



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales - ICADE

ANÁLISIS DEL POTENCIAL DEL HIDRÓGENO VERDE COMO FUENTE DE ENERGÍA EN LA REALIDAD GEOPOLÍTICA ACTUAL

Autor: Marina Barranco Tortosa

Director: Isabel Catalina Figuerola Ferretti Garrigues

ÍNDICE DE CONTENIDO

Resumen	4
Abstract	5
CAPÍTULO I: EL HIDRÓGENO Y SU VERSIÓN RENOVABLE.....	6
2. Introducción.....	7
2.1. Planteamiento de la cuestión	7
2.2. Justificación: finalidad y motivos.....	8
2.3. Estructura del trabajo y metodología.....	9
3. El marco de la transición energética	10
3.1. Preocupación por el cambio climático.....	10
3.2. La transición energética y el escenario NZE	11
4. El hidrógeno verde.....	12
4.1. El hidrógeno como vector energético.....	12
4.2. Tipos de hidrógeno.....	14
4.3. Producción del hidrógeno verde	14
4.4. Ventajas ofrecidas por el hidrógeno verde en la transición energética.....	16
4.4.1. El hidrógeno verde como maximizador de la seguridad energética	16
4.4.2. El hidrógeno verde como fuente energética en los sectores económicos	18
5. Barreras a la implementación de la economía del hidrógeno	19
5.1. Coste	19
5.1.1. Infraestructura	20
5.1.2. Suministro	21
Gráfico 1: Comparativa de LCOE para energía eólica y solar.....	21
5.1.3. Comparación de costes entre tipos de hidrógeno.....	21
Gráfico 2. Comparación de costes de producción por tipo de hidrógeno	22
5.2. Eficiencia	23
5.3. Recursos hídricos.....	23
5.4. Transporte y almacenamiento	24
CAPÍTULO II: EL HIDRÓGENO VERDE EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA.....	25
6. Papel del hidrógeno verde en la transición energética	25
6.1. Implicaciones geoestratégicas del hidrógeno como fuente de energía	25
Tabla 1: Clasificación de los estados como potenciales comercializadores de hidrógeno verde	27
6.2. Impulsores del hidrógeno verde en la transición energética	28
6.2.1. Pandemia	28
6.2.2. Guerra de Ucrania	30
6.2.3. Propulsión regulatoria.....	32
Green Deal.....	32
Inflation Reduction Act (IRA).....	33
6.2.4 La desinversión en combustibles fósiles.....	34
Gráfico 3. Desempeño del S&P 500 Energy Index en los últimos 10 años.....	37
7. Análisis de la respuesta de los mercados a la irrupción del hidrógeno verde	39

7.1. Metodología	39
7.1.1. Justificación de la utilización de ETFs como sujetos del análisis.....	40
7.1.2. Rentabilidad anualizada.....	41
7.1.3. Volatilidad.....	41
7.1.4. Beta	42
7.1.5. Ratio de Sharpe	42
7.2. Sujetos de análisis	43
7.2.1. <i>Series Defiance Next Gen H2 ETF (HDRO)</i>	43
Gráfico 4: Cartera ETF HDRO	44
7.2.2. <i>ETF iShares Oil & Gas Exploration & Production UCITS (SPOG)</i>	44
Gráfico 5: Cartera ETF SPOG	45
7.3. Análisis	45
7.3.1. <i>Series Defiance Next Gen H2 ETF (HDRO)</i>	46
Tabla 2: Medidas calculadas para el ETF HDRO	46
Gráfico 6: Valores liquidativos del ETF HDRO	47
Gráfico 7: Desempeño S&P Global Clean Energy Index en los últimos 5 años	48
7.3.2. <i>ETF iShares Oil & Gas Exploration & Production UCITS (SPOG)</i>	49
Tabla 3: Medidas calculadas para el ETF SPOG.....	49
Gráfico 8: Valores liquidativos del ETF SPOG.....	51
Gráfico 9: Desempeño S&P 500 Energy Index.....	51
7.4. Conclusiones del análisis	52
8. Conclusión final y recomendaciones	55
8.1. Recomendaciones.....	57
9. Bibliografía	59

Resumen

En los últimos años, la urgencia por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y frenar el cambio climático ha desplazado la atención depositada en los combustibles fósiles desde hace décadas hacia fuentes de energía renovable y sostenible. Una de las opciones más prometedoras en este sentido es el hidrógeno verde, una forma de energía limpia y altamente eficiente que se produce a partir de la electrólisis del agua utilizando energía renovable. En este ensayo, se explora el papel del hidrógeno verde en la transición energética y cómo su adopción podría contribuir significativamente a reducir las emisiones de carbono y lograr una economía más sostenible y resiliente en el futuro. Asimismo, se analizará el impacto de su emergencia como vector energético en las dinámicas geopolíticas a nivel global y cómo eventos de la actualidad de la última década han impulsado su surgimiento como principal “joven promesa de la transición energética”, además de la acogida que éste haya tenido hasta el momento en los mercados financieros por parte de los inversores, lo que se discernirá a través del estudio del desempeño de dos ETFs representativos, basados en hidrógeno verde y en combustibles fósiles .

Los resultados ponen de manifiesto la necesidad del vector energético de inversión tanto pública como privada en el sector para alcanzar la producción a gran escala del vector éste resulte competitivo en términos de precio con respecto a otras fuentes energéticas.

Palabras clave: *Hidrógeno verde, transición energética, combustibles fósiles, producción a gran escala, seguridad energética, inversión, ETFs.*

Abstract

In recent years, the urgency to reduce greenhouse gas emissions and curb climate change has shifted the focus from decades of fossil fuels to renewable and sustainable energy sources. One of the most promising options in this regard is green hydrogen, a clean and highly efficient form of energy produced from the electrolysis of water using renewable energy. This paper explores the role of green hydrogen in the energy transition and how its adoption could contribute significantly to reducing carbon emissions and achieving a more sustainable and resilient economy in the future. It will also analyze the impact of its emergence as an energy carrier on global geopolitical dynamics and how current events of the last decade have driven its rise as the main "young promise of the energy transition", as well as how it has been received so far in the financial markets by investors, which will be discerned by studying the performance of two representative ETFs, based on green hydrogen and fossil fuels.

