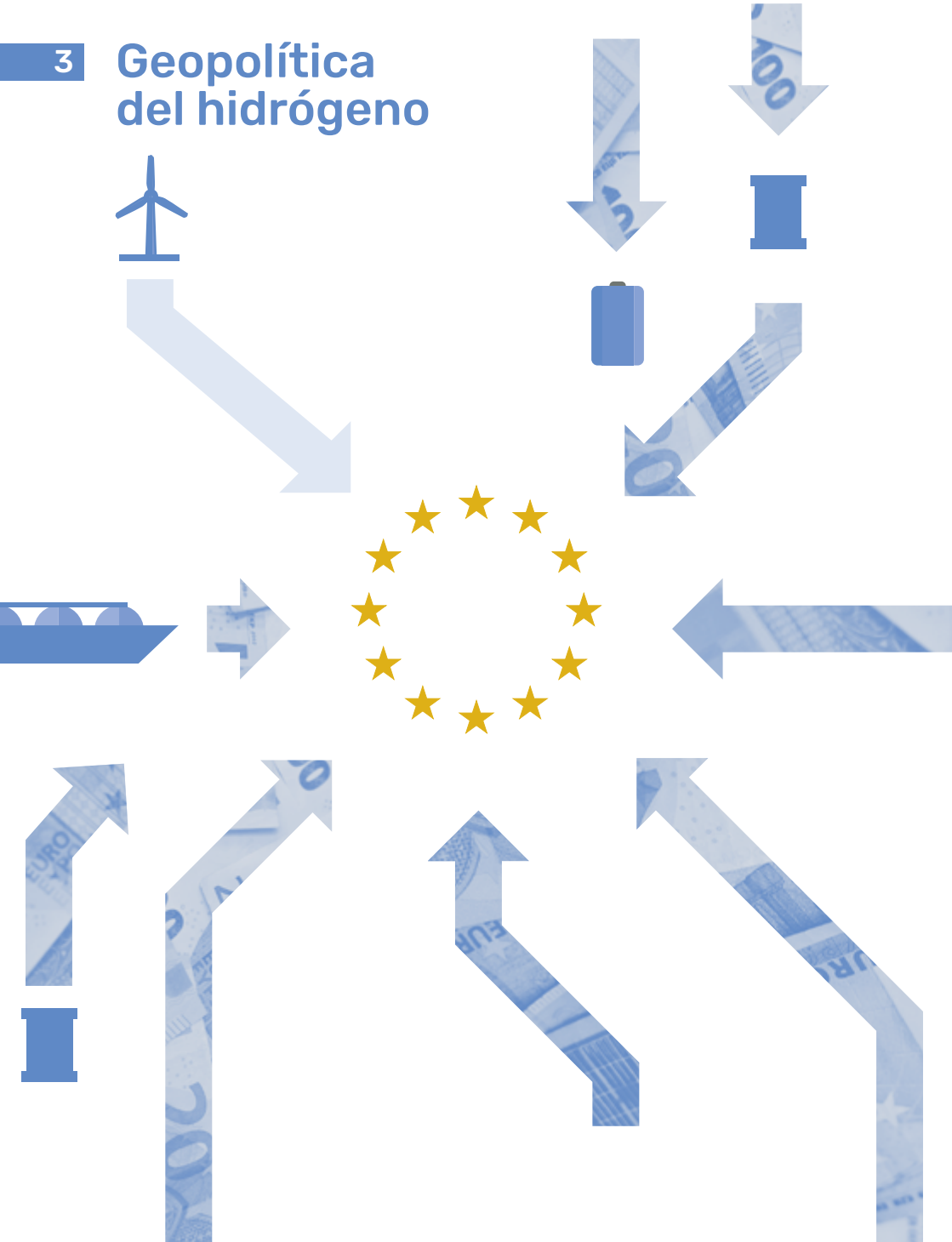
17 Hidrógeno verde - "H2Med y la Red Troncal Española del Hidrógeno se presentarán al Consejo y Parlamento Europeos para su aprobación a principios de 2024" (28/11/2023): https://hidrogeno-verde.es/h2med-y-red-troncal-espanola-hidrogeno-pci/

18 H2Med project: https://h2medproject.com/the-h2med-project/

19 REPSOL - "Nace SHYNE, el mayor consorcio en España para impulsar el hidrógeno renovable" (19/01/2022): https://www.repsol.com/es/sala-prensa/notas-prensa/2022/nace-shyne--el-mayor-consorcio-en-espana-para-impulsar-el-hidrog/index.cshtml

20 Endesa – El hidrógeno renovable, la revolución del verde: https://www.endesa.com/es/proyectos/todos-los-proyectos/transicion-energetica/hidrogeno-verde

3 Geopolítica del hidrógeno



3.1 Europa, a la búsqueda de hidrógeno alrededor del planeta

CUADRO 1: REPowerEU

REPowerEU es la estrategia que ha definido la Unión Europea para dejar de depender de los combustibles fósiles importados de Rusia, tras el inicio de la invasión de Ucrania.

En el ámbito del hidrógeno, ha duplicado la cantidad de hidrógeno del que debe abastecerse la Unión Europea para satisfacer sus necesidades para 2030, pasando de los 10 a los 20 millones de toneladas. Esta se importará de terceros países, por lo que se ha creado un marco regulador para la coordinación de proyectos de hidrógeno renovable con países de otras regiones, además de incentivar la producción de este vector energético dentro y fuera del continente[21]. La estrategia REPowerEU también se ha tenido en cuenta en el desarrollo de los actos delegados correspondientes al hidrógeno, ya que la incorporación del principio de adicionalidad es para facilitar el cumplimiento de los objetivos de energía renovable producida para 2030, entre 500 y 550 TWh.

21 Comisión Europea - "REPowerEU Plan (18/05/2022): https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022SC0230

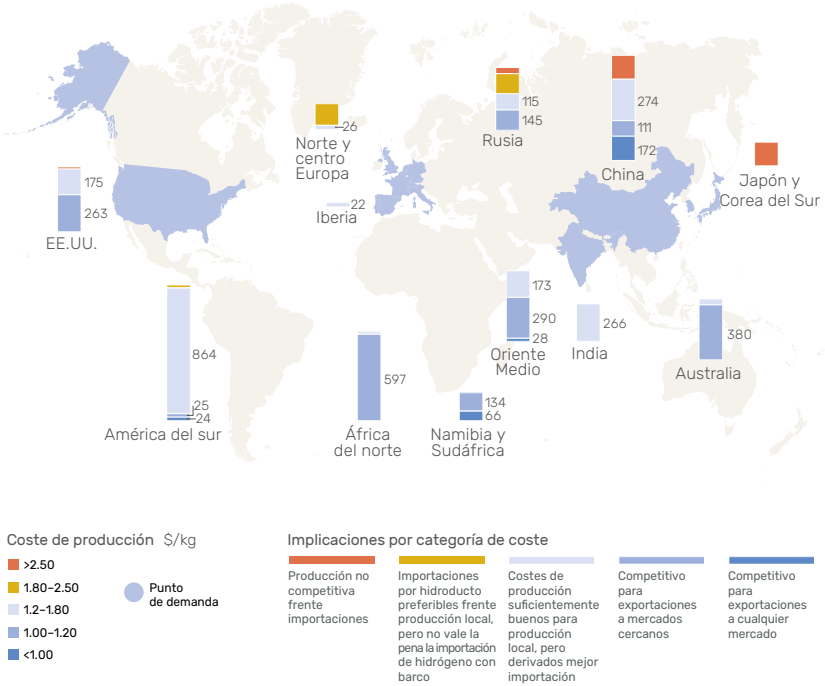
En julio del 2020, la Comisión Europea aprobó la estrategia del hidrógeno[22], en la que se define el objetivo de generar 10 millones de toneladas de hidrógeno dentro de la Unión Europea para 2030. A través del REPowerEU se ha duplicado esta cantidad y se pretende importar la mitad de terceros países. Uno de los mecanismos para lograrlo son los Green Hydrogen Partnerships, que promueven la importación de hidrógeno renovable de terceros países e incentivan la descarbonización y el desarrollo de las energías renovables en los países de origen, además de acompañar la creación de políticas alineadas con la sostenibilidad. Este se complementa con el Global European Hydrogen Facility (ver apartado 4.1).

En octubre de 2022 el Hydrogen Council hizo un análisis del potencial de producción de hidrógeno de diferentes regiones del planeta para 2050 (ver Figura 4). En él se categoriza la rentabilidad económica de exportar el hidrógeno según su coste de producción. Si se analiza desde una perspectiva europea, se observa que el norte de África, Asia Septentrional, Rusia y China son los potenciales exportadores mejor posicionados. Esto se debe principalmente al coste de producción, que depende, entre otros, del tipo de hidrógeno producido, de las reservas o disponibilidad de recursos energéticos y del desarrollo de la tecnología utilizada. Otro factor a tener en cuenta es el transporte, en el que influyen la vía utilizada –hidroducto o barco– el compuesto químico u orgánico y la distancia.

Teniendo en cuenta estos factores, Asia Septentrional tiene menor potencial para exportar al continente europeo que el norte de África, pero buenas condiciones para hacerlo a regiones cercanas. Rusia tiene menos potencial, mientras que China es el país mejor posicionado para exportar a cualquier región del planeta. Aunque América Latina es la región con mayor potencial exportador, la combinación de diferentes factores en los costes de producción hace que solo sea competitiva para la demanda interna.

22 Comisión Europea - "A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe (08/07/2020): https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301

Figura 4:
POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO PARA 2050, SEGÚN MILLONES DE TONELADAS POR AÑO, COSTE DE PRODUCCIÓN Y CATEGORIZACIÓN PARA EL TRANSPORTE. Fuente: European Clean Hydrogen Alliance



La European Clean Hydrogen Alliance, en el informe Learnbook: Hydrogen imports to the EU market[23], ha identificado 17 posibles países que podrían exportar hidrógeno a Europa. De estos países, 12 han expresado su intención de hacerlo en 2030, pero solo siete han indicado cuánto hidrógeno tienen previsto producir (ver tabla 1). En el caso de Chile, Omán, Arabia Saudí, Sudáfrica y Estados Unidos la única opción es el transporte por barco. Todos ellos tienen previsto que el hidrógeno se exporte en forma de amoniaco.

23 European Clean Hydrogen Alliance – Learnbook: Hydrogen imports to the EU market: https://www.entsog.eu/sites/default/files/2023-12/European%20Clean%20Hydrogen%20Alliance%20TD%20RT_Learnbook%20Hydrogen%20Imports%20to%20EU%20market_20231219.pdf

Figura 5:
ANÁLISIS DE LOS POTENCIALES EXPORTADORES DE HIDRÓGENO A LA UNIÓN EUROPEA SEGÚN LAS ESTRATEGIAS ANUNCIADAS PARA 2030.
Fuente: European Clean Hydrogen Alliance

Se prevé que las importaciones de la Unión Europea procedentes de Argelia y el Reino Unido se hagan por hidroducto, pero no son los únicos países con potencial para hacerlo. Existen diferentes proyectos de transporte de hidrógeno que se han anunciado públicamente y que están planificados o en fase de estudio (ver tabla 2). Algunos son la reconversión de gasoductos ya existentes, o planificados en el pasado pero no construidos, como el SouthH₂Corridor, que conectará Argelia con Alemania, cruzando el mar Mediterráneo, Italia y Austria. Este es uno de los corredores definidos en el Plan REPowerEU para satisfacer las necesidades del norte y el centro de Europa, al igual que el H₂Med, que también quiere ampliarse hasta Marruecos. Aunque todavía no se ha especificado su capacidad, se prevé que entre en operaciónen 2040.

Es más viable económicamente la producción doméstica de hidrógeno verde en la UE

También se han planificado hidroductos para conectar Europa con Asia Septentrional, como el Gulf to Europe Pipeline, que traerá hidrógeno desde Qatar, pasando por Arabia Saudí y Egipto, hasta llegar a Grecia. Un gasoducto que ya llega a Grecia desde Asia Septentrional para transportar gas fósil e hidrógeno mezclados (blending) es el Southern Gas Corridor, un controvertido gasoducto que actualmente importa gas fósil del régimen totalitario de Azerbaiyán, que vulnera sistemáticamente los derechos humanos dentro de sus fronteras, cruzando Georgia y Turquía.

Tabla 1:
LISTA DE LOS HIDRODUCTOS O RUTAS PLANIFICADAS O EN FASE DE ESTUDIO ANUNCIADOS PÚBLICAMENTE PARA IMPORTAR HIDRÓGENO A LA UNIÓN EUROPEA.
Fuente: European Clean Hydrogen Alliance.

