



Facultad de Administración y Dirección de Empresas (ADE)

¿ES VIABLE EL HIDRÓGENO VERDE COMO ALTERNATIVA ENERGÉTICA?

Autor: Francisco Javier García de Fuentes de Orbe
Director: Carmen Fullana Belda

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Resumen	4
Palabras clave	4
Abstract	5
Key Words.....	5
Acrónimos	6
1 Introducción: Contexto actual y factores que requieren el desarrollo de la energía	8
2 Identificación general y características del hidrógeno verde: cadena de valor	12
2.1 Producción.....	13
2.2 Almacenamiento y transporte	15
2.3 Usos Finales	18
2.3.1 Industria	18
2.3.2 Movilidad	20
2.3.3 Almacenamiento de las energías renovables	22
2.3.4 Calentamiento de edificios	24
3 Mecanismos para conseguir la viabilidad del mercado	27
3.1 Unión Europea	28
3.2 España	43
4 Conclusiones.....	49
5 Bibliografía.....	52

Resumen

Este trabajo analiza la viabilidad a corto plazo de una economía basada en el hidrógeno verde, que evite la dependencia energética actual de Europa con Rusia. En primer lugar, se estudia la cadena de valor del hidrógeno verde, para entender el estado de desarrollo tecnológico en el que se encuentra y si es posible que sustituya a las fuentes energéticas tradicionales. En segundo lugar, se tratan las diferentes alternativas políticas que se pueden tomar para hacerlo competitivo. El trabajo concluye que, para aumentar su competitividad y hacerlo viable, además de ser imprescindible la ayuda pública, esta debe ser diversificada y actuar sobre las diferentes partes de la cadena de valor.

Palabras clave

Hidrógeno verde/renovable, coste de producción, cadena de valor, alternativas políticas, competitividad.

Abstract

This paper analyzes the short-term viability of an economy based on green hydrogen, which avoids Europe's current energy dependence on Russia. First, the value chain of green hydrogen is studied to understand the state of technological development in which it is and whether it is possible to replace traditional energy sources. Secondly, it discusses the different policy alternatives that can be taken to make it competitive. The paper concludes that, in order to increase its competitiveness and make it viable, in addition to public aid being essential, this must be diversified and act on the different parts of the value chain.

Key Words

Green/renewable hydrogen, production cost, value chain, political alternatives, competitiveness.

Acrónimos

AEM: Membrana de Intercambio de Aniones

ALK: Alkalina

BofA: *Bank of America*

CAPEX: Gastos de Capital

CEF-E: Mecanismo Conectar Europa-Energía

CO2: Dióxido de carbono

EE. UU: Estados Unidos

EM: Estados Miembros

ERHA: Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento

EUR: euros

FCEV: coche eléctrico impulsado por pila de combustible

GO: garantías de origen

H2: Hidrógeno

IEA: Agencia Internacional de la Energía

INNOVFUND: Fondos de Innovación Europeos

IPCEI: Proyectos Importantes de Interés Común Europeo

IPHE: Alianza Internacional para el Hidrógeno y las Celdas de Combustible en la Economía

IRA: Inflation Reduction Act

LOHC: líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (LOHC).

MITECO: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

Mt: millón de toneladas

O: Oxígeno

OPEX: *Operating Expenses*

PEM: Membrana de Intercambio de Protones

PERTE: Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica

PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

PPA: Power purchase agreement

PTC: Production Tax Credit

PyMEs: Pequeñas y Medianas Empresas

RCDE: régimen de comercio de derechos de emisión

RDH: reducción directa del hierro

SOEC: Célula de Electrólisis de Óxidos Sólidos

UE: Unión Europea

1 Introducción: Contexto actual y factores que requieren el desarrollo de la energía

El objetivo de este trabajo consiste en estudiar la cadena de valor del hidrógeno verde -la última novedad energética-, analizando las diferentes medidas que pueden llevarse a cabo, tanto en Europa como en España, para mejorar su competitividad y establecer así una economía basada en el hidrógeno.

En aras de comprobar la viabilidad energética del hidrógeno verde, la metodología que seguiremos será de carácter deductivo. Partiendo de la hipótesis general de que el hidrógeno verde no puede competir en paridad de precios con su homónimo gris, se desgranará su cadena de valor, para finalmente desarrollar las diversas alternativas políticas que existen para hacerlo más competitivo. En este sentido, el estudio se basará en analizar las medidas que se pueden y están tomando en Europa y posteriormente en España.

El motivo de estudiar la cuestión que se propone es por su creciente importancia en la actualidad. Si bien está claro que a largo plazo la tecnología mejorará y los costos de producción se reducirán, el estallido de la guerra entre Rusia y Ucrania ha comprometido claramente la viabilidad energética de Europa, muy dependiente de los combustibles rusos. Siguiendo esta línea, la necesidad de alternativas que reduzcan esta dependencia ha propiciado que se busquen nuevos horizontes entre los que el hidrógeno renovable ha adquirido una importancia particular. Como la reducción de los costes de producción parece viable a un medio-largo plazo, el nuevo panorama internacional hace que otras fórmulas sean precisas para aumentar la competitividad actual, y en este sentido es donde entran las políticas gubernamentales de apoyo.

Con todo esto, la pregunta que se plantea es la siguiente: ¿para qué es necesaria la intervención en el mercado del hidrógeno? La teoría planteada a dicha pregunta es que, sin regulación, el mercado del hidrógeno verde está destinado a fracasar ya que no tiene un precio competitivo. Para corroborar dicha teoría los datos a recoger compararán las diferentes alternativas gubernamentales que se pueden aplicar sobre la cadena de valor

del hidrógeno. Por último, se valorará el impacto que dichas medidas políticas pueden tener sobre el mercado, tanto nacional como europeo.

La estructura que conforma el trabajo es la siguiente: en primer lugar, se hará hincapié en la cadena de valor del hidrógeno verde analizando sus tres fases: producción, almacenamiento y transporte, y sus usos finales. En segundo lugar, se hablará de las alternativas de apoyo político que existen para después analizar el grado de desarrollo y evolución de cada una de ellas en la Unión Europea (UE) y España, sin dejar de lado a Estados Unidos (EE. UU) y su ruta de acción. Finalmente, en las conclusiones traeremos todo el trabajo de manera conjunta y se valorará las mejores opciones a llevar a cabo.

Comentado ya el objetivo, la metodología propuesta, el motivo del trabajo, la pregunta cuestión de estudio y la estructura procedemos a dar respuesta a la hipótesis planteada.

En febrero de 2022 La Federación Rusa, en adelante Rusia, invadió Ucrania, que junto a la desgracia humanitaria, tuvo un impacto muy severo sobre los mercados energéticos, especialmente sobre el europeo. El viejo continente se enfrentaba a una crisis sin precedentes, pues Rusia, que exportaba hasta entonces un 57% de su petróleo y un 89% de su gas natural a dicho continente, había comenzado una guerra, y los lazos económicos con ellos debían ser cortados. La dependencia energética de Europa era insostenible, pues del total del gas que importaba, el 45% era ruso. De forma muy similar, el 25% de las importaciones totales de crudo y el 45% de las de carbón también venían de dicho país.¹

Los costes de la energía aumentaron, con los precios del carbón y gas alcanzado niveles nunca vistos; los del petróleo también subieron drásticamente a unos precios no vistos en años. Aunque el foco mediático ha hecho hincapié en la crisis de desabastecimiento energético de Europa, la situación ha afectado de forma muy severa al continente asiático y africano, donde la subida de los precios de la electricidad hace que aproximadamente 90 millones de personas no puedan pagarla.

¹ (Andrade, Julio 2022, págs. 18-19)

A la inesperada invasión hay que sumarle el compromiso de los países europeos con el Acuerdo de París², provocando que nuevas alternativas competitivas para poder alcanzar los objetivos propuestos para 2030 deban ser valoradas. Si, inicialmente, las estrategias de descarbonización eran a medio-largo plazo, la seguridad energética y la volatilidad del mercado han hecho que todo este proceso se acelere. En este sentido, según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, en sus siglas en inglés) las alternativas energéticas que se busquen deben cubrir tres áreas:

- La dependencia a los combustibles fósiles: el sustituto los debe reemplazar directamente en sus aplicaciones existentes y futuras, sin que haya un impacto económico severo.
- La diversificación de la mezcla energética: el reemplazo tiene que aportar flexibilidad al sistema energético para reducir la vulnerabilidad a un posible desabastecimiento. Implica diversidad en formas de transporte, almacenamiento o uso.
- La diversificación del suministro: una cartera diversificada de proveedores aporta una mayor seguridad al sistema; más aún cuando el suministro es interno.

Estos requisitos han hecho que se haya puesto encima de la mesa el hidrógeno (H₂) verde como la alternativa que garantice la seguridad energética de Europa.³ El desarrollo de esta energía traerá consigo cambios geopolíticos, pudiendo convertirse en el principal *driver* para la neutralidad climática y la independencia energética, y cambios económicos, pues modificará industrias y sectores como en su día lo hizo la máquina de vapor o la electricidad. No obstante, si todo sigue su curso normal y no hay una intervención gubernamental sobre esta energía, para 2050 sus ventas globales podrían ser de 600 mil millones de dólares y su cadena de valor (producción, transporte y almacenamiento) llegarían a ser una oportunidad de inversión de casi 12 billones de dólares.

Sus oportunidades de inversión y de crecimiento son muy atractivas a largo plazo; sin embargo, el contexto actual hace que la carrera por su desarrollo se deba hacer ya, pues

² Tratado internacional jurídicamente vinculante desde el 4 de noviembre de 2016 por el que los 196 países firmantes presentan sus estrategias a largo plazo para limitar el calentamiento global y reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero.

³ (IEA (International Energy Agency), Septiembre 2022, págs. 233-234)

por el bien de la seguridad energética de la UE debe ser competitivo para antes de 2030.⁴ El impulso gubernamental del H2 puede ser la solución anticipada. Hablaremos más adelante del mismo, pues parte de los objetivos del trabajo es analizar las medidas europeas que se están tomando y si son las correctas para acelerar la implementación y competitividad del H2.⁵

No obstante, en primer lugar, es primordial entender el motivo por el que se está apostando por el hidrógeno verde, por lo que hay que analizar sus características particulares, así como su cadena de valor.

⁴ (IRENA (International Renewable Energy Agency), 2022, págs. 21-22)

⁵ (IEA (International Energy Agency), Septiembre 2022)

2 Identificación general y características del hidrógeno

verde: cadena de valor

Como veníamos hablando, la necesidad de un cambio de las fuentes tradicionales al hidrógeno verde es más clara que nunca. No obstante, antes de profundizar sobre cómo debe impulsarse esta tecnología o los desafíos que presenta, conviene entender bien por qué se le conoce como vector energético. A diferencia de lo que podríamos pensar, cuando hablamos de hidrógeno, no hablamos de un recurso natural, como puede ser el petróleo o el viento, pues no podemos encontrarlo de forma natural en la Tierra, sino que requiere de una materia prima para su extracción. Al igual que la electricidad, el H₂ requiere de un proceso previo que lo genere.

Ser vector energético implica que el hidrógeno tiene la ventaja de no solo poder usarse como fuente de energía, como veremos más adelante, sino que también puede utilizarse como portador de la energía. Gracias a la pila de combustible, el dispositivo encargado de convertir el H₂ en energía, el hidrógeno no solo tiene cabida como alternativa a las fuentes tradicionales, sino que sirve como un verdadero almacén de energía. En el contexto actual, donde la incertidumbre energética se convierte en uno de los grandes desafíos, el hidrógeno verde tiene una serie de ventajas que lo hacen postularse como el próximo catalizador energético:

- El contenido energético del H₂ por unidad de peso es muy superior (hasta 3 veces) a la del petróleo o gas. Si bien, su energía por unidad de volumen es mucho más baja que la de cualquier otro combustible.
- Su transporte por gaseoducto es posible, aunque requiere de su previa mezcla con el gas.
- En caso de fuga, su estructura molecular le permite dispersarse con rapidez debido a su ligereza y simplicidad.
- En los procesos a grandes temperaturas es posible su uso ya que permite la combustión interna.⁶

⁶ (Palacín Arizón, 2019, págs. 2-11)

Pese a sus ventajas, a día de hoy, el 96% del hidrógeno que se consume, unos 86 millones de toneladas al año, es hidrógeno gris, emitiendo al año 900 millones de toneladas de CO₂. Creado principalmente a través del reformado de gas natural en instalaciones centralizadas, el 72% de este hidrógeno va a parar en la industria petroquímica y química.⁷ El otro 4% restante, unos 0.3 Gigavatios (GW), es el llamado hidrógeno verde, sobre el que conviene hacerse una serie de preguntas: ¿en qué sectores puede entrar? ¿puede beneficiarse de la infraestructura existente? ¿cuáles son sus necesidades de infraestructura? o ¿en qué grado de desarrollo tecnológico se encuentra? Estas cuestiones se abordarán analizando la cadena de valor del H₂ renovable.⁸

2.1 Producción

La molécula de H₂ verde se obtiene, como no podía ser de otra manera, a partir de energías renovables y es requerido para aquellas aplicaciones que necesitan un hidrógeno de alta pureza. Encontramos tres formas principales de obtenerlo:

- **Electrólisis de agua:** utilizando electricidad de origen renovable se realiza un proceso electroquímico que divide el oxígeno y el hidrógeno del agua (H₂O).
- **Termólisis de agua:** a través del calentamiento del agua, sustituyendo la electricidad, se consigue dividir la molécula de oxígeno (O) de la del hidrógeno.
- **Biomasa:** mediante procesos térmicos se crea biogás el cual contiene hidrógeno.