The results show that green hydrogen is still very "young" compared to other sectors present in the financial markets, and highlight the need for both public and private investment in the sector to achieve large-scale production of the vector and thus make it competitive in terms of price with other energy sources.

Keywords: *Green hydrogen, energy transition, fossil fuels, large-scale production, energy security, investment, ETFs.*

ÍNDICE DE SIGLAS

BHDRO	BlueStar Hydrogen & NextGen Fuel Cell Index
CAGR	Compound anual growth rate
CAPEX	Capital expenditures o gasto en capital
CCUS	captura y almacenamiento de carbono
CDN	Contribución Determinada a Nivel Nacional
CH4	Metano
CIGS	Global Industry Classification Standard
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CO2	Dióxido de Carbono
CO2-eq/kg	Dióxido de carbono equivalente por kilogramo
ETF	Exchange Traded Funds
FCEV	Vehículos eléctricos de pila de combustible
GEI	Gases efecto invernadero
GNL	Gas natural licuado
GT	Giga tonelada
GW	Gigavatios
HDRO	Defiance Next Gen H2 ETF
IEA	International Energy Agency
IIC	Instituciones de inversión colectiva
IPCEI	
Hy2Tech	Important Projects of Common European Interest
IRA	Inflation Reduction Act
IRENA	International Renewable Energy Agency
kg	kilogramo
LCOE	Coste nivelado de la electricidad
LCOH	Coste nivelado del hidrógeno
m3	metro cúbico
NAV	Valor de liquidación
NZE	Net Zero emissions scenario
ONU	Organización Naciones Unidas
OPEP	Organización de países exportadores de petróleo
PEM	Electrólisis por membrana de intercambio de protones
PPA	Power Purchase Agreement
ppb	Partes por billón.
ppm	Partes por millón
S&P	Standar and Poor's
	S&P Commodity Producers Oil and Gas Exploration & Production
SPCPOG	Index
SPOG	ETF iShares Oil & Gas Exploration & Production UCITS
UE	Unión Europea
USD	Dólares americanos

CAPÍTULO I: EL HIDRÓGENO Y SU VERSIÓN RENOVABLE

2. Introducción

2.1. Planteamiento de la cuestión

Cada vez existe una mayor preocupación por el futuro del planeta Tierra y su viabilidad en el largo plazo, debido al auge del cada vez mayor calentamiento global y del cambio climático motivados por la actividad humana de los últimos siglos. Por ello, existe una concienciación exponencial a nivel global acerca de la urgencia del cambio de las dinámicas energéticas actuales y de la necesidad de una transición energética que convierta este cambio en una realidad.

Ante esto, la única alternativa conocida que aúne el respeto por el medio ambiente - materializado en bajas emisiones de carbono - con la continuación de los modos sociales, económicos y políticos actuales sin implicar una recesión en el desarrollo del ser humano, son las energías renovables. Dentro de éstas, la variante renovable de un vector energético utilizado desde hace más de doscientos años ha emergido como la “joven promesa” por su enorme potencial energético para descarbonizar sectores intensivos en carbono, y, éste es, el hidrógeno verde o renovable.

De esta forma, cada vez son más los gobiernos e instituciones que suman a la carrera de la producción en masa del hidrógeno verde, buscando posicionarse aventajadamente a través de “estrategias nacionales de hidrógeno renovable”. Así, los primeros en vislumbrar la oportunidad y elaborar su estrategia fueron Japón, China, Francia y Corea del Sur en 2019, a los que se les han ido uniendo 28 estados - y regiones en el caso de la UE - a lo largo de estos años, como Australia, Chile, Alemania, España y la Unión Europea, e, incluso, jugadores de peso en la economía de los combustibles fósiles, como Emiratos Árabes Unidos (Threlfall, 2022).

Así, a raíz del creciente interés generado en torno al hidrógeno renovable, surge una inevitable pregunta: ¿Se ha sobredimensionado el potencial del hidrógeno, o realmente es “el santo grial” de la energía renovable?

El presente proyecto busca, por tanto, analizar de forma integral el papel del hidrógeno verde como vector energético en la transición, especialmente en el contexto volátil actual, y la acogida que éste ha tenido en los mercados financieros por parte de los inversores, con el objetivo de discernir si, hasta el momento, las expectativas en torno al hidrógeno verde están fundadas.

2.2. Justificación: finalidad y motivos

La finalidad de este proyecto es, por tanto, analizar la viabilidad del hidrógeno verde como vector energético en la transición - en términos de características, ventajas, y barreras que ha de superar - así como sus posibles efectos sobre la geopolítica actual y la acogida en los mercados financieros.

Por ello, este trabajo busca, en primer lugar, aterrizar el concepto de “hidrógeno verde”, por qué es una potencial fuente en la transición energética, y qué ventajas e inconvenientes ofrece. Una vez clarificadas estos puntos, se busca entender qué acontecimientos recientes han impulsado su emergencia como posible realidad en el plano energético, y cómo ésta podría afectar a la geoestrategia actual existente en torno a los combustibles fósiles, con objeto de, en última instancia, examinar cuál ha sido el impacto de esta emergencia del vector en los mercados financieros hasta el momento.

De esta forma, los objetivos del trabajo son los siguientes:

- Definir al hidrógeno verde como vector energético, y comprender el potencial de su papel en el marco de la transición energética.
- Analizar las ventajas que el hidrógeno verde introduce al sistema energético actual, así como las barreras que éste ha de superar para su producción a gran escala.
- Estudiar cómo podrían cambiar las dinámicas geoestratégicas actuales con la irrupción del hidrógeno verde en el sistema energético.
- Comprender qué efecto han tenido eventos actuales como la Pandemia o la Guerra de Ucrania sobre la emergencia del hidrógeno verde y su acogida por parte de los inversores partícipes en los mercados financieros.