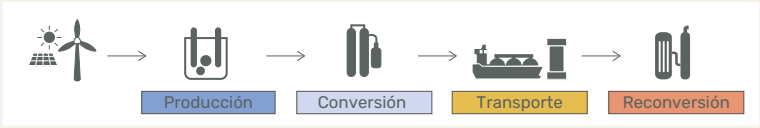
ORIGEN -> PAIS DE LA UE	NOMBRE	CAPACIDAD	FECHA PREVISTA
ARGELIA –> ITALIA	SunsHyne	106 TWh (2030)	2030
ARGELIA –> ITALIA	South H_2 Corridor	363 TWh (2040) Capacidad de importación de más de 448GWh/día Capacidad de exportación de más de 200GWh/día	2030
AZERBAIYÁN –> UE	Southern Gas Corridor	H_2blend	2030s
CASPIO –> UE	Green Energy Corridor	–	2030s
MARRUECOS –> ESTADO ESPAÑOL	H_2Med (extension)	–	~2040
NORUEGA –> ALEMANIA	H_2 pipeline (RWE, Equinor)	2GW (2030), 10 GW (2030)	2030
CATAR - ARABIA SAUDÍ -EGIPTO -> GRECIA	Gulf to Europe Pipeline	2,5 Mt/y	2030s
REINO UNIDO -> ALEMANIA	Hydrogen Backbone Link	35 TWh/y (2030), 94 TWh/y (2050)	Mid 2030
UCRANIA -> ESLOVAQUIA/HUNGRIA	East H_2 Corridor	12 TWh/y (2030), 100 TWh/y (2050)	2030

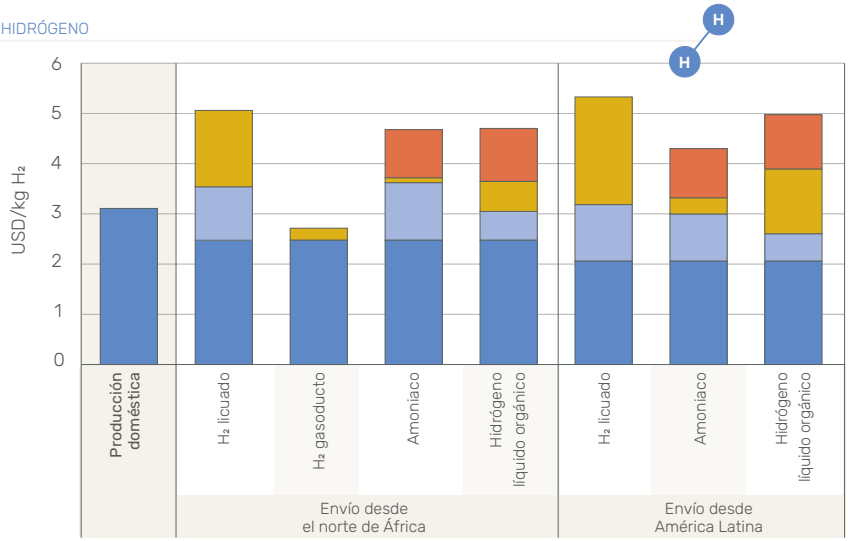
Para llevar a cabo los planes de importación de hidrógeno, la UE necesitaría instalar las infraestructuras para ello[24]. Debido a que la mayoría de los proyectos de exportación de hidrógeno lo harán en forma de amoniaco, las principales vías de entrada serán los puertos que cuenten con complejos industriales. Actualmente, el puerto de Rotterdam está firmando acuerdos de entendimiento (MoU) para su suministro con diversos países. También se prevén algunas plantas de importación de gas fósil licuado, pero son de nueva construcción, debido a la invasión rusa de Ucrania. Estas se concentran en el centro y norte de Europa (Bélgica, Países Bajos, Alemania y Polonia) y en el oeste (Francia). En el informe de la European Clean Hydrogen Alliance se señala la planificación como punto clave para asegurar el desarrollo correcto del mercado del hidrógeno en la Unión Europea a largo plazo. Esto cobra relevancia porque el horizonte temporal de 2030 es el que predomina en las estrategias de los gobiernos y de las empresas que lo promueven. Los objetivos marcados son ambiciosos y en muchos casos ni la tecnología ni la técnica están suficientemente desarrolladas para poder lograrlos. Además, en muchas ocasiones da la sensación de que son las empresas y los sectores industriales los que han determinado los usos que se deben dar y las cantidades que se deben producir. Una de las recomendaciones del informe es que se apueste por la reconversión de infraestructuras de transporte fósiles ya existentes y no construir nuevas.

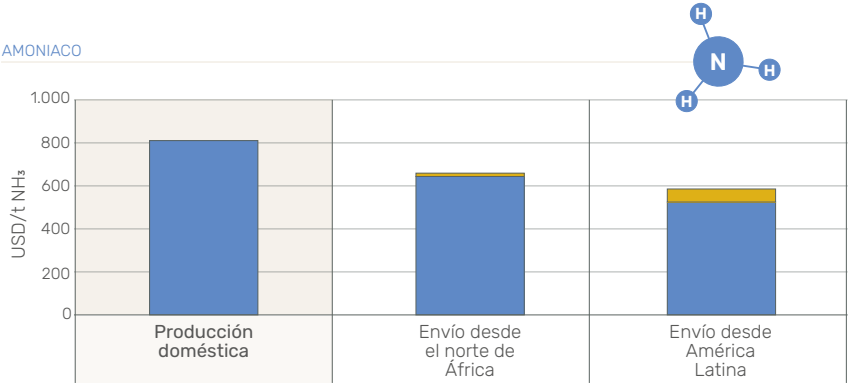
Según un análisis de la AIE, para la región noroeste de la Unión Europea es más viable económicamente la producción doméstica de hidrógeno verde, excepto si se importa por hidroducto desde el norte de África. Esto se debe a que los costes de producción de hidrógeno en el norte de África son inferiores a los domésticos, y que los costes de transporte por hidroducto son bajos si se utilizan gasoductos reconvertidos. Cabe destacar que la viabilidad de este tipo de infraestructuras está sujeta a retos técnicos y geopolíticos (ver figura 6). En el caso de la importación desde América Latina, esta puede ser más rentable económicamente si se importa en forma de amoniaco y no transformándolo de nuevo en hidrógeno, para utilizarlo como materia prima en determinadas industrias.

24 Hydrogen Infrastructure Map: https://www.h2inframap.eu/

Figura 6:
COMPARATIVA DE COSTES ENTRE LA PRODUCCIÓN DOMÉSTICA Y LA IMPORTACIÓN DE HIDRÓGENO Y AMONIACO PARA LA REGIÓN NOROESTE DE LA UNIÓN EUROPEA.
Fuente: Agencia Internacional de la Energía.







IEA. CC BY 4.0.

3.2 Cómo el desarrollo del hidrógeno verde puede reproducir prácticas neocoloniales y generar zonas de sacrificio

Como se apuntaba, la actualización de la estrategia europea del hidrógeno mediante el REPowerEU pone sobre la mesa la necesidad de importar hidrógeno desde otras regiones del planeta para dejar de depender cuanto antes de los combustibles fósiles rusos. Cabe remarcar que ambas estrategias no cuestionan los actuales usos del hidrógeno y, por lo tanto, tampoco apuntan a la necesidad de reducir su consumo. El análisis realizado por la European Clean Hydrogen Alliance para identificar los mercados más competitivos económicamente para la importación de hidrógeno y los mecanismos Green Hydrogen Partnership y Global European Hydrogen Facility creados por la Comisión Europea son claros ejemplos de la perspectiva neocolonial de las instituciones europeas.

Todo apunta a que el norte de África se convertirá en la región principal para obtener los 10 millones de toneladas de hidrógeno que la Unión Europea espera importar de otras partes del planeta. Los acuerdos que ha alcanzado Alemania con diferentes países[25], la propuesta de Italia de mantener a Argelia como socio estratégico –importando hidrógeno a través del SouthH$_2$Corridor– y la Cumbre Africana celebrada en Roma a finales de enero del 2024 o la ampliación del H$_2$Med hasta Marruecos para 2040[26] son solo unos ejemplos. En febrero de 2024 la presidenta de la Comisión Europea, Ursula von der Leyen, y el presidente del Gobierno español, Pedro Sánchez, visitaron Mauritania para mostrar su interés por los recursos minerales y la producción de energía renovable del país[27]. El presidente del Gobierno se comprometió a apoyar con 200 millones de euros la promoción de proyectos de hidrógeno. También participaron los ejecutivos de las grandes empresas españolas que desarrollan proyectos de producción

25 Corporate Europe Facility - Germany's great hydrogen race: https://corporateeurope.org/en/GermanysGreatHydrogenRace

26 El Periódico de la Energía - "La UE estudia extender el H2Med a Marruecos para 2040" (22/12/2023): https://elperiodicodelaenergia.com/la-ue-estudia-extender-el-h2med-a-marruecos-para-2040/

27 Hydrogen insight - "Spain offers up to €200m in financial support for green hydrogen projects in Mauritania" (09/02/2024): https://www.hydrogeninsight.com/production/spain-offers-up-to-200m-in-financial-support-for-green-hydrogen-projects-in-mauritania/2-1-1596527

de hidrógeno, beneficiándose del carácter diplomático de estas visitas. La gran disponibilidad de recursos renovables, como la irradiación solar, y las grandes extensiones de terreno en el desierto son condiciones favorables para la producción de hidrógeno verde a gran escala. Esto, junto con el hecho de que sea un país empobrecido con recursos energéticos y minerales, ha hecho que empresas energéticas extranjeras hayan mostrado su interés, proponiendo proyectos de decenas de miles de millones de euros.

Pese a la gran disponibilidad de recursos renovables, puede cuestionarse si podrá lograr producir las cantidades proyectadas, ya que al ser un país árido tiene baja disponibilidad de agua, otro elemento imprescindible para la producción de hidrógeno verde. Puede darse la misma situación que en la región de Antofagasta, en el norte de Chile. Siendo una de las regiones más áridas del mundo, se pretenden utilizar las desaladoras de las termoeléctricas para la producción de hidrógeno verde (ver apartado 5.2).

Los bancos multilaterales han creado fondos para financiar proyectos de hidrógeno en países "emergentes o en vías de desarrollo"[28]. El Banco Europeo de Inversiones (BEI) cuenta con el Global Gateway, mientras que el Banco Mundial ha desarrollado el Hydrogen for Development Partnership (H4D)[29]. Estos fondos están destinados a financiar estudios de viabilidad, talleres de capacitación y apoyo a los promotores de los proyectos, en lugar de destinarlos a la asistencia técnica o a la participación directa en los proyectos. En el caso del BEI, ha asignado 1.000 millones de euros para proyectos de hidrógeno en Brasil, 1.000 millones más para India y 500 millones para Namibia.

28 Término utilizado desde las instituciones.

29 Banco Mundial - "World Bank Group Announces International Low-Carbon Hydrogen Partnership": https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2022/11/15/hydrogen-for-development-partnership-h4d-launch

4 Financiación del hidrógeno

Mecanismos de financiación

Mecanismos elegidos por la UE

Subvenciones y avales

- Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (IPCEI)
- Proyectos de interés común (PCI)
- Global European Hydrogen facility
- Fondos Next Generation EU

Estado español

- PERTE de Energías Penovables, de Hidrógeno renovable y Almacenamiento
- PERTE de Descarbonización industrial

Subastas y licitaciones

- Banco Europeo del Hidrógeno

Créditos tributarios

Contratos por diferencia

4.1 Mecanismos de financiación y de ayudas para los proyectos de hidrógeno

En el informe Global Hydrogen Review 2023, la AIE identifica cuatro mecanismos de financiación y de ayudas que acompañan las estrategias nacionales y regionales para reducir los riesgos de inversión en los proyectos de hidrógeno: 1) Subvenciones y avales; 2) Subastas y licitaciones; 3) Créditos tributarios y 4) Contratos por diferencia.

La mayoría de estos mecanismos se utilizan o se han utilizado para el desarrollo de sectores o tecnologías estratégicos, mientras que los contratos por diferencia son más novedosos. La finalidad de este mecanismo es igualar el precio de producción de hidrógeno verde con el del hidrógeno fósil, más barato por la madurez de la tecnología utilizada, asumiendo la diferencia con dinero público.

En el caso de la Unión Europea, los mecanismos de financiación y ayudas para los proyectos de hidrógeno siguen la misma fórmula que se ha utilizado en el pasado, es decir, apuestan por los avales[30]. La lógica es que estos rebajen los riesgos de inversión privada, ya que en caso de que el proyecto no acabe construyéndose o el sector no se desarrolle según lo esperado, serán las instituciones públicas las que actúen como garantes para sufragar los costes. Este es un incentivo para que las empresas privadas inviertan en sectores productivos y/o estratégicos. El único mecanismo europeo que no cumple con esta lógica son los fondos NextGenerationEU, ya que los proyectos beneficiarios reciben subvenciones o préstamos.Los mecanismos de financiación y ayudas más destacables aprobados por la Unión Europea son:

30 Comisión Europea - About Connecting Europe FAcility: https://cinea.ec.europa.eu/programmes/connecting-europe-facility/about-connecting-europe-facility_en

Banco Europeo del Hidrógeno[31]:

El Banco Europeo del Hidrógeno es un instrumento financiero creado por la Comisión Europea en marzo de 2023 para dar apoyo económico a proyectos de producción de hidrógeno. Funciona mediante un sistema de subastas inverso, es decir, se otorga al proyecto con el presupuesto más bajo, siempre y cuando cumpla con los criterios de la regulación europea para la producción de líquidos y gases renovables de origen no-biológico[32]. Cuenta con un presupuesto de 3.000 millones de euros, que se obtienen a través del Innovation Fund. La primera subasta se abrió el 23 de noviembre del 2023 con un presupuesto de 800 millones de euros, y se ha cerrado el 8 de febrero del 2024[33]. Se han presentado un total de 132 ofertas[34]. Se espera que se abra una segunda subasta en primavera de 2024 con un presupuesto de 2.200 millones de euros Este instrumento financiero complementa los Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (IPCEI, por sus siglas en inglés).