De los sistemas anteriores tanto la biomasa como la termólisis son ineficientes y costosos por lo que hoy se encuentran en fase de investigación y desarrollo. Todo lo contrario, ocurre con el hidrógeno obtenido a partir de la energía proveniente de parques eólicos o fotovoltaicos; es decir, la electrólisis.⁹

Dentro de este grupo podemos encontrar cuatro tecnologías para obtener H₂, tecnologías que son: Alkalina (ALK) la cual representa el 70% de la actual capacidad instalada, membrana de intercambio de protones (en inglés, PEM), célula de electrólisis de óxidos sólidos (en inglés, SOEC) y en membrana de intercambio de aniones (en inglés, AEM).

⁷ (González García-Conde, 2019, pág. 14)

⁸ (IEA (International Energy Agency), Septiembre 2022, págs. 233-235)

⁹ (Palacín Arizón, 2019, págs. 2-11)

El objetivo de este trabajo no es entrar en el proceso técnico de cada una de ellas, pero si conviene analizar sus implicaciones económicas. Para ello hay que tener en cuenta su inversión en Gasto de Capital (en sus siglas en inglés, CAPEX), la eficiencia de su proceso, el grado de desarrollo de la tecnología, el número de competidores y, por último, su riesgo operacional.

- ALK: su inversión en CAPEX es baja, tiene una eficiencia intermedia, su tecnología se encuentra en un grado alto de desarrollo, tiene un elevado número de competidores y su riesgo operacional es medio
- PEM: su CAPEX es bajo y su eficiencia es baja. Su desarrollo tecnológico es muy alto y tiene por ello un alto número de competidores. No hay riesgo es su uso.
- AEM: su inversión es baja y su eficiencia es intermedia. No hay mucho desarrollo, ni competidores, ni riesgo operacional.
- SOEC: su CAPEX es intermedio pero su eficiencia es muy alta. No esta tecnológicamente avanzado y por ende no tiene competencia. Su riesgo también es bajo.

Las empresas que operan actualmente como proveedores de hidrógeno renovable trabajan con ALK y PEM. Los operadores con electrolizadores alcalinos parecen tener una ventaja competitiva sobre los que utilizan electrolizadores de membrana polimérica, pues su CAPEX es inferior y su eficiencia mejor. Sin embargo, los electrolizadores PEM presentan la ventaja de una mayor conectividad a las fuentes renovables y pueden utilizarse de manera intermitente, sin requerir ello un elevado tiempo o coste. En cualquier caso, parece que el relevo lo van a tomar las tecnologías AEM y SOEC ya que en términos de inversión y eficiencia son mucho más rentables que las dos tradicionales. SOEC pasará a ser la principal proveedora de hidrógeno en el sector industrial a gran escala dado que su eficiencia se dispara en procesos a alta temperatura y en este tipo de procedimientos es muy típico que se desprenda grandes cantidades de calor residual. Por otro lado, PEM favorable, en procesos de baja temperatura como la movilidad, irá perdiendo cuota de mercado a favor de AEM que no utiliza metales preciosos como el

platino o el iridio para su fabricación y suponen un gran porcentaje de su coste de producción.¹⁰

Haciendo un repaso sobre cómo ha ido evolucionando el mercado de los electrolizadores, en la última década, los costes de los electrolizadores disminuyeron un 60% y para 2030 se esperan que pasen de los aproximadamente 900 euros por kilovatio (EUR/kW) a menos de 450 EUR/kW gracias a las economías de escala y comercialización de las nuevas tecnologías. Por último, la IEA espera que después de 2040 el coste de sea de 180 EUR/kW. Las expectativas de reducción de costos son prometedoras para un avance de su competitividad, pero, sin duda, será necesario algo más para que los electrolizadores se conviertan en una alternativa real.¹¹

2.2 Almacenamiento y transporte

Vemos que la gran ventaja que presenta el H2 verde es su flexibilidad. Mediante la pila de combustible, las posibilidades del uso del hidrógeno aumentan, pues pasa de ser una energía alternativa -como la solar o la eólica- a convertirse en un vector energético. Los ámbitos de uso del hidrógeno abarcan casi todo el espectro energético siendo los más trascendentes la movilidad, industria y almacenamiento.¹²

Uno de los objetivos del presente trabajo es entender correctamente los usos finales del H2 renovable, observando su estado de madurez. Si bien, para entender la viabilidad de este gas es imprescindible profundizar en toda su cadena de valor, pues en gran medida, la viabilidad dependerá de cuál es la opción más eficiente para transportar y almacenar el hidrógeno. Encontramos cuatro formas para transportar y almacenar el hidrógeno: en estado gaseoso, líquido, transformado en amoníaco o líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (LOHC).

La elección de uno u otro dependerá de la distancia entre la instalación productora y el consumidor, la cantidad producida o consumida, el método de transporte y el uso final que

¹⁰ (Andrade, Julio 2022, págs. 35-36)

¹¹ (Comisión Europea, Julio 2020, pág. 5)

¹² (González García-Conde, 2019)

tenga. Así pues, atendiendo a la eficiencia de conversión y reconversión, y a la facilidad y coste de almacenamiento y transporte podemos observar cual es la opción óptima:

- H2 licuado: su almacenamiento es rentable si es en grandes cantidades, pero no por tiempos muy largos. Es el sistema de transporte con mayor flexibilidad a corta distancia, pues permite llevar más cantidad que de manera comprimida y embotellada. Sin embargo, el proceso de licuación lo convierte en uno de los menos eficientes pues la pérdida de energía suele situarse en torno al 30-40%.¹³
- H2 comprimido o gaseoso: por su baja densidad no es rentable su almacenamiento a gran escala, aunque si es viable a pequeña escala (movilidad). Por lo mismo, su transporte solo puede hacerse en pequeñas cantidades y distancias cortas (hasta 1.000 km). No obstante, se puede inyectar en los propios hidroductos o en el sistema gasista lo que disminuye drásticamente su precio a la par que disminuye su pureza.
- El Amoniaco o LOHC: para el transporte intercontinental en barco de grandes cantidades es el método más óptimo. No es eficiente su almacenamiento.

Podemos observar que, con el actual nivel tecnológico, el almacenamiento solo puede darse a pequeña escala y a corto plazo. Esto se debe a la baja densidad del hidrógeno en estado gaseoso, lo que dificulta su almacenaje. Las posibilidades actuales son las siguientes:

- Depósitos de H2 gaseoso a altas presiones: principalmente diseñados para las hidrogenaras, estos cilindros de acero deben ser mantenidos a presiones de entre 200 a 1.000 bares. Como hemos comentado previamente, la densidad por volumen del hidrógeno es inferior al de cualquier otro carburante, luego la principal limitación de este sistema es que se necesita de grandes depósitos, lo que acaba ocupando mucho espacio.
- Materiales sólidos: metales como el hierro, litio o níquel pueden absorber y liberar H2, formando hidruros metálicos. Esto les permite almacenar más

¹³ (González García-Conde, 2019, pág. 27)

hidrógeno por unidad de volumen. La dificultad de este proceso es el propio almacenamiento de los metales que resulta muy pesado.

El almacenamiento durante un periodo de tiempo prolongado se encuentra todavía en fase de investigación debido a las condiciones de presión a la que debe someterse el gas y el lugar donde se debería almacenar. Al no ser eficiente los depósitos, por el volumen que ocupan, deberían usarse almacenamientos geológicos naturales como acuíferos, depósitos agotados de petróleo o gas natural o en cavernas salinas. El problema actual se encuentra en la disponibilidad de estos espacios, utilizados en su mayoría para el gas natural.¹⁴

Resulta esperanzador la posibilidad de uso del sistema gasista como medio de transporte del hidrógeno gaseoso, aprovechando de esta manera la infraestructura actual, lo que reduciría sus costes operacionales. Según análisis realizados en EE. UU. y Europa la cantidad de volumen de hidrógeno a inyectar rondarían del 5% al 15% sin que hubiese daños en el gasoducto o los consumidores de ambos gases.¹⁵ No obstante, esta posibilidad no está exenta de complicaciones. Por un lado, todos los costes de adaptación necesarios para que la inyección sea viable. Por el otro, el problema del *blending* (el proceso de mezcla entre el gas natural y el hidrógeno verde) que, como ya comentamos, supone una pérdida de la pureza intrínseca del H₂ renovable y que tiene aparejados los costes de separación de los gases en los lugares de consumo.

La implementación de una infraestructura de tuberías destinadas al transporte de hidrógeno, también llamadas hidrodutos sería sin duda el gran avance para reducir los costes del transporte. Sin embargo, el desarrollo de estas tuberías -más grandes que las del gas natural- requiere de enormes inversiones, pues nos encontramos ante una red muy precaria y escasa únicamente destinada al transporte de hidrógeno gris desde las centrales de producción hasta las industrias consumidoras.¹⁶ En este sentido, al nivel actual de la tecnología, la reutilización de las tuberías de gas para transmitir hidrógeno reducirían los costes de inversión entre un 50-80% frente al desarrollo de una red de tuberías de hidrógeno.¹⁷

¹⁴ (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), 2019, págs. 15-19)

¹⁵ (González García-Conde, 2019, pág. 32)

¹⁶ (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), 2019, pág. 19)

¹⁷ (IEA (International Energy Agency), Septiembre 2022, pág. 7)

Atendiendo de nuevo a la cadena de valor del hidrógeno renovable, podemos observar que, aunque la tecnología de producción, transporte y almacenamiento ya está desarrollada todavía necesitaría ser más eficiente para que pueda ser competitiva frente a otras fuentes de energía.

2.3 Usos Finales

Conviene entender los usos finales que tiene el hidrógeno y los que podría tener, para completar toda su cadena de valor y valorar si tiene sentido una intervención. Como hemos visto anteriormente, el ser un vector energético le aporta al hidrógeno una versatilidad particular pudiendo dividir sus usos finales en dos grupos: como una verdadera materia prima, uso que se le da en la industria, o como vector energético; es decir, como portador energético, en cuyo caso podrá usarse en la movilidad, el calentamiento de edificios o como almacén de energía eléctrica.

2.3.1 Industria

Comenzando con el uso del hidrógeno como materia prima, de la producción anual total de hidrogeno su destino principal son las aplicaciones industriales. Actualmente se divide en tres grandes grupos: las refinerías de crudo (33%), las industrias químicas entre las que destacan la producción de metanol (11%) y la de amoniaco (27%) y, por último, la producción de hierro y acero (3%).¹⁸

Dentro de estos tres campos, el hidrógeno como materia prima, tiene diferentes usos. En la industria química, se utiliza como elemento base para crear productos como el amoniaco o el metanol. También son fuente de elaboración de otros productos como los plásticos o los fertilizantes. En las refinerías se utiliza para eliminar del petróleo crudo sus impurezas o para mejorar la composición de los hidrocarburos más pesados. En último lugar, en la industria metalúrgica la creación de acero a base de reducción directa del hierro (RDH) requiere del hidrógeno pues se necesita en el proceso de producción que sus altos hornos alcancen grandes temperaturas.¹⁹

¹⁸ (IEA (International energy Agency), Julio 2019, págs. 89-91)

¹⁹ (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), 2019, págs. 19-20)

Comentados los usos que tiene el hidrógeno en la industria, es conveniente analizar hacia dónde se mueven estos mercados a medio y largo plazo. De esta manera se podrá identificar las posibilidades reales de que un hidrógeno verde pueda ser utilizable. Habrá que comentar de nuevo las oportunidades y desafíos que se le presenta al hidrógeno verde en las diferentes industrias.