De esta forma, lo que realmente busca el presente proyecto es entender al hidrógeno verde como vector energético en el sistema actual, qué consecuencias podría tener su utilización

generalizada, y cuál ha sido, hasta el momento, el apoyo brindado por parte de los mercados financieros.

2.3. Estructura del trabajo y metodología

Con tales fines, se ha estructurado el trabajo en cuatro secciones principales. En primer lugar, con objeto de contextualizar la emergencia del hidrógeno verde como vector energético, se realizará una descripción de la transición energética, los instrumentos institucionales que han sentado precedente para concienciar a la comunidad internacional, y, dentro de esto, el objetivo idílico del NZE. Dicha información será recuperada de informes realizados por organizaciones internacionales (como la ONU), regionales (como el Parlamento Europeo) así como de organismos internacionales centrados en la temática energética, como la IEA o la IRENA.

En segundo lugar, se procederá a realizar un análisis descriptivo del hidrógeno en el contexto energético, en el que se incluirá un análisis de sus cualidades físicas y químicas, además de los tipos existentes clasificados según su huella de carbono. Asimismo, en esta sección se explicarán de forma breve las dos formas de producción de hidrógeno verde más habituales, para así poder analizar de forma fundamentada las ventajas que éste puede ofrecer con respecto a otras formas de energía y las barreras que éste ha de superar para la generalización de su aplicación. Para ello, se revisarán exhaustivamente artículos académicos sobre la materia, así como informes emitidos por las agencias energéticas referidas anteriormente, de consultoras y bancos de inversión como McKinsey&Company, Lazard o Goldman Sachs, y de compañías especializadas en la materia, como S&P Global Commodity Insights, entre otros.

De esta forma, será en la tercera sección del proyecto cuando se analice en profundidad el papel del hidrógeno verde en la transición energética, su posible impacto en la geoestrategia actual construída en torno a los combustibles fósiles, y los principales hitos que han impulsado su emergencia dentro de la transición, entre los que se incluyen eventos actuales como la Guerra de Ucrania, la Pandemia y las dinámicas observadas en la última década en los mercados financieros con respecto al sector energético, así como medidas regulatorias revolucionarias en la materia, como el Green Deal y el IRA. Tal información será extraída de informes emitidos por los organismos pertinentes (European Commission, 2022), (IEA, 2023) y universidades (Imperial College Business School, 2020), así como de entidades privadas expertas en la

materia como Carbon Tracker, y de artículos escritos por autores de referencia en la materia, como (Kollias et al., 2012), (Robertson, 2021).

Posteriormente, se realizará una exploración de la acogida del hidrógeno verde por parte de los inversores en el sector financiero, para lo que se estudiarán cuatro medias de referencia: rentabilidad anualizada, volatilidad, beta y ratio de Sharpe, aplicadas a dos ETFs; uno basado en hidrógeno limpio, HDRO, y otro basado en la explotación y producción de gas natural, SPOG, los cuales siguen una estrategia de replicación del *Defiance Next Gen H2 ETF* y *ETF iShares Oil & Gas Exploration & Production UCITS*, respectivamente. Una vez realizado el análisis, se compararán y contextualizan los resultados obtenidos, para, en última instancia, discernir la acogida que el hidrógeno verde ha experimentado en los mercados financieros y realizar ciertas recomendaciones para impulsar su generalización como fuente de energía. Para esta sección, se ha recurrido a las fuentes de los propios emisores de los ETFs - Defiance y BlackRock - así como a otras herramientas de análisis, como Morningstar, Nasdaq, S&P Commodity Insights o Financial Times, entre otros.

Por tanto, la metodología seguida en el proyecto se basa tanto en el análisis exploratorio y descriptivo, como en el financiero, de forma que se combinarán tanto técnicas cualitativas como cuantitativas. De esta forma, se analizarán, como se ha mencionado, todo tipo de publicaciones, artículos académicos, informes de agencias de referencia en la materia y de entidades financieras y consultoras, así como informes financieros dirigidos a inversores. Por tanto, el método utilizado en el proyecto será el inductivo, pues se busca analizar un conjunto de observaciones de la realidad para así alcanzar conclusiones.

3. El marco de la transición energética

3.1. Preocupación por el cambio climático

La preocupación por el cambio climático no es algo novedoso. De hecho, fue incluida oficialmente como un punto específico del programa del Consejo Económico y Social de las Naciones Unidas en 1968, a raíz de lo cual se acordó la celebración de la primera Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Humano. A partir de ese momento, se fueron sucediendo las Conferencias de Naciones Unidas sobre el Medio ambiente y el Desarrollo (CNUED), las cuales consisten en encuentros entre los Jefes de Estado de los estados miembros en busca del diálogo, debate, y soluciones a través de acuerdos sobre el Cambio Climático, el medio

ambiente, el desarrollo sostenible y otras cuestiones que afectan directamente al desarrollo humano.

Es a raíz de la CNUED de 1996 que nace el Protocolo de Kyoto, que supone un hito en la historia en términos de compromiso de los estados por el calentamiento global, ya que, por primera vez, se pide responsabilidad a los estados en función de las emisiones de gases de efecto invernadero emitidas (GEI) (ONU, 2023), enfatizándose, especialmente, el mayor peso por responsabilidad de los países industrializados.

Esto sienta precedente para que, en la Conferencia de las Partes de la CMNUCC celebrada en París en 2015, se adopte el Acuerdo de París; un tratado internacional jurídicamente vinculante para las 196 partes, en el que se pone el objetivo de “lograr un planeta con clima neutro”, para lo que se acuerda limitar el aumento de la temperatura global a menos de 2°C por encima de los niveles preindustriales, y se esfuerza por limitar el aumento a 1,5°C; de esta forma, el Acuerdo de París no solicita compromiso únicamente a los estados industrializados, sino a todas las partes sin excepción, obligando a cada una a publicar cada lustro su Contribución Determinada a Nivel Nacional (CDN) (ONU, 2023).