Proyectos Importantes de Interés Común Europeo[35]:

Los Proyectos Importantes de Interés Común Europeo en hidrógeno es una iniciativa que surgió de 22 Estados miembro de la UE y Noruega en diciembre de 2020 para la promoción de proyectos en toda la cadena de suministro: producción de hidrógeno renovable y bajo en emisiones, transporte y distribución, almacenamiento y aplicaciones industriales. La función principal es que sea un mecanismo que dé apoyo a proyectos privados para evitar los riesgos que supone invertir en sectores o tecnologías poco desarrolladas, como es el hidrógeno. Los Estados miembro son quienes aprueban y financian los proyectos. Este es uno de los mecanismos más controvertidos en relación a la libre competencia dentro de la Unión Europea, ya que la elegibilidad por parte de los gobiernos estatales podría suponer ayuda de estado. Por ello, deben cumplir con las directrices sobre el clima, la protec-

31 Banco Europeo del Hidrógeno: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/european-hydrogen-bank_en

32 Comisión Europea - "Delegated Regulation by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin" (10/02/2023): https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2023.157.01.0011.01.ENG&toc=OJ%3AL%3A2023%3A157%3ATOC

33 Comisión Europea - "Competitive bidding": https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2023.157.01.0011.01.ENG&toc=OJ%3AL%3A2023%3A157%3ATOC

34 Linkedin - European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency (CINEA): https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:7161687994314276865/

35 Comisión Europea - Proyectos Importantes de Interés Común Europeo: https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/hydrogen/ipceis-hydrogen_en

ción medioambiental y la energía[36] o la Regulación de Excepción General[37]. En total, esta iniciativa ha financiado 17.500 millones de euros con dinero público, a través de tres convocatorias, aprobadas en julio[38] y septiembre[39] de 2022 y febrero de 2024[40]. Se espera que puedan complementarse con 21.500 millones de euros más de inversión privada.

Lista de Proyectos de Interés Común/Mutuo (PCI/PMI list, por sus siglas en inglés)[41]:

La lista de Proyectos de Interés Común/Mutuo la conforman proyectos de transporte de energía que se renueva cada dos años. En un inicio se podían incluir proyectos de gas fósil y de electricidad, aunque en la última lista se han descartado los de gas fósil y se ha abierto a proyectos de hidrógeno, también electrolizadores, redes inteligentes de gas, electricidad y CO_2. En 2024 se aprobará la sexta lista PCI, que debe ser ratificada por el Parlamento Europeo a principios de marzo. Se han incluido dos gasoductos: el Melita, que conecta Malta e Italia, y el EastMed, que va desde Israel hasta Italia, pasando por Chipre y Grecia. A pesar de ser un gasoducto, y en un inicio transportar gas fósil, ha sido aceptado porque, en teoría, será "hydrogen ready", es decir, que podrá transportar hidrógeno sin necesidad de ninguna modificación técnica. El mecanismo de financiación utilizado es el Connecting Europe Facility (CEF)[42], que sirve para el desarrollo de infraestructuras de energía, de transporte y digitales. El presupuesto de 2021-2027 es de 5.800 millones de euros. También puede obtenerse financiación del programa de proyectos de infraestructuras de interconexión del Banco Europeo de Inversiones[43], que entre el 2010 y el 2022 ha invertido 60.000 millones de euros.

36 Comisión Europea – Legislation (Energy & Environment): https://competition-policy.ec.europa.eu/sectors/energy-environment/legislation_en

37 Comisión Europea – Regulación de Excepción General: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02014R0651-20210801

38 Comisión Europea – Resolución primera convocatoria Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (15/07/2022): https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_4544

39 Comisión Europea – Resolución segunda convocatoria Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (21/09/2022): https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_5676

40 Comisión Europea – Resolución tercera convocatoria Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (15/02/2024): https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_789

41 Comisión Europea – Proyectos de Interés Común: https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest_en

42 Comisión Europa – Financiación para Proyectos de Interés Común: https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest/funding-projects-common-interest_en

43 Banco Europeo de Inversiones – Proyectos de infraestructuras de interconexión: https://www.eib.org/attachments/lucalli/20230107_cross_border_infrastructure_projects_en.pdf

Global European Hydrogen Facility:

El Global European Hydrogen Facility es un mecanismo financiero que debe aportar seguridad a las oportunidades de negocio de los países de la Unión Europea y de los que se importe hidrógeno renovable. También cuenta con procesos de verificación de los estándares de producción y del uso del hidrógeno en la Unión Europea. Uno de los retos del Global European Hydrogen Facility es que tenga coherencia con la actual regulación de funcionamiento del mercado europeo.

NEXT GENERATION EU:

En diciembre de 2022, el Gobierno del Estado español presentó a la Comisión Europea la adenda al **"Plan de Recuperación y Resiliencia. España Puede"** que captará 160.000 millones de euros de los fondos europeos NextGenerationEU. Son subvenciones públicas y préstamos para gastar en un período de entre 3 y 7 años en proyectos para la modernización industrial –principalmente para la digitalización, el sector energético, la automoción y el transporte– con el fin de llevar a cabo de forma "exprés" la transición verde y digital de la economía europea. 84.000 millones de euros serán préstamos que deberán ser devueltos a Bruselas. De los 76.000 millones de euros de subvenciones públicas, más de la mitad será entregada a través de los PERTE[44], que son grandes colaboraciones público-privadas, es decir, consorcios liderados por grandes empresas como Repsol, Enagás o Seat. La transición energética tiene un papel central en estos planes de transición, especialmente después de la invasión rusa de Ucrania, dada la necesidad de independizarse de los combustibles fósiles rusos lo más rápido posible. La estrategia sobre cómo hacerlo y cómo financiarlo viene escrita en el Plan RePowerEU que se materializará en un capítulo "extra" de los planes nacionales de recuperación y resiliencia. En el caso del Estado español, se han creado varios mecanismos que pueden financiar proyectos de hidrógeno:

44 ODG, OMAL, colectivo XXK y ESF – Los PERTE: Cómo la inversión pública socava la transición ecofeminista: https://odg.cat/es/publicacion/los-perte-como-la-inversion-publica-socava-la-transicion-ecofeminista/

- **PERTE de Energías Renovables, de Hidrógeno renovable y Almacenamiento (ERHA)[45]:**

  Es el segundo PERTE con mayor presupuesto, por detrás del de microchips, con 10.475 millones de euros a fondo perdido. Los mecanismos creados para conseguir financiación de este PERTE para proyectos de hidrógeno son convocatorias públicas y asignaciones directas. Las convocatorias están gestionadas por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE) y hasta la fecha ha publicado siete convocatorias, dos para el programa H_2 Pioneros[46] y cinco para los programas H_2 Cadena de Valor[47]. Las convocatorias incluyen proyectos para el diseño, aplicaciones innovadoras y pruebas piloto para la producción y usos industriales del hidrógeno. El presupuesto total de las convocatorias ha sido de más de 600 millones de euros: 300 millones para el programa H_2 Pioneros y el resto para los programas H_2 Cadena de Valor.

- **PERTE de Descarbonización industrial[48]:**

  El PERTE de Descarbonización industrial cuenta con un presupuesto de 6.100 millones de euros y también financiará proyectos de hidrógeno, ya que una de las medidas transformadoras es la descarbonización de fuentes de energía mediante la electrificación de procesos y la incorporación del hidrógeno. Se concretará a través de una línea de ayuda vinculada con los IPCEI con un presupuesto de 450 millones de euros. Al igual que el PERTE ERHA, se utilizarán diferentes mecanismos para adjudicar las ayudas a los proyectos, como las convocatorias o las asignaciones directas. El 4 de abril de 2023 se le otorgaron 450 millones de euros por asignación directa a ArcelorMittal[49], aunque el desarrollo del proyecto está en el aire porque la empresa promotora pide mejores condiciones y garantías al Gobierno[50].

45 Plan de Recuperación, Transformación y resiliencia – PERTE de energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento: https://planderecuperacion.gob.es/como-acceder-a-los-fondos/pertes/perte-de-energias-renovables-hidrogeno-renovable-y-almacenamiento

46 Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía – Programa H2 Pioneros: https://sede.idae.gob.es/lang/modulo/?refbol=tramites-servicios&refsec=programa-h2-pioneros

47 Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía – Programas H2 Cadena de Valor: https://sede.idae.gob.es/lang/modulo/?refbol=tramites-servicios&refsec=cadena-valor-hidrogeno-renovable

48 Plan de Recuperación, Transformación y resiliencia – PERTE de descarbonización industrial: https://planderecuperacion.gob.es/como-acceder-a-los-fondos/pertes/perte-de-descarbonizacion-industrial

49 Boletín Oficial del Estado - Real Decreto 251/2023 por el que se regula la concesión directa de subvenciones a la empresa ArcelorMittal España S.A para la ejecución del proyecto Hidrógeno circular DRI" (05/04/2023): https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-8579

50 La Nueva España - "Jarro de agua fría: las razones por las que Arcelor congela su planta de hidrógeno verde" (14/01/2024): https://www.lne.es/economia/2024/01/14/jarro-agua-fria-razones-arcelor-96869946.html

4.2 Cantidad de dinero, tipo de proyectos y empresas que se beneficiarán

En el caso de los Proyectos Importantes de Interés Común Europeo, en la primera convocatoria se han beneficiado un total de 35 proyectos de 15 de los Estados miembro. En el caso del Estado español, se han aprobado cuatro proyectos con un importe total de 74 millones de euros[51]. Los proyectos seleccionados han sido H2B2 (25 millones de euros), Nordex (12 millones de euros), SENER (10 millones de euros) e Iveco ES (27 millones de euros). En la segunda convocatoria también se han beneficiado 35 proyectos, aunque de 13 Estados miembro. En el caso del Estado español, las empresas beneficiarias han sido Petronor/Repsol, EDP, Iberdrola, Enel Green Power/Endesa e IAM Caecius. Los proyectos aprobados en la sexta lista de Proyectos de Interés Común/Mutuo tienen un presupuesto total de más de 50.000 millones de euros para su construcción. Si se considera el coste de operación para los próximos 20 años, el importe supera los 100.000 millones de euros. Este dato es importante, ya que los costes de las actividades de transporte y distribución de energía acostumbran a estar regulados y, por lo tanto, se paga a través de las facturas o de los presupuestos generales del estado. En el caso del Estado español, las principales empresas que se beneficiarán son Enagás, Enagás Renovables y CEPSA.

Algunas grandes empresas energéticas y fósiles se han beneficiado de las convocatorias del programa H_2 Pioneros y de los programas H_2 Cadena de Valor. Las que han recibido mayor financiación han sido CEPSA, con 30 millones de euros, ENEL, Repsol y BP, con 15 millones de euros cada una, Iberdola, con 9 millones, y Enagás Renovables, con 4 millones. Cabe destacar que muchas de estas empresas han obtenido beneficios récord en el 2022, o similares a los últimos cinco años, debido al incremento del precio de la energía, por lo que debería cuestionarse si es legítimo que obtengan financiación pública teniendo en cuenta esta situación.

Entre las empresas beneficiarias también se encuentran sociedades limitadas creadas ad hoc para los proyectos, sociedades limitadas del sector de la energía o sociedades anónimas de sectores difíciles de descarbonizar, donde el hidrógeno puede tener cabida para la transición energética. Empresas como EDP, Clean Energy Venture SL o Industrias Químicas del Óxido de Etileno SA (Iqoxe) forman parte de estas sociedades.

51 Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía – Concesión directa de subvenciones a los proyectos españoles por su participación en el Proyecto Importante de Interés Común Europeo de tecnología de hidrógeno: https://sede.idae.gob.es/lang/modulo/?refbol=tramites-servicios&refsec=proyectos-es-hy2tech

5 Impactos de los proyectos de hidrógeno verde en el territorio: el caso de Chile y el Estado español

ZONAS Y COMUNIDADES AFECTADAS POR PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE EN CHILE Y EN EL ESTADO ESPAÑOL

Autoría: ODG

Los procesos de extracción, transporte y utilización de fuentes de energía han producido históricamente graves efectos ambientales –contaminación, deforestación y destrucción de hábitats– y sociales –desplazamiento de comunidades, conflictos armados o guerras–. La consecuencia más global y de mayor magnitud de este modelo es el cambio climático, que ya está poniendo en peligro a millones de personas.

A día de hoy no se conocen los impactos reales que puede llegar a tener el desarrollo de la economía del hidrógeno verde, ya que la mayoría de los proyectos de hidrógeno verde se encuentran todavía en fase de estudio de viabilidad. Solo el 6 % de estos proyectos están operativos o tienen acuerdos de inversión para su construcción y puesta en marcha (ver apartado 2.1). Sin embargo, se puede intuir lo que puede significar un desarrollo del hidrógeno que pretenda sustituir en un modelo 1 a 1 los usos de los combustibles fósiles sin evaluar ni replantear las necesidades para una transición ecosocial, ya que el marco lógico del sistema socioeconómico capitalista, neocolonial, patriarcal y extractivista se mantiene y, por tanto, sus herramientas, tendencias e impactos pueden ser similares a los ocurridos en el pasado y en otros sectores.

Además, se pueden hacer extrapolaciones a través de los proyectos que están actualmente en cartera, basándonos en experiencias anteriores de proyectos fósiles, minería y de la implantación de renovables.

Este apartado recoge los resultados de los trabajos de campo realizados en el Estado español y en Chile y Argentina, como una muestra no exhaustiva pero sí cualitativa de experiencias en el territorio. Durante noviembre y diciembre de 2022, el Observatori del Deute en la Globalització (ODG) realizó un trabajo de campo sobre los impactos relacionados con la minería de litio y el hidrógeno verde en Chile y Argentina. Así mismo, a finales de diciembre de 2023, el ODG y Ecologistas en acción viajaron por Catalunya, Aragón, Euskal Herria y Cantabria siguiendo algunos proyectos situados en el eje uno de la posible Red Troncal del Hidrógeno del Estado español. Fruto de estos dos viajes se han recogido una serie de experiencias y entrevistas a colectivos y organizaciones que ponen de manifiesto los mismos impactos, aunque diferenciados, en los distintos territorios y en las personas que los habitan.