- **Industria química:** su demanda se incrementará un 31% en el corto y medio plazo (2030) debido a mejoras de eficiencia del sector y al aumento poblacional esperado. Para hacer frente esta subida la industria deberá explorar nuevas rutas de producción, entrando en juego el hidrógeno verde o bajo en emisiones, pues se espera que el consumo suba hasta los 14 millones de toneladas de hidrógeno al año (Mt H₂/año) para 2030. El riesgo que puede tener el H₂ renovable para satisfacer este aumento se encuentra en la competitividad que pueda tener el hidrógeno bajo en emisiones producido a base de la captura de carbón. A largo plazo, se puede esperar incluso una demanda exclusiva de amoníaco y metanol creada solo con hidrógeno verde.
- **Industria de refinería de crudo:** Se espera que las refinерías actualmente puedan satisfacer el aumento de la demanda que se espera a corto y medio plazo, un 7% según los expertos, sin tener que incrementar sus adquisiciones de H₂. Sin embargo, el aumento de los créditos por la emisión de gases de efecto invernadero pueden suponer una posibilidad para plantear otras formas de hidrógeno, pues nos encontramos ante una industria que el 60% del hidrógeno que consume proviene del reformado del gas y en la cual los márgenes dependen fuertemente del precio del hidrógeno. Para 2050, parece que la industria seguirá contando con una fuerte demanda, la cual deberá ajustarse a los acuerdos medioambientales del momento.
- **Industria del hierro y acero:** Para 2030 el empleo de la técnica de RDH - actualmente en un 7%- deberá aumentar, superando a las fuentes de producción dominantes de acero. Se espera que en torno al 30% del gas natural utilizado sea sustituido por hidrógeno, lo que convertirá a este gas en la principal ruta de reducción de emisiones de CO₂ en las acerías. Como en la industria química, la oportunidad para el H₂ verde dependerá del precio que tenga el hidrógeno producido bajo la captura de emisiones y el de los créditos de carbono. Una gran

mejora de la eficiencia de los materiales utilizados y el empleo, en su totalidad, de un hidrógeno bajo en emisiones o verde harán que a largo plazo la industria aumente drásticamente su demanda de H₂.²⁰

Son tres los usos principales que se le puede al hidrógeno como vector energético: movilidad, almacenamiento y calentamiento de edificios. Procedemos a analizarlos:

2.3.2 Movilidad

El uso que se le puede dar en la movilidad abarca todos los medios de transporte. Sin embargo, el desarrollo de esta tecnología en cada uno de ellos no ha sido semejante y por tanto hay grandes diferencias. A través de las pilas de combustible, se genera electricidad a partir del hidrógeno que se ha inyectado en el tanque del vehículo. A simple vista podría parecerse a las baterías que emplean los vehículos eléctricos, sin embargo, presentan sus diferencias. La pila de combustible no almacena energía, simplemente la genera; por el contrario, la capacidad de almacenamiento de la batería dependerá de los reactantes químicos que tenga. Las baterías tienen la posibilidad de auto recargarse a través del proceso de frenado o durante su funcionamiento, pero una vez se hayan agotado sus reactantes químicos dejará de producir energía eléctrica. Las pilas en cambio son capaces de producir energía siempre y cuando se recarguen. En último lugar, el rendimiento energético de las pilas de combustible es muy inferior al de las baterías, pues la energía necesaria para producir el hidrógeno verde, almacenarlo y a través de la pila de combustible volver a convertirlo en electricidad es inferior al proceso de las baterías.^{21,22}

A pesar de que el desarrollo de las pilas de combustible está muy avanzado, el gran desafío que tiene es la mejora de su eficiencia energética y precio, por lo que conviene analizar el mejor uso que se le puede dar.

Ahora sí, atendiendo a la demanda actual y futura, así como a las oportunidades y desafíos que se presentan, encontramos las siguientes opciones:

²⁰ (IEA (International energy Agency), Julio 2019)

²¹ (González García-Conde, 2019, pág. 34)

²² (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), 2019, pág. 21)

- Coches y furgonetas: en la actualidad hay más de 12.000 vehículos repartidos entre Japón, Europa y California. La primera dificultad a comentar para este tipo de vehículos es el volumen del tanque de hidrógeno. Si actualmente, la presión más eficiente para mantener el H₂ en estado líquido o gaseoso es de 700 bar, este tanque ocupa 8 veces más que el almacén de gasolina para un automóvil similar.²³ El segundo problema que encontramos es el precio de la pila de combustible, actualmente alrededor de los 180 \$/kW. Esto hace que, a día de hoy, el coche eléctrico impulsado por pila de combustible (FCEV en inglés) sea menos rentable que el vehículo eléctrico pudiendo en movilidad variar el precio del hidrógeno entre los 9 \$/KgH₂ y los 18 \$/kgH₂. Parece que el mercado no es atractivo; sin embargo, la oportunidad se presenta para consumidores que prefieren la autonomía, pues los vehículos se vuelven competitivos a partir de los 400-500 km si el coste de la pila de combustible ronda los 60 \$/kW -y suponiendo que el coste de las baterías eléctricas es inferior a los 100 \$/kW-.
- Camiones y buses: En la actualidad hay en torno a 40.000 con un crecimiento esperado muy fuerte. La ventaja que tiene sobre el coche reside en que no tiene los problemas de volumen del tanque y al tratarse de un mercado de trayectos a gran distancia presenta ventajas sobre los vehículos pesados eléctricos. Se espera que sea este el mercado principal de movilidad, a pesar de que cuenta con el problema del precio del kg de hidrógeno (no competitivo). Como solución anticipada, se espera crear hidrogenaras para flotas nicho que ayudaran a reducir el precio y poco a poco irán poniendo en funcionamiento una red de estaciones que estimule el mercado.²⁴

Conviene hacer un resumen de las oportunidades y dificultades que encontramos en ambos mercados. La oportunidad se encuentra en los desplazamientos largos donde se espera que supere al vehículo impulsado por batería eléctrica; sin embargo, para hacerlo atractivo deben solucionarse tres problemas previos: el precio de la pila de combustible, la red de infraestructuras de hidrogenaras (381 para 2018) y el volumen

²³ (González García-Conde, 2019, pág. 26)

²⁴ (IEA (International energy Agency), Julio 2019, págs. 123-138)

del tanque. La superación de estas deficiencias, así como la mejora de toda la cadena de valor vista hasta ahora reduciría drásticamente el precio del hidrógeno. Pero, como con todo lo visto hasta ahora, parece que, a medio plazo estas dificultades van a superarse y, sin embargo, la necesidad de una acción inmediata hace plantearse otras alternativas.

- Sector marítimo: actualmente está limitado a proyectos demostrativos, pero las expectativas de crecimiento de este mercado en un 45% para 2030 lo hace muy atractivo; más aún cuando las alternativas a combustibles bajos en carbono son muy limitadas. Hay que tener en cuenta que no solo se resume a embarcaciones sino a toda la maquinaria de los puertos. Al tratarse de distancias considerables, el H₂ o amoniaco son una opción más que clara. Sin embargo, el volumen de carga que pierden las embarcaciones por el volumen que ocupa su almacenamiento, como ya hemos visto, es la limitación principal.
- Aviación: muy de par que el sector marítimo.²⁵
- Sector ferroviario: la electrificación de casi todo el sistema ferroviario dificulta su entrada, solo habiendo para 2018 dos líneas operativas en Alemania. Sin embargo, en el nicho que emplea diésel y no puede electrificarse es donde las pilas de combustible tienen cabida.²⁶

2.3.3 Almacenamiento de las energías renovables

La segunda posibilidad real de uso del H₂ como vector energético es a través del almacenamiento del exceso de producción de las energías renovables, principalmente de la solar y eólica. Las mejoras de eficiencia y rentabilidad sumando a la disminución de costes, especialmente de la energía eólica, hace que estas fuentes puedan competir de igual manera en el mercado eléctrico con las energías de origen fósil. En este sentido, el objetivo de 2050 de Europa, Estados Unidos y Japón de depender exclusivamente de

²⁵ (IEA (International Energy Agency), Julio 2019, págs. 123-138)

²⁶ (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), 2019, pág. 21)

energías renovables parece más realista día a día. Sin embargo, su carácter intermitente e imposibilidad de subida de potencia hace que deban plantearse sistemas de almacenamiento a largo plazo, para no caer en problemas de desabastecimiento. Económicamente hablando, el almacenamiento ayudaría a disminuir las pérdidas producidas por la imposibilidad de verter a la red eléctrica el exceso de electricidad producida.

Actualmente, el 99% de almacenamiento mundial de la energía de las redes eléctricas se produce en las centrales hidroeléctricas reversibles²⁷ o centrales de bombeo hidráulico y se deposita en forma de agua -es energía potencial-. La potencia de las centrales oscila entre los 10 MW y 1 GW y la carga del almacenamiento dura entre 6 y 10 horas. Esta tecnología está muy desarrollada, teniendo unas eficiencias entre el 70% y 85% y una vida útil de 50 años. Su principal problema, que no es rentable si tiene que usarse para hacer cargas parciales. El otro 1% del almacenamiento se realiza a través de baterías, pero su depósito va destinado para el rango de horas o pocos días.

Como ya comentábamos anteriormente, la mejor solución con el hidrógeno para almacenamientos estacionarios es a través de cavernas de sal, creadas de manera artificial a partir de depósitos salinos. Entre sus ventajas destacan los bajos costes de producción (pues solo necesita de una tubería y extractor) y la gran estabilidad que proporciona. Con una presión de 200 bar para almacenar el hidrógeno de manera estable, las cavernas podrían llegar a ser de 1 millón de metros cúbicos. Debido a la simplicidad del sistema y la estabilidad que proporciona la caverna salina, el almacenamiento puede darse para semanas o meses. A estas cavernas hay que añadir todas las cavernas ya agotadas de petróleo y gas que actualmente se utilizan como reservas de gas natural. Poco a poco, cuando se vayan agotando estas reservas, los espacios podrá usarse para el almacenamiento de hidrógeno.

La caverna se emplearía de forma semejante a la de otros sistemas de almacenamiento existentes. Cuando la demanda de electricidad es baja y hay una elevada generación de energía renovable, a través de los electrolizadores, se transforma la energía en H₂ verde

²⁷ El sistema cuenta con dos depósitos, cuando la demanda de energía es baja se almacena la energía en forma de agua y cuando es alta -y los precios suben- se vierte esa agua produciéndose electricidad que se va a la red eléctrica.

y una vez convertido en gas habría que comprimirlo para poder introducirlo en la caverna. Así, en los momentos de alta demanda de electricidad y baja producción de energía renovable, o si fuese necesario para otros usos, se extraería el hidrógeno y a través del sistema de distribución, se llevaría a los lugares de consumo.²⁸

Vista la necesidad de llegar a los objetivos de 2050 y dadas las limitaciones que tienen las renovables, por el bien de su pervivencia y con el propósito de dar un cierto margen y flexibilidad a la red eléctrica, parece que el almacenamiento estacional de hidrógeno verde es la mejor opción y será una solución estratégica clave para los momentos de escasez de recursos renovables.²⁹

2.3.4 Calentamiento de edificios

Casi el 30% de las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía provienen de los edificios. Como todo lo visto hasta ahora, la elección de la fuente energética depende de la ubicación, tipo de edificio, cliente o el coste de los equipos. En este sentido, las posibilidades para descarbonizar este sector podrán ser mediante el metano producido por el hidrógeno limpio, el *blending* con gas natural o el hidrógeno verde. El remplazo, además, se puede beneficiar de la red energética e infraestructura existentes. Es conveniente analizar estas posibilidades una por una, haciendo hincapié en la ventaja de cada potencial uso:

- *Blending* de hidrógeno con gas natural: la mezcla entre hidrógeno y gas natural tiene tres preocupaciones a las que enfrentarse: que la mezcla no impacte negativamente en la red gasista, que no haya fugas y la llama sea estable y, por último, que haya tolerancia por parte de los electrodomésticos caseros. Con estos requisitos, actualmente se puede mezclar cantidades entre el 3% al 5%. En este sentido, el mercado potencial es muy atractivo: si para todo el mundo, se mezclara un 3% de hidrógeno con gas natural la demanda de H₂ verde aumentaría su consumo a 12 MtH₂/año (aproximadamente un 17% de la producción total mundial de hidrógeno). Esto además ayudaría a la mejora tecnológica de los equipos domésticos los cuales podrían progresivamente soportar una mayor

²⁸ (Simón Romeo, 2019, págs. 57-64)

²⁹ (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), 2019, págs. 43-44)

cantidad de hidrógeno. Con todo, la ventaja que tiene es los bajos costes de implementación pues podría hacerse uso de toda la infraestructura existente, reduciendo los costos de suministro del hidrógeno. En 2017, según Roland Berger el coste de inyección se situaba entre 0.3 y 0.4 \$/kgH₂, esperándose que, a un mayor porcentaje de mezcla, por las economías de escala y aumento de la demanda, el coste de inyección, mezcla y transporte disminuyese.³⁰

- Metano a partir de H₂ verde: la gran ventaja que tiene la mezcla del metano limpio con el gas natural es que cantidad de metano puede superar el 20% del volumen sin dañar al sistema gasista o los equipos caseros. Ahora bien, si con el *blending* de H₂ verde aumentaría el coste de suministro del gas entre un 3% y un 15%, con el metano los precios del gas aumentarían mucho más.
- 100% de H₂ verde: la posibilidad de un mercado de calor solo a base de hidrógeno puede ser posible, pero es necesario mejorar su competitividad. Con unos precios entre los 3-4 \$/kgH₂ puede competir con el gas natural -teniendo en cuenta que hay créditos de carbono que aumenten su precio-. Para llegar a este precio es vital el desarrollo de los equipos de calor impulsados por hidrógeno (como la caldera de hidrógeno o la pila de combustible) o la cogeneración y la mejora de toda su cadena de valor (producción y transporte). Si finalmente se consigue, el mercado de calor para edificios puede ser enorme a medio plazo; sin embargo, la competitividad dependerá también de los agentes políticos, los cuales deberán apoyar la innovación tecnológica y tomar medidas para descarbonizar las redes de gas natural.³¹

Analizada toda la cadena de valor, se puede ver que hoy en día el mercado del hidrógeno se basa en la expectativa de que sus métodos de producción y reconversión (electrolizadores y pilas de combustibles) mejoren en eficiencia y rentabilidad, que los sistemas de almacenamiento y transporte tengan una expansión y fuerte inversión, y, por último, que todos estos avances acaben repercutiendo en los usos finales, para que ganen cuota de mercado.

