



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales

El hidrógeno como activo de inversión: oportunidades de inversión en proyectos sostenibles en España

Autor: Antonio Jesús Ariza Abengózar
Director: M^a Teresa Corzo Santamaría

El hidrógeno como activo de inversión: oportunidades de inversión en proyectos sostenibles en España

Antonio Jesús Ariza Abengózar

Nº palabras¹: 12.471

Abstract

Español

La transición energética es uno de los buques insignia de los gobiernos occidentales en la actualidad. El desarrollo de las energías renovables se ha trasladado en su generalización en la mayoría de los países. Sin embargo, esta tecnología cuenta con limitaciones que no le permiten estar a la altura de los ambiciosos objetivos globales de emisiones. Es por ello por lo que ha resurgido el hidrógeno, un ‘vector energético’ con grandes posibilidades, pero con un camino de desarrollo aún en proceso. Para acelerar la transición energética, entre otros motivos, la UE ha lanzado un paquete de ayudas que suponen el mayor estímulo de su historia.

Este trabajo emplea un enfoque mixto cualitativo y cuantitativo para evaluar la fase de la cadena de valor óptima en la que invertir en España. Los resultados muestran que la fase con mayores posibilidades es la de los usos finales, concretamente movilidad. La entrada en este sector a través de la red de hidrogeneras sería óptima en Navarra, región con alta cuota de producción de renovables, aunque el análisis también evidencia la necesidad de los fondos europeos para asegurar la rentabilidad del proyecto, con implicaciones positivas en la estructura de capital.

Palabras clave: hidrógeno verde, fondos Europeos, hidrogenera, inversión

English

Energy transition is one of the flagships of Western governments today. The development of renewable energies has led to their widespread use in most countries. However, this technology has limitations that do not allow it to keep up with ambitious global emissions goals. This is why hydrogen has re-emerged, an 'energy vector' with great potential, but with a development path still in progress. To accelerate the energy transition, among other reasons, the EU has launched an aid package that represents the biggest stimulus in its history.

This paper uses a mixed qualitative and quantitative approach to assess the optimal stage of the value chain in Spain in which to invest. The results show that the phase with the greatest potential is the end-use sector, specifically mobility. Entry into this sector through the refueling stations network would be optimal in Navarra, a region with a high share of renewable production, although the analysis also shows the need for European funds to ensure the profitability of the project, which has positive implications for the capital structure of companies.

Key words: green hydrogen, European funds, H₂ refueling station, investment

¹El conteo de palabras excluye figuras, tablas y la sección de referencias y bibliografía

TABLA DE CONTENIDOS

I.	ÍNDICE DE FIGURAS	3
II.	ÍNDICE DE TABLAS	4
1.	INTRODUCCIÓN	5
2.	LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA	6
	SOSTENIBILIDAD, EL CONTEXTO GLOBAL	6
	EL CONTEXTO EUROPEO.....	7
3.	EL HIDRÓGENO	9
	LA CADENA DE VALOR DEL HIDRÓGENO, RETOS Y OPORTUNIDADES	12
4.	LA ESTRATEGIA EUROPEA	18
	LOS FONDOS DE RECUPERACIÓN EUROPEOS	19
	EL ESTÍMULO EUROPEO EN ESPAÑA, EL INSTRUMENTO DE LOS PERTES	20
5.	INVERSIÓN EN HIDRÓGENO VERDE, LA CADENA DE SUMINISTRO	24
	PRODUCCIÓN.....	24
	CONVERSIÓN/TRANSMISIÓN.....	27
	DISTRIBUCIÓN.....	29
	USOS FINALES	31
6.	LA POSIBILIDAD DE LA HIDROGENERA	33
	SITUACIÓN DE LA HIDROGENERA	35
	MODELIZACIÓN DE LA HIDROGENERA	39
	LA DEMANDA POTENCIAL	39
	COSTES DE LA HIDROGENERA	40
	POSIBILIDADES DEL PERTE, ANÁLISIS DE AYUDAS	44
	DECISIÓN FINAL DE MODELO DE HIDROGENERA	45
7.	REFLEXIÓN SOBRE LAS NUEVAS OPORTUNIDADES DE FINANCIACIÓN	45
8.	CONCLUSIONES	49
9.	REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA	53

I. Índice de figuras

Figura I: Generación de energía de fuentes renovables en España (2007-2021)

Figura II: Palancas y beneficios del European Green Deal

Figura III: Métodos de producción de hidrógeno

Figura IV: Consumo de H₂ en España según su aplicación

Figura V: Cadena de valor del hidrógeno verde

Figura VI: Estimación de la composición de la demanda de hidrógeno para 2050

Figura VII: Coste de alternativas energéticas al H₂ verde por MWh

Figura VIII: Evolución del intervalo de costes de los tipos de H₂ hasta 2030

Figura IX: Coste de producción de los tipos de hidrógeno hasta 2050 por países

Figura X: Escenarios de reducción de coste por palanca en regiones promedio y óptima

Figura XI: Coste del hidrógeno verde para aplicaciones finales en 2030 sin costes de derechos de emisión de CO₂

Figura XII: Coste del hidrógeno verde para aplicaciones finales en 2030 considerando derechos de emisión de CO₂ de 100\$/tonelada

Figura XIII: Cadena de valor del hidrógeno por alcance de distribución

Figura XIV: Etapas de la estrategia europea del hidrógeno

Figura XV: Distribución de los fondos de recuperación europeos por país

Figura XVI: Variación del PIB de los países de la UE entre 2019 y 2021

Figura XVII: Estructura PERTE de Energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento

Figura XVIII: Coste en euros por MWh (izquierda) y kg de hidrógeno verde asociado (derecha) en 2020 y 2030, distinguiendo tipo de tecnología

Figura XIX: Envíos globales de pilas de combustible por tecnología (en miles)

Figura XX: Medio de distribución del H₂ por defecto por escala de operaciones

Figura XXI: Análisis de retrocompatibilidad de la red de gasoductos

Figura XXII. Mapping de las oportunidades de usos finales del H₂ verde, competitividad con alternativas convencionales y de bajas emisiones

Figura XXIII: Red de hidrogeneras mundial, operativas y planeadas

Figura XXIV: Regresión entre la renta neta y porcentaje de generación renovable por región

Figura XXV: Vectores de la estrategia del Gobierno de Navarra para el desarrollo del H₂ verde

Figura XXVI: Mapa con los parques eólicos al norte de Pamplona, Navarra

Figura XXVII: Análisis de break-even según el stock de vehículos para 2030, Casos A-B

Figura XXVIII: Inversión por tipología de activo ESG

Figura XXIX: Comparación entre dos firmas de estructura de capital con y sin fondos

Figura XXX: Reducción en el WACC (vertical) por incremento del peso de fondos a coste cero sobre estructura de capital = 100

II. Índice de tablas

Tabla I: Lista de convocatorias financiadas por los fondos de recuperación europeos

Tabla II: Coste de producción del H₂ verde en escenarios promedio y óptimo para 2030

Tabla III: Número de vehículos demandantes de H₂

Tabla IV: Vehículos de pila de combustible e hidrogenas (2020-2030)

Tabla V: Estimación de la capacidad del depósito de un vehículo de pila de H₂

Tabla VI: Estimación de las necesidades semanales de H₂ ajustadas por tasa de penetración

Tabla VII: Estimación de ingresos siguiendo la reducción en OPEX en producción de H₂

Tabla VIII: Coste asociado proporcional a la producción diaria, Caso A

Tabla XI: Coste asociado proporcional a la producción diaria, Caso B

Tabla X: Tasas de reducción en OPEX siguiendo el camino de informes

Tabla XI: Modelo completo, Caso A (2023-2030)

Tabla XII: Modelo completo, Caso B (2023-2030)

Tabla XIII: Resultados de VNA con WACC de renovables

Tabla XIV: Pros y contras del Caso A frente al Caso B

1. Introducción

La sostenibilidad y la lucha por el calentamiento global son dos de las empresas capitales que ha adoptado Occidente desde las últimas décadas (Sanahuja y Tezanos, 2016). Son numerosos los intentos de reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y su impacto negativo en el medio ambiente y el ser humano (OMS, 2021). Es por ello por lo que se ha incentivado una transición hacia fuentes de energía renovables, con la esperanza de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Las energías renovables, principalmente la solar y eólica, han tenido un fuerte desarrollo en Occidente, más que triplicando su producción desde el año 2000 (IRENA, s.f.). Sin embargo, la ambición de los gobiernos mundiales es mucho mayor que lo que las energías renovables tradicionales son capaces de aportar hoy en día, pues cuentan con limitaciones de generación y almacenamiento por defecto muy difícilmente sorteables en el corto plazo (Protermosolar, 2019).

Estas limitaciones abren las puertas a otro combustible que ya ha sido contemplado en la estrategia Europea de sostenibilidad, el European Green Deal (European Commission, 2020): el hidrógeno verde, de origen renovable. Este compuesto resulta muy prometedor para esta transición, ya que funciona tanto como fuente de energía como vector energético (Benjumea, s.f.). El uso del H₂ verde, sin embargo, requiere de un fuerte desarrollo de su cadena de suministro, y es por ello por lo que la Unión Europea, con motivo de la crisis provocada por el coronavirus, ha desplegado un paquete de ayudas dedicadas en parte al fomento de la sostenibilidad y, específicamente, para el desarrollo del hidrógeno verde. Esto supone una gran oportunidad para los inversores globales, ya que contar con un respaldo financiero de tal magnitud puede garantizar la viabilidad de muchos de los proyectos que se propongan y cumplan con las directrices estipuladas por la UE.

El objetivo global que se propone este trabajo es el de evaluar la viabilidad de la inversión en la cadena de suministro del hidrógeno verde en España, respuesta que se dará a través de dos objetivos más concretos: (a) Identificar la actividad de la cadena en la que resulte más atractivo invertir en términos económicos y competitivos, y (b) Cuantificar las necesidades operativas y de capital para la puesta en marcha de un proyecto tipo a

identificar en el objetivo (a) para extraer conclusiones acerca de la elección de modelo de negocio y financiación con los Fondos Europeos.

El trabajo se estructura en siete partes. En la primera parte se contextualizará la transición energética y sus sucesivas implicaciones. En segundo lugar, se presentará al hidrógeno y su naturaleza, además de una visión ejecutiva de la cadena de valor. Más adelante, se especificará la estrategia europea y su paquete de estímulo, relacionándolo después su materialización en España. En cuarto lugar, se presenta un análisis de la cadena de suministro, para la decisión de la fase en la que invertir. En el quinto apartado se define una modelización de hidrogenera tras un análisis de localización. En sexto lugar, se hace una breve reflexión de las implicaciones de la financiación sin contraprestación (sin coste explícito). Finalmente, se exponen las conclusiones.

Para dar respuesta a los objetivos planteados, el trabajo se desarrolla con un enfoque mixto cuantitativo y cualitativo, cuyo peso relativo dependerá del objetivo a tratar. En ambos terrenos, se ha hecho uso de herramientas de búsqueda de artículos académicos como Google Scholar, la biblioteca digital de la Facultad y Elsevier. Se han utilizado además otros recursos online como informes de organizaciones globales y firmas de consultoría. Para el enfoque preliminar de la economía del hidrógeno se ha contado con la ayuda de un experto de una firma de consultoría estratégica.

2. La Transición Energética

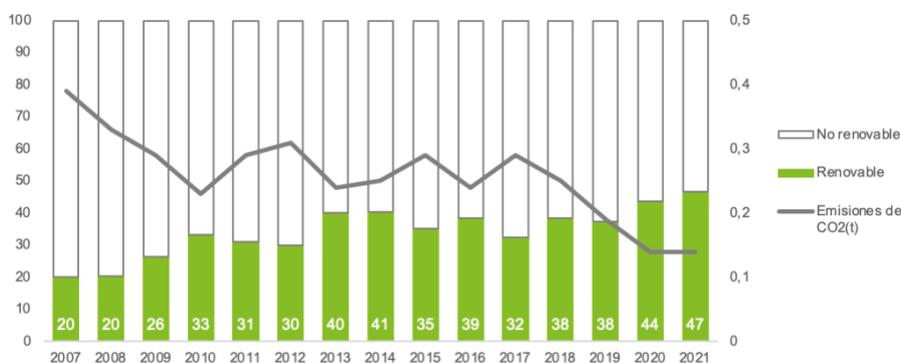
Sostenibilidad, el contexto global

La transición energética ha sido uno de los elementos que más candente ha estado a lo largo de los últimos 30 años. Los numerosos estudios de la comunidad científica y otras organizaciones que han sido publicados desde entonces han alertado del riesgo que supone el calentamiento global y el incremento de las emisiones de CO₂ para la salud humana y el medio ambiente (World Health Organization, 2021). La única solución a este incremento generalizado de las emisiones de dióxido de carbono fue el desarrollo de las energías renovables a gran escala, a saber: la energía solar, hidráulica y eólica, entre otras.

Es por ello por lo que los diferentes Estados comenzaron a incentivar el desarrollo de las energías renovables (Comisión Europea, 2020). Las iniciativas por excelencia que cubren esta inquietud son la Conferencia Mundial del Clima en Ginebra, celebrada en 1979, y el Acuerdo de París de 2015, en el que se encuentran adscritos 195 países bajo el objetivo de limitar el incremento anual de temperatura a menos de 2°C, preferiblemente los 1,5°C (United Nations, 2015). Más recientemente, la COP26 ha consolidado este compromiso acordando que las emisiones de gases de efecto invernadero sean un 45% inferiores a las de 2010 (COP26, 2021).

Tal ha sido el éxito del uso de las tecnologías renovables en Europa que su cuota de consumo ha aumentado del 9,6% en 2004 al 18,9% en 2018 en la UE (Comisión Europea, 2020). En España, el mix energético ha ido evolucionando en favor de las energías verdes desde 2007, y la generación con renovables ha alcanzado su cuota máxima en 2021, con casi la mitad de la energía producida proveniente de fuentes verdes (Figura I). El progreso ha sido muy notable, logrando reducir la huella de carbono del país de 0,39 a 0,14 toneladas de CO₂ (un 64%).

Figura I: Generación de energía de fuentes renovables en España (2007-2021)

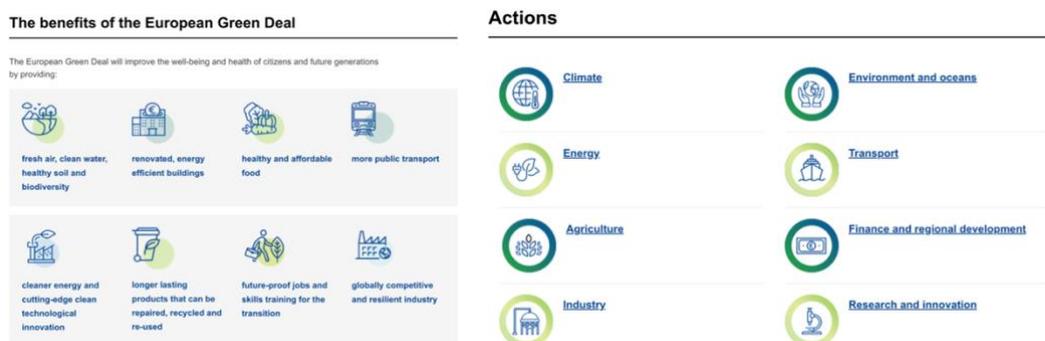


Fuente: Elaboración propia con datos de Red Eléctrica (REData), 2007-2021

El contexto europeo

De todos modos, a pesar de los apreciables avances en el uso de energías de fuentes renovables, los objetivos de los gobiernos occidentales son mucho más ambiciosos. La Unión Europea presentó en 2019 el European Green Deal (Pacto Verde Europeo), en el que se detallan las acciones a ejecutar y ámbitos a atacar para alcanzar cero emisiones netas para 2050 (Comisión Europea, 2019), ilustradas en la Figura II.

Figura II: Palancas y beneficios del European Green Deal



Fuente: Comisión Europea, 2019

Además, las renovables tradicionales cuentan con una limitación intrínseca que capta su capacidad de generación de energía. Esta limitación consiste en que la energía renovable está sometida a los factores ambientales. De esta manera, sólo se puede generar energía solar durante el día (Europa tiene de media 8,2 horas de sol al día (Prieto, 2017)), eólica cuando hace viento, etc... No sólo existen estas limitaciones esenciales, sino que ni optimizando la generación de energías renovables para almacenar la energía sobrante serviría para alcanzar ningún objetivo. Hoy por hoy, el almacenamiento de energía eléctrica a gran escala es tecnológicamente inviable, por no decir imposible (Protermosolar, 2019).

Estas limitaciones han llevado a la Unión Europea a considerar otras posibilidades que sustenten un mix energético que logre cumplir con los objetivos de cero emisiones netas para el año 2050. Por ejemplo, se ha conocido el 2 de febrero la noticia de que la Comisión Europea baraja considerar la energía nuclear y el gas natural en las actividades incluidas en la taxonomía de la UE hasta 2045 (European Commission, 2022) para acelerar la transición energética, considerando prácticamente *de facto* estas energías como verdes.

Por otro lado, la reciente invasión de Ucrania por parte de Rusia (Gardner, 2022) hace preocupar la dependencia energética de la Unión Europea de su gas natural, sobre todo tras las severas sanciones impuestas a Rusia, tales como la retirada de ciertos bancos rusos del sistema SWIFT y la congelación de activos rusos en el extranjero (European Council, 2022). Entre el 31-35% del gas consumido por la UE es de origen ruso y es transportado por los gasoductos Nord Stream I y II (BP, 2021). Es por ello por lo que las tensiones

geopolíticas podrían provocar un encarecimiento del gas y, por consiguiente, de los combustibles y la estructura de costes de los sectores.

Estas fricciones geopolíticas podrían acelerar la adopción plena de las energías renovables u otros sustitutos en el medio y largo plazo para diversificar las fuentes de energía. Especulaciones aparte, la Unión Europea ha basado su propuesta de modelo energético para 2050 teniendo en cuenta otro vector más: el hidrógeno verde.