En el caso de Chile, en junio de 2019, el gobierno presentó el Plan de Descarbonización de la matriz energética[52] y ve en su implementación una oportunidad para posicionarse como protagonista de la "transición verde" mediante la promoción del hidrógeno verde. En este sentido, en noviembre de 2020, aprobó la Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde[53], que identifica las regiones de Antofagasta, en el norte, y de Magallanes, en el sur, como los dos polos de producción de hidrógeno verde del país. En la actualidad Chile obtiene más del 47 % de su mix de generación eléctrica gracias a la contribución de fuentes de energía renovables, y prevé que se alcance un 70 % de descarbonización en 2030. También producen unas 58.000 toneladas de hidrógeno, principalmente por parte de productores de gas industrial y utilizado como materia prima.

A nivel institucional, vemos que los gobiernos de Piñera y Boric han firmado acuerdos con diferentes países para exportar hidrógeno verde. El caso más relevante es del de Alemania, donde se ha creado un grupo de trabajo entre ambos países para identificar proyectos de hidrógeno verde viables en territorio chileno[54]. El gobierno y empresas chilenas han firmado un acuerdo con sus homólogos de los Países Bajos[55] para impulsar la exportación de hidrógeno hasta el puerto de Rotterdam. Además, empresas europeas como Engie, Siemens y Enagás participan de los proyectos que se están desarrollando en Chile, mientras que RWE, Iberdrola, Enel y SNAM han mostrado su interés[56]. En Catalunya y el resto del Estado español las grandes empresas energéticas y lobbies fósiles están creando una narrativa para que el hidrógeno tenga un papel central en la transición energética y puedan beneficiarse de los fondos de Recuperación, Transformación y Resiliencia europeos, los NextGenerationEU. El desarrollo de estos proyectos representa una oportunidad perdida para determinar qué sectores son socialmente necesarios y en qué medida (decrecimiento/suficiencia). En ambos territorios se destaca la problemática relacionada con el uso del agua y del territorio para la implantación de proyectos renovables y de hidrógeno.

52 Biblioteca del Congreso Nacional de Chile - Plan de descarbonización y Estrategia transición justa y sostenible: https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienear-chivo?id=repositorio/10221/29300/1/BCN_Plan_de_descarbonizacion_y_Estrategia_de_transicion_justa_Dip.R.Gonzalez_2020_FINAL.pdf

53 Gobierno de Chile - Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf

54 Gobierno de Chile – Chile y Alemania firman acuerdo para impulsar el hidrógeno verde en Chile: https://energia.gob.cl/noticias/nacional/chile-y-alemania-firman-acuerdo-para-impulsar-el-hidrogeno-verde

55 H2news – "Rotterdam 2023: Empresas chilenas y holandesas entregaron una declaración que impulsa la cadena de valor internacional de hidrógeno en la zona de la bahía de Mejillones" (08/05/2023): https://h2news.cl/2023/05/08/empresas-chilenas-y-holandesas-trabajan-en-una-declaracion-que-impulse-la-cadena-de-valor-internacional-de-hidrogeno-en-la-zona-de-la-bahia-de-mejillones/?utm_source=pocket_saves

56 Gobierno de Chile – El nuevo mapa del Hidrógeno Verde en Chile: https://fch.cl/wp-content/uploads/2021/11/Ministerio-de-Energia_Mapa-Hidrogeno-Verde-en-Chile.pdf

En el Estado español, la Asociación Española del Hidrógeno ha identificado casi 140 proyectos de hidrógeno distribuidos en su territorio[57]. Los ámbitos de aplicación son la producción, distribución, integrados, los sectores del transporte y de industria, y también los valles del hidrógeno. También define si se encuentra en fase de estudios de viabilidad, fases iniciales de desarrollo y en operación o decisión de inversión final. El mapa ha permitido identificar qué proyectos de hidrógeno se encuentran en el recorrido del tramo 1 de la Red Troncal del Hidrógeno, que va de Xixón a Cartagena, pasando por Tarragona. Otros criterios utilizados para seleccionar los proyectos visitados en el trabajo de campo han sido:

1. que estén financiados por el NextGeneration u otros mecanismos de financiación pública;
2. que sean propiedad de grandes empresas;
3. que estén ligados a la descarbonización de la industria y
4. que exista interés por parte de la población del territorio en generar oposición.

Se han escogido el Complejo Petroquímico de Tarragona, la antigua central térmica de Andorra, en Teruel, el yacimiento de hidrógeno geológico de Monzón, el Corredor Vasco del Hidrógeno y el proyecto Besaya H_2 en Torrelavega porque cumplen con algunos de los criterios definidos anteriormente.

Las autoras quieren destacar que a lo largo del trabajo de campo realizado en el Estado español se entrevistaron prácticamente solo hombres. Si bien es verdad que la lucha sectorial está generalmente muy masculinizada, existen voces de mujeres que habría sido esencial recoger. Se reconoce que a pesar de la metodología de investigación ecofeminista, la limitación del tiempo, la preparación del recorrido y la disponibilidad de las investigadoras por razones del desplazamiento han sido factores clave para que se haya dado esta situación. En la evaluación del mismo se han recogido medidas para mejorar en futuras ocasiones.

57 Asociación Española del Hidrógeno – Censo de proyectos de hidrógeno: https://www.aeh2.org/censo-de-proyectos-de-hidrogeno/

5.1 Impactos sociales desde una mirada ecofeminista

La producción del hidrógeno debería realizarse en consonancia con los límites planetarios y en el marco de un modelo conducente a la soberanía energética, evitando replicar modelos sobredimensionados y especulativos que aumenten la deuda ecológica y energética con los países del Sur Global. El carácter incipiente de la infraestructura y regulación del hidrógeno verde es una gran oportunidad para que la Unión Europea marque una senda decrecentista, basada en principios de equidad y justicia social. Un nuevo modelo que posibilite el acceso de sus habitantes a un "buen vivir" respetuoso con el resto de sociedades, asumiendo la responsabilidad histórica que tiene en el proceso de extracción de recursos de las regiones del Sur Global. Pero, además, que aporte instrumentos y garantías para que la descarbonización de las economías y, por tanto, la pérdida de la capacidad negociadora de los países productores no desemboque en conflictos internos o en un recrudecimiento de su situación.

Esto es justamente lo contrario que está haciendo la Unión Europea en relación con el hidrógeno. De hecho, el hidrógeno se está definiendo como uno de los elementos que marcará las relaciones internacionales en la transición energética a nivel global (ver apartado 3). Se trata de un vector energético requerido por los países del Norte Global para permitir la descarbonización de la economía siguiendo con el mantra del crecimiento. Esta situación puede dar lugar a nuevas prácticas de neocolonialismo energético Norte-Sur.

EN CHILE LOS PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE SE DISTRIBUYEN A LO LARGO DE LA COSTA, CONCENTRÁNDOSE EN LA ZONA NORTE, EN ANTOFAGASTA, Y EN EL SUR, MAGALLANES.
Autoría: ODG

Pensar en un modelo de transición energética justa también con otros pueblos pasa por respetar los límites ecológicos del territorio, evitando depredar recursos o utilizar sumideros ajenos. Estas prácticas incrementan la deuda energética y ecológica que el Estado español y Europa mantienen con las comunidades y poblaciones del Sur Global, que presentan consumos de energía per cápita más bajos que los existentes en las economías del Norte Global. Esto genera también una gran deuda económica, energética, climática y ecosocial con los países extractores.

La Unión Europea ha identificado el norte de África, Asia Septentrional, Rusia y China para satisfacer los 10 millones de toneladas de hidrógeno a importar para cumplir con los objetivos del REPowerEU, aunque los países que han mostrado disposición para la exportación están en el norte de África, Asia Septentrional y América Latina. Los otros 10 millones de toneladas serán de producción propia, lo que también conllevará prácticas extractivistas intraeuropeas, como las que se están dando en el Estado español o Italia. Es el caso de la apuesta del Gobierno del Estado español para convertirse en hub de hidrógeno verde para el resto de Europa, lo que implicaría la producción del 20 % de los objetivos intraeuropeos del RePowerEU (2 millones de toneladas de hidrógeno anuales) alimentando la idea de construir grandes infraestructuras para el transporte de hidrógeno. Se repiten dinámicas de priorización de la exportación y la economía productiva, en lugar de políticas que tengan en cuenta las necesidades de las poblaciones para la reproducción de la vida y el cuidado del territorio.

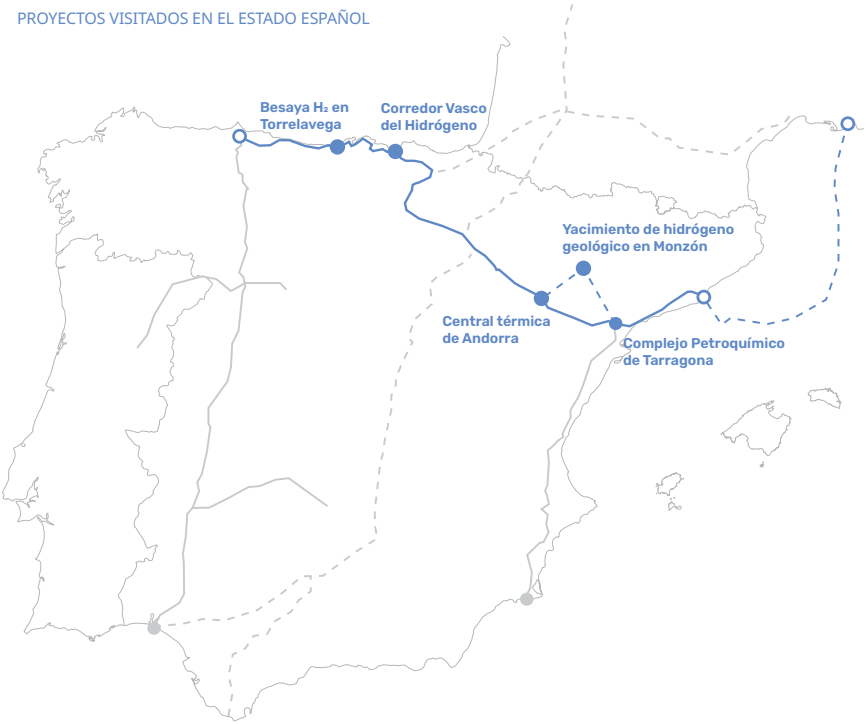
Si los planes siguen adelante, representarán la última apropiación neocolonial y patriarcal de recursos, en un momento en que los recursos renovables deberían utilizarse para las necesidades energéticas locales y los objetivos climáticos, en lugar de ayudar a la UE a cumplir su estrategia climática.

Desde una visión ecofeminista cabe también preguntarse en manos de quién queda el conocimiento y la toma de decisiones, ya que los sectores técnicos e industriales siguen estando realmente masculinizados. En 2022, solo el 16 % de las personas empleadas en estos sectores eran mujeres[58]. Por otro lado, a nivel global las mujeres ocupan peores puestos dentro de las industrias, de menor responsabilidad y con retribuciones más bajas. La brecha salarial explica cómo el poder continúa estando en manos de hombres. La desigualdad no solo se hace patente en la distribución laboral, sino que se observa en todas y cada una de las fases del proceso indus-

58 Fundación La Caixa - "El ámbito de las STEM no atrae el talento femenino" https://elobservatoriosocial.fundacionlacaixa.org/es/-/el-ambito-de-las-stem-no-atrae-el-talento-femenino

trial. Si bien iniciativas como la Women in Green Hydrogen[59] son interesantes para dar visibilidad a las mujeres en el sector del hidrógeno verde, sin un replanteamiento profundo del funcionamiento de la industria y sin un cuestionamiento sobre quién tiene el poder de decisión, quién está detrás de las grandes empresas y a qué sectores va a suministrar energía, puede quedar como una simple estrategia de *purplewashing*"[60]. En el caso de los territorios visitados en los trabajos de campo en el norte de Chile y el Estado español, ha sido relevante constatar que muchos de los proyectos de producción de hidrógeno están planteados en lo que se conocen como zonas de sacrificio. Territorios que ya han sufrido los impactos con graves repercusiones sociales, económicas y medioambientales, como la contaminación, la despoblación o el expolio del territorio.

PROYECTOS VISITADOS EN EL ESTADO ESPAÑOL



59 Women in green hydrogen: https://women-in-green-hydrogen.net

60 *Purplewashing* o "lavado lila" es un término que en el contexto feminista se refiere a la variedad de estrategias políticas y de marketing dirigidas a la promoción de instituciones, países, personas, productos o empresas apelando a su compromiso con la igualdad de género.

Complejo Petroquímico de Tarragona

IQOXE

Empresa:
Enagás renovables, IQOXE, Alter Enersun y Biotech

Sector:
Industria química

Estado:
Planificado

Presupuesto:
32.258.000 €

Subvención:
10.794.000 € del programa H_2 Pioneros convocatoria 1

Descripción:

Este proyecto contempla la descarbonización del proceso industrial de producción de Óxido de Etileno y de la movilidad de IQOXE en Tarragona. El hidrógeno verde producido (15MW) tendrá como uso principal el industrial, como reemplazo de gas natural en las calderas existentes. Una pequeña parte del hidrógeno se destinará a movilidad. En cuanto al oxígeno producido, se utilizará también en la planta de Óxido de Etileno.

T-HYNET

Empresa:
Repsol, Enagás renovables, IQOXE y Messer

Sector:
Industria química

Estado:
Planificado

Presupuesto:
320.000.000 €

Subvención:
62.000.000 € del programa europeo Innovation Fund

Descripción:

Este proyecto contempla, en una primera fase, instalar electrolizadores de 150MW, cuya puesta en marcha está prevista para el año 2026. En una segunda fase, que comenzaría a partir de 2027, la capacidad de producción de hidrógeno renovable se incrementaría hasta 1 GW. El hidrógeno verde se utilizaría para sustituir el hidrógeno gris procedente del gas fósil que se utiliza a día de hoy como materia prima en la industria local, como combustible industrial, en la movilidad e inyección en la red de transporte de gas fósil.