³⁰ (IEA (International energy Agency), Julio 2019, pág. 74)

³¹ (IEA (International energy Agency), Julio 2019, págs. 144-150)

El objetivo de una economía del hidrógeno medio-largo plazo es posible; sin embargo, a corto plazo es necesario superar desafíos técnicos, sociales y políticos, siendo posiblemente estos dos últimos los más importantes, dado el actual desarrollo tecnológico.³²

³² (Palacín Arizón, 2019, pág. 4)

3 Mecanismos para conseguir la viabilidad del mercado

Viabilidad implica competitividad; es decir, que pueda sustituir a las fuentes de energía tradicionales en cada una de sus aplicaciones. La escalada de los precios del gas natural, petróleo o carbón desde septiembre de 2021 ha acortado en Europa la brecha que tienen frente al hidrógeno de baja emisiones, pero frente al hidrógeno verde, siguen siendo una opción más rentable. Frente a la multitud de políticas que se pueden emplear para incentivar el renovable, en el presente trabajo, y siguiendo con el criterio de la IEA, hablaremos de cinco.³³

El objetivo de este epígrafe, aparte de comentar estas cinco políticas, es ver su avance actual en la UE y España, haciendo un análisis crítico de su idoneidad y efectividad. Sin más dilación, las políticas en las que hay que centrarse son:

- targets y objetivos a medio-largo plazo: para aportar seguridad a los operadores sobre el futuro del mercado del hidrógeno es imprescindible marcar unos compromisos públicos y privados. Esto supone la creación de estrategias nacionales sobre el hidrógeno (marcando mínimos de capacidad, instalación...), los niveles de emisiones de CO₂ o sobre los acuerdos internacionales que tendrá el país. Actualmente, junto a la Unión Europea hay 25 países que tienen planes relativos al H₂ verde, entre los que destaca China, la cual representa el 30% de la demanda mundial de hidrógeno, y el impacto de su plan estratégico tendrá repercusiones globales.
- De impulso a la creación de demanda: para todas aquellas aplicaciones en las que puede utilizarse el hidrógeno, medidas para impulsar su demanda. El avance de la demanda privada supondrá la aparición de proyectos a largo plazo que, junto a la intervención pública, podrán ser financieramente viables. La base productora de H₂ verde no puede sobrevivir si no hay compradores de su hidrógeno, y si no hay consumidores tampoco habrá inversiones sobre su cadena de valor. Entre las medidas, destacan la fijación de precios a las emisiones de CO₂ -que inviten al cambio-, la imposición de cuotas de consumo o la concesión de créditos fiscales.

³³ (Comisión Europea, Julio 2020, pág. 6)

- De mitigación del riesgo de la cadena de valor: las políticas de impulso a la demanda no hacen financieramente viables, por sí solas, a los proyectos e inversiones que se hagan sobre toda la cadena de valor. Es por ello, que medidas encaminadas a apoyar a los agentes privados posibilitan el arranque y mitigan sus riesgos, pero no los eliminan. Incluye: créditos de explotación, subvenciones en los costes operativos o en precio, exenciones fiscales o la creación de un sistema de garantías de origen.³⁴
- Promoción de I+D e impulso de proyectos piloto experimentales: en las primeras fases experimentales, donde hay altos riesgos para los inversores privados, la promoción o ayuda a proyectos piloto por los agentes públicos es fundamental. Por el otro lado, las tecnologías que se comercializan no están exentas de impulso, pues las mejoras en su rendimiento y la disminución de sus costes de fabricación ayudarán a su rentabilidad y competitividad. Entre las áreas que requieren de promoción, y de las que venimos hablando tenemos: desarrollo de los electrolizadores SOEC y AEM, las pilas de combustible o el almacenamiento a corto y largo plazo. Las medidas más propias son: la financiación directa de proyectos, préstamos concesionales o incentivos fiscales.
- Establecer estándares comunes y eliminación de barreras: en vista a facilitar el comercio y aumentar la seguridad de todas las partes de la cadena de valor. Armonizando internacionalmente los estándares de seguridad y de procedencia del hidrógeno se garantiza que no haya etiquetaciones incorrectas sobre la pureza del H₂ y se controle mucho más si parte de su cadena de valor ha emitido CO₂. Un sistema de garantías de origen puede ser la solución más propicia.³⁵

3.1 Unión Europea

Enumeradas las áreas políticas que deben ser desarrolladas para conseguir el avance del hidrógeno verde, hay que ver el alcance de cada una de ellas en Europa donde el repentino cambio geopolítico ha supuesto que las estrategias tomadas deban ser cuestionadas y replanteadas.

³⁴ Certificantes que demuestran el origen renovable del hidrógeno.

³⁵ (IEA (International Energy Agency), Julio 2019, págs. 173-177)

Previamente conviene analizar antes su competitividad actual. En el mercado europeo y para el sector industrial, el coste estimado del hidrógeno a partir de combustibles fósiles es de 1,5 EUR/kg, sin añadirle los costes de las emisiones de CO₂.³⁶ El hidrógeno obtenido a partir de la captura y almacenamiento de carbono ronda los 2 EUR/kg y el hidrógeno renovable tiene precios entre los 2,5 y los 5,5 EUR/kg. La pequeña brecha entre el precio del hidrógeno de origen fósil y el obtenido a través de la captura de carbón, supone que hoy en día solo sea necesario tener un precio de los derechos de emisiones de CO₂ entre los 55 y 90 EUR por tonelada de CO₂ para hacerlos igual de competitivos.

La invasión rusa sobre Ucrania ha cambiado la ruta del hidrógeno en la UE respecto a sus objetivos propuestos para 2030. Haciendo una línea temporal podemos ver como los *targets* se han vuelto cada vez más ambiciosos.

- Tras la recuperación de la crisis por la COVID-19, la Comisión Europea publicó en julio de 2020 el siguiente comunicado: *“Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra”* en el cual abogaba únicamente a las emisiones de CO₂ de los países miembros como pretexto para lanzar la estrategia comunitaria de H₂ verde y conseguir la neutralidad climática para 2050. En este sentido, los objetivos que planteaban el comunicado eran conseguir al menos 6 GW de electrolizadores de H₂ verde para 2024, con la producción de un millón de toneladas de H₂ verde, y 40 GW para 2030, con inversiones de entre 180.000 y 470.000 millones de euros. Entre las acciones a destacar del informe, el programa de inversión sobre como aumentar la producción de H₂ renovable e impulsar la demanda a través de la Alianza Europea por un Hidrógeno Limpio.³⁷ En este mismo año se incluía al hidrógeno como parte de los Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (IPCEI, en inglés) lo que le permitía tener un apoyo público comunitario mucho mayor al que permiten las normas de ayuda estatales.³⁸
- Coincidiendo con el inicio del encarecimiento de los combustibles fósiles y la electricidad, entre junio y diciembre de 2021, la Comisión Europea publicaba el

³⁶ Basándonos en la hipótesis de precios de la IEA para la UE: costes de capacidad de 600 EUR/kW, de entre 35 y 87 EUR/MWh y del gas natural de 22 EUR/MWh

³⁷ (Comisión Europea, Julio 2020)

³⁸ (IEA (International Energy Agency), Septiembre 2022, pág. 193)

Fit for 55 package, un conjunto de actualizaciones a las leyes existentes y futuras que ayudasen a conseguir a la UE reducir su emisión de gases de efecto invernadero en al menos un 55% para 2030, apoyándose para ello en los gases renovables y de bajas emisiones. De esta manera, la potencia instalada de electrolizadores para 2030 subía hasta los 44 GW.³⁹

- Por último, con la invasión, llegamos a sin dunda al gran impulso y objetivo más ambicioso de la UE en lo que respecta al hidrógeno verde. La Comisión Europea aprobó en mayo de 2022 el Plan REPowerEU con el objetivo de alcanzar la independencia energética de Rusia antes de 2030, pues la sustitución por H2 verde supondría dejar de comprarle 27.000 millones de metros cúbicos de gas. Destacan dos objetivos relativos al hidrógeno: que la UE produzca 10 Mt de hidrógeno verde, y que importe la misma cantidad para 2030. Para lograr dicho *target*, el informe habla de diferentes medidas:
 - inversión en infraestructura interna existente para adaptar los gaseoductos al hidrógeno por valor de entre 28 y 38.000 millones de EUR, e inversiones para su almacenamiento de entre 6 y 11.000 millones de EUR. Para la importación, la creación de tres grandes corredores para traer el hidrógeno a Europa, a través del Mar del Norte, Ucrania -cuando sea posible- y el Mediterráneo.
 - Adaptación de la industria al hidrógeno a gran escala a través del Fondo de Innovación, del que hablaremos más adelante.⁴⁰
 - Aumento de la producción interna, pues para llegar a las 10 Mt se requiere de una potencia instalada de electrolizadores de entre 65 y 80 GW. Para hacernos una idea de lo que supone y lo ambiciosa que es esta capacidad, actualmente en Europa la potencia es menor a 0.2 GW y si todos los proyectos actualmente anunciados acaban con éxito la capacidad sería de 39 GW.⁴¹

El REPowerEU también propone que para 2030 la reducción de emisiones sea de un 75%. Se puede apreciar como en apenas dos años, los objetivos estratégicos respecto del

³⁹ (Comisión Europea, Noviembre 2021)

⁴⁰ (Comisión Europea, Mayo 2022)

⁴¹ (IEA (International Energy Agency), Septiembre 2022, págs. 247-248)

hidrógeno se han vuelto mucho más agresivos. Si se esperaba en 2020 tener en diez años una potencia de electrolizadores de 40 GW, dos años después este objetivo no solo se duplicaba, sino que tenía en cuenta la importación de 10 Mt hidrógeno de otros lugares, invirtiendo de esta manera también en infraestructura externa. El impacto que ha tenido la guerra sobre el hidrógeno ha sido la aceleración de los objetivos que se tenían sobre el mismo; sin embargo, todavía no se han llevado a cabo medidas legislativas que impliquen obligaciones de consumo, y aunque las expectativas de inversión de la Comisión Europea pueden impulsar al sector privado, solo mediante *targets* no se va a conseguir aumentar su competitividad.