Ante la creciente preocupación por las consecuencias del cambio climático, y en línea con lo debatido en la CMNUCC en París, se plantea la posibilidad de transformar la utopía de la neutralidad de carbono en una realidad, a través de la transición energética, con un horizonte temporal ubicado en 2050: el Net Zero Scenario (NZE), que será el marco en el que se dibuje la emergencia del hidrógeno verde como vector energético.

3.2. La transición energética y el escenario NZE

Con objeto de alcanzar los objetivos del Acuerdo de París - es decir, limitar el aumento medio de la temperatura global a 2°C respecto a los niveles preindustriales, utópicamente por debajo de 1,5°C - las emisiones de GEI han de reducirse en un 45% para 2030 y se ha de conseguir la neutralidad de carbono en 2050 (ONU, 2023). Esto implica conseguir un balance neto de emisiones de CO₂, a través de la emisión de la misma cantidad de CO₂ a la atmósfera de la que se retira por otras vías (Parlamento Europeo, 2022).

¹ Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

Para ello se ha puesto en marcha la transición energética, el cambio en el sector energético mundial de los sistemas de producción y consumo de energía alimentados mediante combustibles fósiles - petróleo, el gas natural y el carbón- por sistemas basados en fuentes de energía renovables (S&P Global, 2023); es decir, aquellas derivadas de fuentes naturales, y que, por tanto, son repuestas a un ritmo mayor del que se consumen, entre las que se incluyen la solar, eólica, hidráulica, mareomotriz o la biomasa, entre otras (ONU, 2023).

Así, el escenario idílico de esta transición energética sería el de la neutralidad de carbono en 2050, bautizado por la IEA como “Net Zero Emissions Scenario”. Hasta el momento, se han comprometido a alcanzar esta realidad más de 70 estados responsables del 76% de las emisiones de CO₂ a nivel global, incluyéndose China, Estados Unidos y la UE (ONU, 2023). Sin embargo, este escenario ideal está lejos de ser alcanzado. Según la ONU, si se continúa con las políticas actuales establecidas en el Acuerdo de París, las emisiones de GEI aumentarán en un 10% en 2030 con respecto a los niveles de 2010 (ONU, 2023).

En el NZE se estima que las fuentes de energía sean mucho más diversas que hoy en día. Según la IEA, más de dos tercios de la energía utilizada en 2050 procederán de fuentes renovables, y tan sólo un quinto procederá de los combustibles fósiles (IEA, 2022); la cuota de las energías renovables en la generación de electricidad pasará del 28% en 2021 a más del 60% en 2030, y a casi el 90% en 2050 (IEA, 2022).

4. El hidrógeno verde

Dentro de la transición energética, existe un jugador dentro del mix energético que ha emergido como joven promesa en la transición para alcanzar el NZE y, este es, el hidrógeno verde. De esta forma, a continuación, se procede a explicar el hidrógeno verde como vector energético, su proceso de producción y las barreras a la generalización de su utilización como fuente de energía.

4.1. El hidrógeno como vector energético

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo y más elemental (International Renewable Energy Agency, 2022); sin embargo, éste no se encuentra en estado molecular (H₂) de manera aislada en la naturaleza, por lo que ha de obtenerse utilizando energía a partir de hidrocarburos o agua (Nicoletti, 2015).

Es, por tanto, un vector energético versátil, limpio y seguro que puede convertirse en energía térmica² o utilizarse en la industria como materia prima - en la industria química o farmacéutica, entre otras. Además, puede almacenarse y transportarse de forma líquida o gaseosa manteniendo una alta densidad energética (gravimétrica), para, posteriormente, quemarse - y convertirse en energía térmica - o utilizarse en baterías de combustible para generar calor y electricidad (Hydrogen Council, 2017).

De esta forma, entre sus principales atributos destacan su alta calidad ecológica, la amplia versatilidad que ofrece durante su empleo, así como la posibilidad de obtener una energía específica por unidad de masa tres veces superior a la combustión de la gasolina³ (IEA, 2019). Además, el hidrógeno se presenta como una fuente energética más segura que los combustibles fósiles, en términos de toxicidad de las sustancias resultantes de la reacción de combustión (Nicoletti, 2015).

Resulta importante destacar que, una de las particularidades del hidrógeno en cuanto a sus propiedades es la densidad. Así, es importante diferenciar entre la densidad energética, gravimétrica, la cual hace referencia a la cantidad de energía almacenada por unidad de masa, y la densidad energética volumétrica, que se define como la cantidad de energía almacenada por unidad de volumen (Xue et al., 2017).

Así, el hidrógeno posee una alta densidad gravimétrica energética - aproximadamente 33,3 kWh/kg (120 MJ/kg) (Hydrogen Newsletter, 2023) -, significativamente superior a la de la mayoría de los combustibles, lo que lo convierte un vector energético sumamente atractivo, especialmente para la descarbonización de la industria pesada y del transporte, ya que éstas requieren grandes cantidades de energía. Por otro lado, el hidrógeno presenta una densidad energética volumétrica baja a temperatura y presión estándar, lo que plantea problemas de almacenamiento y transporte, para lo que el hidrógeno debe comprimirse o licuarse (Hydrogen Newsletter, 2023).

En conclusión, el hidrógeno resulta, desde un punto de vista químico y físico, una potencial fuente de energía sustitutiva para los combustibles fósiles.

² Reaccionando con oxígeno (O₂), desprendiendo energía y formando agua (H₂O): $H_2 + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow H_2O \Delta H = -285 \text{ kJ mol}^{-1}$.