Una de las zonas de sacrificio visitadas es el caso del Complejo Petroquímico de Tarragona, el polígono industrial más grande del sur de Europa. Los proyectos que se pretenden desarrollar están enmarcados en lo que se denomina La Vall de l'Hidrogen de Catalunya.

Los colectivos entrevistados, Ecologistes en Acció de Tarragona y la Plataforma Cel Net, denuncian que este modelo de transición se propone sin que haya un debate social sobre las necesidades de mantener muchos de los productos de la petroquímica. También destacan la dificultad de abordar esta problemática y más en un contexto en el que el hidrógeno verde es visto como positivo para reducir la contaminación, que ahora supone uno de los problemas más graves relacionados con esta industria.

Desde la Plataforma Cel Net denuncian que en base al secreto industrial "no se sabe qué es lo que se produce realmente en el polígono, ni para quién". Y eso impacta especialmente en la contaminación, ya que, como afirman las activistas, para crear la normativa de contaminantes son las mismas empresas las que le comunican a la Generalitat cuáles son los químicos que hay que medir. "Se ha hecho siempre, la normativa está adaptada a las necesidades de las empresas" señalan.

Además, Rafa Marrasé, periodista e investigador medioambiental, denuncia que "bajo el paraguas del hidrógeno se está aprovechando que las empresas contaminantes sigan su negocio". Especifica que el hidrógeno está siendo utilizado como una excusa para alargar la vida útil de las petroleras y que va a coexistir con el uso del petróleo: "Se está intentando combinar dos modelos mientras se siguen exacerbando los impactos en una zona de sacrificio, como lo ha sido históricamente el Camp de Tarragona".

Una de las características que se refleja es que, tras tantos años de publicidad activa por parte de las empresas, hay una gran aceptación social en la zona de la actividad de la petroquímica. Entre otras cuestiones, porque existe una dependencia laboral y económica. La patronal química está totalmente infiltrada en la ciudad, tanto que al representante institucional de Repsol se le ha dado un premio institucional al jubilarse. Pasa lo mismo con el sector educativo, donde la industria petroquímica ofrece cursos de formación profesional para perfiles técnicos y, en el caso de Repsol, tiene incluso una cátedra en la Universitat Rovira i Virgili.

COMPLEJO DE PETROQUÍMICO DE TARRAGONA, VISTA DESDE PUIGDELFÍ.
Autoría: ODG

Antigua central térmica de Andorra, Teruel

Proyecto de Hidrógeno Verde de Andorra

Empresa:
Endesa SA

Sector:
Producción de hidrógeno verde

Estado:
Planificado

Presupuesto:
38.500.000 €

Descripción:

Endesa S.A. está desarrollando, en los terrenos de la ya clausurada central térmica de Andorra, una planta de producción de hidrógeno renovable. El hidrógeno producido será utilizado en sectores con emisiones difíciles de abatir. El Proyecto de Hidrógeno Verde de Andorra constará de un electrolizador de tecnología PEM (Proton Exchange Membrane) de 15 MW que producirá unas 1.450 toneladas de hidrógeno verde. Este electrolizador tendrá línea de conexión directa con plantas de generación renovable, aprovechando sus potenciales vertidos.

Proyecto Catalina I

Empresa:
Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) y Enagás Renovable

Sector:
Producción de hidrógeno verde

Estado:
Planificado

Presupuesto:
2.000.000.000 €

Descripción:

La ambición del Proyecto Catalina I incluye el desarrollo de una planta industrial de producción de hidrógeno renovable en Andorra (provincia de Teruel, Aragón) con una capacidad de 2GW, que permitirá producir hasta 336.000 toneladas de hidrógeno renovable y 2.640.000 toneladas de oxígeno al año, fomentando el desarrollo de nuevos procesos industriales y usos del hidrógeno en Aragón. En su primera fase, la capacidad instalada será de 500 MW, se instalarán también siete parques eólicos, siete plantas fotovoltaicas con una potencia instalada de 1,7 GW, y las líneas de evacuación correspondientes. La planta entrará en operación comercial en diciembre de 2027, con una producción máxima de 84.000 toneladas de hidrógeno renovable y 660.000 toneladas de oxígeno al año.

Un caso paradigmático es el proceso de transición justa de la antigua central térmica de Andorra (Teruel). Para cubrir el nudo Mudéjar tras el cierre y desmantelamiento de la central térmica, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico convocó un concurso de capacidad de 1.200 MW que quedaban disponibles. El proyecto de Endesa, englobado en el Plan de Transición Justa, ganó el concurso. Planea construir más de 1.800 MW de nueva capacidad, dos plantas de almacenamiento de baterías y un electrolizador de 15 MW para la producción de hidrógeno verde.

Sin embargo, la construcción del electrolizador queda pospuesta hasta 2030, porque, en palabras del presidente de Endesa, la eléctrica descartaba inversiones en hidrógeno, ya que, "al menos hasta hoy" esta tecnología "no tiene madurez para ser comercializada" y requiere "de muchos subsidios". Desde la Plataforma a favor de los paisajes de Teruel denuncian que "la planta de hidrógeno era una de las patas fundamentales por las que se ganó el concurso, porque generaba empleo". Pero ahora que ya ha ganado la adjudicación no queda claro que se vaya a realizar.

En el mismo territorio, también se ha anunciado el proyecto de producción de hidrógeno verde Catalina I, que se encuentra, a fecha de cierre de este informe, en tramitación ambiental. Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) presentó el proyecto Catalina al primer concurso de acceso a la red para el nudo Mudéjar, pero al no resultar adjudicatario, rediseñó la propuesta.

PARQUE FOTOVOLTAICO
DE LOS ARCOS, ANDORRA.
Autoría: ODG

En zonas menos industrializadas y afectadas por la despoblación, los anuncios de grandes proyectos son acogidos con gran interés, ya que vienen acompañados de promesas de inversiones y creación de empleo. Los colectivos críticos manifiestan que es una dinámica habitual, pero que "el territorio está muy harto de promesas". Denuncian que "al calor de la subvención han venido piratas de todos lados del mundo". No solamente son los fondos europeos, también hay ayudas a nivel de administraciones locales que declaran los proyectos de interés general para facilitar su implantación. Por ejemplo, el INAGA (Instituto Aragonés de Gestión Ambiental) ha sido denunciado recientemente por irregularidades en la implantación de renovables[61]. La Plataforma señala que para luchar contra la despoblación "hacen falta inversiones también en otros sectores: en el sector primario necesitamos transitar hacia la agroecología, fomentar el turismo sostenible o una gestión forestal adecuada". Reclaman políticas de rehabilitación y vivienda social, así como una mejor cobertura médica. La despoblación crece por la falta de servicios básicos de medicina y educación, cobertura digital, así como por la dificultad de acceso a la vivienda y por los salarios bajos. Además, señalan que "el tren es una apuesta que tiene que hacer esta sociedad, para vertebración de territorio y el transporte de mercancías". Antiguamente la vía del tren llegaba también a la central térmica, por lo que uno de los proyectos que ven con interés para la reactivación de la zona sería un puerto seco.

CERCANÍAS DE LA ANTIGUA CENTRAL TÉRMICA DE ANDORRA.
Autoría: ODG

"Actúa local, piensa global. Lo que hagamos aquí, lo que sea y por pequeño que sea tiene que tener sentido a nivel global. Todo lo que se invierta tiene que ser de cara a la resiliencia y tener una visión de futuro".

Moisés Falo, de la Plataforma en favor de los paisajes de Teruel.

61 AraInfo - "Denuncian en juzgados y fiscalía "Irregularidades del INAGA y el MITECO en las autorizaciones de la líneas eléctricas asociadas a megacentrales renovables"" (22/01/2024): https://arainfo.org/denuncian-en-los-juzgados-y-fiscalia-las-irregularidades-de-inaga-y-miteco-en-las-autorizaciones-de-las-lineas-electricas-asociadas-a-megacentrales-de-energias-renovables/

Yacimiento de hidrógeno geológico en Monzón

Empresa:
Helios Aragón S.L.

Sector:
Extracción de hidrógeno blanco

Estado:
a la espera de permisos

Presupuesto:
900.000.000 €

Descripción:

Proyecto de investigación exploratoria de reservas de hidrógeno cuyos documentos iniciales apuntaban a la posibilidad de extraer en torno a 55.000 toneladas anuales durante un periodo de "20 o 30 años" a partir de 2028.

También en Aragón, la localidad de Monzón (Huesca) se encuentra ante los inicios de un conflictivo proyecto de explotación de reservas de hidrógeno (el primero en el Estado español). Esta explotación entraría dentro de la categoría conocida como "hidrógeno dorado" (ver apartado 1). El proyecto promovido por Helios Aragón S.L ha sido declarado inversión de interés autonómico por el Gobierno de Aragón. La empresa, que antes estaba vinculada a BP (British Petrolium), pretende explorar un posible yacimiento de hidrógeno y helio, que también se podría utilizar como almacén de hidrógeno en el futuro. Según sus declaraciones, la empresa planea instalar un gasoducto para trasladar el hidrógeno hasta el polígono de industria pesada (siderurgia) en el norte del pueblo. Sin embargo, hoy en día ninguna industria de la zona utiliza el hidrógeno.

Ecologistas en acción del Cinca está haciendo seguimiento del proyecto, que ha generado dudas y miedo entre habitantes de la localidad. La organización ambiental denuncia que "en estos momentos, el proyecto estaría fuera de la legalidad, ya que la empresa no cuenta con los permisos de exploración requeridos". El proyecto está a la espera de la aprobación de la legislación europea sobre el hidrógeno –lo que se conoce como paquete de hidrógeno y gas– y su aplicación en la regulación nacional. Consideran que de aprobarse es muy probable que reciba fondos públicos.

Desde la organización plantean que antes de fomentar este tipo de proyectos "debe debatirse sobre el modelo socioeconómico que queremos en Monzón, hay que preguntarse si queremos seguir creciendo en población y cuál es el modelo de industria que queremos". Históricamente la industria local ha sido muy contaminante y ha afectado medioambientalmente al río Cinca. Mientras tanto, denuncian la falta de inversiones en servicios públicos como el transporte ferroviario de pasajeros, las ambulancias y un segundo instituto para la localidad.

Corredor Vasco del Hidrógeno

Petronor electrolizador de 2,5MW (Muskiz, Vizcaya)

Empresa:
Petronor SA

Sector:
Industria refino

Estado:
Construido

Presupuesto:
Confidencial

Descripción:

Construcción de una planta de producción de hidrógeno renovable mediante electrólisis de agua, con una capacidad de 2,5 MW. Se prevé producir 350 toneladas anuales de hidrógeno renovable para uso industrial principalmente en la refinería para sustituir al hidrógeno gris utilizado en la desulfuración del petróleo. Además, transportado a través de un hidroducto de Nortegas, el hidrógeno renovable se emplearía también en la plataforma logística del Parque Tecnológico de Abanto Zierbana, situado a 1,5 kilómetros de Muskiz, para propulsar los autobuses y el transporte pesado. Está previsto que las instalaciones también incluyan un almacenamiento de hidrógeno presurizado. Como subproducto también se obtendrá oxígeno renovable.

Bilbao Large Scale Electrolyzer 100MW (Bilbao)

Empresa:
Bay of Biscay Hydrogen S.L. (Petronor Alba)

Sector:
Industria refino

Estado:
Planificado

Presupuesto:
200.000.000 €

Descripción:

Construcción de una planta de producción de hidrógeno renovable mediante electrólisis de agua, con una capacidad aproximada de unos 100 MW. La planta incluirá todas las instalaciones y sistemas asociados requeridos para poder operar 24 horas al día. Está previsto que las instalaciones también incluyan un almacenamiento de hidrógeno presurizado. Como subproducto también se obtendrá oxígeno renovable.

En Euskal Herria, enmarcado en lo que se conoce como el Corredor Vasco del Hidrógeno –que comprende más de 50 proyectos y 80 entidades–, Repsol-Petronor ha desarrollado un electrolizador de 2,5 MW en la refinería ubicada en Muskiz. Esta es la primera fase de un electrolizador más grande de 100 MW, el proyecto

APARCAMIENTO DE LA REFINERÍA DE PETRONOR, EN MUSKIZ, BILBAO.
Autoría ODG

Bay of Biscay Hydrogen que recibirá fondos de la Comisión Europea a través de los fondos IPCEI. Según declaraciones del presidente de Repsol, el proyecto se encuentra actualmente paralizado, así como la planta de producción de combustibles sintéticos a escala industrial del puerto de Bilbao, a la espera de un marco normativo más estable y "amable".

Los colectivos entrevistados, entre los que se encuentran Ekologistak martxan, Greenpeace, la red Gas No Es Solución, la Plataforma Interkonexio Elektrikorik Ez! de Gatika, Euskal Gune ekosozialista, Juventud por el Clima/Fridays for future de Bilbao y el sindicato ESK, reclaman fundamentalmente un mejor dimensionamiento de los proyectos y poder enfocarlos a las realidades del territorio. Existe una gran dispersión de proyectos dentro del Corredor Vasco del Hidrógeno orientados fundamentalmente a los servicios de la refinería de Petronor, que es uno de los grande agentes económicos de la región. Esta empresa sería la gran beneficiada de las inversiones, ya que estas ayudas permitirán alargar la vida de sus instalaciones sin que se plantee su modelo de producción ni su razón de ser. "Petronor adelantándose al declive de los combustibles fósiles está diversificando y creando pequeñas empresas, utilizando la estrategia que sabe hacer mejor que nadie del mundo, que es sacar dinero al Gobierno Vasco", valoran desde Ekologistak martxan.