Como segunda alternativa, señalábamos anteriormente que la existencia de demanda es condición indispensable para que el H2 verde prospere. Si no hay un comprador de hidrógeno, toda la cadena de valor pierde sentido y bloquea la inversión, tanto pública como privada. Siguiendo con este razonamiento, parece apropiado preguntarse si hay demanda de hidrógeno. Pues bien, según el *Hydrogen Conusil* y la consultora McKinsey, para 2030 la demanda de hidrógeno verde subirá a 140 Mt a lo largo de sus diferentes usos finales: en los usos industriales, 25 Mt de hidrógeno gris cambiarán a verde y junto a ello, habrá una nueva demanda de H2 renovable de 13 Mt; en movilidad la demanda aumentará 18 Mt, siendo los vehículos pesados como los camiones y buses el 40% del volumen total; en la producción de acero unos 6 Mt y en energía 11 Mt. En esta etapa primaria de crecimiento, Europa, Corea y Japón serán los principales consumidores. En este sentido, de los 522 proyectos que había anunciados para noviembre de 2022 que implicaban uso de hidrógeno, el 50% se daban en Europa.⁴²

Sin embargo, en la UE se han adoptado muy pocas medidas encaminadas a fomentar la demanda y las pocas que ha habido se han producido en el sector de la movilidad. La industria es sin duda la mejor opción a incentivar, pues consume gran parte del gas ruso que importa Europa y a corto plazo es sector que más va a necesitar el gas renovable.⁴³

El establecimiento de cuotas de consumo a la industria tendría un favorable impacto en la cadena de valor del hidrógeno. En primer lugar, si a través del *blending* se introdujese

⁴² (Hydrogen Council, McKinsey & Company, Noviembre 2021, págs. 23-24)

⁴³ (IEA (International Energy Agency), Septiembre 2022, págs. 189-190)

en las tuberías de gas natural de Europa un 5% de hidrógeno, para consumo industrial, la capacidad de electrolizadores debería subir hasta los 25 GW. Esto, frente al 0.2 GW actuales, traería importantes mejoras en la eficiencia de los equipos y reducciones en los costes de capital de hasta un tercio. Como veníamos diciendo, un aumento de la demanda (en este caso por la imposición de consumo de un 5% de H2 en sus procesos industriales), traería un aumento productivo y consecuentemente una mayor inversión. En segundo lugar, la instalación de 25 GW traería una inversión en la capacidad productiva de alrededor 20.000 millones de dólares y una inversión en las instalaciones de inyección del gas -donde ocurre el proceso de *blending* y suministro- de más de 3.000 millones de dólares. En tercer lugar, la cuota también tendría un impacto positivo en las emisiones de CO2 de las industrias europeas, pues si el H2 es verde, con una mezcla del 5% en volumen, la intensidad de carbono del gas entregado (mezcla de gas natural y H2) sería un 2% menos contaminante.⁴⁴

Como podemos ver el impacto que podría llegar a tener la implementación de cuotas de demanda de H2 verde es muy significativa. Con el grado de desarrollo actual de la tecnología y aprovechando la infraestructura gasista existente, mediante una pequeña inyección de H2 verde, habría impactos en: la dependencia sobre el gas ruso, la emisión de gases de efecto invernadero, y en la escalada de eficiencia y reducción de costes en la cadena de valor del H2.

El apoyo político en las primeras fases del desarrollo del hidrógeno verde es fundamental, al igual que en su día lo fue para el despliegue de las energías renovables. La incertidumbre de la demanda, de la regulación o la infraestructura operativa dificulta que la cadena de valor pueda desarrollarse y de este modo pueda acceder a mejores condiciones de financiación. Las ayudas para mitigar el riesgo que puede generar la entrada o despegue del H2 verde incluyen los incentivos fiscales, las subvenciones o los préstamos.

En este sentido, el mecanismo por el que ha optado la Comisión Europea ha sido la subvención del hidrógeno. La inclusión del hidrógeno, como ya hemos indicado, en los

⁴⁴ (IEA (International energy Agency), Julio 2019, págs. 182-183)

IPCEI le ha permitido formar parte del Mecanismo Conectar Europa-Energía⁴⁵ (CEF-E, en inglés) y así poder optar a las subvenciones que dicho programa de la UE ofrece. El CEF-E busca interconectar la infraestructura energética de los países comunitarios y en este sentido, los proyectos del hidrogeno deben ir enfocados a la trasmisión, distribución y almacenamiento de este mediante corredores internos.⁴⁶

Con todo, en julio de 2022 la Comisión junto a 15 Estados Miembros (EM) creó el proyecto IPCEI Hy2Tech, el primer programa en apoyar mediante subvenciones directas el despliegue industrial de la cadena de valor del hidrógeno verde y la competitividad de las empresas participantes. El programa proporcionaba 5.400 millones de EUR que, se estima, desbloquearon una inversión privada de 8.800 millones de EUR adicionales y benefició a 41 proyectos de 35 empresas europeas repartidas sobre toda la cadena de valor del H2 verde. Encontramos empresas tecnológicas de generación de H2, desarrolladoras de pilas de combustible, destinadas al almacenamiento, transporte y distribución del H2, y, por último, empresa que requieren del gas para sus usos finales.⁴⁷

El éxito del IPCEI Hy2Tech se evidencia en que solo dos meses después ya se ha llevado a una segunda, la IPCEI Hy2Use, centrada en la construcción de electrolizadores a gran escala, cuyo funcionamiento se espera para 2024-2026, y en tecnologías innovadoras para descarbonizar sectores más complejos como el del acero -se aprecia la evolución frente a su antecesor, centrada especialmente en la movilidad-. Esta convocatoria de septiembre contará con 5.200 millones de EUR, que desbloquearán inversiones privadas por valor de 7.000 millones de EUR, y beneficiará a un total de 35 proyectos de 29 empresas. Con todo, el gran éxito que ha tenido el IPCEI Hy2Tech sobre el Hy2Use es que los proyectos que pretende ayudar son mucho más ambiciosos, desarrollando infraestructuras y tecnologías todavía no ofrecidas por el mercado. La tendencia es clara, a las convocatorias

⁴⁵ Programa que tiene como objetivo mejorar la conectividad de la red de transporte, energía e información digital en Europa buscando integrar sus mercados y aumentar su competitividad internacional.

⁴⁶ (Comisión Europea, s.f.)

⁴⁷ (Podesta, Ferreira, & Tsoni, Ayuda estatal: la Comisión aprueba hasta 5 400 millones EUR de apoyo público de quince Estados miembros para un importante proyecto de interés común europeo en la cadena de valor de la tecnología del hidrógeno, 2022)

ya no solo acuden proyectos de las primeras fases de la cadena de valor, sino que se está apostando por mejorar las tecnologías de las fábricas europeas.⁴⁸

Como hemos visto, Europa ha apostado por las subvenciones, pero este trabajo estaría incompleto si no dedicásemos atención a la acción tomada por EE. UU. y que, de antemano, podemos decir que puede revolucionar el mercado del H2.

En agosto de 2022 publicaba el presidente de EE. UU, Joe Biden, la Ley de Reducción de la Inflación (en inglés, Inflation Reduction Act -IRA-) la cual incluía el paquete de medidas energéticas y contra el cambio climático más grandes en la historia del país, pues dotaba de 369.000 millones de dólares. En lo que respecta al hidrógeno, la apuesta del IRA para mitigar su riesgo y aumentar su competitividad ha sido la concesión de créditos fiscales a su producción (Production Tax Credit -PTC-, en inglés).⁴⁹ La finalidad de esta medida es doble; por parte de la demanda de hidrógeno su objetivo es descarbonizar de manera rentable los sectores que lo consumen, y por parte de la oferta es conseguir acelerar la transición energética a través de su integración con las energías renovables y su conectividad a la red.

Con un horizonte temporal de 10 años; es decir, que las ayudadas estarán en vigor durante al menos una década, la medida no solo afectará a la competitividad del H2 verde, sino que el PTC también repercutirán en el precio de producción de otros tipos de hidrógeno que reducen su emisión de CO2. Actualmente el precio en EE. UU del hidrógeno gris es de 1,50 a 2,00 dólares el kilogramo, mientras que el del verde está entre los 4 y 8 dólares el kilogramo, y situándose el hidrógeno de bajas emisiones entre ambos precios. Pues bien, el IRA ofrece un incentivo de 3 dólares por kilogramo al H2 que se produce sin casi emitir emisiones (menos del 5%).

Los incentivos benefician también a otros tipos de hidrógeno diferentes al gris: Así pues, para el producido que emite entre un 44% y un 28% de CO2; es decir, el que emite entre 4 y 2,5 kilogramos de CO2 por kilogramo de H2, el incentivo es de 0,60 \$/kg. El PTC será de 0,75 \$/kg cuando por cada kilogramo de H2 emita entre 2,5 kg y 1,5 kg de CO2

⁴⁸ (Podesta, Tsoni, & Ferrerira, Comunicado de prensa. Ayudas estatales: la Comisión aprueba la concesión por parte de trece Estados miembros de ayudas públicas por valor de hasta 5 200 millones de euros al segundo proyecto importante de interés común europeo sobre la cadena de valor del, 2022)

⁴⁹ (El Mundo Ecológico, 2022)

(27% a 17% de emisiones), y, por último, cuando emita entre un 17% y un 5%, hasta 0,45 kg de CO₂ por kilogramo de H₂, el incentivo será de un dólar por kg de H₂.

Como podemos observar, la diferencia en la ayuda fiscal entre el “hidrógeno más limpio” que emite CO₂ y el H₂ verde es de 2.00 \$/kg, lo que claramente favorece la competitividad de este último frente a las otras alternativas. La incisión en los precios de producción del H₂ hace que indirectamente la medida afecte a los costes de transporte, almacenamiento y conversión, abaratando toda la cadena de valor y haciendo mucho más atractiva la posible inversión en infraestructuras, donde los márgenes aumentan.

En cualquier caso, la idoneidad del IRA dependerá de tres factores:

- Al estar el incentivo del IRA dirigido a la producción intrínseca del H₂ verde, su precio en gran medida dependerá del precio y producción de las renovables (fundamentales para que pueda obtenerse el 100% del PTC). Por ello, será imprescindible que se establezcan tarifas fijas a la energía renovable que consumen los productores de H₂ -para que no sufran la volatilidad de su precio- y también que aumente la capacidad eólica y solar de EE. UU, pues si hoy se sustituyese el hidrógeno gris con el verde, se requeriría del 90% de la energía renovable producida en 2021 para satisfacer la demanda actual de H₂.
- Que se aplique a los proyectos correctos y no se malgasten los recursos en aplicaciones contraproducentes; es decir, si el hidrógeno con los PTC va a parar a las refinerías, acerías y creadoras de amoníaco -consumidoras del 90% del H₂ producido en EE. UU- el impacto de la medida será positivo, pues irá destinada a satisfacer a una demanda ya existente y tendrá un verdadero impacto en la disminución de sus emisiones. Si, por el contrario, se destina el hidrógeno a sectores donde la electricidad es más competitiva como el transporte o calentamiento de edificios se están desperdiciando recursos.⁵⁰ Esto no quiere decir que no deban impulsarse estas aplicaciones, sino que la forma de incentivarlas es mediante otros mecanismos - I+D+i-. Conviene en primer lugar destinar la ayuda a los usos existentes donde la brecha entre precios es menor y el incentivo haría competitivo al H₂ verde.

⁵⁰ (Dan & Tallackson, 2022)

- Pero sin duda, el éxito o no de esta política recae sobre la correcta definición de qué clase de hidrógeno es capaz de llevarse el 100% de la subvención. Observando los números, un hidrógeno que emitiese hasta 0,45 kg de CO₂ por kilogramo de H₂ podría beneficiarse de los 3 \$/kg, lo que parece indicar que no solo el hidrógeno verde puede obtener la totalidad del PTC. En este sentido, un hidrógeno producido a través de la captura y almacenamiento de carbono con una altísima eficiencia, el también conocido como hidrógeno azul, podría beneficiarse del 100% del PTC, posicionando a este hidrógeno con un precio incluso inferior al del hidrógeno gris, lo que sin duda tendría enormes y perjudiciales consecuencias sobre el H₂ verde. Para que esto no ocurra, el Departamento de Energía deberá definir con precisión que clase de hidrógeno puede optar a los 3 \$/kg. Para ello, desde *Bank of America* (BofA) apuestan por dos formas para que solo el H₂ verde pueda beneficiarse del 100% del PTC: (1) verificando que la producción de H₂ proviene de una verdadera conexión directa a energías renovables y (2) que el momento en el que se produce el hidrógeno, simultáneamente se está consumiendo la energía renovable.⁵¹

Una mala implementación del IRA por los agentes políticos estadounidenses a través de malgasto de los PTC apoyando, en las primeras fases, a proyectos que no serían competitivos ni con el incentivo, y mediante una errónea designación de qué clase de hidrógeno puede optar a la totalidad de la ayuda traería consecuencias ni mucho menos queridas por el IRA en EE. UU. Primero, habría un exceso de construcción de plantas productoras de hidrógeno verde o, sobre todo, azul, atraídas no por la demanda sino por las ayudas fiscales. Segundo, llevaría a un incremento de los costes complementarios de las plantas, como el precio de la energía renovable, componentes de los electrolizadores... En tercer lugar, la subida de los componentes afectará a la competencia, favoreciendo el desarrollo en mercados emergentes como el chino. Por último, el mercado de EE. UU. corre el riesgo de que Europa haga su propia versión, lo que indudablemente llevará a un exceso de productores, de oferta de H₂.⁵²

⁵¹ (Dumoulin-Smith, Byrne, & Obin, Diciembre 2022, pág. 3)

⁵² (Dumoulin-Smith, Byrne, & Obin, Diciembre 2022, pág. 7)

De estos tres factores dependerá que el IRA ayude a descarbonizar el sector industrial y a integrar en el sistema energético de EE. UU. al hidrógeno verde. Al apoyarse directamente la producción, el precio se situaría como máximo en los cinco dólares por kilogramo de H₂ renovable y como mínimo en el dólar por kilo. Lo que queda patente es que, si los fondos públicos se destinan correctamente, el IRA contribuirá a mejorar las tecnologías verdes y crear una cadena de suministro de H₂ verde en EE. UU.