³ Nótese que, los bajos valores de densidad en las formas líquida y gaseosa hacen que su comparación con la gasolina sea negativa si la energía específica se refiere a la unidad de volumen (IEA, 2019).

4.2. Tipos de hidrógeno

Así, se distinguen tres tipos de hidrógeno dependiendo de la fuente de su obtención: el gris, el azul y el verde.

1. Hidrógeno gris. Es el hidrógeno producido a partir de los combustibles fósiles e hidrocarburos ligeros como el metano (CH₄), liberando grandes cantidades de CO₂ en los procesos. Concretamente, se obtiene mediante reforma molecular, lo que emite entre 9-11 CO₂-eq/kg,⁴ o gasificación del carbón, lo que produce entre 18 y 20 CO₂-eq/kg. Actualmente, este tipo de hidrógeno representa el 95% del suministro de hidrógeno (International Renewable Energy Agency, 2022).
2. Hidrógeno azul. Aquel producido a partir de gas natural mediante captura y almacenamiento de carbono (CCUS), lo que permite reducir hasta en un 95% las emisiones de CO₂ generadas durante las reacciones - equivalen a 0,4-4,5⁵ CO₂-eq/kg (International Renewable Energy Agency, 2022).
3. Hidrógeno renovable o hidrógeno verde. Es el obtenido por electrólisis alimentada mediante electricidad renovable; de esta forma se estima que emite 1 CO₂-eq/kg en el proceso (International Renewable Energy Agency, 2022).

4.3. Producción del hidrógeno verde

Actualmente, el 1% del hidrógeno se obtiene de forma limpia mediante un proceso llamado electrólisis, en el que se emplea electricidad - en este caso, de origen renovable - para descomponer las moléculas de agua (H₂O) en moléculas de hidrógeno (H₂) y Oxígeno (O₂). Actualmente, los métodos más utilizados de electrólisis son dos:

1. Electrólisis alcalina. En ella, se da una reacción entre dos electrodos en una solución compuesta por agua y electrolito - normalmente hidróxido de potasio (KOH). Al aplicar suficiente voltaje, se obtienen iones OH⁻ y una molécula de H₂. Esta electrólisis se caracteriza por tener un coste de capital del electrolizador más bajo en comparación con

⁴ Dióxido de carbono equivalente por kilogramo.

⁵ Emissions for blue hydrogen assume a range of 98% and 68% carbon capture rate and 0.2% and 1.5% of methane leakage.

otras electrólisis, ya que los metales alcalinos suelen tener un precio inferior en el mercado a los aplicados en otras tecnologías. Asimismo, la eficiencia de este tipo de electrólisis oscila entre el 55% y el 70%, lo que la convierte en el proceso de electrólisis más utilizado. Sin embargo, las densidades⁶ de corriente obtenidas son bajas y de respuesta larga, lo cual supone un obstáculo para la utilización del hidrógeno como fuente energética de forma generalizada (GoldmanSachs, 2022).

2. Electrólisis por membrana de intercambio de protones (PEM). Este proceso implica la utilización de una membrana de polímero sólido conductor. Para ello se requiere la utilización de materiales catalizadores de electrodo como el platino o el iridio -metal precioso y de transición altamente escaso, respectivamente - además de los materiales de membrana, lo que implica un aumento sustancial de los costes en comparación con la electrólisis alcalina (Sáenz Díaz, 2020). Sin embargo, a diferencia de la electrólisis alcalina tradicional, la tecnología PEM altamente dinámica es ideal para utilizar la energía volátil generada por la energía eólica y solar, debido a su alta densidad de potencia, lo que genera un hidrógeno con mayor nivel de pureza que el producto de los procesos alcalinos (99,9%) (Sáenz Díaz, 2020).

Según la IRENA, ambos métodos de electrólisis son suficientes para generar reservas primarias de hidrógeno, lo cual pone de manifiesto la flexibilidad en la producción del hidrógeno limpio, si bien la electrólisis PEM es más efectiva que la alcalina en términos de densidad de potencia (IRENA, 2020).

Además, gracias a su capacidad de almacenamiento, el hidrógeno permite aprovechar la estacionalidad de las energías renovables; es decir, aprovechar los momentos - estacionales o intra-día - en los que la oferta de electricidad renovable es abundante para producir hidrógeno y almacenarlo, y así evitar producirlo en los momentos de escasez de este tipo de suministro eléctrico, lo que evita sobrecostes y la necesidad de utilizar electricidad generada por fuentes no renovables (IRENA, 2020). De esta forma, el hidrógeno limpio está doblemente relacionado con la energía renovable: por un lado, la necesita en su proceso de producción y, por otro,

⁶ La densidad de corriente es la magnitud que mide el movimiento promedio de las cargas en un material.

contribuye, mediante la capacidad de almacenamiento de energía que ofrece, a una mayor asimilación de la energía limpia en el sistema eléctrico global.

4.4. Ventajas ofrecidas por el hidrógeno verde en la transición energética

Existe un consenso internacional acerca del efecto positivo del hidrógeno renovable, especialmente sobre la seguridad energética (Ball and Wietschel, 2009; Mirzaei et al., 2019; Nadaleti et al., 2020; Ren et al., 2014; Sheffield, 2007).

4.4.1. El hidrógeno verde como maximizador de la seguridad energética

Ésta se define como “el punto de equilibrio de los sistemas energéticos nacionales e internacionales en el que se garantice el funcionamiento de la economía y la continuidad física de los recursos, especialmente ante eventos políticos y escenarios desfavorables, y el que se cumplen los objetivos fijados para mitigar el cambio climático” (Rodríguez-Fernández, 2022). Esto juega con dos tiempos: el corto plazo, asociado al mantenimiento del equilibrio entre la oferta y demanda energética, y el largo, basado en conseguir los objetivos medioambientales y económicos fijados (Pardo de Santayana, 2022).