3. El Hidrógeno

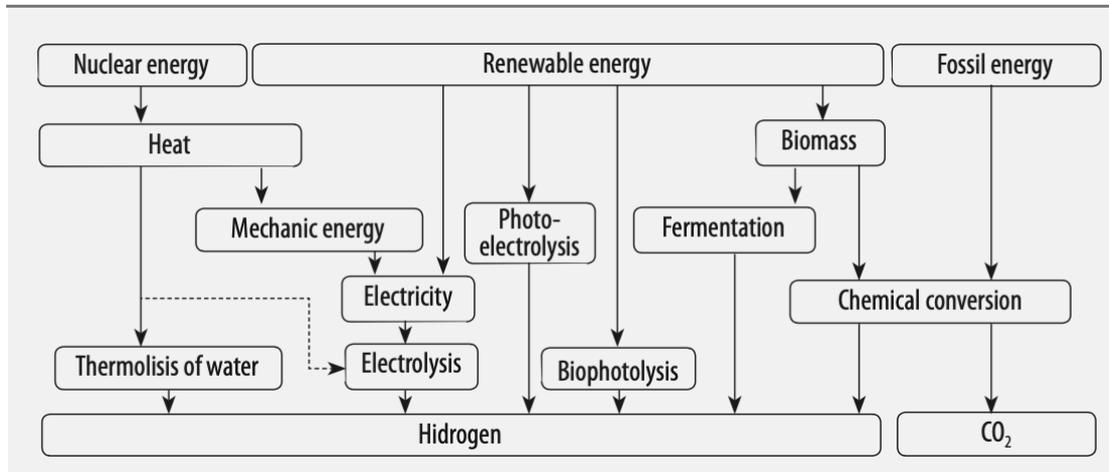
El hidrógeno es el elemento más abundante del Universo y la Tierra, aunque no se encuentra en la naturaleza de forma aislada (al menos en nuestro planeta), sino que combinado con otros compuestos tales como los hidrocarburos y el agua (Linares y Moratilla, 2007). Es por ello por lo que requiere de un proceso de transformación. Entre sus propiedades físicas, el hidrógeno posee una energía por unidad de masa muy alta, de hasta tres veces más que la gasolina (Linares y Moratilla, 2007), aunque su densidad, por el contrario, es bastante baja, por lo que para ser almacenado ha de ser sometido a muy altas presiones, generalmente de 200 a 700 bar (González 2010).

La característica que hace del hidrógeno un elemento excepcional para el mix energético actual es que es generador y almacenador de energía. Se trata tanto de un generador de energía como, más correctamente, un vector energético (Benjumea, s.f.), es decir, que puede almacenar energía que será liberada con posterioridad. Así, la energía eléctrica del hidrógeno puede ser liberada a través de una reacción química *in situ* o puede ser almacenada para ser utilizada en otras aplicaciones. Los procesos más generalizados para producir hidrógeno son los siguientes, según Linares y Moratilla (2007, pp. 31-50):

- Reformado: son los procesos más comunes, y pueden ser exotérmicos o endotérmicos, liberan o absorben calor respectivamente. Se clasifican en reformado con vapor de agua (SMR), oxidación parcial (POX) y reformado autotérmico (ATR).
- Pirolisis: consiste en la descomposición de un combustible sólido (carbón o biomasa) mediante calor y en ausencia de oxígeno.

- Gasificación: es la combustión en ausencia de oxígeno de un combustible, por ejemplo carbón, con el que se obtienen CO, CO₂, H₂ y CH₄.
- Electrólisis: rotura de la molécula de agua para obtener hidrógeno.

Figura III: Métodos de producción de hidrógeno

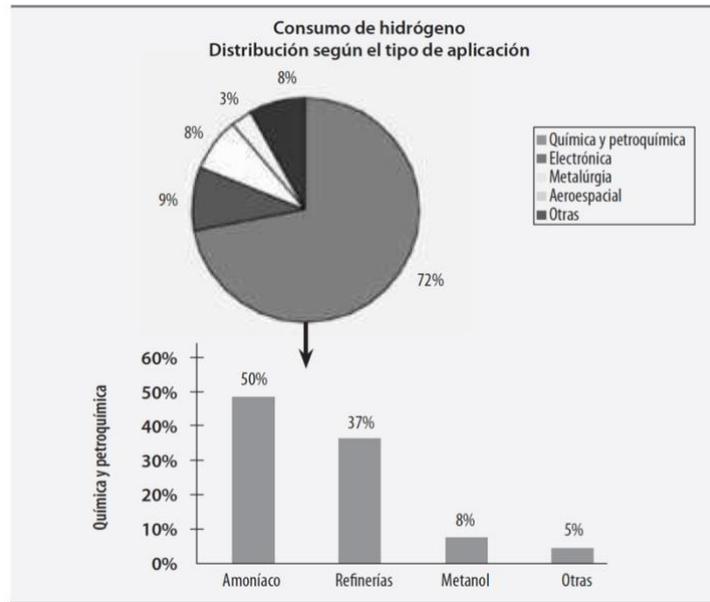


Fuente: Tomado de *El Hidrógeno y la Energía* (p. 31), por José Ignacio Linares Hurtado y Beatriz Yolanda Moratilla Soria, 2007. Colección Avances en Energía

Asimismo, es necesario diferenciar entre los tipos de hidrógeno, clasificados en colores de acuerdo con el tipo de energía utilizado para su producción aunque, irónicamente, el hidrógeno sea un elemento incoloro. Según Benjuemea (s.f.), distinguimos entre: a) H₂ gris, producido por fuentes no renovables como el carbón; b) H₂ azul, fruto de procesos con captura de dióxido de carbono; e c) H₂ verde, generado mediante electrólisis, es decir, a través de fuentes renovables. Otros artículos académicos mencionan otros colores de hidrógeno como el marrón y gris (AleaSoft, 2020), aunque generalmente se puede clasificar entre las tres categorías mencionadas.

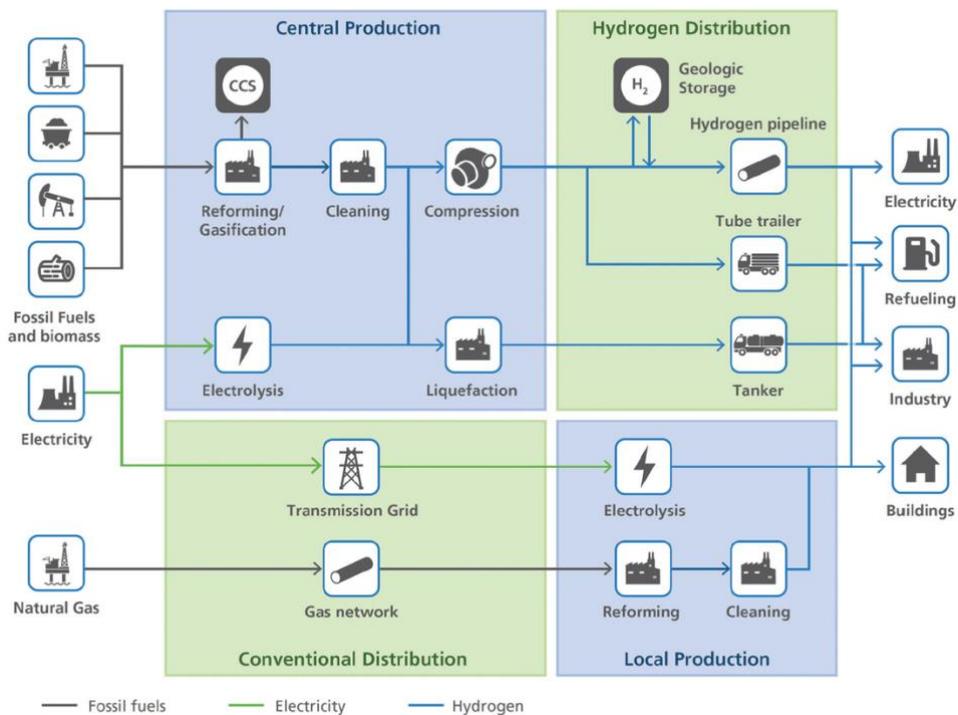
El hidrógeno lleva siendo utilizado en la industria española desde hace tiempo; de hecho, se consumen 500.000 toneladas de hidrógeno anualmente, especialmente en productos industriales y refinerías (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020). La Figura IV especifica las aplicaciones tradicionales del hidrógeno y, como se puede observar, orbitaban en torno a la industria química y petroquímica. La cadena de valor del hidrógeno, muy a grandes rasgos, se puede observar en la Figura V.

Figura IV: Consumo de H2 en España según su aplicación



Fuente: Tomado de *El Hidrógeno y la Energía* (p. 30), por José Ignacio Linares Hurtado y Beatriz Yolanda Moratilla Soria, 2007, Colección Avances en Energía

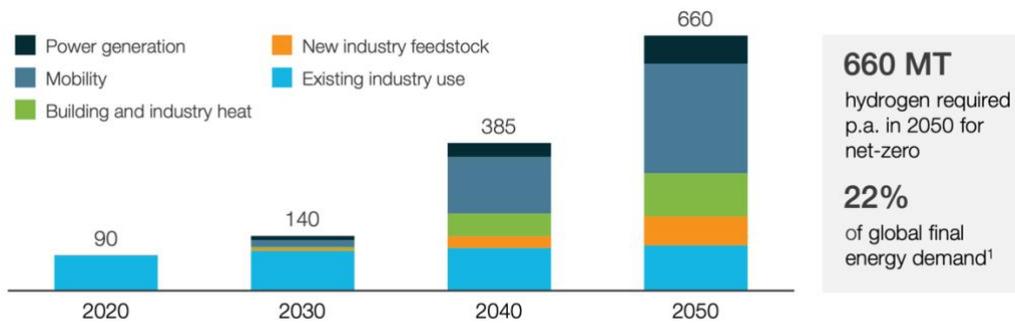
Figura V: Cadena de valor del hidrógeno verde



Fuente: Tomado de *The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system* (p. 14), por Iain Staffell et al., 2018, Energy & Environmental Science

Partiendo del uso tradicional del hidrógeno, se espera que pueda suplir parte de las necesidades energéticas que actualmente quedan relegadas a las fuentes de energía tradicionales (European Commission, 2020). Así, McKinsey (2021) estima que la demanda crecerá más de 6 veces en los próximos 20 años (Figura VI), lo que conllevaría una reducción de 7GT de CO₂, un 20% de las emisiones globales.

Figura VI: Estimación de la composición de la demanda de hidrógeno para 2050



1. IEA net-zero scenario with 340 EJ final energy demand in 2050. HHV assumed. Excluding power.

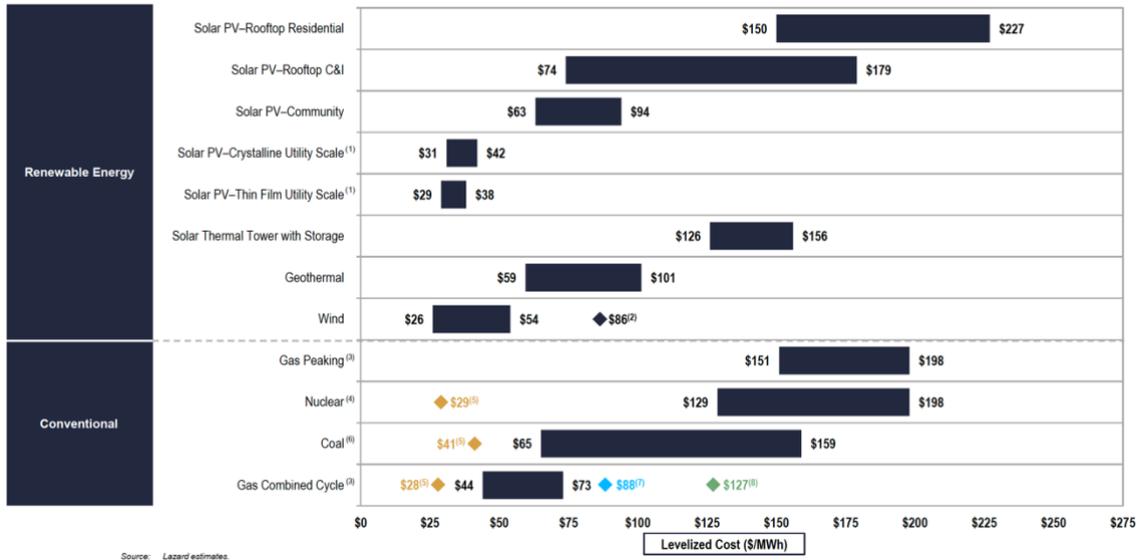
Fuente: Tomado de *Hydrogen for Net-Zero* (p. 13), por Hydrogen Council y McKinsey, 2021

La cadena de valor del hidrógeno, retos y oportunidades

La cadena de valor del hidrógeno se puede dividir en su producción, conversión y/o transmisión, dada su doble condición de fuente y vehículo de energía, y distribución (McKinsey, 2021). Sin embargo, no todo son buenas noticias para el H₂ verde: existen una serie de limitaciones que abarcan la cadena de valor.

En cuanto a la producción, la diferencia capital se encuentra comparando el H₂ verde con los sustitutos que existen en la actualidad, tal y como se puede observar en la Figura VII, en la que se especifica el LCOE (Levelized Cost Of Energy) en dólares por megavatio hora (MWh). En el momento de la elaboración del informe de Lazard (2020), el MWh de H₂ verde alcanzaba un coste de €140 (Linares, 2021), o \$168, muy por encima de las alternativas definidas.

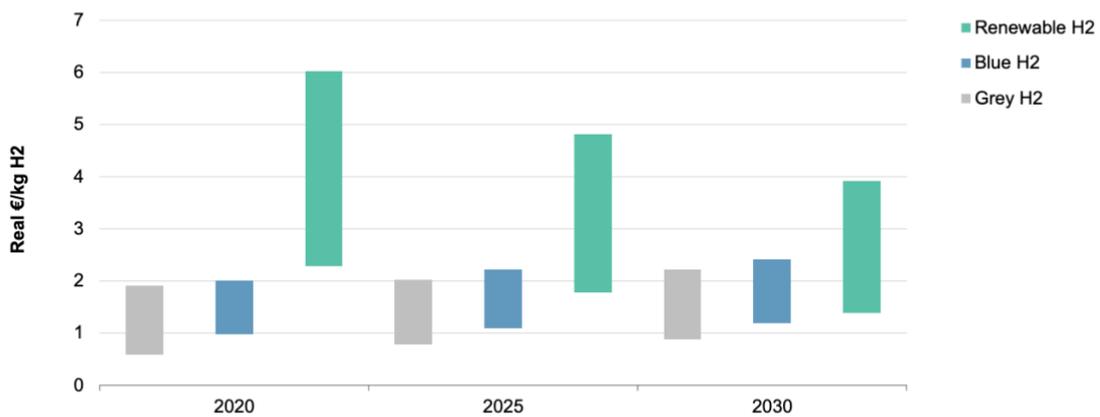
Figura VII: Coste de alternativas energéticas al H₂ verde por MWh



Fuente: Tomado de *Lazard Levelized Cost of Energy analysis, 2020*, por Lazard

No sólo entre sustitutos, sino que el hidrógeno también resulta más o menos competitivo dependiendo de su tipo. Así, el hidrógeno gris y azul es mucho más barato de producir que el hidrógeno verde (Schiavo y Nietvelt, 2020). En la Figura VIII se puede observar esta gran diferencia. Por ejemplo, el kilo de H₂ gris ronda los 1,5-2€ ya que, a pesar de que el carbón no es ilimitado (se estima que las reservas en la Tierra se agotarán en 200 años), es relativamente abundante y extendido geográficamente, por tanto, barato (Linares y Moratilla, 2007). El H₂ azul mantiene un coste similar. Mientras, el kilo de H₂ verde oscila entre los 2,5-6€, bastante mayor a las alternativas no renovables.

Figura VIII: Evolución del intervalo de costes de los tipos de H₂ hasta 2030

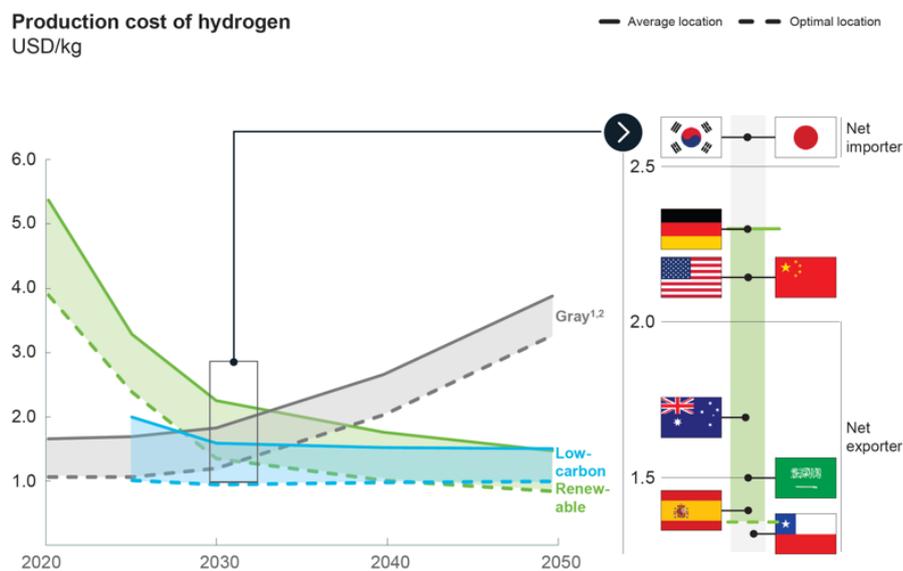


Fuente: Tomado de *How Hydrogen Can Fuel The Energy Transition*, por Massimo Schiavo y Karl Nietvelt, 2020, S&P Global Ratings

Es preciso indicar que en este gráfico se contempla un incremento del precio de los hidrógenos gris y azul, debido al descenso de la demanda inducido por la subida del precio de los derechos de emisión de CO₂ (Club Español de la Energía, 2021). Dado el año del informe, 2021, es factible pensar que el precio del H₂ gris no recoja el incremento del precio del gas fruto de las tensiones geopolíticas tras el conflicto con Rusia.

Además, McKinsey (2021) prevé un decremento de los costes del hidrógeno verde en los próximos diez años, alcanzando al hidrógeno gris en las regiones consideradas como óptimas. Estas aglutinan a países como España (Figura IX), que cuenta con una fuerte estructura de energías renovables, a definir con posterioridad.