Por nuestra parte, la ventaja competitiva que puede tener EE. UU en la producción de H₂ verde por el IRA, hace que desde Europa debamos plantearnos si la política de subvenciones es más eficiente para conseguir ser líderes en el mercado del hidrógeno renovable o por el contrario debamos aplicar una política incentivos fiscales para mitigar el riesgo de la cadena de valor.⁵³

La investigación, desarrollo e innovación es la cuarta medida política que se contempla para abordar la competitividad del hidrógeno verde, y sin duda, como veremos más adelante, la que de facto está usándose en Europa sobre más proyectos. La viabilidad de las tecnologías relativas al hidrógeno, desde los electrolizadores hasta su almacenamiento, pasando por sus tipos de transporte necesitan de una continua reducción de costes para acercarse a un precio competitivo de comercialización. Como hemos ido comentando, sin un avance tecnológico, solo es posible alcanzar dicho precio si hay una ayuda pública. No obstante, la otra alternativa es a través de un impulso por los gobiernos de los proyectos piloto y demostrativos, los cuales tienen un alto riesgo y no consiguen captar capitalización privada. El apoyo de las actividades de I+D+i es fundamental para que la economía de hidrógeno verde sea viable a medio plazo, pues no se puede vivir de cuotas a la demanda y subvenciones toda la vida.

La noticia positiva es que el apoyo del I+D+i fue la primera medida política que tomaron los gobiernos en apoyo del H₂ verde ya desde 2017, logrando que en 2021 hubiera un aumento del gasto público de un 35% en investigación y desarrollo.⁵⁴ Desde la UE el apoyo a través del I+D+i, como anunciaba anteriormente, es la alternativa que más se ha

⁵³ (de Catheu, 2022)

⁵⁴ (IEA (International Energy Agency), Septiembre 2022, págs. 200-202)

usado, utilizando para dicho fin los Fondos de Innovación Europeos (INNOVFUND, en inglés).

El objetivo de los INNOVFUND, en lo que respecta al hidrógeno, no es otro que el de apoyar la producción innovadora de hidrógeno y sus diferentes usos finales en Europa, obteniendo la financiación a través de los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión del régimen de comercio de derechos de emisión (RCDE) en la UE.⁵⁵ Adicionalmente, tras la aprobación del plan REPowerEU ha adquirido una importancia mayor, pues el objetivo de reducir la dependencia sobre los combustibles fósiles rusos y aumentar la capacidad productiva del H2 verde a 6 GW para 2024 implica que más proyectos deben beneficiarse de su ayuda, siendo la máxima a la que pueden optar de hasta un 60%.

Así pues, su objetivo es impulsar dos tipos de actividades: (1) aquellas aplicaciones industriales que de manera innovadora utilizan el hidrógeno verde, reduciendo así su consumo de combustibles fósiles. Se centra de este modo en aquellos sectores que usan el H2 como materia prima. (2) Apoyo de aquellos proyectos donde se aprecia innovación en la producción del hidrógeno renovable. También están contemplados aquellos proyectos donde hay soluciones innovadoras sobre el transporte y almacenamiento de H2 renovable; siempre y cuando se trate de un proyecto integrado con la producción de H2. En cualquier caso, lo que deja claro el INNOVFUND es que los proyectos idóneos para subvencionarse son aquellos donde de manera conjunta hay innovación en la producción y en el uso industrial final que se le da.⁵⁶

Hasta la fecha se han realizado tres convocatorias y, como no podía ser de otra manera, el impacto de la guerra se ha visto reflejado en la última de ellas. La primera convocatoria con un fondo disponible total de 100 millones de EUR se abrió en diciembre de 2020 y estuvo abierta hasta marzo de 2021, estando dedicada a proyectos innovadores de pequeña escala que supusiesen un desembolso de capital de entre 2,5 y 7,5 millones de EUR. De los 232 proyectos que se presentaron, 41 tenían que ver con hidrógeno.⁵⁷La

⁵⁵ (McPhie, Crespo Parrondo, & Bedini, 2022)

⁵⁶ (CINEA (EUROPEAN CLIMATE, INFRASTRUCTURE AND ENVIRONMENT EXECUTIVE AGENCY), Noviembre 2022, págs. 5-8)

⁵⁷ (Directorate-General for Climate Action, 2021)

segunda convocatoria era una continuidad de la primera, apostando por el mismo tipo de proyectos y poniendo a disposición la misma cuantía de fondos públicos. Tuvo un plazo para presentar las propuestas desde el 31 de marzo de 2022 hasta el 31 de agosto de 2022, siendo los solicitantes informados de si han recibido la subvención -como máximo del 60%- el primer trimestre de 2023.⁵⁸

Podemos ver como en la dos primeras convocatorias del INNOVFUND no hay una verdadera aspiración por un fuerte cambio, si bien es un avance, no es nada comparado con el impulso que se le ha dado con la tercera convocatoria que como comentaba ha supuesto un golpe en la mesa, influenciado principalmente por el REPowerEU Plan, el éxito del IPCEI Hy2Tech y la dependencia a los combustibles fósiles rusos.

El primer cambio que encontramos en esta convocatoria es la cantidad de fondos públicos que se han puesto a disposición para fomentar las tecnologías que reducen la emisión de gases en la UE, de entre las cuales, en este trabajo, destacamos el hidrógeno verde. En este sentido, de los 38.000 millones de EUR que se aprobaron para 2030 que debían destinarse al INNOVFUND, hasta la fecha, solo se habían repartido un total de 200 millones de EUR (primera y segunda convocatoria). En esta tercera convocatoria que comenzó en noviembre de 2022 y acabó el 16 de marzo de 2023 se han puesto a disposición 3.000 millones de EUR, lo que evidencia claramente como la situación geopolítica ha dinamitado los planes originales de la UE, en cuanto a la transición energética se refiere. La aceleración por descarbonizar la economía europea es clara y el aumento de los fondos disponibles es resultado del incremento de los ingresos obtenidos de los derechos de emisiones del RCDE. La idea de que Europa no quiere que sus industrias consuman combustibles fósiles rusos, incrementando los créditos de carbono por sus emisiones, es el fundamento de esta última convocatoria. En lo que respecta al hidrógeno verde, la cuantía puesta disposición es de ni más ni menos de 1.000 millones de EUR, que como ya indicamos al inicio de este apartado, se centran en la innovadora producción del H2 verde y el innovador uso final industrial que se le da.⁵⁹

⁵⁸ (Directorate-General for Climate Action, 2022)

⁵⁹ (McPhie, Crespo Parrondo, & Bedini, 2022)

El segundo gran avance de esta convocatoria es el tipo de proyectos que pretende subvencionar. Si anteriormente eran de pequeña escala, a esta convocatoria solo se pueden presentar aquellos que impliquen un desembolso de capital inicial superior a 7,5 millones de EUR y ahora con una duración superior, de hasta 15 años. Aunque la subvención máxima disponible sigue siendo la misma -un 60%-, la tendencia a financiar proyectos más grandes y por más tiempo es clara.⁶⁰

La nueva convocatoria de los Fondos de Innovación Europea junto al objetivo del plan REPowerEU y el IPCEI Hy2Use son donde actualmente reside el avance de competitividad del precio del H2 verde. Su viabilidad o no, al igual que ocurría con el IRA en EE. UU, dependerá de los proyectos que se beneficien del mismo, pues si se apuesta por proyectos que incentivan la inversión privada en el mercado, indudablemente, por las economías de escala, el precio del hidrógeno renovable mejorará. Al mismo tiempo, si los proyectos se destinan a descarbonizar la industria europea, y no a aplicaciones todavía en etapas muy precarias de desarrollo, los fondos tendrán éxito.

La última de las medidas políticas va destinada a hacer despegar de manera conjunta a este mercado que se encuentra ante varios riesgos: barreras internacionales que impidan su comercialización, normas de seguridad no estandarizadas, la doble imposición tributaria de la energía o problemas en cuanto a la certificación de su pureza o huella de carbono. Estos riesgos constatan lo imprescindible que es la cooperación internacional para que funcione correctamente un mercado global del hidrógeno. Si se establece de forma homogénea estándares y regulaciones transparentes en todos los países que quieran formar parte de una economía mundial del H2 verde, la cooperación traerá un enorme impacto positivo. Los beneficios de una cooperación internacional se reflejarían en una mayor seguridad energética de los involucrados, una mejor infraestructura de transporte de hidrógeno o una cadena de suministro con menores riesgos. Siguiendo esta línea, el gran avance que la cooperación puede traer es en el desarrollo de todos aquellos países exportadores de hidrógeno, normalmente economías en desarrollo, que pueden

⁶⁰ (CINEA (EUROPEAN CLIMATE, INFRASTRUCTURE AND ENVIRONMENT EXECUTIVE AGENCY), Noviembre 2022, págs. 5-7)

beneficiarse de unos costes de producción del hidrógeno inferiores, por ser la energía renovable más barata en su territorio.⁶¹

En vistas de los beneficios que aportan una transparente economía global del hidrógeno hay que comprender el grado de desarrollo de las metodologías que lo pueden hacer posible:

- En primer lugar, donde actualmente está produciéndose un avance es en la Metodología para Determinar los Gases de Efecto Invernadero que se emiten en los diferentes tipos de hidrógeno. La Alianza Internacional para el Hidrógeno y las Celdas de Combustible en la Economía (en inglés, IPHE) redactó en noviembre de 2022 la segunda versión de este trabajo que tiene el objetivo de establecer globalmente un marco de contabilización de las emisiones de CO₂ que se generan cuando se produce hidrógeno. El objetivo del presente trabajo no es el análisis de los estándares utilizados para estudiar la huella de carbono que genera. Conviene solo comentar que la ecuación que determina las emisiones tiene en cuenta todo el ciclo de vida del hidrógeno; es decir, su producción, transporte - considerando las diferentes alternativas-, su almacenaje, en el punto de entrega, así como todo lo relativo a los desechos que genera los productos. Sin duda, que los estados se acojan a esta metodología, poniéndose de acuerdo en las emisiones que tiene cada tipo de hidrógeno, supondría un gran avance para el renovable, pues como el informe recoge, el H₂ producido mediante electrolizadores, sin tener en cuenta el resto del ciclo de vida, tiene una pureza del 99,9%; lo que es lo mismo que decir que genera 0,001 kg de CO₂ por cada kilogramo de hidrógeno.⁶²
- En segundo lugar, tenemos que volver a citar al REPowerEU y su objetivo de importar para 2030 hasta 40 GW de energía renovable de otros países fuera de la Unión Europea. Un total de 10 Mt de hidrógeno renovable deberán importarse a la UE y todo apunta a que será el norte de África la que se encargue de dicha tarea. Para la IEA los costos de importación del hidrógeno verde de estas regiones serán de 4,7 \$/kgH₂, comparable con el precio de producción en Europa de 4,9 \$/kgH₂.

⁶¹ (IRENA (International Renewable Energy Agency), 2022, págs. 104-107)

⁶² (IPHE (Alianza Internacional para el Hidrógeno y las Celdas de Combustible en la Economía), Noviembre 2022, págs. 27-34)

Sin duda la importación, además de ayudar a conseguir los objetivos propuestos por la Comisión mejorará nuestras relaciones de vecindad con dichos países, fomentando la inversión y el desarrollo en ellos. Si bien está claro que la importación se hará mediante el sistema gasista, deberá aclararse que tuberías se utilizarán para el transporte de H2 renovable, habida cuenta que más del 15% del gas natural que consume Europa, proviene de estas tuberías.⁶³

- Por último, en cuanto a la creación de un sistema de garantías de origen (GO) de carácter comunitario tenemos que hablar de la propuesta realizada por la empresa no gubernamental CertiHy. Las certificaciones, emitidas por un organismo de certificación controlado por la Autoridad Competente, y mantenidas en un registro centralizado de la UE, permitirán verificar el tipo de energía utilizada y el origen del hidrógeno. El esquema de emisión de GO lo llevan desarrollando desde 2014 ha sido ya adoptado a nivel nacional por Países Bajos desde octubre de 2022. El objetivo del esquema de CertiHy es la creación de un mercado armonizado de GO comerciables y transferibles.⁶⁴⁶⁵

A modo de conclusión, lo primero que llama la atención es que de todas las alternativas políticas que cuenta la UE para impulsar el hidrógeno, las únicas que verdaderamente están teniendo un impacto directo son el INNOVFUND mediante su tercera convocatoria, subvencionando con 1.000 millones de EUR proyectos de producción y consumo industrial de H2 verde a gran escala, y la IPCEI Hy2Use y Hy2Tech, que apoyan tanto a proyectos convencionales de la cadena de valor como innovadores de descarbonización de sectores más complejos.