Las organizaciones denuncian que hay una evidente falta de planificación y que las ayudas están dirigidas a un modelo de gran escala, en lugar de dirigirse a pequeños proyectos que permean más en la sociedad y permiten centrarse en las necesidades reales. "Es una estrategia que se basa en crear un *hype* para generar demanda y luego poder colocar el producto. La mayoría de proyectos son pequeños y no ganaron fondos europeos, a excepción de Petronor". Las activistas destacan que este mismo modelo de grandes proyectos de producción e infraestructuras de transporte, como es el Corredor Vasco del Hidrógeno, se está dando también en el despliegue de las energías renovables y las redes de interconexión transeuropeas. "Un modelo más local permitiría abordar las necesidades del territorio y sería mucho más eficiente en términos de reducir las pérdidas energéticas", proponen desde Plataforma Interkonexio Elektrikorik Ez! de Gatika.

Besaya H_2 en Torrelavega

Empresa:
Copsesa y RIC Energy

Sector:
Producción de hidrógeno verde

Estado:
Planificado

Presupuesto:
750.000.000 € (primera fase)

Descripción:

Según se dio a conocer en mayo, la planta de hidrógeno proyectada, denominada Besaya H_2, generaría del orden de 250 empleos en una primera fase e inicialmente tendría una capacidad de 500 MW con una inversión de 850 M€. Se desarrollaría en varias fases y el inicio de la construcción de la planta estaría prevista para 2025, con intención de que pudiera estar operativa en 2027.

En Cantabria los grandes anuncios de proyectos de producción de hidrógeno se están recibiendo con escepticismo. Desarrollado por Copsesa (empresa de construcción de Cantabria) y RIC Energy (empresa de energías con cartera de proyectos de energías renovables e hidrógeno en Castilla y León), el proyecto Besaya H_2 se presenta inicialmente como el proyecto de producción de hidrógeno más grande de Europa con electrolizadores de una capacidad inicial de 500 MW para entrar en funcionamiento en 2027. Se prevé ubicar la planta en los terrenos que ocupaba la fábrica, ahora cerrada, de Sniace, en Torrelavega (Cantabria). Las empresas han comprado 70 hectáreas que deberán descontaminarse por los usos industriales que anteriormente se hacían en esas instalaciones.

Desde Ecologistas en Acción de Cantabria están haciendo seguimiento de los anuncios y denuncian que pese a indicar que será la mayor inversión de la historia de Cantabria la presentación se realiza sin un proyecto. A día de hoy, una de las principales preocupaciones es la falta de información transparente y fiable para poder analizar el proyecto en profundidad.

Existe la incógnita de dónde provendrán la energía renovable para alimentar el electrolizador y el agua. También existe la duda sobre cuál será el destino final del hidrógeno producido en la planta, ya que aparentemente no habría industrias cerca que lo utilizarían. Reconocen una falta de planificación energética por parte del Gobierno de Cantabria: "Aquí la política energética está externalizada completamente, es necesaria una agencia de la energía cántabra para abordar la transición energética".

Denuncian, además, la falta de inversiones públicas en proyectos de bajo consumo energético. Así mismo, uno de los grandes problemas de Cantabria es el envejecimiento de la población, faltan servicios y medios, como el transporte, que no se están solucionando.

Antofagasta, Chile

En el caso de Antofagasta, en el norte de Chile, la implantación de proyectos de hidrógeno en el territorio también va a tener un grave impacto social. Cabe destacar que es una de las regiones más áridas del planeta, ya que es donde se encuentra parte del desierto de Atacama, y, por lo tanto, es una zona con poca disponibilidad de agua. Para conseguir el agua necesaria para la producción de hidrógeno verde se pretenden instalar desalinizadoras o utilizar las centrales termoeléctricas, lo que supone una amenaza para el Pueblo Chango, un pueblo originario que se encuentra en la costa norte de Chile; su modo de subsistencia se basa en la pesca artesanal y la recolecta de algas y pequeños moluscos a bajas profundidades.

En este sentido, Patricia Paez, presidenta del Sindicato de pescadores de Tocopilla y lideresa de la asociación Mujeres Changas, comenta que la industria del hidrógeno verde ya ha llegado a su territorio para quedarse. Lamenta que va a tener un impacto en sus recursos, en su forma de vida y en su salud porque todo llega contaminado. Todos los mariscos llegan contaminados por el agua que está llena de salmuera y, lamentablemente, contamina todo el entorno.

Además, las comunidades indígenas se sienten abandonadas por las administraciones locales, ya que no tienen las condiciones adecuadas para poder mantener la cadena de frío para comercializar los productos recolectados el mismo día o el día anterior. Marcelo Silva, consejero regional del Pueblo Chango, pescador y presidente de la Agrupación de Pescadores de la Caleta Hornitos, denuncia que su caleta se encuentra ubicada a 17 kilómetros de la primera de las siete termoeléctricas de Mejillones y sorprendentemente tiene que depender de un generador a petróleo con horas de funcionamiento limitadas. También denuncia las malas prácticas de las grandes empresas energéticas que operan en las centrales termoeléctricas, que puertas hacia fuera venden que tienen un trato respetuoso con las comunidades, pero realmente no es así.

CALETA HORNITOS,
CHILE.
Autoría: ODG

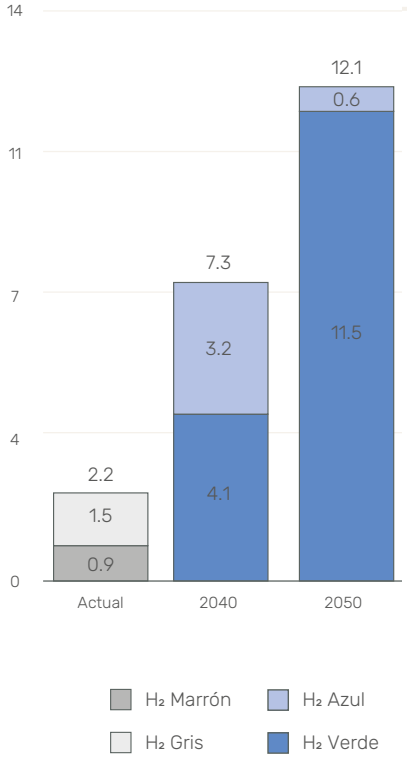
5.2 Impactos del consumo de agua

BARRIO INDUSTRIAL DE MEJILLONES, EN CHILE.
Autoría: ODG

El agua es uno de los insumos clave para la producción de hidrógeno verde, junto con la energía renovable. Según el IRENA (International Renovable Energy Agency) las extracciones de agua dulce para la producción mundial de hidrógeno podrían triplicarse en 2040 y multiplicarse por seis en 2050, en comparación con la situación actual[62].

Figura 7.
USO DE AGUA DULCE ACTUAL Y PREVISIÓN PARA LA PRODUCCIÓN GLOBAL DE HIDRÓGENO (ESCENARIO 1'5ºC DEL IRENA) POR TIPOLOGÍA DE PRODUCCIÓN EN MILES DE MILLONES DE M³.
Fuente: IRENA.

A escala mundial se estima que este consumo represente solo el 2,4 % de la destinada para el sector energético en 2050. Sin embargo, a nivel local, los proyectos de hidrógeno consumen importantes volúmenes de agua, por lo que no se pueden obviar los contextos locales y regionales a la hora de planificar el desarrollo del hidrógeno, especialmente en aquellos lugares sometidos a estrés hídrico crónico. La transición a gran escala hacia el hidrógeno tiene el potencial de crear una demanda competitiva de recursos hídricos, sobre todo en zonas regionales que ya se enfrentan a importantes problemas de seguridad hídrica. Se estima que más del 35 % de la capacidad mundial de producción de hidrógeno verde y azul (en funcionamiento y prevista) se encuentra en regiones con gran estrés hídrico.



62 IRENA and Bluerisk (2023) - Water for hydrogen production, International Renewable Energy Agency, Bluerisk, Abu Dhabi, United Arab Emirates: https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Dec/IRENA_Bluerisk_Water_for_hydrogen_production_2023.pdf?rev=4b4a35632b6d48899eb02bc54fd1117f

CUADRO 2: ¿Cuánta agua necesita la producción de hidrógeno?

A nivel químico, por cada kilogramo de hidrógeno producido deben consumirse 9 kg de agua. En la práctica, el consumo de agua es bastante mayor, ya que la electrólisis necesita una corriente de agua desmineralizada muy pura. Dependiendo de la calidad del agua entrante, se podría perder entre el 30 y el 40 % del agua. Además, también se consume agua para la refrigeración de los electrolizadores, existen pérdidas por evaporación, etc.

El IRENA estima que se necesitan entre 25,7 y 32,2 litros por cada kilogramo de hidrógeno producido, según la tecnología de electrólisis empleada. Sin embargo, la estimación de la consultora de ingeniería GHD sobre el consumo de agua para producir hidrógeno verde es más elevada: el consumo de agua se encuentra en una horquilla que va de 60 a 95 litros de agua por kilogramo de hidrógeno producido[63]. Esta estimación incorpora, además del agua para realizar la electrólisis, la refrigeración y el tratamiento de agua bruta para generar las condiciones de alta pureza que necesita el electrolizador; la gestión del agua residual que tiene un alto contenido en sales y otras impurezas. Para la demanda de agua total también debe tenerse en cuenta el tipo de portador de hidrógeno utilizado (amoníaco, hidrógeno licuado o Portador de Hidrógeno Orgánico Líquido).

Si el agua que se utiliza es salobre, agua de mar o agua residual industrial, el volumen de agua bruta aumentará, así como el efluente/salmuera. Se calcula que con el uso de agua de mar aumentaría entre 2,5 y 5 veces la cantidad de agua bruta necesaria, y el coste de capital y el consumo de energía del proceso de desalación son pequeños en comparación con los del electrolizador.

Las agencias internacionales recomiendan la desalación de agua de mar como una fuente sostenible de agua para las grandes plantas de hidrógeno verde situadas en la costa y en territorios con escasez de agua. Sin embargo, la realidad es otra: la salmuera desechada por las desaladoras en la región de Antofagasta está generando problemas para la subsistencia de las comunidades del Pueblo Chango.

Si la salmuera de la desalinización se vierte en el océano, puede plantear riesgos para la vida acuática debido a las altas concentraciones de sal y la diferencia de temperatura. Si no se diluye, es más pesada que el agua de mar y tiende a depositarse en el fondo, por lo queasfixia a los animales.

63 Coertzen, R.; Potts, K.; Brannock, M.; Dagg, B. Water for Hydrogen—GHD. Available online: https://www.ghd.com/en/perspectives/water-for-hydrogen.aspx (accessed on 10 May 2023).

Impacto en el consumo de agua en Chile

Según el documento de estrategia climática a largo plazo de Chile, en los últimos 30 años el país ha sufrido una disminución de la disponibilidad de agua del 20 % en las zonas del sur y del 50 % en las regiones del centro-norte. El problema está relacionado con el aumento de las temperaturas, que provoca un deshielo más rápido y reduce el agua de los glaciares. Los regímenes de precipitaciones también han cambiado, empeorando la situación[64]. Esto supone un reto a la hora de abastecerse de agua dulce local para la producción de hidrógeno sin agravar el estrés hídrico existente. Sin embargo, Chile cuenta con 6.437 km de costa, lo que ofrece la oportunidad de utilizar la electrólisis del agua de mar para reducir o eliminar la necesidad de agua dulce. Chile cuenta con el mayor sistema de desalinización de América Latina y el gobierno ha propuesto medidas políticas para promover el uso de agua desalinizada en los sectores agrícola y minero[65]. En el trabajo de campo realizado por el ODG en el norte de Chile en noviembre de 2022 se pudieron recoger las voces de diferentes personas del Pueblo Chango, que explican los impactos que suponen las desaladoras en su modo de subsistencia. Una de ellas fue la de Raúl Riquelme, pescador buzo de la península de Punta Cuartel que explicaba que los buceadores en el fondo marino tienen sus propios biosensores y que por su textura, tamaño y porte detectaron que algo malo estaba sucediendo en la bahía donde él vive.

Además, otras actividades, como la pesca de arrastre, hacen que estos impactos se agraven aún más. Marcelo Silva comentaba que los recursos marinos como moluscos o peces ya no los tienen ni en la abundancia ni en las profundidades que se encontraban antes. Ahora tienen que ir a buscarles más profundo y más afuera, y todo esto conlleva un riesgo al que no están acostumbrados.

64 Gobierno de Chile – Estrategia climática de largo plazo de Chile: https://cambioclimatico.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/11/ECLP-LIVIANO.pdf

65 Herrera León, Sebastián & Cruz, Constanza & Kraslawski, Andrzej & Cisternas, Luis. (2019). Current situation and major challenges of desalination in Chile. Desalination and water treatment. 171. 93-104. 10.5004/dwt.2019.24863.

Impacto del consumo de agua en el Estado español

Aunque la producción de hidrógeno representa una fracción pequeña de la demanda de agua de todas las industrias, la ambición de Europa de crecer y descarbonizar su sector del hidrógeno supone una competencia aún mayor por el agua. La demanda debe gestionarse adecuadamente, sobre todo en regiones que ya sufren estrés hídrico o en épocas de sequía.

Según el IRENA, es probable que más del 46 % de todos los proyectos de hidrógeno planificados en el Estado español estén ubicados en zonas con gran escasez de agua de aquí a 2040. Portugal e Italia tienen los porcentajes más altos de proyectos ubicados en zonas con estrés hídrico alto o extremadamente alto, con un 71 % y un 69 %, respectivamente. Esto indica que la producción de hidrógeno en los países del sur de Europa se enfrenta a un alto grado de competencia por el agua por parte de otros sectores.