Así, según la IRENA, el hidrógeno limpio se presenta como un remedio potencial para los problemas relacionados con la seguridad energética de tres formas:

En primer lugar, reduciendo la dependencia de los estados de las importaciones energéticas. El hidrógeno es el elemento más abundante de la naturaleza y, por tanto, resulta accesible para todos los estados. Además, el desarrollo del hidrógeno como vector energético se presenta como una oportunidad de aprovechamiento de las fuentes locales de energía renovable de los estados - eólica, solar, hidráulica, biomasa o geotérmica- disminuyendo así la dependencia de las importaciones de combustibles fósiles para producir electricidad. (Steinberger-Wilckens et al., 2017).

En segundo lugar, aportando flexibilidad y resistencia al sistema eléctrico mundial. La principal ventaja competitiva del hidrógeno renovable reside en su alta densidad energética gravimétrica, así como en su capacidad de almacenamiento durante largos períodos de tiempo y en grandes cantidades. Si bien estas características también las presenta el GNL, existe una diferencia fundamental entre ambas fuentes energéticas: el GNL se almacena por la estacionalidad de la demanda (la cual suele ser más intensiva en las estaciones frías que en las

cálidas), mientras que el hidrógeno renovable necesita ser almacenado por la estacionalidad de la oferta, puesto que la electricidad utilizada en su proceso de producción es de origen renovable y, por tanto, su suministro ésta sujeto a su estacionalidad (IRENA, 2022).

Esto plantea un reto de planificación para el desarrollo del hidrógeno verde, ya que se han de colocar estratégicamente los puntos de producción y los de almacenamiento. En línea con esto, se ha propuesto reutilizar y adaptar la infraestructura del GNL para almacenar el hidrógeno limpio. Sin embargo, dado que la densidad volumétrica energética del vector en su estado natural es reducida, un sistema de almacenamiento de gas natural reconvertido sólo podría contener alrededor del 24% de sus volúmenes de energía originales (GIE y Guidehouse, 2021). Ante esto, resulta lógico pensar que la solución alternativa sería colocar los puntos de producción y de almacenamiento próximos en distancia, lo cual supondría una desventaja a los estados importadores, así como una barrera hacia la generalización de la utilización del hidrógeno renovable en las industrias.

Por último, se espera que el hidrógeno verde suponga una opción energética “mitigadora de la volatilidad de los precios” en comparación con los combustibles fósiles, los cuales dependen de un mercado extremadamente sensible y volátil (IRENA, 2022). Esto se debe a que la producción de hidrógeno verde depende de energía renovable, la cual se rige por una dinámica de mercado basada en acuerdos de compra a plazo o PPAs⁷, a través de los cuales los precios se fijan de manera competitiva a partir de subastas, minimizando así la exposición a la volatilidad de los combustibles fósiles (IRENA, 2022).

No obstante, resulta importante destacar que, hasta el momento, estos riesgos potenciales de los PPAs han sido cubiertos, en gran medida, por el vuelco del mercado al desarrollo tecnológico, la búsqueda de consecución de economías de escala y la disminución de costes de producción de energía renovable, con objeto de conseguir un proceso de producción competitivo de este tipo de energía. Por tanto, existe cierta incertidumbre acerca de la evolución de los precios de los PPAs una vez se haya conseguido que la producción energética renovable sea competitiva en términos de costes.

⁷ Un PPA (Power Purchase Agreement) es un acuerdo o contrato de compraventa de energía a largo plazo entre un desarrollador renovable y un consumidor (IBERDROLA, 2023).

4.4.2. El hidrógeno verde como fuente energética en los sectores económicos

Las ventajas derivadas del hidrógeno renovable no se reducen únicamente a la garantía y mejora de la seguridad energética, sino que éste también juega un importante rol en la descarbonización de ciertos sectores, como el de transportes, el industrial, o el químico.

En la actualidad, son los combustibles fósiles - petróleo, gas natural y carbón - los encargados de proveer energía al sector industrial, generando, en el proceso, más del 20% de las emisiones de carbono a nivel global (Hydrogen Council, 2017). De esta forma, el hidrógeno limpio puede actuar como agente descarbonizador, especialmente de las fuentes de calor industriales, además de mejorar la eficiencia energética de los procesos. En la actualidad, la industria utiliza el hidrógeno en aplicaciones de calor de baja calidad, como el calentamiento de procesos y el secado. En el futuro, la industria también podría utilizar una combinación de quemadores de hidrógeno y pilas de combustible - que presentan un rendimiento superior a los quemadores, y son capaces de proporcionar simultáneamente calor y electricidad - para satisfacer sus necesidades de calor, tanto de alta como de baja temperatura.

Por otro lado, actualmente, la gasolina y el diésel representan el 96% del consumo total de combustible y el 21% de las emisiones mundiales de carbono (Hydrogen Council, 2017). Ante esto, el hidrógeno renovable se considera una promesa descarbonizadora a través de aplicaciones de movilidad sostenible, ya sea alimentando vehículos eléctricos de pila de combustible (FCEV) o como materia prima de combustibles sintéticos para barcos y aviones. Asimismo, las pilas de combustible convierten los combustibles ricos en hidrógeno en electricidad a través de una serie de reacciones químicas, lo que se presenta como una gran oportunidad a futuro para el sector de la movilidad (De Blasio et al., 2021).

Adicionalmente, otro de los impactos clave del vector energético se predice que sea la reducción de emisiones de carbono producidas por la calefacción, responsable de, aproximadamente, el 12% de las emisiones a nivel global. Se proyecta que los sistemas de calefacción puedan utilizar hidrógeno, o sus tecnologías, como combustible - de forma pura o mezclado con gas, lo que descarbonizaría parcialmente la red de gas. De esta forma, el cambio a una calefacción basada en la combustión de hidrógeno permitiría seguir utilizando la red de gas existente, con ajustes e inversiones relativamente pequeños.