En Europa no se ha apostado todavía por medidas de incentivos fiscales a la producción, como si lo ha hecho EE. UU con el IRA. Queda abierta esta posibilidad en el futuro, permitiendo al viejo continente poder aprender de los riesgos -ya comentados- que tiene la aplicación de dicho crédito fiscal. Si bien, el éxito del IRA convertirá a EE. UU. en el líder mundial en el mercado del hidrógeno.

Lo segundo a destacar son los objetivos que se ha propuesto Europa con el REPowerEU los cuales parecen un tanto optimistas. Según las previsiones de la IEA para 2030, la

⁶³ (IEA (International energy Agency), Julio 2019, pág. 191)

⁶⁴ (CertiHy, 2023)

⁶⁵ (Asociación de hidrógeno limpio, s.f.)

producción de hidrógeno verde será de 5 Mt en Europa, la mitad de lo previsto. Por otro lado, también apunta que de todo seguir igual, la capacidad instalada de electrolizadores será de 39 GW, cinco menos que los planteados en el paquete *Fit for 55*, pero muy alejados de los entre 65 y 80 GW del REPowerEU. Los ambiciosos objetivos demuestran el gran y acelerado impulso que se le quiere dar al hidrógeno verde, consecuencia de la crisis energética.⁶⁶

Aun así, la posible cooperación internacional, acogiendo los Estados Miembros a la metodología de determinación de la IPHE, al sistema de GO de CertifHy o apostando por la importación de H2 verde de otras regiones transfronterizas sin duda facilitaría la creación de una economía global del hidrógeno competitiva.

Finalmente, existe la posibilidad de introducir cuotas de consumo a la industria europea, con el consecuente impacto: imponiendo un consumo de un 5% de H2 verde, la capacidad de electrolizadores subiría hasta los 25 GW y los costos disminuirían un tercio. No cabe duda que la imposición de cuotas a la demanda también ayudara a la UE a conseguir sus objetivos y a mejorar la competitividad del gas renovable.

Visto el avance actual y las perspectivas de futuro que tienen las cinco medidas gubernamentales en la UE es turno de hacer el análisis en España.

3.2 España

A la hora de hablar de España que hay que entender que muchas de las medidas para hacerlo viable están integradas dentro del esquema europeo, con lo que son una continuidad de los programas previstos por la Comisión, en su búsqueda de hacer a toda la UE climáticamente neutra. Empleando las mismas cinco alternativas políticas que se han empleado anteriormente, el objetivo de este apartado es analizar los avances que España está realizando en aras a impulsar el hidrógeno verde y, por ende, hacerlo competitivo.

Conviene previamente hacer una mención a las capacidades energéticas españolas, que de antemano le hacen posicionarse como uno de los líderes europeos en la producción de hidrógeno verde. Según datos de Red Eléctrica, en 2021, España fue el segundo país europeo que más energía eléctrica produjo a partir del sol y viento. Casi la mitad de la

⁶⁶ (Serna, y otros, Octubre 2022, págs. 34-35)

energía producida en nuestro país proviene de los más de 64 GW instalados de estas tecnologías.⁶⁷ Estos datos por si solos no nos arrojan nada de información a cerca de por qué puede España convertirse en líder productivo. Es necesario analizar el precio de compra de la energía eléctrica para producir H2 renovable. Los *Power purchase agreement* (PPA, en inglés) en España son los segundos más baratos de Europa, pese a la subida de un 11% de su precio en el último trimestre de 2022. Frente a la media europea, con un PPA de 73,54 €/MWh, en nuestro país ronda los 45 €/MWh. Como no podía ser de otra manera, la guerra ha provocado que desde octubre de 2021 los precios europeos de los PPA sean un 51% más altos.⁶⁸

Si sumamos la gran capacidad de generación renovable española con lo barato que es comprar la energía renovable en nuestro país, se comprende la posibilidad de convertirlo en el líder europeo de producción de H2 verde. A la vista de estos datos, paso a hablar de los objetivos, que, respecto del hidrógeno, se ha propuesto España.

A raíz de la publicación de “La Estrategia Europea del Hidrógeno” en julio de 2020 por la que se planteaba que para 2024 hubiese en la UE 6 GW de electrolizadores instalados, España sacó adelante su primera estrategia en cuanto al hidrógeno se refiere. En octubre de 2020 se publicaba la “Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable” la cual ofrecía la visión a 2030 y 2050 que pretendía seguir España en materia de hidrógeno verde. Sus objetivos: descarbonizar gran parte de la industria que consume hidrógeno gris, desarrollar la movilidad mediante H2 verde y conseguir un posicionamiento líder a nivel industrial y tecnológico. Todo encuadrado dentro del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

La Hoja de Ruta se compone de un total de 60 medidas a tomar, divididas a su vez en cuatro partes: instrumentos regulatorios, sectoriales (relativo a la producción y uso), transversales (relativo al impacto) y de impulso a la I+D+i. Sus objetivos, como comentaba anteriormente, se dividen en dos horizontes temporales:

- Visión 2030: se espera una capacidad productiva de al menos 4 GW de electrolizadores, teniendo para 2024 entre 300 y 600 MW. En cuanto al consumo, al menos un 25% del hidrógeno de uso industrial deberá ser verde, lo que supone

⁶⁷ (Red Eléctrica española, 2022)

⁶⁸ (Sánchez Molina, 2022)

unas 125.000 toneladas al año. Respecto del transporte, se espera que haya hasta 200 autobuses y 7.500 vehículos entre ligeros y pesados y un total de 150 hidrogenaras. Finalmente, en cuanto al almacenamiento no se concreta nada, pero se espera que haya proyectos comerciales.

Según las proyecciones de la Hoja, para 2030 se deberían haber desbloqueado dentro de España 8.900 millones de EUR de inversión privada, imprescindibles para conseguir los ambiciosos objetivos marcados.

- Visión 2050: la propia Hoja de Ruta habla de que en los veinte años que separan ambos hitos temporales, será competitivo frente a otras fuentes, se terminarán de descarbonizar todos los sectores y se convertirá en el sistema de almacenamiento estacional.⁶⁹

De igual manera que con la UE, la política de targets, si bien es necesaria, no es suficiente para conseguir la viabilidad del gas. Frente a la UE que, si ha planteado objetivos más ambiciosos, para acelerar la independencia rusa, en España no ha habido un proceso de revisión, que como veremos más adelante, es preciso llevar a cabo.

Tiene sentido preguntarse si España está llevando a cabo alguna política de mitigación de riesgo o de promoción de proyectos innovadores que permitan de algún modo al hidrógeno abrirse paso frente a las otras tecnologías. En efecto, hay que prestar atención al Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (ERHA) publicado en diciembre de 2021. Se trata de la apuesta española, mediante 25 medias transformadoras y un desembolso público de 3.558 millones de EUR, con la que se pretende cumplir con nuestros compromisos energéticos y fortalecer nuestro tejido económico. La particularidad del PERTE es su división en tres fases:

- Fase I: destinada a la promoción de proyectos de I+D y el desarrollo experimental.
- Fase II: inversión en capacidades de fabricación y desarrollo de nuevas líneas de negocio tecnológico-energéticas.
- Fase III: despliegue a escala comercial con proyectos reales

⁶⁹ (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), 2019)

En materia de hidrógeno, el PERTE va principalmente encaminado a conseguir el liderato español en cuanto a producción y aprovechamiento se refiere. Las cuatro rutas de acción que se proponen para conseguirlo son:

- Línea 1: enfocada en Pequeñas y Medianas Empresas (PyMEs) impulsando su conocimiento y cadena de valor. En esta línea encontramos 4 de las 25 medidas transformadoras del PERTE ERHA.
- Línea 2: creación de valles de hidrógeno que integren, a gran escala, toda la cadena de valor.
- Línea 3: inversión en aquellos proyectos donde el H2 verde tiene mayores dificultades para acceder.
- Línea 4: apoyo para integrar en el IPCEI la cadena de valor nacional.⁷⁰

Dentro de estas tres últimas líneas solo hay una medida transformadora, aunque adquieren mayor relevancia pues son catalogadas como Fase III.

De los 1.555 millones de EUR destinados para proyectos de hidrógeno renovable, se han repartido ya 400M€ en 2021 y 555M€ en 2022, estando el resto (600M€) planificado para entregarse en 2023, lo que constata la gran demanda de proyectos en nuestro país. A modo de ejemplo, en la convocatoria de 2021, para proyectos singulares y pioneros se recibieron 126 solicitudes, por valor de 700M€, cuando el máximo para dotar era de 150M€. De la misma manera, para proyectos referentes la cadena de valor, donde la dotación era de 250M€ -para completar los 400M€ de la convocatoria-, se presentaron 92 proyectos con un valor total de 525M€.⁷¹ Esto resulta particularmente relevante si se tiene en cuenta que los fondos no están destinados a cubrir las *Operating Expenses* (en inglés, OPEX), no dándose un apoyo directo a los beneficiarios.

Si el PERTE tenía un horizonte temporal hasta 2026, en tan solo 2 años ya se han repartido todos los fondos, lo que demuestra la sobre demanda de proyectos y las iniciativas empresariales que encontramos en nuestro país. Esto se debe en parte gracias a la sinergia que tiene el PERTE con otros fondos de la UE. Como mencionaba la Línea 4, los proyectos son compatibles con los fondos del IPCEI, siempre y cuando no se detienen los recursos a las mismas partidas de gasto.

⁷⁰ (Gobierno de España, Diciembre 2021)

⁷¹ (Consejo de Ministros: Gobierno de España, Enero 2023, pág. 8)

Visto el éxito que han tenido las convocatorias hasta ahora del PERTE, es hora de preguntarse cuál es la demanda y cómo está distribuida. Actualmente España consume unas 500.000 toneladas al año para uso industrial, teniendo el hidrógeno gris un precio de 1-1,5 €/kg (sin contar créditos de carbono), muy alejados de los entre 5 y 7 €/kg que estima el Gobierno español para el verde.⁷²

Siguiendo con la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de la Universidad Pontificia de Comillas, para finales de 2022 había identificados en España 79 proyectos, de los cuales el 52% iban destinados a aplicaciones industriales y movilidad terrestre. Del resto, todavía en fase inicial de desarrollo, destaca su uso para el *blending* con un 12%. Si todos los proyectos se desarrollan con éxito, la potencia instalada prevista para 2024 de H2 verde en España será de 812 MW y para 2030 de 15,5 GW lo que sin duda choca claramente con los objetivos planificados en la Hoja de Ruta: entre 300 y 600 MW para 2024 y 4 GW para 2030.

El éxito o no de que fructifique un mercado de demanda de hidrógeno español reside en su aplicación industrial. Si se cumple con el objetivo de que el 25% del H2 consumido sea renovable, la potencia proyectada para sector industrial será de 9 GW en 2030.⁷³ Como en el caso europeo, la interposición de cuotas a la demanda de H2 viabiliza toda la cadena de valor, pues con un consumidor final que asegure la compra, tanto la producción como el transporte se pueden llevar a cabo.

Por último, hay que hablar de los estándares comunes que propone nuestro país a través de las GO desarrolladas en su Real Decreto 376/2022 que transcribe la Directiva (UE) 2018/2001. Para fomentar la producción de gases renovables y aportarle un valor añadido a su comercialización, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) desarrolla este sistema que asegura la titularidad, tipología, fechas, capacidad o situación del gas que se está garantizando. Se concederán GO por un volumen estándar de 1 MWh, que equivale a 25 kg/H2, y cubrirán la expedición, transacción o exportación. En cuanto a su transferencia, solo podrá comercializarse hasta que pase un año desde la expedición, y las no redimidas expirarán en 18 meses. Finalmente, en cuanto a la exportación, el sistema de GO sí que lo plantea, en iguales términos que para la

⁷² (Gobierno de España, 2022)

⁷³ (Serna, y otros, Octubre 2022)

trasferencia.⁷⁴ No obstante, el procedimiento de homologación con los EM todavía no está acordado, pues no todos los países comunitarios han regulado el sistema de GO para los gases renovables.

A la vista de lo expuesto, la viabilidad del hidrógeno renovable español parece favorable si sumamos que hay:

- Una enorme capacidad de producción de energía renovable sumando a uno de los PPA más bajos de Europa.
- La existencia de operadores de hidrógeno distribuidos por toda la cadena de valor que demandan la realización de más proyectos, como queda patente con el éxito de las convocatorias del PERTE ERHA.
- El desarrollo de uno de los primeros sistemas de GO en la UE, dependiendo el éxito de su exportación en que los demás EM amorticen su regulación sobre GO a la Directiva (UE) 2018/2001.

Sin embargo, los objetivos de la Hoja de Ruta pecan de ser poco ambiciosos y no haberse sometido a una revisión tras el estallido de la guerra, como si lo ha hecho la Comisión con su REPowerEU. Que la capacidad de electrolizadores proyectada por demanda de proyectos en España sea casi cuatro veces mayor a la que plantea la Hoja de Ruta (15,5 GW frente a 4 GW) y que, se hayan adjudicado los fondos del PERTE en solo 3 años, cuando se preveían convocatorias hasta 2026, debe hacer a los agentes políticos españoles reflexionar sobre el impulso que se le debe dar al hidrógeno en nuestro país.