Figura IX: Coste de producción de los tipos de hidrógeno hasta 2050 por países

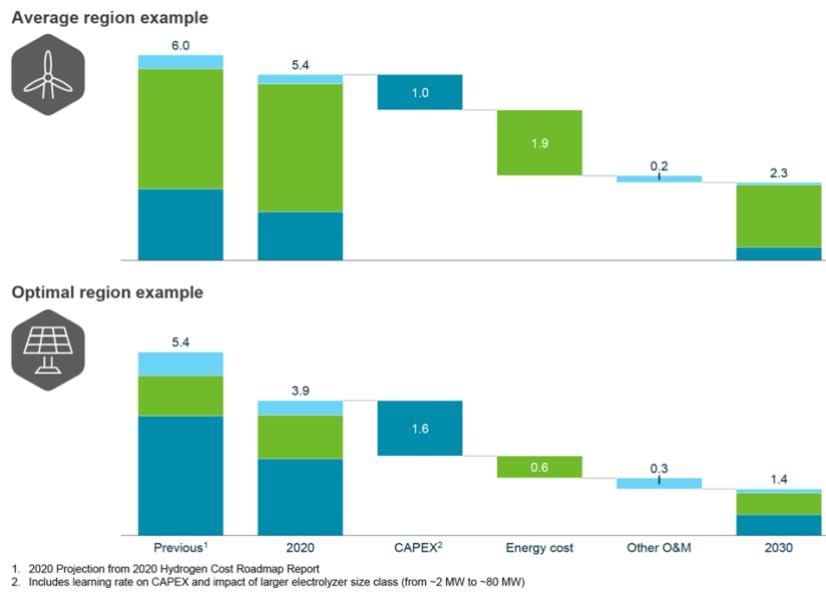


Fuente: Tomado de *Hydrogen Insights* (p. 13), por Hydrogen Council y McKinsey, 2021

Las palancas que movilizarían la reducción de costes de producción son las siguientes, ilustradas en la Figura X por tipo de región en la que se desarrollase la actividad (McKinsey, 2021, p. 12):

- Caída de entre 30-50% en los requisitos de CAPEX por economías de escala.
- Reducción en el coste de la energía (LCOE) por la expansión de las energías renovables, estimado en hasta un 15% en España, Chile y Oriente Medio.
- Incremento en la utilidad de los electrolizadores gracias a la centralización de la producción, mejor mix de renovables y optimización de diseño.

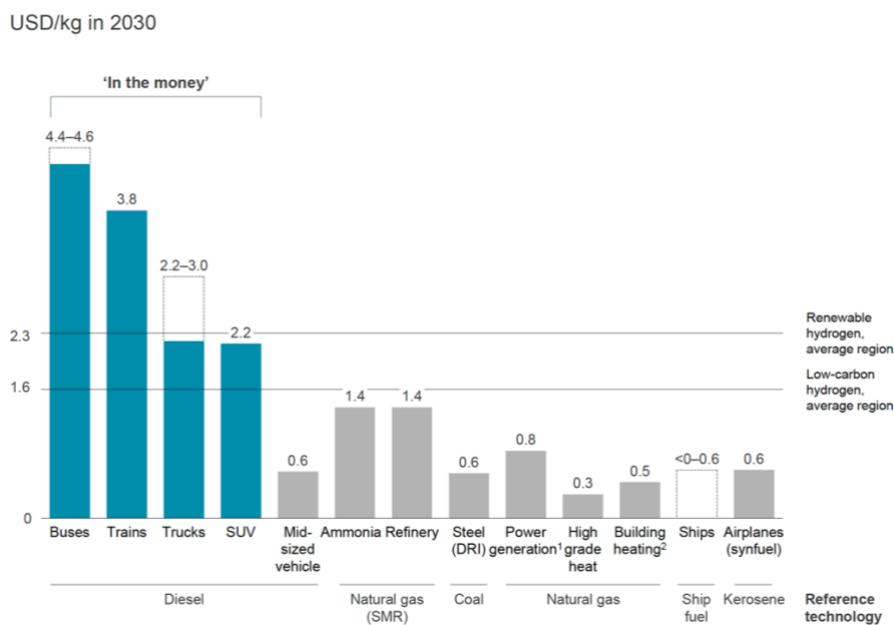
Figura X: Escenarios de reducción de coste por palanca en regiones promedio y óptima



Fuente: Tomado de *Hydrogen Insights* (p. 14), por Hydrogen Council y McKinsey, 2021

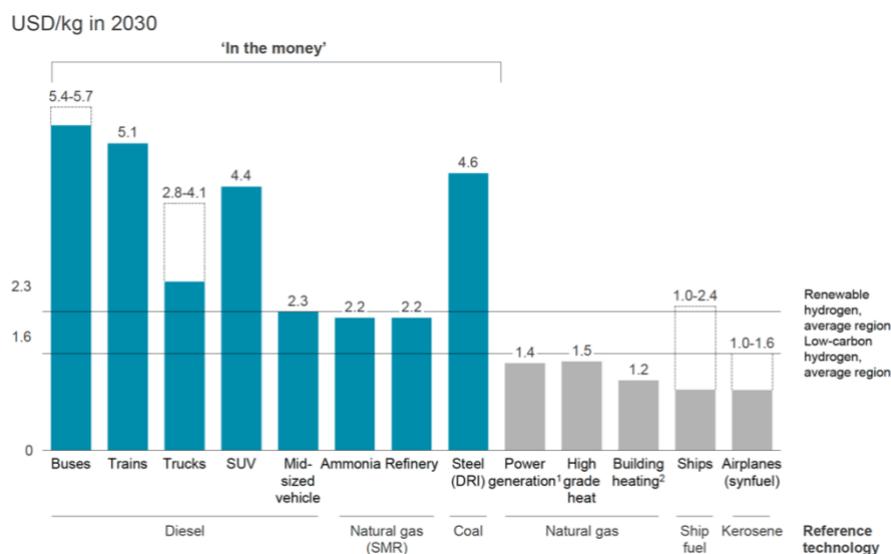
Además, McKinsey (2021) proporciona una visión más amplia al considerar la evolución del precio del hidrógeno verde y los desincentivos a las energías más contaminantes. En las Figuras XI y XII se observa el incremento en competitividad del H₂ renovable en 2030 una vez se consideran los costes de los derechos de emisión de CO₂.

Figura XI: Coste del hidrógeno verde para aplicaciones finales en 2030 sin costes de derechos de emisión de CO₂



Fuente: Tomado de *Hydrogen Insights* (p. 27), por Hydrogen Council y McKinsey, 2021

Figura XII: Coste del hidrógeno verde para aplicaciones finales en 2030 considerando derechos de emisión de CO₂ de 100\$/tonelada

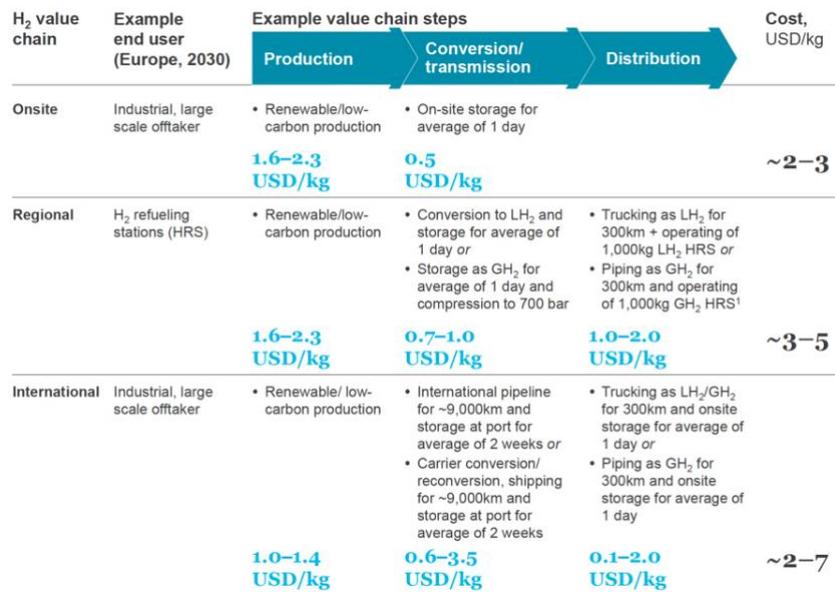


Fuente: Tomado de *Hydrogen Insights* (p. 28), por Hydrogen Council y McKinsey, 2021

Además de estas perspectivas, es interesante analizar también desarrollos recientes en la tecnología de producción de hidrógeno, tales como el de la empresa Hysata en colaboración con la Universidad de Wollongong. Según el artículo (Hodges, 2022, p. 1), “esta célula de electrólisis [...] demuestra un rendimiento superior [...], lo que equivale a una eficiencia energética del 98%”. La eficiencia de los procesos típicos de producción de hidrógeno oscila entre un 46 y 72% (Staffell et al., 2018). Esto supondría reducciones importantes en el CAPEX y especialmente en el OPEX de las operaciones. Sin embargo, este desarrollo forma parte de la especulación responsable, aunque resulta prometedor.

Como se puede deducir, la probable reducción de costes de producción del hidrógeno verde desplaza el foco de mira a la distribución. McKinsey (2021) contempla tres modelos dado el alcance geográfico (Figura XIII), identificando entre la vía de las tuberías por las que se transporta actualmente el gas y la distribución por tierra en camiones. Existe también la posibilidad de transportar el hidrógeno por ferrocarril y barco (Linares y Moratilla, 2007).

Figura XIII: Cadena de valor del hidrógeno por alcance de distribución



Fuente: Tomado de *Hydrogen Insights* (p. 18), por Hydrogen Council y McKinsey, 2021

A medida que se generalice la industria del H₂, su transporte requerirá una infraestructura diferente y a una escala mucho mayor. A pesar de que pueda parecer un gran limitante para el desarrollo del hidrógeno, Linares y Moratilla (2007, p. 79) afirman que:

Actualmente (y desde hace unos 50 años) existen unos 1.500km de “hidrogenoductos” en EE.UU., Alemania y Francia, principalmente. Los gaseoductos convencionales para gas natural admiten una mezcla de hidrógeno en gas natural de entre el 5 y el 30%. Y la construcción de gaseoductos para hidrógeno no supone un gran inconveniente ni técnico ni económico.

Alternativas con mayor materialidad en cuanto a la distribución de hidrógeno verde se pueden encontrar en el proyecto HyWAYS de la Unión Europea. Se describen las siguientes posibilidades (European Commission, 2008, p. 26):

- Remolques con hidrógeno gaseoso comprimido. Los remolques con H₂ comprimido se utilizan para un suministro flexible para la pequeña y mediana demanda.
- Remolque/contenedor con hidrógeno licuado. Los remolques/contenedores de H₂ líquido se utilizan para un suministro flexible de una demanda media y grande
- Tuberías con hidrógeno gaseoso (ya sea gas enriquecido con hidrógeno o hidrógeno puro). Las tuberías se utilizan para el suministro de una demanda elevada y continua.

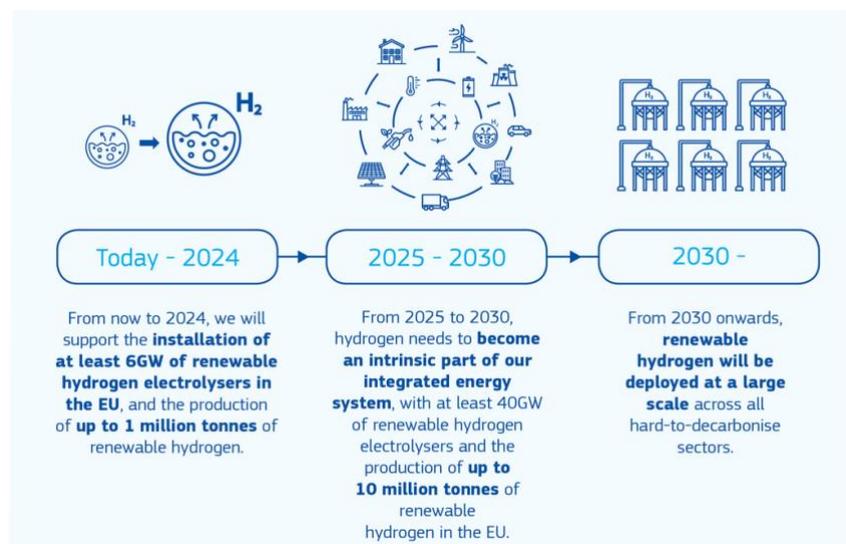
- Suministro/producción in situ de hidrógeno (mediante reformado o electrólisis). Los métodos de producción in situ se utilizan en zonas que carecen de un sistema centralizado de producción y suministro.

En definitiva, podemos observar que la cadena de valor del hidrógeno aún requiere un gran desarrollo por delante, aunque existe una motivación para acelerar esta transición. Es por ello por lo que se precisa analizar los estímulos que recibirá este combustible a lo largo de los próximos 30 años.

4. La Estrategia Europea

Dadas las oportunidades que pueden surgir de este combustible, la Unión Europea y otros Estados han centrado sus miras en el desarrollo de las capacidades de la cadena de valor del hidrógeno para alcanzar sus objetivos de reducción de emisiones. En concreto, la UE cuenta con su propia estrategia (Figura XIV), desglosada en tres fases, para el desarrollo del hidrógeno renovable (Comisión Europea, 2020). Según el plan, se pretende alcanzar una producción de 6GW de H₂ renovable para 2024, aumentando progresivamente hasta los 40GW en 2030 e ir descarbonizando las industrias que más sufran la transición a partir de ese año, con la ambición de que el hidrógeno verde emplease el 25% de la electricidad renovable.

Figura XIV: Etapas de la estrategia europea del hidrógeno



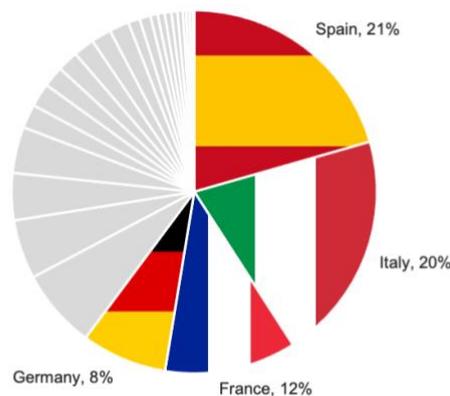
Fuente: Comisión Europea, 2020

Los fondos de recuperación europeos

Esta balanza entre obstáculos y potenciales oportunidades del H₂ verde es lo que ha motivado a la Unión Europea a lanzar ayudas a la transición energética de la mano de los fondos anunciados con motivo de la gran crisis sufrida por la pandemia del COVID-19. Tanto el incremento en el presupuesto comunitario como los fondos específicos suponen el mayor estímulo que ha vivido la Eurozona en toda su historia (Comisión Europea, 2020). En concreto, las ayudas inmediatas para paliar la crisis de la pandemia se enmarcan en el programa bautizado como NextGeneration EU, con una dotación de 807.000 M€, cuya mayoría se destinará al Mecanismo de Recuperación y Resiliencia, un total de 723.800 M€ distribuidos entre subvenciones directas y préstamos (Gobierno de España, 2021).

Dentro de estas ayudas se encuentran, en los formatos mencionados, apoyos para inversiones para la transición energética, a distribuir por los Estados receptores alineados con los ámbitos definidos por la UE (Deloitte, 2020): la transformación digital, transición ecológica, cohesión social y territorial, e igualdad. Como se puede observar en la Figura XV, España e Italia son los países que capitalizan la inmensa mayoría de los fondos, lo que supone una grandísima oportunidad para inversores que busquen beneficiarse económicamente en estos países.

Figura XV: Distribución de los fondos de recuperación europeos por país



Fuente: Elaboración propia con datos del Plan de recuperación para Europa, 2020

La estrategia del hidrógeno verde soportado por las ayudas de la UE sienta sin lugar a duda el camino para un desarrollo acelerado de la cadena de valor de este combustible, es decir, desde la oferta. Sin embargo, se ha de tener también en cuenta la demanda por

parte de los consumidores. Las empresas que reciban los fondos basarán su proceso productivo, al igual que cualquier otra empresa, en los beneficios futuros que esperan conseguir de los consumidores. Es decir, precios determinan los costes, y las empresas han de contar con cierta certeza en lo que a demanda se refiere.

El estímulo europeo en España, el instrumento de los PERTEs

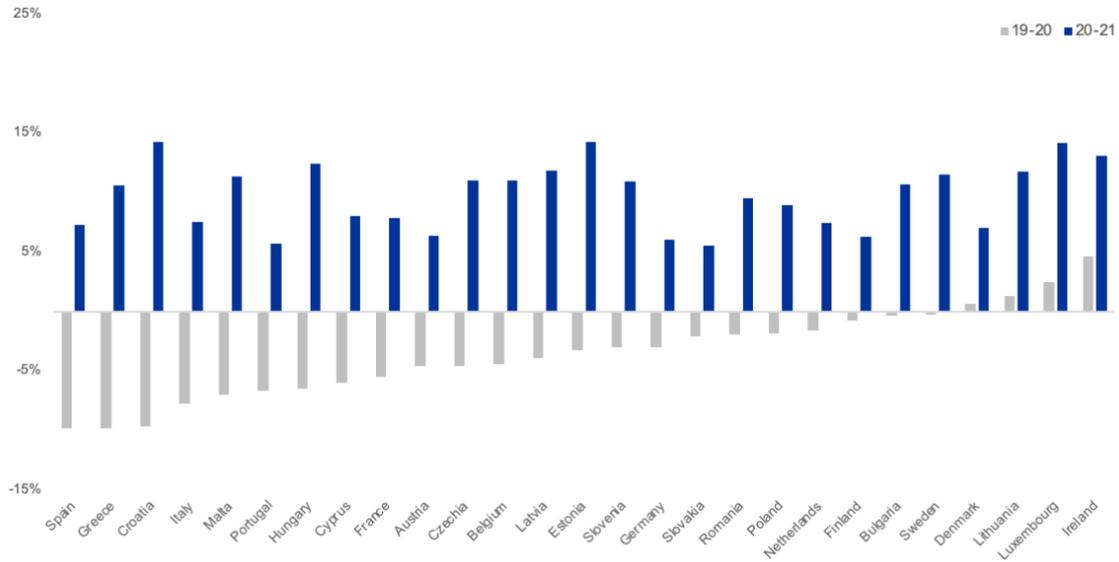
En el caso de España, como se ha comentado anteriormente, es el país en el que se ha destinado la mayor parte de los fondos de la Unión Europea, seguido por Italia. Cierta parte de estos fondos se van a dedicar a la mejora integral de la infraestructura actual del hidrógeno, y se va a apoyar la transición al uso del hidrógeno renovable (Gobierno de España, 2021). De hecho, el McKinsey (2021) visualiza a España como uno de los *hubs* del hidrógeno verde, y una de las aspiraciones es que la península produzca 3,6M de toneladas de H₂ verde al año a partir del año 2030 (McPhy, 2021).