Estimando el posible consumo de agua de los diferentes planes, estrategias y escenarios en el Estado español, aplicando la horquilla propuesta por la consultora GHD (60 a 95 l por kg de hidrógeno), se obtienen los resultados expuestos en la tabla 2.

Tabla 2.
ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DE AGUA EN LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN EL ESTADO ESPAÑOL.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos. Al no disponer de los datos de producción de hidrógeno en los escenarios del Gobierno (Hoja de Ruta del Hidrógeno de 2020 y la Revisión del PNIEC de septiembre de 2023) se han calculado de forma aproximada a partir de la producción de referencia en los escenarios de Enagás en relación a los objetivos de capacidad de los electrolizadores. Así mismo, el consumo de agua se ha estimado en la horquilla de 60 a 95 l/kg H_2 referenciada por la GHD.

			Capacidad de electrolizadores (GW)	Producción de hidrógeno (Mt/año)	Consumo de agua estimado (hm_3)
2030	Escenarios Gobierno	Hoja de ruta hidrógeno (2020)	4	0,6	36 - 57
2030	Escenarios Gobierno	Revisión PNIEC sept 2023	11	1,3	78 - 123,5
2030	Escenarios Enagás	Horizonte "Base"	13,4	1,6	96 - 152
2030	Escenarios Enagás	Horizonte "Call for interest"	23,3	2,5	150 - 237,5
2040	Escenarios Enagás	Horizonte "Potencial máximo"	74,3	7,9	456 - 750
2040	Escenarios Enagás	Horizonte "Potencial máx. 2040"	84,3	8,7	522 - 826,5

Todos estos consumos se añaden al existente en el Estado español, donde la situación hídrica es cada vez más grave y se acelera el escenario de colapso hídrico, especialmente en regiones como Andalucía, Castilla-La Mancha, Comunidad Valenciana, Región de Murcia y Catalunya. Esta última declaró el 1 de febrero de 2024 el estado de emergencia ante la sequía[66]. Existe un elevado grado de sobreexplotación de los ríos, acuíferos y humedales, acentuado por el cambio climático que se está produciendo. El incremento de las temperaturas medias ha reducido el agua que circula por los ríos y acuíferos en torno a un 20 % en los últimos 25-30 años, y la tendencia continúa. A ello se suman las sequías cada vez más frecuentes y de mayor intensidad. A la vez, las demandas de agua, concentradas principalmente en el regadío –más del 85 % del consumo de agua–, no paran de crecer llegando a afectar a la disponibilidad de agua en espacios naturales protegidos.

66 Diario Oficial de la Generalitat de Catalunya – Resolució ACC/220/2024 per la qual es declara l'estat d'emergència I per sequera hidrològica a les unitats d'explotació Embassaments del Ter-Llobregat, Embassaments del Ter i Embassaments del Llobregat, es declara la sortida d'alerta de la unitat d'explotació del Consorci d'Aigües de Tarragona i s'actualitzen diversos estats de sequera pluviomètrica: https://dogc.gencat.cat/ca/document-del-dogc/?documentId=977626

En las entrevistas realizadas, desde Ecologistes en Acció de Tarragona se hace hincapié en la necesidad de priorizar los usos públicos en lugar de los privados de los recursos naturales, como es el agua, y en evaluar bien los impactos de añadir un consumo y, por tanto, una presión mayor en el entorno, en un momento en el que las condiciones de falta de agua y sequía son realmente alarmantes. Denuncian que la Generalitat se plantea reducir los volúmenes de los caudales mínimos de los ríos en Catalunya.

En Andorra, la Plataforma a favor de los paisajes de Teruel señala que Endesa es propietaria de una concesión de agua de 18 hm^3 para la central térmica de Andorra. El agua proviene del río Guadalope, concretamente del pantano de Santolea (Castellote), que fue recrecido y parte de las obras y la conducción fueron pagadas por Endesa. "Hay un recurso que todos se disputan", afirman desde la Plataforma, ya que los regantes también tienen interés en esa agua y eso entraría en conflicto con el uso del hidrógeno. Por otro lado, destacan que por las condiciones áridas de la zona "se debería hacer una priorización de los usos del agua".

En Euskal Herria también existe una preocupación del uso del agua, por la calidad que debe tener y la gestión del agua de descarte. "Suenan muy bonitos los proyectos, pero a nivel práctico hay mucha complejidad". Si se utilizara agua de mar a los niveles industriales que se pretenden, la gestión de la salmuera tendría que realizarse de forma adecuada o generaría graves impactos ambientales.

5.3 Implantación de energías renovables

El siguiente de los factores clave para la producción de hidrógeno verde es la energía renovable. El sistema energético tal y como está diseñado actualmente favorece la acumulación de capital y los beneficios empresariales, frente a la sustentabilidad de la vida de la mayoría de la población. Una transición justa y feminista también significa analizar críticamente cómo usamos la energía y las desigualdades que implica, quién termina usando la mayor parte de la energía y a costa de quiénes[67].Históricamente se ha considerado que las energías renovables, por su posibilidad de implantación deslocalizada y territorializada, podrían abrir la puerta a una mayor democratización de la energía y soberanía. Sin embargo, apostar por un modelo de exportación y consumo masivo de hidrógeno verde fomenta justo lo contrario.

Según la Hydrogen Science Coalition, solo para descarbonizar el hidrógeno que se utiliza hoy en día –120 millones de toneladas (el 99 % procedente de fuentes fósiles)– se necesitaría casi tres veces la cantidad de electricidad eólica y solar que se produjo a nivel mundial en 2019[68].

Se debe resaltar que el hidrógeno verde incurre en importantes pérdidas de energía en cada etapa de la cadena de valor[69]. La pérdida total de energía dependerá del uso final del hidrógeno[70]. Cuanto mayores sean las pérdidas de energía, más capacidad de electricidad renovable se necesitará para producir hidrógeno verde. Esta necesidad de capacidad de producción de electricidad renovable debe sumarse a la necesaria para descarbonizar el mix eléctrico para alcanzar los objetivos de las estrategias energéticas. Si bien son necesarias, las energías renovables presentan diferentes problemáticas que deben ser tenidas en cuenta, como los impactos de la minería de los materiales que requiere su fabricación, la transformación y ocupación de los lugares donde se instalan, o la competencia por el territorio en las zonas destinadas a preservar la biodiversidad o a la práctica agroecológica. El desarrollo del hidrógeno no puede ser indiferente a estos impactos, debe estudiar estos aspectos, realizar una adecuada planificación e implementar procedimientos de evaluación de impacto ambiental.

67 Amigas de la Tierra - Si no es feminista no es justa- Voces análisis y acciones de mujeres en pos de una transición energética justa" Amigos de la Tierra Internacional 2020. https://www.tierra.org/si-no-es-feminista-no-es-justa/

68 Hydrogen Science Coalition: https://h2sciencecoalition.com/data-resources/

69 Según IRENA las pérdidas energéticas se estiman entre el 30-35% en la electrolisis, entre 13-25% en la conversión a otros portadores, un 10-12 % en el transporte y el 40-50 % si se usa en pilas de combustible.

70 IRENA - Making the breakthrough: Green hydrogen policies and technology costs, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_Hydrogen_breakthrough_2021.pdf?la=en&hash=40FA5B8AD7AB1666EECBDE30EF458C45EE5A0AA6

Esta cuestión es especialmente preocupante si se añaden dinámicas neocoloniales, ya que los proyectos de hidrógeno renovable en el Sur Global tienen un alto riesgo de acaparamiento de tierras, desalojo de comunidades, acuerdos de deuda injustos, pérdida de biodiversidad y conflictos por el uso de la tierra. En el caso de Chile, el principal obstáculo que puede encontrarse con la implementación de la Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde es la base material de los proyectos de hidrógeno y renovables proyectados . El objetivo es instalar 1.800 GW de energías renovables, 70 veces más que la demanda actual del país (ver cuadro "La base material de la producción de hidrógeno verde") .

En el caso del Estado español, la falta de planificación y dimensionamiento, unida con el poco fomento de la participación ciudadana y una implantación desigual, ha llevado a una situación de tensión y confrontación en algunos territorios y proyectos.

Por otro lado, existe el riesgo de que la energía renovable, en lugar de utilizarse para descarbonizar el mix eléctrico, se utilice para la producción de hidrógeno, a pesar del principio de adicionalidad (ver apartado 2.3). Según los textos propuestos por la Comisión, a partir de 2028, una planta de energía renovable se considerará adicional simplemente si comenzó a funcionar hasta 36 meses antes de la producción de hidrógeno.

Calculando aproximadamente la potencia de energías renovables necesaria para satisfacer la producción de hidrógeno en los diferentes escenarios del Gobierno y de Enagás (ver tabla 3), los rangos que se obtienen son muy elevados. Especialmente, los escenarios planteados por Enagás superan con creces los objetivos de instalación de potencia eólica del PNIEC (revisión 2023) para 2030, que son 62 GW y 76 GW para solar fotovoltaica.

LÍNEAS DE MUY ALTA TENSIÓN QUE CONECTAN LAS CENTRALES TÉRMICAS DE LA COSTA CON LA ZONA MINERA EN EL INTERIOR DE LA REGIÓN DE ANTOFAGASTA.
Autoría: ODG

CUADRO 3: La base material de la producción de hidrógeno verde

Un aumento de la demanda de producción de hidrógeno, tal como se plantea, hará que incremente la demanda de determinados materiales necesarios para la construcción de electrolizadores, pero también para las renovables adicionales necesarias para la producción de electricidad. Todo ello debe entenderse como un añadido a las proyecciones de aumento de extracción y utilización de materias primas para la transición verde y digital del Norte Global tal y como está planteada.

El despliegue de las infraestructuras necesarias continúa dependiendo de industrias destructivas y contaminantes, como la minería, para la fabricación de sus componentes básicos. Las placas fotovoltaicas, cableado, motores, inversores y líneas de transmisión implica el uso de grandes cantidades de hierro, cobre, zinc, níquel, silicio, plomo, plata, molibdeno y otros materiales, extraídos con enorme coste ambiental e implicando vulneraciones sistemáticas de los derechos humanos, principalmente en zonas del Sur Global, pero que también se dan en el territorio español y cada vez con más frecuencia.

Unos de los electrolizadores más empleados en producción de hidrógeno verde son los que emplean electrólisis de membrana polimérica protónica (PEM). Estos necesitan iridio y platino en ánodo y cátodo, además de otros metales nobles, como el oro. El iridio y el platino son materiales muy caros y escasos, cuya extracción tiene consecuencias ambientales y sociales muy importantes. La mayor parte de la producción de estos elementos se encuentra en minas en Sudáfrica y su mercado es escaso y dominado por poderes industriales.

Actualmente casi no se reciclan los metales críticos. Las tierras raras apenas alcanzan un 5 % de tasa media de recuperación y reutilización. Se necesita un marco regulatorio exigente que impida las extracciones innecesarias, garantice el cumplimiento de derechos humanos y proteja el entorno ambiental en las minas. Concretamente, África es el continente más afectado en cuanto a minería para tecnología.

Tabla 3.
ESTIMACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ENERGÍAS RENOVABLES A INSTALAR ADICIONALMENTE PARA CUMPLIR CON LOS OBJETIVOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos, asumiendo factor de capacidad del 75 % para los electrolizadores, horas equivalentes para la eólica terrestre de 2.035 anuales y 1.490 para la fotovoltaica.

			Capacidad de electrolizadores (GW)	Producción de hidrógeno (Mt/año)	Energía necesaria (GWh)**	Potencia a instalar (GW)	
2030	Escenarios Gobierno	Hoja de ruta hidrógeno (2020)	4	0,6	26.280	12,91	17,64
		Revisión PNIEC sept 2023	11	1,3	72.270	35,51	48,50
	Escenarios Enagás	Horizonte "Base"	13,4	1,6	88.038	43,26	59,09
		Horizonte "Call for interest"	23,3	2,5	153.081	75,22	102,74
2040		Horizonte "Potencial máximo"	74,3	7,9	488.151	239,88	327,62
		Horizonte "Potencial máx. 2040"	84,3	8,7	553.851	272,16	371,71

Otro de los factores a destacar es la gran inequidad en la implantación de las renovables en el territorio y las diferentes demandas de los colectivos que se entrevistaron durante el trabajo de campo en el Estado español.

Según los datos provisionales para 2023 de Red Eléctrica[71], el 50,3 % de la generación eléctrica fue con fuentes renovables, la mayor fuente fue la eólica, superando a la nuclear y al gas. Se exportó aproximadamente el 5 % de la electricidad.A continuación, se analizan también los datos de 2022, para poder compararlos con los de las comunidades autónomas visitadas. El 42,2 % se generó a partir de fuentes renovables. Sin embargo, los ciclos combinados, que producen electricidad a partir de gas fósil, aportaron el 24,7 %. De esta electricidad generada, se exportó aproximadamente el 7 %. Esta distribución cambia enormemente al trasladarse a la realidad territorial.

71 Red Eléctrica de España – Balance eléctrico: https://www.ree.es/es/datos/balance/balance-electrico

En Catalunya solo el 14,1 % de la generación procede de fuentes renovables, es decir, se depende mucho de la energía nuclear (57,6%) y de los ciclos combinados (19,1 %). Además, se importa el 8 % de su demanda. En Tarragona, los colectivos entrevistados destacaron que hoy en día dos de los tres reactores nucleares operativos (Ascó I, Ascó II y Vandellòs II) son totalmente prescindibles, como se ha reflejado cuando ha habido incidentes y se ha paralizado la producción sin ocasionar problemas a nivel estatal. Destacan que existe el peligro de que la sobreproducción energética nuclear pueda derivarse a la fabricación de hidrógeno, si la normativa europea lo permite. También existe el riesgo de que se impulsen las importaciones energéticas de otras comunidades autónomas como Aragón.