No obstante, para que el hidrógeno limpio pueda desplegar todo su potencial y ser una de las guías de la transición energética, se necesita una mayor inversión que permita implementar su producción a gran escala y su competitividad en el mercado, así como la atracción de inversores en los mercados financieros. De esta forma, la IEA estima que, para procurar la senda hacia el NZE, se necesitará una inversión de, al menos, 700.000 millones de dólares hasta 2030 - de la cual, en marzo de 2023, sólo se había conseguido el 3% (IEA, 2023) - con el fin de que toda la ambición generada en torno al hidrógeno verde se materialice.

5. Barreras a la implementación de la economía del hidrógeno

Una vez que se han recorrido, de manera general, los potenciales beneficios que puede traer consigo el hidrógeno limpio ante el escenario de la neutralidad de carbono, a continuación, se procederá a analizar los principales obstáculos que dificultan que éste pueda ejercer su papel en la transición.

5.1. Coste

Se estima que, para cumplir los objetivos de hidrógeno del NZE, se han de instalar entre 65 GW y 180 GW de capacidad de electrolizadores para 2030, y entre 500 GW y 3.200 GW para 2050 (IRENA, 2020). Esto implica un aumento de entre 200 y 500 veces de la infraestructura electrolítica de 2021, implicando un CAGR⁸ de entre el 20% y el 30% según estima el banco de inversión Goldman Sachs (Goldman Sachs, 2022).

La principal barrera para la generalización del hidrógeno limpio como vector energético es su precio, íntimamente relacionado con el coste de la producción. Así, el LCOH, es el cálculo de los costes actuales de producción de hidrógeno mediante electrólisis del agua (Fuel Cells and Hydrogen Observatory, 2023), y establece la relación entre el coste total del sistema (CAPEX y gastos operativos OPEX) y la producción total de hidrógeno.

De esta forma, se pueden identificar dos pilares generales de coste en el proceso productivo del hidrógeno verde: el coste de construcción y desarrollo de la infraestructura electrolítica, y los costes de la energía renovable necesaria para que se de la electrolización.

⁸ Tasa de crecimiento anual compuesto.

5.1.1. Infraestructura

La electrólisis es un proceso, hasta el momento, intensivo en capital. Tanto el proceso alcalino como el PEM requieren un alto nivel de CAPEX, debido a la gran inversión que se ha de hacer en tecnología y en electrolizadores, así como en las materias primas que requieren los procesos. Esto es debido a que se utilizan materias primas que ostentan unos precios muy elevados en el mercado debido a su escasez (como el platino o el iridio⁹), mientras que otras, como los derivados del titanio, inflan los costes no por el precio de la materia prima en sí, sino por la manufactura de los componentes necesarios para construir los electrolizadores. Esto provoca que la inversión en infraestructura suponga un 30%-40% del total de los costes de producción del hidrógeno limpio (S&PGlobal, 2021).

Sin embargo, se asume que con el desarrollo de la industria y el creciente peso de la idea del hidrógeno como vector energético, se alcanzarán economías de escala que permitirán reducir costes, especialmente en el diseño de las pilas de combustible, la composición de las celdas y el tamaño de los módulos (Goldman Sachs Group, 2022). Asimismo, se espera que los avances en esta materia estén orientados a la sustitución de metales escasos y preciosos - como el iridio o el platino - por otros más abundantes que se comercialicen a menores precios en el mercado. De esta forma, se estima que el coste de las unidades electrolizadoras se reduzca para 2030 entre un 50% y 65% para la electrólisis alcalina y la PEM, respectivamente (Goldman Sachs Group, 2022). En términos trasladados a costes del *output* - es decir, el precio del hidrógeno verde - se prevé que un descenso del CAPEX de \$250/kW reduciría el coste del hidrógeno entre 0,3 \$/kg y 0,4 \$/kg (S&PGlobal, 2021).

No obstante, el escenario descrito anteriormente es en una franja temporal de medio-largo plazo, pues la inversión intensiva a corto plazo, especialmente en CAPEX, es crucial para lograr el despegue del hidrógeno verde y que éste se industrialice. Actualmente, las plantas de electrólisis producen entre 2MW-3MW (S&PGlobal, 2021), y, para cumplir los objetivos del Acuerdo de París, éstas han de producir más de 100 MW; por tanto, para que las expectativas sean cumplidas, un alto nivel de gasto de capital es necesario.

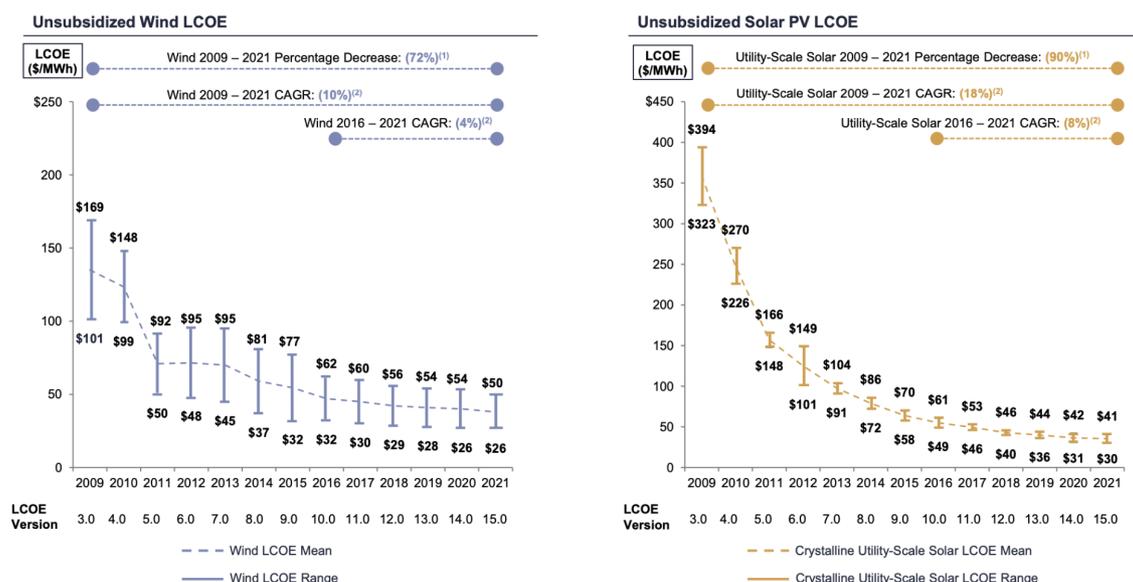
⁹ En 2022, el precio máximo del platino fue de 1.1153,66 (USD/t.oz), y el mínimo de 828,36 (USD/t.oz). El precio medio del iridio fue de 4.554, 4 (USD/t.oz) (Trading Economics, 2023).