Dejando constancia de la magnitud e importancia de la empresa y las oportunidades empresariales que pueden surgir en torno al desarrollo de la cadena de valor del H₂ verde, debemos examinar la logística de articulación de los Fondos de Recuperación Europeos en nuestro país. En el caso que nos ocupa, las ayudas se distribuirán de acuerdo con las pautas especificadas en un mecanismo denominado PERTE (Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica). Estos son una serie de instrumentos dirigidos por el Estado Español bajo el paraguas del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (Gobierno de España, 2021). Este último es un documento que recoge las medidas económicas a aplicar para paliar el impacto económico provocado por la crisis del coronavirus en el corto plazo, e impulsar una transformación estructural y digital en el medio y largo plazo (Gobierno de España, 2021).

La crisis del coronavirus ha tenido (y sigue teniendo) una incidencia muy profunda en la economía española en comparación con el resto de países europeos (Figura XVI). El impacto del confinamiento en el momento álgido de contagios y las limitaciones impuestas a la actividad económica supusieron un duro golpe a la estructura productiva española (DW, 2021), especialmente a las pequeñas y medianas empresas, que suponen más del 99% de las empresas en España (Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, 2021). Muchas de ellas tuvieron que recurrir a reducciones de plantilla a través del

mecanismo de los ERTE, mientras que muchas otras se vieron abocadas al cierre permanente.

Figura XVI: Variación del PIB de los países de la UE entre 2019 y 2021



Fuente: Elaboración propia con datos de EuroStat, 2019-2021

Dada la frágil situación de España, los PERTES surgen como instrumentos con objetivos que aglutinan proyectos estratégicos en distintos ámbitos aportando fondos para desarrollar la economía española (Gobierno de España, 2021). Están fundamentados en la colaboración público-privada. Hasta la fecha se han aprobado cuatro para: a) Desarrollo del vehículo eléctrico y conectado, b) Salud de vanguardia, c) Energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento, y d) Agroalimentario.

El PERTE de Energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento se aprobó en el Consejo de Ministros el 14 de diciembre de 2021, y cuenta con un stock (junto con el PERTE para el desarrollo del vehículo eléctrico y conectado) del 40% de las inversiones del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (Gobierno de España, 2021). Contiene una serie de medidas que conforman la estrategia a seguir para la implantación del hidrógeno verde conforme a los objetivos de la UE (Figura XVII), a su vez materializado por las sucesivas convocatorias de fondos que están definidas en el momento (Tabla I).

Figura XVII: Estructura PERTE de Energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento



Fuente: Tomado de *PERTE de Energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento* (p. 5), por el Gobierno de España, 2021

Tabla I: Lista de convocatorias financiadas por los fondos de recuperación europeos

Convocatorias definidas	Estado	Importe
Subvención directa PLOCAN_MRR_Energía e hidrógeno renovable	Hasta 30/9/2024	6 M€
Primera convocatoria del programa de incentivos a proyectos pioneros y singulares de hidrógeno renovable (Programa H2 PIONEROS)	Desde 7/3/2022	150 M€
Primera convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de I+D de almacenamiento energético	Desde 8/3/2022	50 M€
<i>Programa de incentivos 1:</i> Capacidades, Avances Tecnológicos e implantación de líneas de ensayo y/o fabricación	Desde 8/3/2022	30 M€
<i>Programa de incentivos 2:</i> Diseño, demostración y validación de movilidad propulsada por hidrógeno	Desde 8/3/2022	80 M€
<i>Programa de incentivos 3:</i> Grandes demostradores de electrólisis y proyectos innovadores de producción de hidrógeno renovable	Desde 8/3/2022	100 M€
<i>Programa de incentivos 4:</i> Retos de investigación básica-fundamental, pilotos innovadores y la formación en tecnologías habilitadoras	Desde 8/3/2022	40 M€

Fuente: Elaboración propia con datos del Gobierno de España, 2021

Se estima que este PERTE movilizará de forma directa más de 16.300 M€, y podrá generar hasta 280.000 empleos en su extensión (Gobierno de España, 2021). Esto supone una gran oportunidad para la transformación integral de España, y también para los distintos stakeholders que quieran formar parte de este cambio. Entre ellos se encuentra también el propio tejido productivo español, ya que el PERTE no discriminará en el reparto de ayudas por tamaño de la empresa, sin que las grandes empresas capitalicen la totalidad de las ayudas (Gobierno de España, 2021).

Estas ayudas generan un evidente interés en las empresas energéticas españolas, que han lanzado recientemente sus propuestas de proyectos y estrategia integral para obtener financiación de este PERTE. Destaca, por ejemplo, la estrategia integral de Endesa, que aprovechará el acceso a la red de plantas de carbón cerradas para lanzar 23 proyectos diferentes para el hidrógeno verde (Endesa, 2021).

Otro de los elementos complementarios del desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno en España se define en la Hoja de Ruta del Hidrógeno, un documento más general publicado en 2020 que hace eco de la estrategia europea y las oportunidades que surgen en nuestro país con la implantación del hidrógeno verde (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020).

Como se puede intuir de la revisión de literatura con respecto al hidrógeno, existen una gran cantidad de oportunidades para inversores aprovechando el estímulo europeo a la par que Europa avanza a un futuro más sostenible. Resulta evidente que la mayor parte de desarrollo sucederá en países como España, que no solo ha capitalizado una parte muy importante de los fondos europeos, en parte dedicados a la transición energética, sino que además su estrategia está concebida con el objetivo de convertir a nuestro país en uno de los *hubs* europeos del hidrógeno verde (McKinsey, 2021).

Es por ello por lo que resulta de vital importancia para los diferentes stakeholders conocer la estrategia del H₂ verde y, específicamente, a los inversores de toda condición conocer dónde concretamente se encuentra el negocio más rentable. La mayoría de este conocimiento está contenido en el ámbito empresarial y, como ya sabemos, el conocimiento empresarial es privativo y disperso, es tácito y no articulable. (Huerta de Soto, 1992). Es por tanto por lo que existe una necesidad de ahondar en la investigación

de los modelos de negocio que surgen del hidrógeno verde y, sobre todo, materializar y dar certezas sobre los resultados concretos de una empresa de tal magnitud, respuesta que resulta capital tanto para las decisiones de los inversores como para el debate en la comunidad investigadora.

5. Inversión en hidrógeno verde, la cadena de suministro

Como ya se ha adelantado, una de las preguntas que se podría hacer un inversor que pretendiese invertir en proyectos relacionados con el hidrógeno aprovechando las ayudas sería, entre otras, dónde en la cadena de valor. La respuesta a esta pregunta es de importancia capital ya que, a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno, las actividades que se desempeñan no suponen la misma oportunidad y, por tanto, la misma rentabilidad. Este apartado se dedicará a responder esta pregunta.

Como bien se ha definido con anterioridad, la cadena de suministro del hidrógeno verde pasa por la producción, conversión/transmisión y distribución para sus usos finales (McKinsey, 2021). Para analizar la competitividad de cada una de estas fases podemos seguir algunos elementos del framework de las 5 Fuerzas de Porter. En concreto se buscan actividades dentro de la cadena de suministro en las que se puedan construir ventajas competitivas sólidas y que presenten un crecimiento sostenido. También se tendrá en cuenta la cuantía de las convocatorias del PERTE de energías renovables.

Por consiguiente, el foco en las ayudas europeas limitará el análisis a la cadena de valor del hidrógeno verde. El análisis se lleva a cabo en España, el foco que tiene el presente trabajo. Una vez tenidas en cuenta estas restricciones, podemos proceder al análisis:

Producción

Como se adelantó con anterioridad, la producción de hidrógeno verde requiere de un desarrollo muy importante en cuanto a estructura se refiere para ser competitivo contra el resto de los tipos de H₂ y las demás alternativas, tal y como se observa en el estudio del LCOE de Lazard (2020).

McKinsey (2021) estima que el coste de producción de hidrógeno verde se verá reducido entre un 60 y 76% dependiendo de si se realiza en una región óptima o en una región promedio. Las palancas que intervendrán se resumen en la Tabla II.

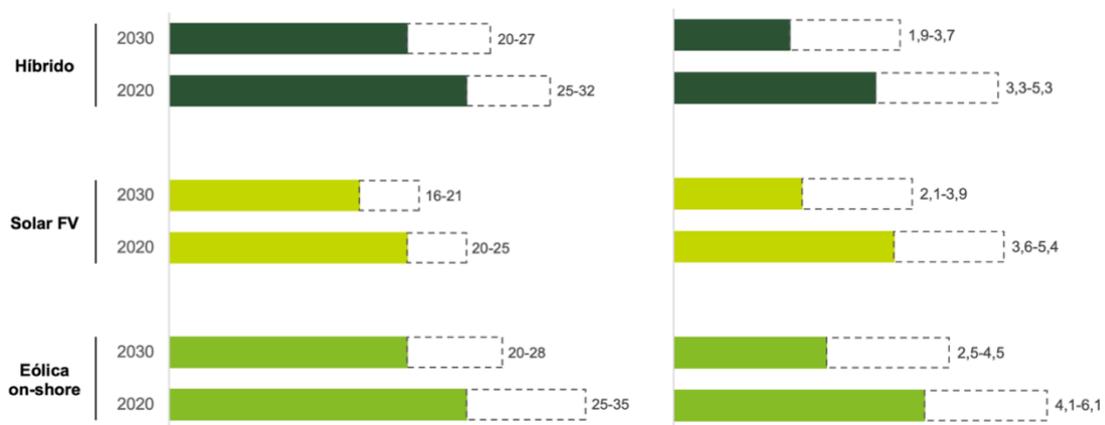
Tabla II: Coste de producción del H₂ verde en escenarios promedio y óptimo para 2030

Componente	USD/kgH ₂ E. Promedio	USD/kgH ₂ E. Óptimo	% Red.	Coste estimado para 2030
CAPEX	1,35	2,18	80%	0,26 – 0,60
Coste de la energía	3,60	1,27	50%	1,76 – 0,70
Otros gastos operativos	0,45	0,45	40%	0,26 – 0,10
Coste de producción H₂	5,40	3,90		2,30 – 1,40

Fuente: Elaboración propia con datos de *Hydrogen Insights*, por Hydrogen Council y McKinsey, 2021

En cuanto al coste de la energía, o Levelized Cost Of Energy (LCOE), McKinsey y Lazard (2021, 2022) complementadas con otras fuentes como, Bloomberg NEF, Red Eléctrica Española (REE) e IRENA (2020), se alcanzan los resultados esperados, expuestos en la Figura XVIII. Esta evidencia las oportunidades que existen en una localización óptima como España, en la que el mix entre energía eólica y solar fotovoltaica permite alcanzar un coste del H₂ verde de 1,9€ por kg ya en 2030.

Figura XVIII: Coste en euros por MWh (izquierda) y kg de hidrógeno verde asociado (derecha) en 2020 y 2030, distinguiendo tipo de tecnología



Fuente: Elaboración propia con datos de Monitor Deloitte, 2021

En cuanto al CAPEX, a pesar de que las tecnologías de electrólisis tradicionales (PEM y alcalina) están generalizadas y ya maduras, aún se consideran bastante caras (IRENA, 2020). Es gracias a la optimización de costes y la mayor escalabilidad (McKinsey, 2021), además del mayor la mayor capacidad de su núcleo (IRENA, 2020) que los electrolizadores están experimentando bajadas sin precedentes en su coste. Paralelamente, se espera que también los costes operativos (OPEX) caerán en los próximos 30 años.

Dejando constancia que los costes de producción del hidrógeno verde caerán de una manera notable en el período de tiempo examinado, y con perspectivas de seguir reduciéndose, esto hace que se convierta en esencia en una *commodity*, es decir, un producto cuya vasta disponibilidad se traslada a menores márgenes y, por tanto, un foco en una estrategia de costes (Merriam-Webster, s.f.). Esto provocará que las grandes oportunidades de beneficio empresarial se reduzcan a la par que el precio del H₂ por la competencia entre productores.

Es cierto que la capacidad actual en España de H₂ gris tenga grandes barreras de salida la hora de transicionar a la producción desde fuentes renovables, lo que podría suponer una menor adopción del hidrógeno verde y por ende una falta de agentes que garanticen la competencia. A la par de este hecho, se puede afirmar que las barreras de entrada para la producción de H₂ verde son un elemento para considerar. Podemos clasificarlas en:

- *Escala de operaciones*: ya que el hidrógeno verde requiere de considerables economías de escala para alcanzar los objetivos de coste (McKinsey, 2021), esta barrera deja atrás a muchas pequeñas empresas que no podrían conseguir un coste competitivo para su producto, no alcanzando una masa crítica.
- *Capacidades de I+D*: a la par que se desarrolla la industria del H₂, paralelamente existen esfuerzos por parte de la comunidad científica para desarrollar la tecnología de producción de hidrógeno. Un ejemplo claro es el estudio publicado por Hodges, Hoang, Tsekouras et al. (2022), en el que se mejora el medio de la electrólisis para alcanzar rendimientos del proceso del 95%, muy superiores a los actuales. Para lograr anticiparse, o al menos adaptarse, a estos cambios de tecnología es necesario un conocimiento tecnológico y capacidades de innovación bastante fuertes.

- *Necesidades de financiación:* finalmente, para poder gozar tanto de escala en operaciones como de capacidades de I+D, es claramente fundamental un músculo financiero sólido. Esto queda al alcance de aquellas empresas con un gran pool de recursos que puedan invertir.

En definitiva, la producción de hidrógeno verde es una etapa de la cadena de valor muy competitiva y con barreras de entrada a considerar. Podría resultar atractivo para empresas que ya gocen de una posición privilegiada en ella, y que pudieran aprovecharse de los avances tecnológicos para ofertar el H₂ más barato y por tanto acaparar más cuota de mercado. En cuanto a las necesidades de financiación, el 1^{er}, 3^{er} y 4^o programa de incentivos del PERTE serían los más indicados para esta fase de la cadena, y aglutinan la apreciable cuantía de 170 M€ en ayudas.

Sin embargo, examinando las aspiraciones que tiene la Unión Europea y España, además de las dinámicas que surgirían naturalmente de la alta competitividad que se ha observado, contribuirían a que el H₂ verde se perciba como una *commodity*, como podría ser el trigo o el oro. Por esta razón se esperarían comportamientos propios de una, presentando márgenes más bien bajos y, por ende, bajas posibilidades de crecimiento en términos operativos (Merriam-Webster, s.f.). Es por ello por que no resultaría la fase de la cadena de valor más atractiva para invertir.

Conversión/transmisión

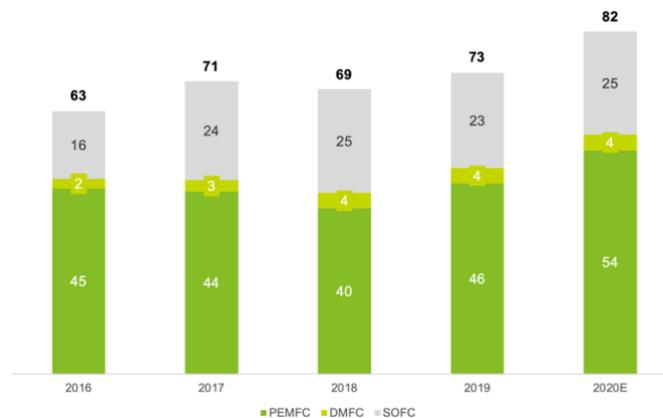
La actividad de conversión o transmisión del H₂ se enmarca en su doble naturaleza de generador de energía y ‘vector energético’. Nos encontramos entonces ante dos posibilidades: a) convertir el hidrógeno en energía eléctrica que vaya a ser utilizada *in situ*, o b) transmitir y almacenar el hidrógeno para otra aplicación final (McKinsey, 2021).

En el caso de la conversión, el proceso consistiría en que el hidrógeno sería sometido a una reacción química controlada para que la corriente eléctrica sea liberada y suministrada a una carga externa (Benjumea, s.f.). Este proceso requeriría hidrógeno y un oxidante, tradicionalmente oxígeno, por lo que produciría además agua. Este proceso es bastante generalizado, ya que la pila de combustible es una tecnología que lleva en desarrollo casi 200 años, tras su invención en el año 1839 (Deloitte, 2020). Las más utilizadas hoy en día, sobre todo para usos finales como el transporte y necesidades

energéticas a pequeña escala (Alves, Bley, Niklevicz et al; 2013) son las pilas de combustible poliméricas, o PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell).

La cadena de valor de las pilas de combustible es intensiva en capacidades tecnológicas, razón por la cual el coste de estas se ha reducido progresivamente, aunque requiere de mayores descensos para resultar competitivo (McKinsey, 2021). En general, la demanda global de pilas de combustible PEM está en pleno ascenso, incluso a pesar de los efectos económicos de la pandemia (E4tech, 2020). La Figura XIX evidencia tanto el crecimiento como la preferencia por las PEMFC.

Figura XIX: Envíos globales de pilas de combustible por tecnología (en miles)



Fuente: Elaboración propia con datos de The Fuel Cell Industry Review (p. 40), por E4tech, 2020

El I+D resulta un *driver* fundamental en esta fase de la cadena también, ya que aunque las PEMFC, SOFC y MCFC están inmersas en un desarrollo muy rápido, Alves et al. (2013) afirman que no son productos completamente comerciales por el momento, sino más bien prototipos avanzados.