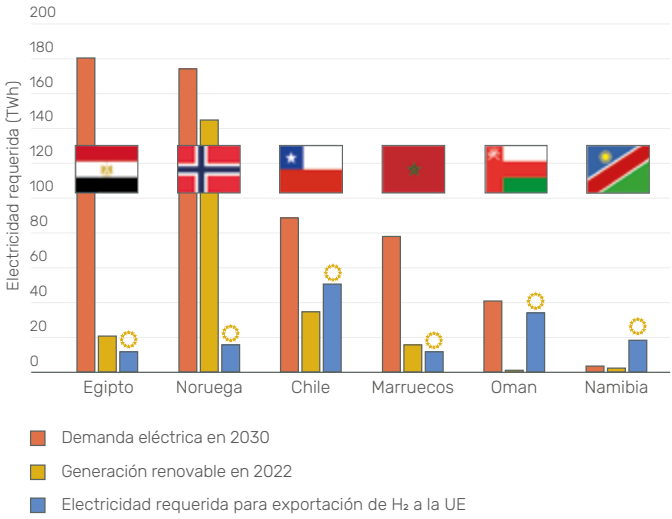
En el caso de Aragón, el 75 % de la generación procede de fuentes renovables, exportando casi la mitad de la electricidad total que produce. El proyecto de Endesa en Andorra se desarrollará principalmente para suministrar energía renovable a la SET del nudo Mudéjar (1.200 MW), quedando en un aspecto secundario la producción de hidrógeno. Desde la Plataforma en favor de los paisajes de Teruel denuncian que la instalación de estos proyectos de hidrógeno viene acompañada de la instalación masiva de plantas eólicas y fotovoltaicas, que ya se produce más energía renovable de la que se consume en la región y que se exporta masivamente a otros territorios. Denuncian que Teruel se está convirtiendo en un territorio de sacrificio al centrarse en la exportación de energía, ya sea en forma de renovables o de hidrógeno. No obstante, se destaca que “tiene su sentido que el hidrógeno se fabrique allí donde haya una producción eléctrica”, sobre todo si se pueden aprovechar los momentos en los que la producción es alta para que no haya vertidos.

Euskal Herria cuenta con un 11,2 % de fuentes renovables, 70,8 % de ciclos combinados e importa el 38 % de la demanda. Los colectivos entrevistados destacan que hace falta medir y dimensionar adecuadamente los recursos de los que se dispone, “hace falta una relocalización, eso te hace plantear los limites energéticos”. Para responsabilizarse en los territorios “relocalizar las cadenas de subministro es fundamental. Nos tenemos que responsabilizar de la base material de nuestra transición”. Denuncian que la generación de hidrógeno está replicando el modelo de la generación eléctrica: son las grandes empresas las que generan la energía, y la ciudadanía queda fuera. Toda la financiación se dirige a los proyectos de gran producción y gran distribución. Indican que se debe abrir un debate de país sobre cuál es el modelo industrial y el modelo de consumo que queremos. “Porque Euskadi es un país tan industrial, somos un sumidero de energía, pero ¿se consume aquí lo que producimos?”.

En el caso de Cantabria la producción renovable solo alcanza el 24,1 % en 2020 e importa dos terceras partes de la electricidad que consume. Precisamente, desde Ecologistas en Acción Cantabria se cuestiona de dónde va a salir la energía renovable para alimentar el proyecto ubicado en la antigua fábrica de SNIACE, cuando hay tan poca potencia instalada en la comunidad autónoma. "Las empresas no han anunciado de dónde provendrá la energía, (…). Termodinámicamente es imposible, con la poca energía renovable instalada se tendrá que importar desde otros territorios, muy posiblemente".

En lo que respecta a las importaciones de hidrógeno, los planes de la Unión Europea pueden fomentar que en los países del Sur Global, en lugar de dedicar sus esfuerzos a descarbonizar su producción eléctrica, la energía renovable sea utilizada para la producción de hidrógeno para la exportación, poniendo en riesgo su propia transición energética. En un análisis de Transport and Environment, basado en el estudio de la consultora Ricardo (2023)[72], se ve cómo la demanda eléctrica para la producción de hidrógeno verde para exportar a Europa es realmente alta y preocupante en, al menos, tres de los seis países analizados. Estos países no disponían prácticamente de electricidad renovable en 2022, pero aun así, proyectaban una alta demanda doméstica de electricidad, así como para la exportación de hidrógeno en 2030 (ver figura 8).

Figura 8.
DEMANDA DOMÉSTICA DE ELECTRICIDAD Y PARA LA EXPORTACIÓN DE HIDRÓGENO A LA UE.
Fuente: Transport & Environment, en base al análisis de Ricardo (2023).



72 Transport & Environment - Europe's hydrogen plans reliant on uncertain imports https://www.transportenvironment.org/discover/europes-hydrogen-plans-reliant-on-uncertain-imports-report/

CUADRO 4: Impacto climático del hidrógeno

El hidrógeno no es un gas de efecto invernadero (GEI). Sin embargo, es una molécula pequeña y propensa a las fugas que puede calentar indirectamente el clima a través de reacciones químicas con gases de efecto invernadero como el metano, el ozono, el vapor de agua estratosférico y los aerosoles, aumentando su permanencia en la atmósfera. Los últimos estudios indican que el potencial de calentamiento global (GWP, por sus siglas en inglés) en 20 años es 37 veces mayor al del dióxido de carbono. Es decir, contribuye 37 veces más al calentamiento global[73].

La cantidad de hidrógeno que se puede llegar a emitir (fugas o venteos[74]) por las infraestructuras es incierta, ya que no se han medido de forma sistemática. Se estima un rango del 0,2 % al 20 %. Con una tasa de emisión del 10 %, en un horizonte de 20 años, solo se reduciría a la mitad el impacto climático de las tecnologías de combustibles fósiles que se pretenden sustituir, lo que dista mucho de la percepción común de que el hidrógeno verde es neutro desde el punto de vista climático. Ahora bien, en un período de 100 años, los impactos climáticos podrían reducirse en torno al 80 %[75]. Además, debe tenerse en cuenta que puede elevarse la tasa de fugas por la interacción del hidrógeno con los materiales que forman las infraestructuras de producción y transporte, ya que por sus propiedades fisicoquímicas este gas es causante de daños sobre materiales, especialmente el acero.

73 Sand, M., Skeie, R.B., Sandstad, M. et al. A multi-model assessment of the Global Warming Potential of hydrogen. Commun Earth Environ 4, 203 (2023). https://doi.org/10.1038/s43247-023-00857-8 https://www.nature.com/articles/s43247-023-00857-

74 El venteo es una técnica que se utiliza en diferentes infraestructuras del sector energético que consiste en emitir directamente a la atmósfera el gas que se procesa o se obtiene como subproducto de la actividad principal. Normalmente se utiliza como medida de seguridad.

75 Ocko, I. B. and Hamburg, S. P.: Climate consequences of hydrogen emissions, Atmos. Chem. Phys., 22, 9349–9368, https://doi.org/10.5194/acp-22-9349-2022, 2022. https://acp.copernicus.org/articles/22/9349/2022/

Conclusiones

Las conclusiones que se pueden extraer del presente informe son las siguientes:

1. **El desarrollo del mercado del hidrógeno a nivel global se encuentra en una fase muy inicial, ya que solo el 6 % de los proyectos tienen un acuerdo de inversión.** De todos modos, las proyecciones que están haciendo los gobiernos y las empresas energéticas y fósiles privadas, principales promotores de este vector energético, no cuestionan los usos ni el consumo para cada uno de ellos. Esto puede hacer que se perpetúe un modelo energético centralizado, oligopólico y opaco, otorgando al hidrógeno un mayor papel del que realmente debe tener una transición energética justa.

2. **La mayoría de proyectos de producción de hidrógeno son bajos en emisiones y se concentran en Europa, Australia y Nueva Zelanda, América Latina, India, Estados Unidos y China.** El desarrollo de un mercado a nivel global y basado en la exportación puede convertir al hidrógeno en una commodity, como ha pasado con los recursos energéticos. Esto supone un problema porque se pone el énfasis en la rentabilidad económica de los proyectos y no que ayuden a satisfacer las necesidades de la sociedad.

3. **La Unión Europea ha elaborado el REPowerEU como estrategia para dejar de depender de los combustibles fósiles rusos.** Se ha actualizado la cantidad de hidrógeno a consumir en 2030, pasando de 10 a 20 millones de toneladas, importando la mitad de otras regiones del planeta. Los estudios y mecanismos que respaldan esta estrategia profundizan las dinámicas neocoloniales que ha tenido históricamente la Unión Europea en el ámbito de la energía, ya que los países identificados como potenciales exportadores se encuentran en el norte de África, Asia Septentrional y América Latina.

4 **Los mecanismos de financiación de los proyectos de hidrógeno más utilizados en la UE son los avales, que incentivan la participación del sector privado reduciendo el riesgo de inversión porque tienen las instituciones públicas como garantes.** Los avales son un mecanismo financiero peligroso porque los riesgos pueden producirse en el futuro, no en el momento de firmarlo.

5 **La Unión Europea ha aprobado diferentes mecanismos de financiación y de ayuda para proyectos de hidrógeno, mientras que el Estado español lo hará a través del NextGenerationEU, más concretamente de los PERTE.** El presupuesto total de estos mecanismos destinado a proyectos de hidrógeno supera los 25.000 millones de euros en financiación pública. Aunque el hidrógeno es necesario para la transición energética, se corre el riesgo de que muchos de los proyectos acaben como activos varados por ser puramente especulativos, o que la tecnología requerida o el desarrollo del mercado del hidrógeno no haya sido el esperado. Si fuera así, nos encontraríamos con un montón de proyectos Castor a los que hacer frente[76].

76 Caso Castor: https://casocastor.net/

6 **Las grandes empresas españolas que se han beneficiado del fondo IPCEI HyUse y de los PERTEs de ERHA y de Descarbonización industrial han sido ArcellorMittal, CEPSA, Iveco ES, H_2B2, ENEL, Repsol, BP, Nordex, SENER, Iberdrola i Enagás Renovables, por orden descendiente.** Cabe destacar que todas ellas son grandes empresas energéticas y fósiles, o líderes en su sector. Esto confirma la hipótesis de que son las grandes empresas, junto a los gobiernos e instituciones públicas, las que están liderando la transición energética. En este sentido, las infraestructuras y el desarrollo del mercado del hidrógeno responden a sus intereses y no a las necesidades básicas de las personas y de la sociedad.

7 **Los planes y estrategias de fomento del hidrógeno verde distan mucho de estar planteados desde una visión ecofeminista.** Más allá de reducir la brecha de género en los sectores técnicos e industriales, hace falta un cambio profundo en el marco de producción y consumo. Dinámicas como la despoblación son precisamente más acusados en los territorios donde no se fomenta el trabajo de las mujeres y no se refuerza la economía de los cuidados.

8 **La sociedad civil organizada ve los proyectos de hidrógeno en el Estado español sin una planificación y dimensionamiento, que permita un diálogo social que aborde el decrecimiento/suficiencia en el territorio** para construir un futuro no dominado por las lógicas que han llevado a esta situación de emergencia. Se destaca también la oportunidad perdida para determinar a nivel local qué sectores son socialmente necesarios y en qué medida se quieren mantener.

9 **Los colectivos que están teniendo una voz crítica con el modelo de implantación son aquellos que ya trabajan en el cuidado y defensa del territorio, y están viendo cómo esta problemática añade otra capa de complejidad a su realidad local, que agrava algunos de los impactos.** Sin embargo, en general, la percepción es que las inversiones para el desarrollo de la industria de producción de este vector energético son calificadas como prioritarias –y responden a una lógica de mercado y del crecimiento verde, que expolia una vez más a los territorios– mientras las necesidades de inversiones para el sostén de la vida quedan poco a poco cada vez más desatendidas.

10 **La transición hacia el hidrógeno a gran escala tiene el potencial de crear una demanda competitiva de recursos hídricos,** sobre todo en zonas que ya se enfrentan a importantes problemas de seguridad hídrica.

11 **Un territorio como el Estado español debe reducir de forma neta la demanda de agua para evitar el colapso hídrico y garantizar el derecho humano al abastecimiento y saneamiento del agua.** Por ello, los proyectos de hidrógeno verde tienen que planificarse y dimensionarse adecuadamente en función de las capacidades hídricas del territorio en el que se quieren desarrollar, y prioritariamente para responder a las necesidades de uso de hidrógeno de dicho territorio.

12 **Los planes de la UE pueden suponer un peligro para la transición energética de terceros países,** si estos dirigen la electricidad renovable necesaria para su propia transición a la producción de hidrógeno verde para la exportación.

13 **En el Estado español, se debe adoptar un enfoque de priorización y jerarquización sobre dónde se debe producir y utilizar el hidrógeno y para qué fines.** Para que no se produzcan efectos indeseados de impactos adicionales de las energías renovables deben dimensionarse con las necesidades de los territorios, así como con sus capacidades.

14 **El aumento de las necesidades de materiales para cubrir la demanda de hidrógeno se sumará a las dinámicas extractivistas del Norte Global,** por lo que es conveniente dimensionar adecuadamente las necesidades de hidrógeno de los territorios para no potenciar estas dinámicas, así como garantizar el cumplimiento de derechos humanos y proteger el entorno medioambiental de las minas.

15 **La eficacia del hidrógeno como estrategia de descarbonización depende directamente de la forma en la que se aborden sus emisiones y fugas.** Deberían realizarse evaluaciones ambientales estratégicas ante los planes e infraestructuras de hidrógeno y sobre sus posibles repercusiones climáticas.

ODG
OBSERVATORI DEL DEUTE
EN LA GLOBALITZACIÓ