Si bien, la mayor parte de las medidas para hacerlo competitivo frente al gris deben venir de la UE, tomándose para todos los EM, en España se constata una gran demanda de proyectos, siendo la inversión privada prevista para 2030 de 11.297 millones de EUR y no de 8.900 millones de EUR como planteaba la Hoja de Ruta.⁷⁵

⁷⁴ (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), 2022)

⁷⁵ (Serna, y otros, Octubre 2022)

4 Conclusiones

Terminado el trabajo conviene volver a hacerse la pregunta objeto de estudio: ¿Es viable el hidrógeno verde como alternativa energética?

Para responderla, hemos primero analizado toda la cadena de valor del hidrógeno, concluyendo dos cosas: (1) el ser vector energético le permite al hidrógeno posicionarse como la alternativa energética frente a las fuentes tradicionales, pues puede actuar tanto como fuente como portador de energía y (2) que la expectativa en el avance tecnológico y en la reducción de costes de fabricación, producción, transporte y almacenamiento hacen viable al H2 verde a un medio-largo plazo. Sin embargo, la guerra entre Rusia y Ucrania ha propiciado que la UE deba tomar medidas para acelerar su competitividad actual y conseguir así no depender de los combustibles fósiles rusos.

Durante el trabajo se ha indicado que, sin intervención política y en el corto plazo, el hidrógeno verde no es viable y no puede competir con el gris. Es por ello, que para conseguir su competitividad se han analizado diferentes alternativas políticas que pueden implementarse. Estas se pueden dividir entre las que actualmente se están realizando y aquellas que se pueden tomar.

En primer lugar, entre las medidas tomadas:

- La creación de objetivos ambiciosos como los que propone el REPowerEU y que impulsan la demanda de proyectos, pues se está generando la expectativa en el mercado europeo de que fondos comunitarios se van a invertir en el H2 verde. No obstante, una política de *targets*, es incapaz de por si sola traer la viabilidad del hidrógeno al no materializarse en obligaciones y, por tanto, siendo sus objetivos plausibles a medio plazo. Esto se evidencia con los datos del *Hydrogen Conusil*, donde aseguran que para 2030 la mitad de proyectos globales anunciados sobre la cadena de valor del H2 renovable son europeos. Por el lado español, la falta de actualización de la Hoja de Ruta está perjudicando la viabilidad del hidrógeno pues se comprueba una falta de exigencia en los objetivos nacionales propuestos, muy superados por las actuales expectativas de consumo.

- La concesión de ayudas para mitigar el riesgo de la cadena de valor que han demostrado la existencia de una gran demanda a nivel europeo, con el éxito de las convocatorias del IPCEI Hy2Tech y el IPCEI Hy2Use y a nivel español, con la del PERTE ERHA. Está claro que las empresas encargadas de la producción, almacenamiento, transporte y consumo de H₂ verde están apostando por el cambio, pues se han presentado una mayor cantidad de proyectos a las ayudas públicas otorgadas. De los 261 proyectos europeos anunciados que hasta la fecha hay para 2030, han contado con financiación europea un total de 76, y todos tras el estallido de la guerra
- La inversión en I+D+i, especialmente en la tercera convocatoria del INNOVFUND que marca un antes y un después en la creación de economía basada en el hidrógeno. Los 1.000 millones de EUR de presupuesto se han obtenido gracias al incremento del precio de los derechos de emisiones del RCDE. No solo se está apostando por proyectos innovadores de hidrógeno renovable, sino que se está penalizando el consumo del hidrógeno gris, haciendo más caras las emisiones de CO₂.
- Finalmente, en cuanto a la cooperación internacional y el consenso respecto al origen del hidrógeno, si bien queda mucho por hacer, resulta esperanzador que el sistema de GO de CertiHy y la metodología de la IPHE estén ya constituidos. Los países se acogerán si existe una cadena de valor competitiva y que la UE quiera importar 10 Mt de hidrógeno para 2030 sin duda facilitará la eliminación de barreras.

Sin embargo, estas medidas no son suficientes ni para conseguir cumplir con los objetivos del REPowerEU a 2030 ni conseguir su viabilidad a día de hoy. Es por ello, que las tres medidas por tomar en aras a hacer viable al hidrógeno verde como alternativa energética son:

- Incentivos fiscales a la producción europea, como en EE. UU se ha hecho con los PTC del IRA. Apoyando el inicio de la cadena de valor, con un importe similar, de 3 EUR/kg de H₂ verde producido, se abarataría todo lo que va después. Favorablemente, con la implantación europea del sistema de GO de CertiHy se

solucionaría el problema de designación de que clase de hidrógeno puede optar al 100% del crédito fiscal.

- La inversión directa en la transformación del sistema gasista para que permita una mezcla con hidrógeno superior al entre 5% y 15% que actualmente posibilita. Mediante las economías de escalas, con una mezcla superior los costes de transporte, mezcla e inyección disminuirían, al igual que los de almacenamiento en la propia red lo que, como ya se ha comentado, dispararía el consumo. Además, la inversión en *blending* sería al menos un 50% más barata que la construcción de hidroductos.
- La imposición, en el sector industrial de cuotas a la demanda, por la cantidad que el *blending* permita introducir en el sistema gasista, sin dañar la red ni los equipos industriales. Los consumidores se beneficiarían de una cadena de valor más barata y de un hidrógeno que no lleva aparejado derecho de emisiones. El aumento de la demanda, como ya hemos visto, llevaría a mayor producción y porcentaje de mezcla en el sistema.

En definitiva, para que el hidrógeno verde europeo se convierta en el corto plazo en la alternativa a las energías tradicionales, tanto las medidas ya tomadas como las que tienen disponibles deben realizarse conjuntamente, pues solo se podrá conseguir un precio competitivo, en torno a los 3 EUR/kgH₂, si se actúa con distintos mecanismos sobre distintas partes de la cadena de valor.

5 Bibliografía

Andrade, A. (Julio 2022). *H2B2: Project Faraday Information Memorandum*. Madrid.

Asociación de hidrógeno limpio. (s.f.). *Acelerando la Certificación de Hidrógeno*.

Obtenido de Comisión Europea: https://www.clean-hydrogen.europa.eu/get-involved/hydrogen-certification_en

Ayudas estatales: la Comisión aprueba la concesión por parte de trece Estados miembros de ayudas públicas por valor de hasta 5 200 millones de euros al segundo proyecto importante de interés común europeo sobre la cadena de valor del hidrógeno.

(21 de Septiembre de 2022). Obtenido de Comisión Europea. Comunitado de prensa: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_22_5676

CertifHy. (14 de Febrero de 2023). *CertifHy*. Obtenido de Boletín CertifHy – Enero 2023: <https://www.certifhy.eu/news/certifhy-newsletter-january-2023/>

CINEA (EUROPEAN CLIMATE, INFRASTRUCTURE AND ENVIRONMENT EXECUTIVE AGENCY). (Noviembre 2022). *Innovation Fund call for Large-Scale Projects (INNOVFUND-2022-LSC)*. Bruselas.

Comisión Europea. (Julio 2020). *Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra*. Bruselas: Comisión Europea.

Comisión Europea. (Mayo 2022). *Plan REPowerEU*. Bruselas: Comisión Europea.

Comisión Europea. (s.f.). *Mecanismo Conectar Europa - Energía*. Obtenido de Comisión Europea: https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/hydrogen/funding-guide/eu-programmes-funds/connecting-europe-facility-energy_en

Comisión Europea. (Noviembre 2021). *Fit for 55 Package and Gas for Climate*. Bruselas: Comisión Europea.

Consejo de Ministros: Gobierno de España. (Enero 2023). *Energía*. Madrid.

Dan, E., & Tallackson, H. (30 de Septiembre de 2022). *The Inflation Reduction Act upends hydrogen economics with opportunities, pitfalls*. Obtenido de Utilitydive: <https://www.utilitydive.com/news/the-ira-will-accelerate-electrolyzed-hydrogens-future-heres-what-that-me/632925/>

de Catheu, L. (24 de Agosto de 2022). *Política del clima: las lecciones del Inflation Reduction Act*. Obtenido de ElGrandContinent: <https://legrandcontinent.eu/es/2022/08/24/politica-del-clima-las-lecciones-del-inflation-reduction-act/>

Directorate-General for Climate Action. (12 de Marzo de 2021). *Climate action*. Obtenido de Comisión Europea: https://climate.ec.europa.eu/news-your-voice/news/first-innovation-fund-call-small-scale-projects-232-applications-eur-100-million-eu-funding-small-2021-03-12_en

Directorate-General for Climate Action. (30 de Marzo de 2022). *Climate action*. Obtenido de Comisión Europea: https://climate.ec.europa.eu/news-your-voice/news/commission-makes-available-eu100-million-innovative-clean-technology-projects-2022-03-31_en

Dumoulin-Smith, J., Byrne, S., & Obin, A. (Diciembre 2022). *US Alternative Energy: Hydrogen Conference Recap: Getting back to basics ...at gigawatt scale*. EE. UU.

El Mundo Ecológico. (13 de Diciembre de 2022). *Ley de Reducción de la Inflación: 5 claves para la inversión energética*. Obtenido de elmundoecologico.es: <https://www.elmundoecologico.es/ecoexpertos/ley-reduccion-inflacion-inversion-energetica/>

Gobierno de España. (2022). *COMPONENTE 9: Hoja de ruta del hidrógeno renovable y su integración sectorial*. Madrid.

Gobierno de España. (Diciembre 2021). *PERTE de Energía Renovable, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento*. Madrid.

González García-Conde, A. (2019). *La economía del Hidrógeno*. Madrid: CIEMAT.

Hydrogen Council, McKinsey & Company. (Noviembre 2021). *Hydrogen for Net-Zero: A critical cost-competitive energy vector*.

IEA (International Energy Agency). (Julio 2019). *The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities*. Francia: IEA.

IEA (International Energy Agency). (Septiembre 2022). *Global Hydrogen Review 2022*. Francia: IEA.

IPHE (Alianza Internacional para el Hidrógeno y las Celdas de Combustible en la Economía). (Noviembre 2022). *Methodology for Determining*. IPHE.

IRENA (International Renewable Energy Agency). (2022). *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*. Abu Dhabi: IRENA.

McPhie, T., Crespo Parrondo, A., & Bedini, G. (3 de Noviembre de 2022). *Comunicado de prensa: Convocatoria de 3 000 millones EUR a cargo del Fondo de Innovación de la UE*. Obtenido de Comisión Europea:

https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_22_6489

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (18 de Mayo de 2022). *Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de or*. Obtenido de Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-8121>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD). (2019). *Hoja de ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable*. Madrid: MITERD.

Palacín Arizón, F. y. (2019). *La economía del Hidrógeno*. Madrid: CIEMAT.

Podesta, A., Ferreira, N., & Tsoni, M. (15 de Julio de 2022). *Ayuda estatal: la Comisión aprueba hasta 5 400 millones EUR de apoyo público de quince Estados miembros para un importante proyecto de interés común europeo en la cadena de valor de la*

tecnología del hidrógeno. Obtenido de Comisión Europea:

https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_4544

Podesta, A., Tsoni, M., & Ferrerira, N. (21 de Septiembre de 2022). *Comunicado de prensa. Ayudas estatales: la Comisión aprueba la concesión por parte de trece Estados miembros de ayudas públicas por valor de hasta 5 200 millones de euros al segundo proyecto importante de interés común europeo sobre la cadena de valor del*. Obtenido de Comisión Europea:

https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_22_5676

Red Eléctrica española. (30 de Junio de 2022). *Nota de prensa: España es el segundo país europeo que más energía eléctrica generó con eólica y solar en 2021*. Obtenido de Red eléctrica:

https://www.ree.es/sites/default/files/paragraph/2022/07/file/220630_NP%20_Informes_0.pdf

Sánchez Molina, P. (18 de Octubre de 2022). *Los precios de los PPAs solares en Europa suben el doble que los eólicos, pero España es el 2º mercado más barato, según LevelTen Energy*. Obtenido de PV magazine: <https://www.pv-magazine.es/2022/10/18/los-precios-de-los-ppas-solares-en-europa-suben-el-doble-que-los-eolicos-pero-espana-es-el-2o-mercado-mas-barato-segun-levelten-energy/>

Serna, S., Cossent, R., Figuerola-Ferretti, I., Gerres, T., Sanz, F. J., & Segarra, I. (Octubre 2022). *Informe anual Cátedra de estudios sobre el Hidrógeno 2021-2022*. Madrid.

Simón Romeo, J. y. (2019). *La economía del Hidrógeno: hacia una economía del hidrógeno en España*. Madrid: CIEMAT.