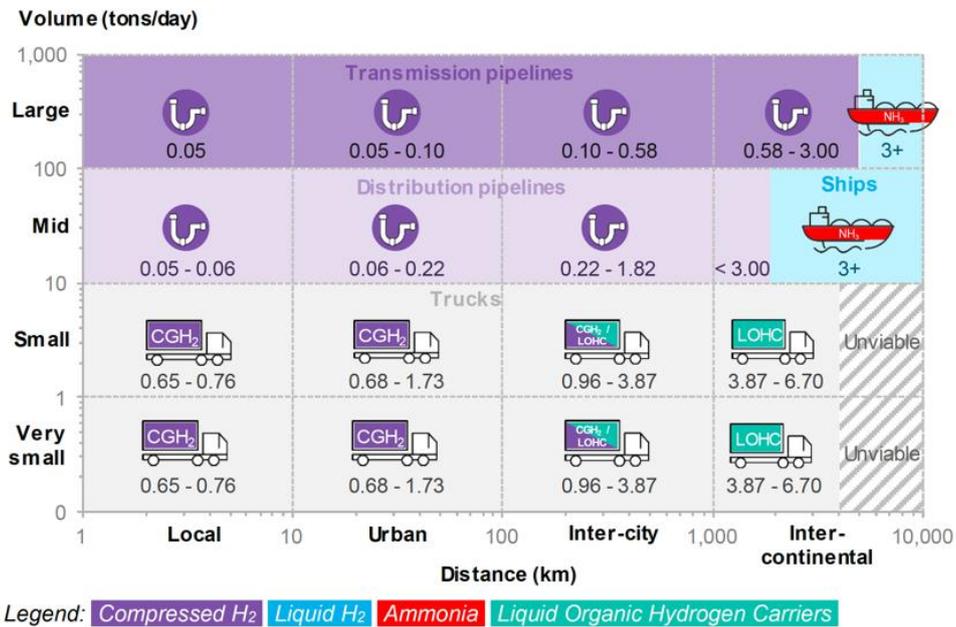
En cuanto al almacenamiento de hidrógeno, las tecnologías más maduras lo contemplan en formato gaseoso, líquido y junto con hidruros metálicos, principalmente (Linares y Moratilla, 2007). La alternativa por defecto es el hidrógeno comprimido (gaseoso), aunque para ciertos aplicativos como el transporte a gran escala el H₂ líquido es una mejor alternativa (McKinsey, 2021). Recordemos que el H₂ es un elemento con una densidad por unidad de volumen bastante baja, por lo que ha de ser almacenado a muy altas presiones, generalmente de 200 a 700 bar, dependiendo del nivel de sofisticación de los equipos.

En definitiva, estamos ante una parte de la cadena de valor en la que se espera una alta competitividad si se sigue la estrategia de convertir al H₂ en una *commodity*, en la que además se puede intuir unas altas barreras de entrada dado el alto componente de I+D y capacidades técnicas requeridas para entrar en la industria. Además, únicamente podría capitalizar 90 M€ del PERTE, a través de la Primera convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de I+D de almacenamiento energético y el 4º programa de incentivos, por lo que no resulta el lugar más atractivo para invertir.

Distribución

En cuanto a la distribución de hidrógeno, dentro de la geografía española se contemplan el transporte por carretera y a través de gaseoductos compatibles o específicos (Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico, 2022). En general, la distribución de H₂ no requiere de procedimientos especialmente complicados; simplemente se ha de elegir el formato más óptimo para su transporte dependiendo de la distancia y carga. Bloomberg NEF (2020) recoge las distintas posibilidades en la siguiente matriz (Figura XX):

Figura XX: Medio de distribución del H₂ por defecto por escala de operaciones

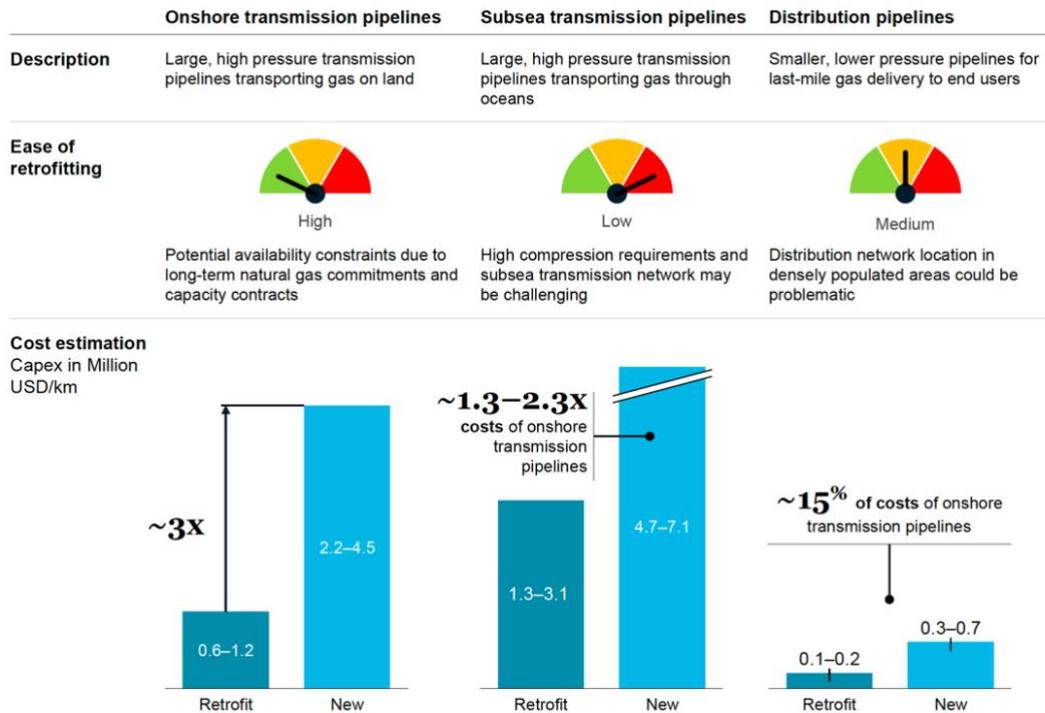


Fuente: Tomado de Hydrogen Economy Outlook (p. 4), por BloombergNEF, 2020

Como se puede observar, la opción de la red de gasoductos es de las más óptimas en términos de coste, aunque actualmente están habilitados para el transporte de gas natural (Linares y Moratilla, 2007). Se requeriría de una gran inversión en algunos de ellos para

garantizar su compatibilidad con el hidrógeno. McKinsey (2021) explicita la diferencia entre invertir en la compatibilización de la red actual o crear una nueva infraestructura, mostrando una mayor compatibilidad el gasoducto terrestre (Figura XXI).

Figura XXI: Análisis de retrocompatibilidad de la red de gasoductos



Fuente: Tomado de Hydrogen Insights (p. 21), por Hydrogen Council y McKinsey, 2021

A la distribución del hidrógeno se le suma el mismo problema que a las fases de producción y almacenamiento: siguen en fase de desarrollo y, por tanto, requieren de un inmenso músculo financiero y conocimiento que sólo se podría adquirir de manera rápida por medios inorgánicos. Además, la cuantía de las ayudas del PERTE no alcanzarían más de 40 M€, ya que sólo se podría optar al 4º programa de incentivos.

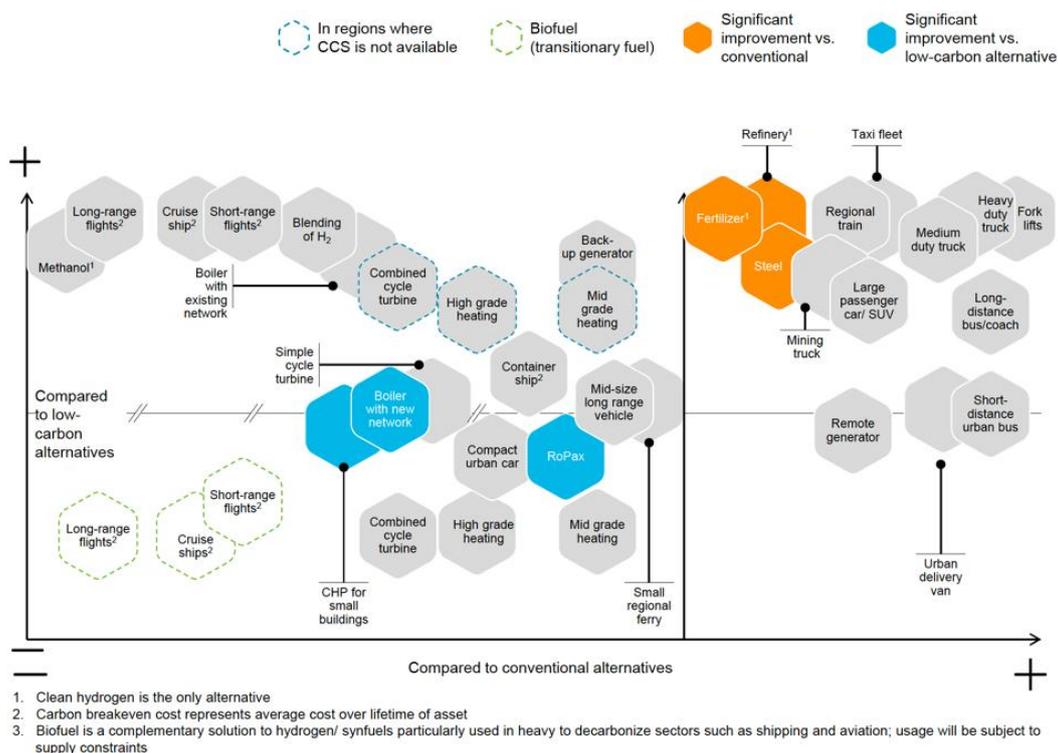
En definitiva, la entrada a esta parte de la cadena de valor supone tratar de superar las altas barreras de entrada que existen en la actualidad para que a la larga sea una actividad que no aporte un valor añadido extraordinario, que se verá influido por las dinámicas competitivas de los agentes.

Usos finales

Dada la alta competitividad que puede surgir en torno a los eslabones de la cadena de suministro expuestos, podemos inferir que se trata de pasos con el riesgo de presentar unos márgenes poco atractivos para los inversores. Es por ello por lo que examinamos las actividades que surgirán alrededor de los usos finales de este combustible, que son aquellos en los que nos podemos alejar de la percepción más *commodity* que se le quiere dar al hidrógeno.

En general, se suelen distribuir los usos finales del hidrógeno en: materia prima, transporte (de personas y mercancías), industria (termo-intensiva y otras) y sector eléctrico. Para mayor materialidad, McKinsey (2021) elabora dónde se encuentran las oportunidades más prometedoras en términos de competitividad para 2030 (Figura XXII).

Figura XXII. Mapping de las oportunidades de usos finales del H₂ verde, competitividad con alternativas convencionales y de bajas emisiones



Fuente: Tomado de Hydrogen Insights (p. 26), por Hydrogen Council y McKinsey, 2021

Como se puede observar, una parte considerable de las oportunidades tiene que ver con el sector de la movilidad, hecho que ya se constató en el informe Hydrogen for Net-Zero

por la demanda que capitalizará esta industria para 2050 (McKinsey, 2021). Se puede afirmar que este sería un sector idóneo para partir debido a las siguientes razones:

- El transporte es responsable del 27% de las emisiones de CO₂ de nuestro país (Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico, 2022), por lo que previsiblemente los esfuerzos para alcanzar emisiones netas cero tendrán especial foco en este sector. Por tanto, podríamos estar ante un escenario en el que contemplar incentivos al vehículo eléctrico y de pila de combustible.
- La infraestructura del vehículo de pila de combustible está menos desarrollada incluso que la del vehículo eléctrico en España. Nuestro país cuenta únicamente con 6 hidrogeneras en funcionamiento, y 11 en construcción (H2Stations, s.f.).
- La demanda de los coches eléctricos y de pila de combustible está en pleno auge (ACEA, 2021) por el coste inferior de la electricidad (en situaciones normales). El mayor impedimento para la compra de un vehículo eléctrico o de pila de combustible es fundamentalmente su coste (entre 65 y 75 m€ tomando transporte ligero).

Por otro lado, el resto de aplicativos finales del hidrógeno verde cuentan con una serie de características que los hacen menos atractivos que los relacionados con la movilidad:

- *Materia prima*: como ya se constató previamente, la visión del hidrógeno como *commodity* implica tratar un producto indiferenciado y con márgenes relativamente pobres (Merriam Webster, s.f.) sometidos a una alta competitividad.
- *Industria*: aunque es cierto que la industria que usa el hidrógeno se desplazará al hidrógeno verde de acuerdo con la estrategia europea, son *players* que se intuye ya cuentan con una relación estable con sus clientes, además de una escala y recursos financieros considerables. Además, la transición al H₂ verde no será inmediata, por lo que permanecerán competitivos a la vez que pueden adaptar sus procesos de producción a la generación renovable.
- *Sector eléctrico*: a pesar de que podría resultar un punto atractivo para la implementación del hidrógeno, sobre todo a raíz del incremento de los precios de la electricidad estos últimos meses, adolece del mismo problema de *commoditización*. Es cierto que el sistema marginalista de determinación de precios de la electricidad podría suponer una ventaja en el medio plazo para el H₂, ya que al ser más barato

podría beneficiarse de los llamados ‘beneficios caídos del cielo’. Sin embargo, que la rentabilidad de esta actividad esté supeditada al modelo marginalista, en la mira de la clase política (Munárriz, 2021), es muy arriesgado.

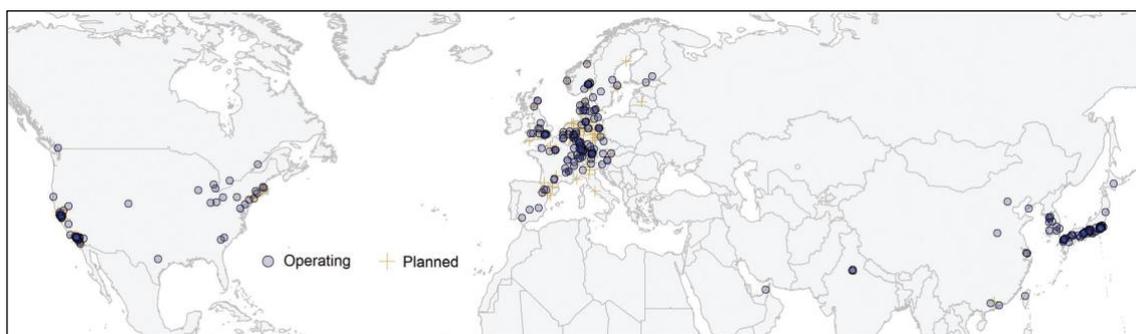
6. La posibilidad de la hidrogenera

Una vez caracterizada la cadena de suministro del hidrógeno verde, hemos observado que el uso final que más va a capitalizar el uso de H₂ es la movilidad. En relación con ello, existen varios proyectos piloto por parte de los distintos players de esta industria. Desde el ámbito privado, empresas como Hyundai y Toyota ya comercializan modelos de pila de combustible con hidrógeno, y Honda, BMW, Hopium y Jaguar Land Rover están desarrollando sus respectivos modelos (De Aragón, 2021). Por parte del sector público, conocemos ciertas iniciativas como la de la Comunidad de Madrid (2022), que ya ha puesto en marcha el primer autobús de línea alimentado con H₂ verde.

La introducción del hidrógeno renovable al parque automovilístico español supondrá sin lugar a duda una oportunidad para todos los actores del sector (Cesce, 2021). No sólo las empresas automovilísticas, sino las industrias adyacentes que la soporten, entre las que destaca el repostaje. Este elemento es, claramente, capital en el uso del automóvil; y mientras la red de gasolineras española está plenamente desarrollada y ocupa hasta el último rincón del país, no existen más que proyectos experimentales del equivalente para el hidrógeno en España (H2Stations, s.f.).

Una hidrogenera es una estación de servicio de hidrógeno, que puede ser producido *in situ* o distribuido por otros agentes (Benjumea, s.f.). En la Figura XXIII, podemos observar como Europa, y especialmente Alemania, apuesta por una adopción plena de una red de hidrogeneras, mientras que España sólo cuenta con seis en funcionamiento en la península, con otras once en desarrollo (H2Stations, s.f.). Podemos observar además el desarrollo de hidrogeneras al otro lado del Atlántico, con alguna en funcionamiento en Estados Unidos, y también Japón, que ya adoptó al H₂ desde hace años, de hecho presentando su primera estrategia nacional en 2017 (Euronews, 2021).

Figura XXIII: Red de hidrogeneras mundial, operativas y planeadas



Fuente: Tomado de *The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system* (p. 4), por Iain Staffell et al., 2018, Energy & Environmental Science

Los casos de países como Japón y Corea del Sur son ejemplos de una adopción muy seria del hidrógeno, y se tratan de dos modelos a seguir muy potentes. En la Tabla III se observa la vasta red de vehículos de pila de combustible e hidrogeneras existentes en estos países, que contrastan absolutamente con los números de España y otros países europeos. Para poner en contexto incluso el escenario 2030, España planea tener 100 hidrogeneras (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020), una cantidad ridícula comparado con estos países.

Tabla III: Vehículos de pila de combustible e hidrogeneras (2020-2030)

Country	CHP		Fuel cell cars			Refuelling stations		
	2020	2030	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Japan	1.4m	5.3m	40 000	200 000	800 000	160	320	900
Germany	—	—	100% ZEV ^a by 2040	—	—	400	—	—
China	—	—	3000 ^b	50 000	1m	100	1000	—
US	—	—	0	3.3m	—	100 ^c	—	—
South Korea	—	1.2 MW	10 000	100 000	630 000	100	210	520
UK	—	—	100% ZEV ^a by 2040	—	—	30	150	—

^a Zero emission vehicle. ^b Shanghai only. ^c California only.

Fuente: Tomado de *The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system* (p. 19), por Iain Staffell et al., 2018, Energy & Environmental Science

Volviendo al caso de España, ninguna de las hidrogeneras que hay en nuestro país no son de acceso público (Nuevo, 2022), y tienen un radio de acción bastante reducido debido a su cantidad. De todos modos, destacan intentos como el llevado a cabo por el País Vasco, en el que se aglutinan tres proyectos (H2Stations, s.f.). Esta falta de infraestructura y visión a plazo se convierte en una gran oportunidad para empresas que quieran entrar en esta actividad, ya que las barreras de entrada no son considerablemente altas y la adopción del vehículo de hidrógeno se espera positiva en los próximos años. Todo ello siempre que

se pueda salvar la barrera del coste, hoy prohibitivos (los modelos comercializados por los fabricantes mencionados rondan los 65.000 a 72.850), a través de estímulos en la demanda que generalicen la producción.

Este será el objeto de análisis de este trabajo, la modelización de los costes derivados de la construcción de una pequeña red de hidrogenas en un área a determinar de España. El objetivo consiste en cuantificar la masa crítica necesaria para asegurar la rentabilidad de la hidrogena. A lo largo del análisis, se expondrán las principales hipótesis que seguirá el modelo.

Situación de la hidrogena

En primer lugar, debemos determinar la región de España óptima para la situación del proyecto. Para ello debemos tener en cuenta regiones en las que:

- El uso de las energías de origen renovables esté generalizado y, por tanto, su coste sea bajo. Esto permitirá que el hidrógeno verde producido por electrólisis sea barato y competitivo con otros métodos tradicionales.
- El poder adquisitivo de la población se encuentre en un tramo superior a la media nacional, ya que tanto la sustitución del vehículo habitual como el acceso a uno de pila de combustible es dificultoso para personas con ingresos bajos.
- Exista aceptación e impulsos por parte de la administración. Existe ya en España una regulación genérica para el hidrógeno, pero no así para los vehículos de H₂ (Linares y Moratilla, 2007), por lo que es prioritaria una relación satisfactoria con las administraciones regional y centrales, que se puede materializar en estrategias específicas que marquen los objetivos a seguir.

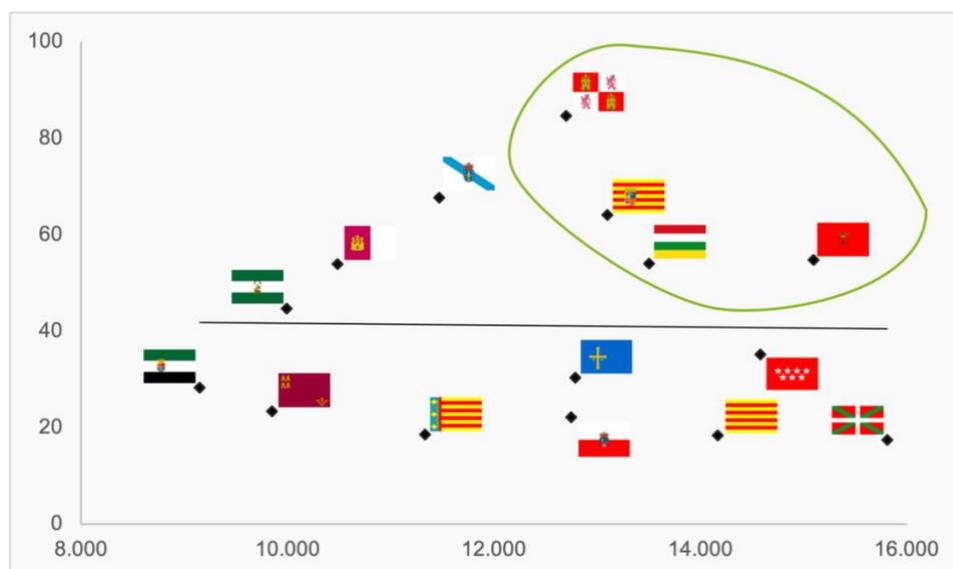
No se tendrá en cuenta la variable competencia para este análisis, ya que el número de hidrogenas es tan limitado en el sector en el que se puede suponer un juego de suma positiva los próximos años, de acuerdo con una expectativa de ciclo de vida del sector.

En primer lugar, para comenzar el filtro, la variable regulación está generalizada en todas las regiones de España. Posiblemente con motivo del anuncio del PERTE del hidrógeno verde, las diferentes Comunidades Autónomas y administraciones regionales se han mostrado favorables ante el cambio, incluso algunas presentan estrategias específicas,

tales como la Estrategia Vasca del Hidrógeno, que contempla una red de 20 hidrogeneras de uso público en los tres territorios históricos, con la ambición de que el 100% del hidrógeno producido en el País Vasco sea de origen verde o bajo en carbono (Agencia Energética del Gobierno Vasco, 2021). Sin importar el motivo, existe un consenso hacia la adopción del H₂ verde por parte de la administración, esté materializado o no en una estrategia en específico.

En cuanto a los componentes de generalización de renovables y renta neta per cápita, se han obtenido los siguientes resultados (Figura XXIV) de la relación entre estas dos variables en un análisis de tendencia, que evidencia el liderazgo de ciertas regiones en cuanto a generación renovable. Así, añadiendo el componente de renta, obtenemos un *cluster* de Comunidades Autónomas (dentro de la península) que cumplen con los requisitos especificados: Castilla y León, Navarra, La Rioja y Aragón.

Figura XXIV: Regresión entre la renta neta y porcentaje de generación renovable por región



Fuente: Elaboración propia con datos del INE y Red Eléctrica (REData), 2021

Para decantarnos por una de las regiones, capitalizaremos la atención en la variable renta, ya que la cuestión de la demanda en cuanto a la transición a un vehículo de pila de hidrógeno es mucho más importante que la disposición de la oferta en términos de generación renovable. Ello descarta a Castilla y León, y a La Rioja por encontrarse debajo de la línea de indiferencia entre Navarra y Aragón. Dada la preferencia por la renta neta, se puede decir que merece la pena un decremento de un 14,5% en generación renovable

a cambio de un incremento del 15,2% en renta si optamos por Navarra (el mismo razonamiento se puede aplicar a la inversa), por lo que supondrá la elección final.

Por complementar la elección final cabe destacar que, en el terreno regulatorio, Navarra cuenta con una estrategia regional, publicada en 2021, que recoge los principales retos a combatir y objetivos para 2030 (Figura XXV). Entre ellos figura el despliegue de tres hidrogeneras en la Comunidad Autónoma para el abastecimiento del transporte de mercancías (Gobierno de Navarra, 2021), además de un compromiso por el desarrollo e implementación de estas (acción A4.11).

Figura XXV: Vectores de la estrategia del Gobierno de Navarra para el desarrollo del H₂ verde



Fuente: Tomado de *Agenda Navarra del Hidrógeno Verde* (p. 21), por Gobierno de Navarra, 2021

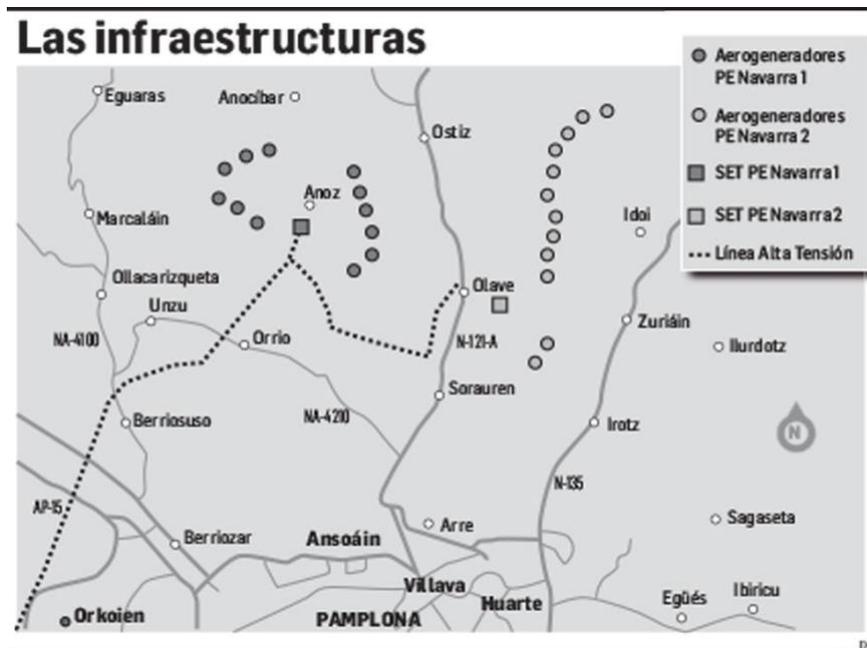
Por otro lado, cabe mencionar que, a pesar de que la competencia no esté contemplada en este análisis, no existe en la actualidad ninguna hidrogenera en Navarra (H2Stations, s.f.). Únicamente hay una propuesta nacional para el Gobierno por parte de Naturgy para la construcción de 38 hidrogeneras para 2025, 120 en total, una de ellas localizada en Noáin (Naturgy, 2021). Esto podría suponer una gran ventaja para entrar al mercado, ya que siguiendo el argumento del juego de suma positiva, la construcción de una nueva hidrogenera complementa la red antes de entrar al juego competitivo.

Para dar una localización más precisa para la hidrogenera, se ha de tener en cuenta que la de Noáin se encuentra al sur de la ciudad de Pamplona, quedando el flanco norte sin atender. De este modo, la localización óptima para una hidrogenera adicional sería en esta zona, concretamente a la altura norte de la AP-15 (noroeste) por las siguientes razones:

- Cubre un mayor área en el ámbito urbano al ir triangulando Pamplona, hecho que se beneficia por la circunvalación que rodea a la ciudad, por lo que el acceso a la hidrogenera resultaría bastante sencillo. Ello podría además expandir el uso del vehículo de hidrógeno hacia el transporte de personas.
- Abre mayores posibilidades de complementación de la futura red nacional de hidrogeneras. A pesar de que la conexión directa por la AP-15 llevaría al País Vasco, una región con generación renovable bastante por debajo de la media, el desarrollo propuesto en su plan, la Estrategia Vasca para el Hidrógeno, podría acelerar la generalización de energías renovables en la región.

Otro punto importante para considerar es que Navarra cuenta con un parque eólico inmenso, como se puede observar en la Figura XXVI, cuantificado en más de 40 según el Gobierno Navarro. Esto supone una gran oportunidad para la producción de hidrógeno verde, ya que la existencia de parques eólicos de tal calibre reduciría el coste de la energía y, por tanto, el coste de producción del hidrógeno de origen renovable.

Figura XXVI: Mapa con los parques eólicos al norte de Pamplona, Navarra



Fuente: Tomado de *Alertan de que se quieren saltar controles en los parques eólicos*, por CAM, 2020, Diario de Navarra

Modelización de la hidrogenera

Una vez determinado el lugar en el que se encontrará la hidrogenera, se ha de definir el modelo que seguirá la misma. Dado que se evaluará el rendimiento del proyecto en puros términos operativos, suponemos que el promotor del proyecto tiene acceso al terreno donde se construirá la hidrogenera, sea a modo de alquiler o siendo propietario de este. Otro vector de análisis diferenciará entre un modelo de repostaje mediante producción *in-situ* de H₂ y de repostaje de hidrógeno distribuido por un tercero.

Para llevar a cabo la modelización de las variables clave de la hidrogenera se realizará un análisis de demanda partiendo de la estrategia del Gobierno Navarro, es decir, previendo de 50 a 75 vehículos de pila de hidrógeno para 2030 (Gobierno de Navarra, 2021), el horizonte de la valoración de la oportunidad. Además, los costes atribuibles al proyecto se desglosarán en CAPEX y OPEX:

- Dentro del CAPEX, los desembolsos de capital que sucederán en el inicio del proyecto, se encontrarán costes como el electrolizador y la estación de servicio.
- En el OPEX, gastos operativos imputables a cada año de funcionamiento, se encuentran los costes del H₂, electricidad y costes de operación y mantenimiento (Overheads & Maintenance).

Entre otras consideraciones de modelización financiera, se ignora el efecto de los impuestos y la deuda para simplificar los cálculos y no salir del terreno puramente operativo que se busca. Por tanto, la estructura de capital del proyecto será de 100% *Equity*. Además, la suposición de ventas equivale a la producción de hidrógeno, por lo que no se generarán inventarios ni excedentes.

Con posterioridad se computará un WACC (Weighted Average Cost of Capital) para calcular el VNA (Valor Neto Actual) de la inversión, de los que se extraerán conclusiones de cara a cómo afrontar la empresa.

La demanda potencial

Como se ha indicado con anterioridad, la demanda se basará en la ambición del Gobierno Navarro de 50 a 75 vehículos de pila de combustible (Gobierno de Navarra, 2021), para

lo que se ha realizado una progresión que parte de 12 vehículos para 2023, los cuales crecerán a un CAGR ajustado para alcanzar el objetivo tope de 75 vehículos (Tabla IV).

Tabla IV: Número de vehículos demandantes de H₂

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Nº Vehículos demandantes		12	15	19	25	32	41	53	75
% crecimiento constante	29%								

Fuente: Elaboración propia

Para transformar esta demanda a términos de demanda de H₂ verde es necesario estimar un supuesto de repuestos por semana. Al tratarse de vehículos de transporte de mercancías, se ha supuesto una frecuencia de tres veces por semana, superior al consumo medio de un ciudadano, que podemos suponer en una vez por semana. Para estimar la capacidad del depósito se ha tomado como base el consumo por 100km y autonomía del Hyundai NEXO, de pila de hidrógeno, añadiendo un 20% extra de capacidad como supuesto dadas las mayores dimensiones de un vehículo típico para transporte (Tabla V).

Tabla V: Estimación de la capacidad del depósito de un vehículo de pila de H₂

a. Consumo Hyundai NEXO (kgH ₂ /100km)	1
b. Autonomía (en km)	666
c. Tamaño estimado del depósito (kg) (a*b)	6,66

Fuente: Elaboración propia

Tras ello, se aplica un porcentaje de penetración, que suponemos en el 75%, superior al 50%, ya que las hidrogeneras que existirían en este universo (la de Naturgy y la modelada) se complementan y no son excluyentes. Tras estos cálculos, se obtiene la demanda semanal de kilogramos de H₂ atendidas por la hidrogenera (Tabla VI).

Tabla VI: Estimación de las necesidades semanales de H₂ ajustadas por tasa de penetración

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Supuesto de Nº de repostajes semanales	3,0								
Necesidades H ₂ por vehículo a la semana		25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2
Necesidades H ₂ semanal total		302,4	378,0	478,8	630,0	806,4	1.033,2	1.335,6	1.890,0
% de penetración	75%								
Necesidades H₂ semanal total ajustada		227	284	359	473	605	775	1.002	1.418

Fuente: Elaboración propia

Costes de la hidrogenera

En este caso, se utilizará el modelo propuesto en el artículo de Caponi et al. (2021), en el que se diferencia el caso de generación in-situ por electrólisis (en adelante Caso A) y de

aprovisionamiento del H₂ por un tercero (Caso B). El escenario de precios es idéntico en ambos casos, partiendo de un precio de 10€ por kg, que permita un margen de rentabilidad, que irá disminuyendo a pasos iguales hasta 2030, momento en el que alcanzará unos 5€, en línea con análisis como el de McKinsey (2021).

Tabla VII: Estimación de ingresos siguiendo la reducción en OPEX en producción de H₂

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Precio (€/kgH ₂)		10	9,3	8,6	7,9	7,1	6,4	5,7	5,0
Ingresos		108.864	126.360	147.744	178.200	207.360	239.112	274.752	340.200

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a los costes, se ha tomado como referencia el CAPEX y OPEX del mismo modelo, ajustando ambas magnitudes por la producción en kilogramos que estima el artículo original. En el Caso A, la producción era de 100 kg al día, mientras que la del B de 200. De esta manera, se halla el OPEX ajustado a la producción correspondiente.

Tabla VIII: Coste asociado proporcional a la producción diaria, Caso A

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Prod. Semanal	227	284	359	473	605	775	1.002	1.418	
Prod. Diaria	32,4	40,5	51,3	67,5	86,4	110,7	143,1	202,5	
Coste anual aj.	57.672	72.090	91.314	120.150	153.792	197.046	254.718	360.450	

Fuente: Elaboración propia

Tabla IX: Coste asociado proporcional a la producción diaria, Caso B

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Prod. Semanal	227	284	359	473	605	775	1.002	1.418	
Prod. Diaria	32,4	40,5	51,3	67,5	86,4	110,7	143,1	202,5	
Coste anual aj.	92.340	115.425	146.205	192.375	246.240	315.495	407.835	577.125	

Fuente: Elaboración propia

Además, en el OPEX se ha tenido en cuenta la reducción de costes prevista en la estrategia europea y otros documentos de análisis (McKinsey e Hydrogen Insights, 2021). La reducción alcanza su punto álgido en el 2030, para cuando se alcanzan los objetivos de McKinsey (2021) para regiones estándar:

Tabla X: Tasas de reducción en OPEX siguiendo el camino de informes

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Reducción	0	0	0	5%	10%	20%	30%	40%	50%

Fuente: Elaboración propia

En cuanto al CAPEX, también ha sido ajustado, aunque sólo para el Caso A, ya que en el Caso B la producción pico es muy similar a la del modelo original, de 200kg a 202,5kg, mientras que la diferencia en el Caso A es a 100kg, por lo que duplica el CAPEX. De esta manera acabamos con los siguientes escenarios:

Tabla XI: Modelo completo, Caso A (2023-2030)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Inversión inicial (CAPEX)	1.279.800								
Nº Vehículos demandantes	9	12	15	19	25	32	41	53	75
<i>% crecimiento constante</i>	29%								
<i>Supuesto de Nº de repostajes semanales</i>	3,0								
Necesidades H2 por vehículo a la semana		25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2
Necesidades H2 semanal total		302,4	378,0	478,8	630,0	806,4	1.033,2	1.335,6	1.890,0
<i>% de penetración</i>	75%								
Necesidades H2 semanal total ajustada		227	284	359	473	605	775	1.002	1.418
Gastos operativos anuales (OPEX)		178.000	178.000	178.000	178.000	178.000	178.000	178.000	178.000
Coste H2 verde	9,5								
Precio (€/kgH2)		10	9,3	8,6	7,9	7,1	6,4	5,7	5,0
Ingresos		108.864	126.360	147.744	178.200	207.360	239.112	274.752	340.200
Modelización	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ingresos		108.864	126.360	147.744	178.200	207.360	239.112	274.752	340.200
Costes	-1.279.800	-57.672	-72.090	-86.748	-108.135	-123.034	-137.932	-152.831	-180.225
CAPEX	-1.279.800								
OPEX		-57.672	-72.090	-86.748	-108.135	-123.034	-137.932	-152.831	-180.225
	-1.279.800	51.192	54.270	60.996	70.065	84.326	101.180	121.921	159.975

Fuente: Elaboración propia

Tabla XII: Modelo completo, Caso B (2023-2030)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Inversión inicial (CAPEX)	714.000								
Nº Vehículos demandantes	9	12	15	19	25	32	41	53	75
<i>% crecimiento constante</i>	29%								
<i>Supuesto de Nº de repostajes semanales</i>	3,0								
Necesidades H2 por vehículo a la semana		25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2
Necesidades H2 semanal total		302,4	378,0	478,8	630,0	806,4	1.033,2	1.335,6	1.890,0
<i>% de penetración</i>	75%								
Necesidades H2 semanal total ajustada		227	284	359	473	605	775	1.002	1.418
Gastos operativos anuales (OPEX)		570.000	570.000	570.000	570.000	570.000	570.000	570.000	570.000
Coste H2 verde	8,5								
Precio (€/kgH2)		10	9,3	8,6	7,9	7,1	6,4	5,7	5,0
Ingresos		108.864	126.360	147.744	178.200	207.360	239.112	274.752	340.200
Modelización	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ingresos		108.864	126.360	147.744	178.200	207.360	239.112	274.752	340.200
Costes	-714.000	-92.340	-115.425	-138.895	-173.138	-196.992	-220.847	-244.701	-288.563
CAPEX	-714.000								
OPEX		-92.340	-115.425	-138.895	-173.138	-196.992	-220.847	-244.701	-288.563
	-714.000	16.524	10.935	8.849	5.063	10.368	18.266	30.051	51.638

Fuente: Elaboración propia

En cuanto al cálculo del WACC para modelar el VNA de la inversión, se ha utilizado el definido por Steffen (2020) específico para España en energía eólica en tierra, obteniendo los siguientes resultados:

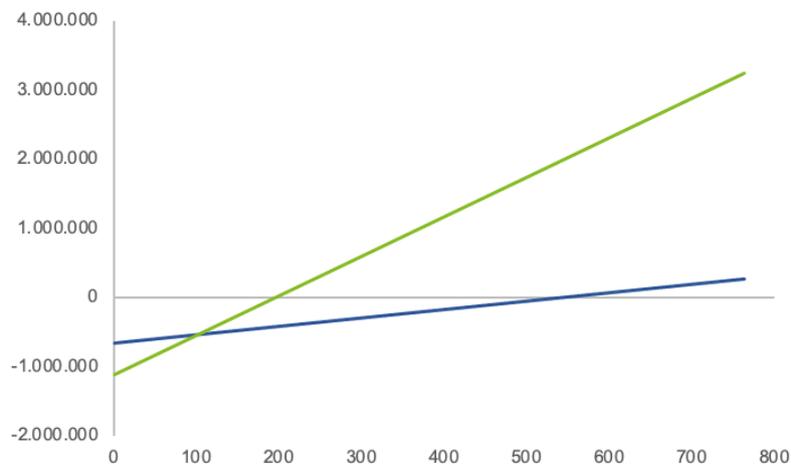
Tabla XIII: Resultados de VNA con WACC de renovables

	WACC	VNA
Caso A. Generación in situ	9,40%	-764.496
Caso B. Generación externa		-567.647

Fuente: Elaboración propia

Ambos proyectos producen resultados negativos en términos de VNA, hecho predecible al enfrentar una flota de 75 vehículos a unos costes que se cuantifican por centenares de miles. La cuestión de este problema es la necesidad de ganar usuarios para la hidrogenera, tal y como evidenciamos en la Figura XXVII para ambos casos:

Figura XXVII: Análisis de break-even según el stock de vehículos para 2030, Casos A-B



Fuente: Elaboración propia. Caso A = verde, Caso B = azul

En esta gráfica salta a la vista el *break-even* tan prematuro que existe entre las modalidades de distribución (Caso A versus Caso B). A una distancia muy corta de los 75 vehículos a los que aspira el Gobierno Foral para 2030, se alcanza un punto en el que resulta preferible construir una hidrogenera con producción in-situ.

Este hecho podría tener sentido si contemplamos el Caso A en aislado: a mayor número de usuarios, más rentable resulta la inversión. Sin embargo, contrastarlo con el modelo de generación externa del Caso B resulta desconcertante. Al decidir entre una producción

más pequeña llevada a cabo por la hidrogenera (por tanto más costosa debido a la falta de escala) y la compra a un tercero con una escala muchísimo mayor y plenamente centrado en esa actividad, es evidente que la decisión óptima, a pesar de los márgenes del tercero que se trasladan al precio (y se podrían evitar integrando la actividad), es la de subcontratar la producción y distribución de H₂.

Sin embargo, los supuestos tomados desafían la lógica económica tradicional, y la raíz de la cuestión se encuentra en el artículo fuente, en el que se afirma que el precio mayorista del H₂ es determinante en el cálculo del LCOE del Caso B (Caponi et al., 2021). Esta afirmación expone la preocupación de estar sujetos a las fluctuaciones del precio del H₂ verde en el mercado. De nuevo, el coste de comprar hidrógeno en un entorno mucho más amplio y competitivo debería traducirse en una preferencia por comprarlo antes que por producirlo. Es factible que las hipótesis del modelo de Caponi tengan que ser revisadas, por lo que es un interesante vector de debate para la comunidad científica.

Posibilidades del PERTE, análisis de ayudas

Dado el evidente coste negativo de la inversión en ambos casos, es preciso analizar la palanca de la financiación, específicamente de las subvenciones, para tomar una decisión. En el caso que ocupa, suponemos la posibilidad de obtener financiación del Programa de incentivos 3 de producción de hidrógeno renovable (100 M€) y del programa original de H₂ Pioneros (150 M€).

Suponiendo que el promotor de la hidrogenera optase y consiguiera ayuda financiera, se ha de tener en cuenta que requiere de un mínimo de subvención. Para los parámetros que se han usado en el modelo, en el Caso A se requiere de 836.358€ de inversión inicial extra para que el VNA del proyecto sea cero, y en el Caso B 621.006€. A pesar de no conocer las cuantías por defecto de financiación, ambos números resultan razonables, pues no suponen siquiera un 1% de las ayudas dispuestas, por ejemplo, en el Programa H₂ Pioneros.

Para poner en contexto estos números, subvenciones individuales equivalentes al 0,5% de estos fondos permitirían la consecución de 200 proyectos a nivel nacional específicos para los fines especificados. Suponiendo que se reparten entre las 17 Comunidades Autónomas, suponen unos 12 proyectos específicamente de esta índole por CCAA. Por

otro lado, suponiendo el objetivo de 100 hidrogeneras en funcionamiento en España para 2030, si todas optasen por estos fondos podrían llegar a recibir 1,5 M€ por hidrogenera. Esto hace pensar acerca de la posibilidad de poder pedir fondos superiores a los especificados que ya no afectasen al CAPEX, ya que se ha supuesto que estaría subvencionado en su mayoría, pero sí a los gastos operativos.

Decisión final de modelo de hidrogenera

En definitiva, la decisión entre construir una hidrogenera con producción de hidrógeno in-situ o comprando H₂ a un tercero está en debate, y depende de las percepciones y visiones individuales que tenga el promotor del proyecto. No se puede dar una respuesta tajante, ya que la definición del modelo de cadena de valor no es el objeto final de este trabajo. El siguiente cuadro (Tabla XIV) trata de resumir las implicaciones de la decisión:

Tabla XIV: Pros y contras del Caso A frente al Caso B

<i>Caso A. Producción in-situ</i>	<i>Caso B. Compra a tercero</i>
<ul style="list-style-type: none"> • (±) Mayores costes fijos, aunque fácilmente sufragables si la demanda aumenta más de lo esperado • (+) Eliminación de los márgenes de la compra a tercero • (-) Riesgo de obsolescencia del electrolizador 	<ul style="list-style-type: none"> • (+) Menores costes fijos • (+) Menor requerimiento de subvención para break-even • (-) Riesgo de mercado y exposición a márgenes del tercero

Fuente: Elaboración propia

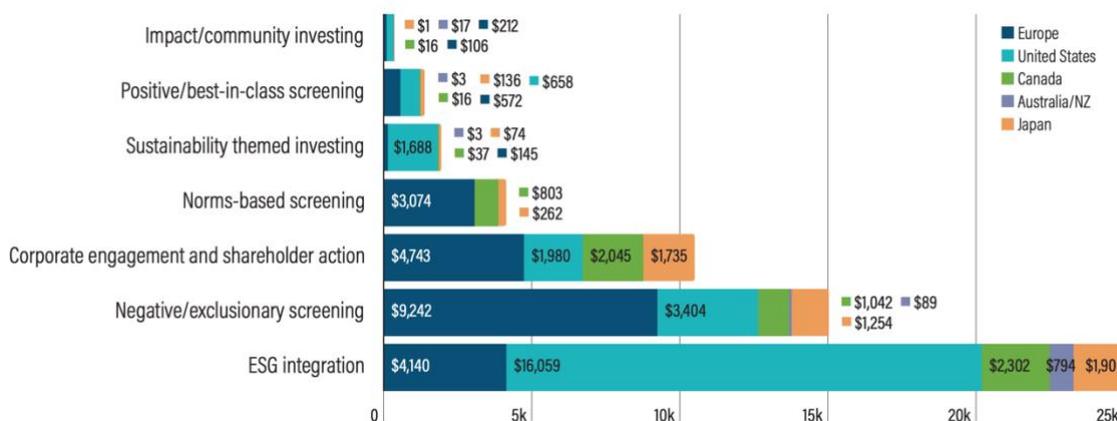
7. Reflexión sobre las nuevas oportunidades de financiación

Aparte de las cuestiones capitales que se han tratado en este trabajo, una de las preguntas que se podría hacer un inversor a la hora de considerar el desarrollo de la cadena de suministro del hidrógeno en España podría ser cómo financiar su proyecto. Tradicionalmente, la financiación se compone de Recursos Propios, es decir, Equity, y deuda (Merriam-Webster, s.f.). Sin embargo, es por el motivo muy concreto de la introducción de los fondos europeos que surgen oportunidades de financiación de proyectos sostenibles muy interesantes en la era del coronavirus.

Últimamente, ha surgido una tendencia que ha sido recogida por algunos stakeholders con motivo de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la ONU. Estos players muestran su aprobación y, en ocasiones, preferencia por los proyectos que contribuyan a estos objetivos. De hecho, según una encuesta publicada por Micappital explicita que el 57% de los inversores estaría dispuesto a renunciar a parte de la rentabilidad si piensan que su dinero se destina a mejorar el planeta (CompromisoRSE, 2021).

El informe *Global Sustainable Investment Review 2020* también indica que la proporción de inversión en activos sostenibles ha estado ganando peso a lo largo de los últimos diez años. La Figura XXVIII recoge los distintos tipos de estrategias que se están siguiendo, con una clara victoria de la Integración ESG (Environmental, Social, and Governance). Este concepto consiste, según la organización PRI (s.f.), en la inclusión sistemática y explícita de factores ESG importantes en el análisis y las decisiones de inversión.

Figura XXVIII: Inversión por tipología de activo ESG



Fuente: Tomado de *Global Sustainable Investment Review 2020* (p. 11), por Global Sustainable Investment Alliance, 2020

En cuanto a la naturaleza y orígenes de la integración ESG, KPMG (2020) indica que:

A medida que el mundo comienza a mirar hacia el futuro, espera que los reguladores, las autoridades de supervisión y los responsables políticos se vuelvan más vocales sobre la necesidad de una mayor adopción de ESG.

Esto implica que cada vez más participantes en el mercado son conscientes y esperan una respuesta a los retos de sostenibilidad. Lo importante para nuestro análisis es la

constatación de que los proyectos sostenibles generan atracción para los agentes económicos y, por tanto, el componente de inversión en Equity se interesa por ellos. Esto afecta además a los bancos y demás instituciones financieras, ya que son agentes que también otorgan financiación. Esto tiene una clara implicación en los fondos de inversión y préstamos que ofertarían los bancos.

Puesta en evidencia esta tendencia, esto supone una gran oportunidad en el momento que vive el mundo. Tradicionalmente, una empresa o proyecto usa Fondos Propios (Equity) o Deuda para financiarse. Estos dos elementos cuentan con un coste implícito y explícito respectivamente. El coste del equity (k_e) se halla con métodos como el CAPM y el modelo de descuento de dividendos, mientras que el coste de la deuda (k_d) se explicita en el contrato. Estos dos componentes conforman el WACC, que consiste en el coste medio ponderado al que se financia una empresa (Herold, s.f.). Sin embargo, por el motivo muy específico de la introducción de los fondos europeos, entra un tercer componente.

En el caso español, los fondos se distribuyen a través de los PERTEs. Y la mayor parte de estas ayudas son sin contraprestación, es decir, a fondo perdido, sin coste explícito ni implícito asociado. Esto es una herramienta muy poderosa a la hora de financiar un proyecto, ya que influye de manera significativa en el WACC. Solo por poner un ejemplo, la Figura XXIX compara dos estructuras de capital distintas, añadiendo a la Firma B un componente de fondos equivalente al 20% de la estructura base de la Firma A.

Figura XXIX: Comparación entre dos firmas de estructura de capital con y sin fondos

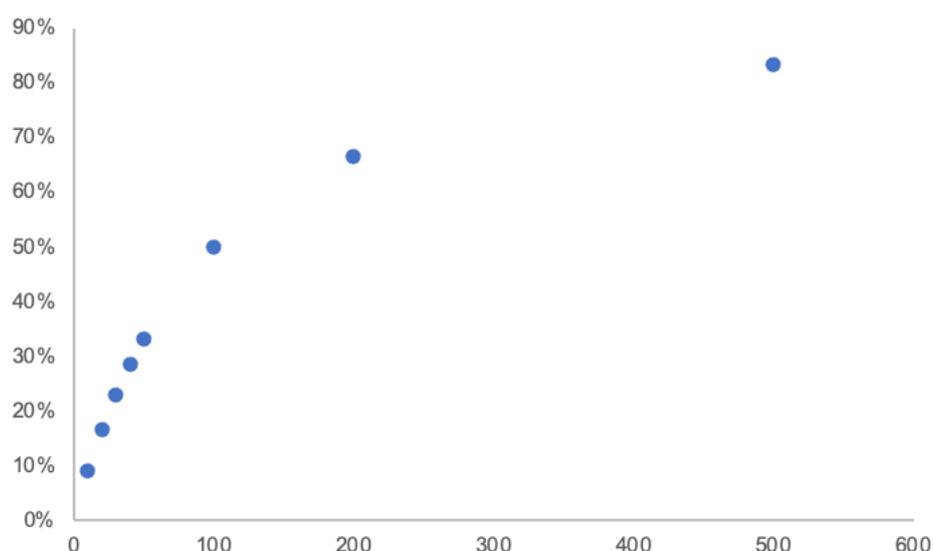


Fuente: Elaboración propia

Suponiendo el coste de Fondos Propios (Equity) utilizado para el modelo de hidrogena que hemos utilizado, de un 9,4% y un coste de deuda de un 2%, y añadimos el coste de los fondos correspondientes al PERTE (es decir, 0% al no haber contraprestación de

ningún tipo) la diferencia de WAAC entre la firma con un 20% de fondos extras y la normal antes de impuestos es de -16,67%, muy considerable a efectos de estructura de capital. De hecho, a medida que aumenta el porcentaje de financiación extra, el coste decrece de manera clara rápidamente hasta que la bajada se estabiliza en un límite que tiende al 100% de reducción, tal y como se puede observar en la Figura XXX:

Figura XXX: Reducción en el WACC (vertical) por incremento del peso de fondos a coste cero sobre estructura de capital = 100



Fuente: Elaboración propia

Está claro que nunca se alcanzará el caso extremo de financiación extra que suponga más de una o dos veces la estructura de capital por defecto de una empresa, pero lo que resulta interesante del análisis es la reducción que existe por la coincidencia en objetivos de estos tres agentes de financiación.

En definitiva, a los inversores de Equity que siguen criterios ESG en sus inversiones y las instituciones financieras que ponen foco en productos sostenibles como las hipotecas verdes (CoHispania, 2020) y fondos de inversión con el mismo propósito, se le une el enésimo stakeholder con la misma motivación: la Administración europea y nacional. Y no sólo es que nunca antes se había observado tal convergencia hacia la sostenibilidad, que genera mucha visibilidad por estos proyectos, sino que ahora además tiene implicaciones financieras directas. Esto supone una oportunidad de oro para los proyectos sostenibles, tal y como se ha evidenciado en este breve análisis.

8. Conclusiones

Los gobiernos mundiales están impulsando más que nunca la transición energética hacia un mundo con menos emisiones. La Unión Europea es tajante en su aspiración a las emisiones netas cero para el año 2050, por lo que es vital continuar con la revisión de nuestros modelos energéticos. Uno de los grandes vectores de esta transición será el hidrógeno renovable, elemento con un gran potencial pero a su vez golpeado por una cadena de suministro que aún está en desarrollo.

El análisis cualitativo y cuantitativo realizado en este trabajo ha permitido responder a los dos objetivos propuestos, permitiendo evaluar la inversión en la cadena de suministro del hidrógeno verde de manera integral. En primer lugar, ha quedado sentado que la fase de la cadena de suministro a la que dedicar recursos es la de los usos finales, ya que el resto de las fases (producción, conversión/almacenamiento y transporte) tienen el riesgo de *commoditizarse*, principalmente por las ambiciones de la Unión Europea para que el hidrógeno verde sea accesible y competitivo. No sólo eso, sino que además las barreras de entrada de estas fases suponen otro impedimento para cualquier inversor, que se vería relegado a alternativas inorgánicas. La escala de las operaciones, capacidades de I+D y conocimientos específicos del sector de los competidores existentes implican barreras de entrada muy considerables que requieren de un músculo financiero muy importante.

De entre los usos finales (materia prima, movilidad, industria y sector eléctrico), se ha argumentado que la movilidad aglutina el mayor número de oportunidades. Por un lado, el resto de los usos tienen el riesgo evidente de *comoditización* por la razón de la estrategia europea, además de ser actividades en las que los participantes cuentan ya con un tamaño muy considerable y abarcan un número de consumidores muy amplio, además de otras razones específicas. Por otro lado, la movilidad, sea ligera o pesada, de mercancías o de pasajeros, supone una gran oportunidad en esencia por el foco que tiene la UE sobre ella, dada su contribución a las emisiones de CO₂. Por otro lado los vehículos eléctricos y de pila de combustible gozan de una popularidad creciente en Europa, además de que la infraestructura española de hidrogeneras, el vector de análisis de este trabajo, es aún incipiente y requiere de un desarrollo integral.

El análisis de situación de la hidrogenera, basado en los componentes de renta neta y cuota de generación renovable, evidencia que Navarra es una de las mejores regiones de España en las que invertir. No sólo por estos dos componentes, sino que además la región cuenta con su propia estrategia para el H₂ verde, a la que se puede adscribir la propuesta del presente trabajo, y un entorno competitivo en el que sólo participa un proyecto piloto de Naturgy.

La modelización de los flujos operativos de la hidrogenera evidencia un hecho conocido, que es que requiere de ayudas financieras muy importantes. Es impensable que una red de 75 vehículos de pila de hidrógeno para 2030 sea la que soporte los centenares de miles de costes operativos y CAPEX requeridos para la inversión. El análisis deja claro que una variable capital que determinará el éxito de la implantación y rentabilidad de este tipo de movilidad es el incremento en el número de consumidores que formen parte de este cambio. Este análisis también abre un debate entre la rentabilidad de un modelo de producción in-situ y de compra de hidrógeno. Esta decisión será diferente para cada uno de los agentes económicos, pero se fundamenta en seguir el argumento de la lógica económica o el supuesto de exposición a los precios de mercado del hidrógeno verde.

Por último, es relevante destacar la oportunidad que supone la inversión en proyectos que vayan de la mano de los Fondos Europeos enfocados a la sostenibilidad. Estos implican una reconfiguración de la estructura de capital que reduce el coste medio de los fondos (WACC) al tratarse, en su mayoría, de ayudas a fondo perdido sin coste explícito.

En definitiva, el presente trabajo deja constancia de la grandísima oportunidad que supone la inversión en hidrógeno verde desde el lado de la movilidad, un sector que se va a beneficiar de las ayudas europeas en los próximos años. Centrar el proyecto en España, el país que más se va a beneficiar de las ayudas y que está concebido como uno de los futuros hubs mundiales de producción de hidrógeno verde, supone un empujón para la inversión que previsiblemente generará retornos a medida que la cadena de suministro evolucione y optimice su coste, a la par que la adopción de vehículos eléctricos y de pila de combustible se generalice como está previsto.

Aunque el presente trabajo cuenta con una conclusión férrea en cuanto a dónde se ha de centrar la inversión de los agentes, existen ciertos ámbitos que no se han contemplado.

Un ejemplo de ello sería considerar otros usos finales del hidrógeno como el aplicado al sistema eléctrico. Las tensiones geopolíticas con Rusia y la dependencia europea de su gas natural incrementarán el precio de la electricidad sin ninguna duda, por lo que sería esclarecedor modelizar la incorporación del H₂ verde a la Red Eléctrica Española. En otras fases también resultaría atractivo estudiar el componente inorgánico para considerar otras fases de la cadena de suministro, pudiendo alcanzar alianzas o fusiones. Otra de las inquietudes que podrían surgir podrían encontrarse en el terreno regulatorio, en el acceso a las ayudas de no sólo este PERTE, sino todos. Este trabajo ha supuesto que el proyecto sería apto para recibir los fondos, cuando sería esclarecedor conocer con precisión las posibilidades del proyecto a tratar, sobre todo de cara a dimensionar el volumen de ayudas a las que podría optar el proyecto.

Por otro lado, a modo de puntos de ampliación de este trabajo, convendría profundizar aún más en el modelo presentado, por ejemplo tratando de transformar las hipótesis fijas supuestas a una magnitud modelable, ajustando los cálculos y así acercando el modelo a la realidad de una hidrogenera en Navarra. El supuesto de atención de la totalidad de la demanda sería uno de los puntos clave de esta mejora ya que (1) No se conoce la evolución del stock real de vehículos de pila de hidrógeno, sólo los objetivos del Gobierno Navarro hacia 2030, y (2) Caben los casos de que a) No se cubra la demanda por falta de H₂, o b) No se utilice toda la capacidad esperada, generando inventarios y, por tanto, una variable más para tener en cuenta en la inversión.

En definitiva, los resultados de este trabajo suponen un complemento a la literatura académica existente, pudiendo ser aprovechado y perfeccionado por otros investigadores tanto en el ámbito general como en ámbitos más concretos como la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de la Facultad. Además, el presente trabajo también puede contribuir en su magnitud al conocimiento empresarial general sobre el hidrógeno.

A modo de conclusión, el hidrógeno verde es uno de los componentes de la transición energética en Europa y el mundo. El estímulo global sin precedentes supone una gran oportunidad para la comunidad de inversores, tanto por el apoyo financiero como las expectativas de crecimiento que tiene la transición a un modelo energético más sostenible. El presente trabajo ha evidenciado que el componente más interesante a ojos de este análisis es la movilidad, con la que se podría abordar una cuota importante de las

emisiones de dióxido de carbono mundiales. Sin embargo, para la consecución del modelo de hidrogena propuesto (y de muchos otros) es capital aprovechar el apoyo financiero específico de este tiempo.

9. Referencias y bibliografía

- ACEA (2021). Fuel types of new cars: battery electric 9.8%, hybrid 20.7% and petrol 39.5% market share in Q3 2021. ACEA. Retrieved from [https://www.acea.auto/fuel-
pc/fuel-types-of-new-cars-battery-electric-9-8-hybrid-20-7-and-petrol-39-5-market-
share-in-q3-2021/](https://www.acea.auto/fuel-
pc/fuel-types-of-new-cars-battery-electric-9-8-hybrid-20-7-and-petrol-39-5-market-
share-in-q3-2021/)
- Agencia Energética del País Vasco (2021). Estrategia Vasca del Hidrógeno. Gobierno del País Vasco. Retrieved from [https://eve.eus/Conoce-la-Energia/La-energia-en-
Euskadi/Estrategia-Hidrogeno?lang=es-es](https://eve.eus/Conoce-la-Energia/La-energia-en-
Euskadi/Estrategia-Hidrogeno?lang=es-es)
- Aleasoft (2020). All colours of hydrogen. AleaSoft Energy Forecasting. Retrieved from <https://aleasoft.com/all-colours-hydrogen/>
- Alves, H. J., Bley Junior, C., Niklevicz, R. R., Frigo, E. P., Frigo, M. S., & Coimbra-Araújo, C. H. (2013). Overview of hydrogen production technologies from biogas and the applications in fuel cells. In International Journal of Hydrogen Energy (Vol. 38, Issue 13, pp. 5215–5225). Elsevier BV.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.02.057>
- Benjumea (s.f.). Felipe Benjumea Llorente: Sitio web oficial. Wordpress. Retrieved from <https://felipebenjumeallorete.com/>
- Bloomberg (2020). Hydrogen Economy Outlook. Bloomberg NEF. Retrieved from [https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-
Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf](https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-
Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf)
- BP (2021). Statistical Review of World Energy: 70th Edition. Retrieved from [https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-
world-energy/downloads.html](https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-
world-energy/downloads.html)
- Caponi, R., Monforti Ferrario, A., Del Zotto, L., & Bocci, E. (2021). Hydrogen refueling station cost model applied to five real case studies for fuel cell buses. In E3S Web of Conferences (Vol. 312, p. 07010). EDP Sciences.
<https://doi.org/10.1051/e3sconf/202131207010>

- Cesce (2021). Hidrógeno y movilidad inteligente: un enorme abanico de oportunidades de negocio. Cesce. Retrieved from <https://www.cesce.es/es/w/asesores-de-pymes/hidrogeno-y-movilidad-inteligente-un-enorme-abanico-de-oportunidades-de-negocio>
- Club Español de la Energía (2021). Cuadernos de Energía N° 67. Garrigues, Deloitte. Retrieved from <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/es/Documents/energia/Deloitte-es-energia-cuadernos-energia-n67.pdf>
- CoHispania (2020). La banca española comienza a comercializar hipotecas verdes. CoHispania. Retrieved from <https://www.cohispania.com/comunicacion/es/blog/la-banca-espanola-comienza-a-comercializar-hipotecas-verdes>
- Comisión Europea. (2020). A fondo: las energías renovables en Europa. Retrieved from https://ec.europa.eu/info/news/focus-renewable-energy-europe-2020-mar-18_es#:~:text=En%20los%20%C3%BAltimos%20a%C3%B1os%2C%20la,datos%20de%20Eurostat%20para%202018
- Comisión Europea (2019). A European Green Deal. European Commission. Retrieved from https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en#thematicareas
- Comisión Europea (2020). Plan de recuperación para Europa. Comisión Europea. https://ec.europa.eu/info/strategy/recovery-plan-europe_es
- CompromisoRSE (2021). Los inversores españoles, cada vez más interesados por la inversión sostenible. CompromisoRSE. Retrieved from <https://www.compromisorse.com/rse/2021/03/25/los-inversores-espanoles-cada-vez-mas-interesados-por-la-inversion-sostenible/>
- Comunidad de Madrid (2022). La Comunidad de Madrid pone en marcha el primer autobús impulsado con hidrógeno en la región. Retrieved from <https://www.comunidad.madrid/noticias/2022/01/25/comunidad-madrid-pone-marcha-primer-autobus-impulsado-hidrogeno-region>

- COP26 (2021). COP26: The Glasgow Climate Pact. Retrieved from <https://ukcop26.org/the-conference/cop26-outcomes/>
- De Aragón, E. (2021). Los 6 coches de hidrógeno que ya están o que estarán en las carreteras en 2022. MovilidadElectrica.com. Retrieved from <https://movilidadelectrica.com/coches-de-hidrogeno-actuales-y-proximos/>
- Deloitte (2020). Fueling the Future of Mobility: Hydrogen and fuel cell solutions for transportation. Retrieved from <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cn/Documents/finance/deloitte-cn-fueling-the-future-of-mobility-en-200101.pdf>
- DW (2021). España sufrió en 2020 su peor caída económica en casi 85 años. DW. Retrieved from <https://p.dw.com/p/3oZmz>
- E4tech (2020). The Fuel Cell Industry Review 2020. Retrieved from <https://fuelcellindustryreview.com/>
- Endesa (2021). Endesa contempla el desarrollo en España de 23 proyectos de hidrógeno verde con una inversión de 2.900 millones de euros. Endesa Prensa. Retrieved from <https://www.endesa.com/es/prensa/sala-de-prensa/noticias/transicion-energetica/endesa-contempla-desarrollo-23-proyectos-hidrogeno-verde-espana>
- Escribano, G. (2021). H2 Med: impulsores y barreras geopolíticas y geoeconómicas para el hidrógeno en el Mediterráneo. Real Instituto Elcano. Retrieved from <https://media.realinstitutoelcano.org/wp-content/uploads/2021/09/policy-paper-escribano-h2-med-impulsores-barreras-geopoliticas-geoeconomicas-para-hidrogeno-en-mediterrane.pdf>
- Euronews (2021). Japón o un país pionero en la producción de ‘hidrógeno verde’. Euronews. Retrieved from <https://es.euronews.com/2021/10/25/japon-o-un-pais-pionero-en-la-produccion-de-hidrogeno-verde>
- European Commission. (2020). A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe. Retrieved from https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-system-integration/hydrogen_en

European Commission. (2022). EU taxonomy: Complementary Climate Delegated Act to accelerate decarbonisation. Financial Stability, Financial Services and Capital Markets Union. Retrieved from https://ec.europa.eu/info/publications/220202-sustainable-finance-taxonomy-complementary-climate-delegated-act_en

European Commission, (2008). HyWays: the European hydrogen roadmap. Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2777/35839>

European Council (2022). EU restrictive measures in response to the crisis in Ukraine. Retrieved from <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/sanctions/restrictive-measures-ukraine-crisis/history-restrictive-measures-ukraine-crisis/>

EuroStat (2022). GDP and main components (output, expenditure and income). Retrieved from https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nama_10_gdp/default/table?lang=en

Gardner, F. (2022). Rusia invade Ucrania: ¿qué puede pasar ahora?. BBC News. Retrieved from <https://www.bbc.com/mundo/noticias-internacional-60537740>

Gobierno de España (2021). Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. La Moncloa. Retrieved from https://www.lamoncloa.gob.es/temas/fondos-recuperacion/Documents/30042021-Plan_Recuperacion_%20Transformacion_%20Resiliencia.pdf

Gobierno de España (2021). Proyectos estratégicos para la recuperación y transformación económica (PERTE). Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Retrieved from <https://planderrecuperacion.gob.es/como-acceder-a-los-fondos/pertes>

Gobierno de Navarra (2021). Agenda Navarra del Hidrógeno Verde. Navarra.es. Retrieved from https://www.navarra.es/documents/48192/10503955/AGENDA+NAVARRA+DEL+HIDR%C3%93GENO+VERDE_210806.pdf/84fdeaa4-b9ad-0dde-e12b-c042c903a556?t=1631878933771

- González, A. (2010). Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno. Repositorio Digital de Universitat de Girona. Retrieved from http://www2.udg.edu/Portals/88/proc_industrials/5%20-%20Otros%20Combustibles-Hidrogeno.pdf
- Guinot, M., Aguilar, A., Boffil, C. (2020). Criterios para el acceso a las ayudas de los fondos europeos. Deloitte. <https://www2.deloitte.com/es/es/pages/about-deloitte/articles/criterios-acceso-e-implementacion-ayudas-fondos-europeos.html>
- H2Stations (s.f.). H2 Stations Map. Retrieved from <https://www.h2stations.org/stations-map/?lat=49.763948&lng=12.582221&zoom=4>
- Hodges, A., Hoang, A.L., Tsekouras, G. et al. (2022). A high-performance capillary-fed electrolysis cell promises more cost-competitive renewable hydrogen. Nat Commun 13, 1304. <https://doi.org/10.1038/s41467-022-28953-x>
- Huerta, J. (1992). Socialismo, cálculo económico y función empresarial. Unión Editorial. Madrid
- INE (2020). Renta por persona y unidad consumo por comunidades autónomas. Instituto Nacional de Estadística. Retrieved from <https://www.ine.es/jaxiT3/Datos.htm?t=9947>
- IRENA (2020). Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal. Publications. Retrieved from <https://www.irena.org/newsroom/pressreleases/2020/Dec/Making-Green-Hydrogen-a-Cost-Competitive-Climate-Solution>
- IRENA (s.f.). Statistics Time Series. IRENA Statistics. Retrieved from <https://irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>
- Lazard (2020). Lazard's Levelized Cost Of Energy (LCOE) Analysis – Version 14.0. Insights. Retrieved from <https://www.lazard.com/perspective/lcoe2020>

- Linares, J., Moratilla, B. (2007). El hidrógeno y la energía. Avances de Ingeniería. Análisis de situación y prospectiva de nuevas tecnologías energéticas. Universidad Pontificia Comillas
- Linares, P. (2021). Diálogos de Energía y Sostenibilidad 2020-2021. Papeles de energía. Funcas. Retrieved from <https://www.funcas.es/wp-content/uploads/2021/09/Papeles-de-energia-14.pdf>
- McKinsey (2021). Hydrogen for Net-Zero. Hydrogen Council. Retrieved from <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-for-net-zero/>
- McKinsey (2021). Hydrogen Insights 2021. Hydrogen Council. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>
- McPhy (2021). HyDeal Ambition: Europe's first open and integrated green hydrogen consortium. Press releases. Retrieved from <https://mcphy.com/en/news/hydeal-ambition/>
- Merriam-Webster (s.f.). Capital Structure. En el Diccionario Merriam Webster. Retrieved from <https://www.merriam-webster.com/dictionary/capital%20structure>
- Merriam-Webster (s.f.). Commodity. En el Diccionario Merriam Webster. Retrieved from <https://www.merriam-webster.com/dictionary/commodity>
- Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (2021). Cifras PyME. Gobierno de España. Retrieved from <http://www.ipyme.org/es-ES/ApWeb/EstadisticasPYME/Documents/CifrasPYME-marzo2021.pdf>
- Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico (2022). Inventario Nacional de emisiones a la atmósfera: Emisiones de gases de efecto invernadero. Gobierno de España. Retrieved from <https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/default.aspx>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2020). Hoja de ruta del hidrógeno. Gobierno de España. Retrieved from <https://energia.gob.es/es-es/Novidades/Paginas/publicacion-hoja-de-ruta-del-hidrogeno-apuesta-hidrogeno-renovable.aspx>

- Munárriz, A. (2021) Balance del acuerdo sobre la luz de PSOE y UP: el Gobierno da por encarrilada "gran parte" de la reforma del mercado eléctrico. InfoLibre. Retrieved from https://www.infolibre.es/politica/balance-acuerdo-luz-psoe-up-gobierno-da-encarrilada-gran-parte-reforma-mercado-electrico_1_1192346.html
- Naturgy (2021). Naturgy impulsa la movilidad sostenible con la construcción de sus primeras 38 hidrogenas en España. Naturgy. Retrieved from https://www.naturgy.com/naturgy_impulsa_la_movilidad_sostenible_con_la_construccion_de_sus_primeras_38_hidrogenas_en_espana
- Nuevo, D. (2022). Qué es una hidrogena en España. TECPA. Retrieved from <https://www.tecpa.es/hidrogena/#:~:text=Actualmente%20solo%20hay%20seis%20hidrogenas,%2C%20Huesca%2C%20Albacete%20y%20Puertollano.>
- OMS (2021). Cambio climático y salud. Organización Mundial de la Salud. <https://www.who.int/es/news-room/fact-sheets/detail/climate-change-and-health>
- Prieto, G. (2017). El reparto de las horas de sol en el mundo. Geografía Infinita. Retrieved from <https://www.geografiainfinita.com/2017/07/reparto-las-horas-sol-mundo/#:~:text=Todas%20estas%20zonas%20disponen%20de,cada%20uno%20de%20los%20meses.>
- Protermosolar (2019). Lo que no se conoce (o no se quiere conocer) sobre el almacenamiento eléctrico en nuestro país. <https://www.protermosolar.com/lo-que-no-se-conoce-o-no-se-quiere-conocer-sobre-el-almacenamiento-electrico-en-nuestro-pais/>
- Roca, R. (2020). El costo del hidrógeno verde debe caer a la mitad para que sea competitivo con el azul: la nuclear y su alto factor de capacidad serían claves. El Periódico de la Energía. Retrieved from <https://elperiodicodelaenergia.com/el-coste-del-hidrogeno-verde-debe-caer-a-la-mitad-para-que-sea-competitivo-con-el-azul-la-nuclear-y-su-alto-factor-de-capacidad-serian-claves/>
- Sanahuja, J. A. & Tezanos, S. (2016). Del milenio a la sostenibilidad: retos y perspectivas de la Agenda 2030 para el desarrollo sostenible. Ediciones Complutense. <http://dx.doi.org/10.5209/POSO.51926>

- Schiavo, M. & Nietvelt, K. (2020). How Hydrogen Can Fuel The Energy Transition. S&P Global Ratings. Retrieved from <https://www.spglobal.com/ratings/en/research/articles/201119-how-hydrogen-can-fuel-the-energy-transition-11740867>
- Staffell, I., Scamman, D., Velazquez Abad, A., Balcombe, P., Dodds, P. E., Ekins, P., Shah, N., & Ward, K. R. (2019). The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. In *Energy & Environmental Science* (Vol. 12, Issue 2, pp. 463–491). Royal Society of Chemistry (RSC). <https://doi.org/10.1039/c8ee01157e>
- Steffen, B. (2020). Estimating the cost of capital for renewable energy projects. In *Energy Economics* (Vol. 88, p. 104783). Elsevier BV. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104783>
- United Nations (2015). Paris Agreement. United Nations: Climate Change. Retrieved from <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>
- WHO (2014). Quantitative risk assessment of the effects of climate change on selected causes of death, 2030s and 2050s. World Health Organization. Retrieved from <https://apps.who.int/iris/handle/10665/134014>