5. 1. 2. Suministro

El precio del suministro eléctrico, por su parte, tiene también un gran peso en los costes de producción totales del hidrógeno limpio, concretamente, entre el 50%-60% (S&PGlobal, 2021)- ya que los electrolizadores en ambos procesos suelen requerir entre 50 kWh y 55 kWh de electricidad limpia por kg de hidrógeno (Goldman Sachs Group, 2022). Estos elevados costes suponen una barrera de mercado para el hidrógeno verde a la que se ha de hacer frente para cumplir las previsiones del NZE.

Observando la evolución del LCOE- coste nivelado de la electricidad - en la producción energética fotovoltaica y eólica en el Gráfico 1, se puede apreciar una disminución del 90% y del 72%, respectivamente (Lazard, 2021). Por tanto, es previsible que ocurra de forma similar en el caso del hidrógeno renovable, conforme el sector crezca y se alcancen economías de escala.

Gráfico 1: Comparativa de LCOE para energía eólica y solar

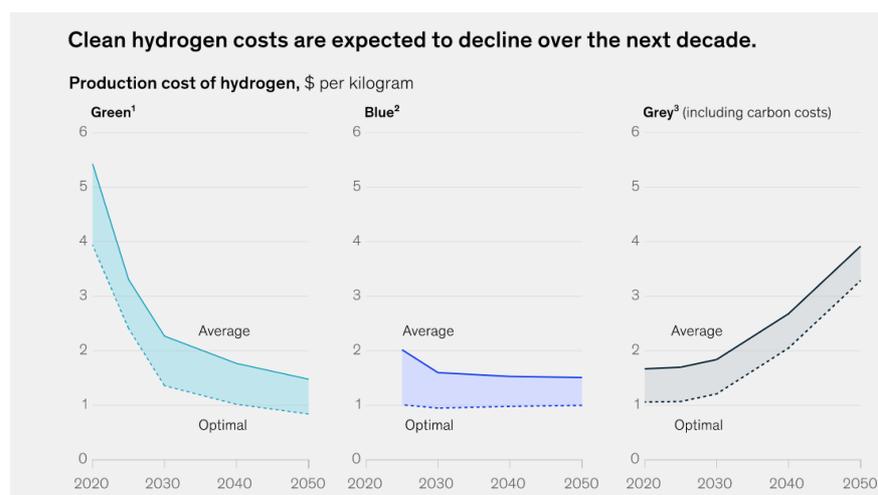


Fuente: Recuperado de LAZARD, 2021.

5. 1. 3. Comparación de costes entre tipos de hidrógeno

¿Llegará el hidrógeno limpio a ser competitivo en términos de coste con las alternativas más intensivas en carbono? Esta es una pregunta crucial, de la que depende su desarrollo - o no - como fuente energética. Como se puede observar en el gráfico 2, las expectativas son positivas:

Gráfico 2. Comparación de costes de producción por tipo de hidrógeno



Fuente: Recuperado de McKinsey&Company, 2019.

Actualmente, el rango de precio del hidrógeno verde se sitúa en, aproximadamente, \$5/kg (Hedreen, 2022), frente al precio del hidrógeno gris, \$1.50/kg (Hedreen, 2022). Las proyecciones de mercado sugieren que los costes del hidrógeno verde descenderán al rango comprendido entre los \$2-\$4/kg en el NZE (S&PGlobal, 2021), acercándose significativamente al rango de precio del hidrógeno azul (en torno a los \$2/kg) (S&PGlobal, 2021). Se considera un horizonte posible, gracias al desarrollo tecnológico de la industria, a la aparición de economías de escala, y a la inversión privada esperada en el corto plazo, lo que se traduce en una reducción tanto del CAPEX como del OPEX, y maximización de la eficiencia; de esta forma, el hidrógeno verde podría convertirse en una fuente energética competitiva en términos de precio en el mercado.

Además, a esto se ha de añadir las expectativas del alza de los costes de producción del hidrógeno gris, debido a la incertidumbre con respecto a los precios del GNL, que, como se ha podido comprobar en la crisis energética europea, son altamente volátiles y dependientes de la coyuntura geopolítica. Ante el escenario de la transición, en el que las compañías pretenden minimizar en la medida de lo posible sus emisiones, el LCOE del hidrógeno gris será cada vez mayor - se espera que en 2050 ronde los \$4/kg, frente al rango de \$2-\$4/kg del hidrógeno limpio (Bajammal & Gulli, 2022) - y, por tanto, sus precios, convirtiéndolo en una alternativa energética menos atractiva para el mercado. Además, el comercio de emisiones de carbono resulta también un gran incentivo para la paridad de costes entre el hidrógeno gris y el verde.

Por su parte, uno de los principales problemas ante los que se encuentra el desarrollo del hidrógeno verde es “la metáfora del huevo y la gallina”, la cual explica que existe una indudable necesidad de desarrollo del proceso productivo y de la red de mercado del hidrógeno limpio para reducir sus costes de producción. No obstante, para ello se requiere una inversión de capital intensiva, de origen tanto público como privado. Sin embargo, al no existir infraestructura suficiente desarrollada a gran escala en el sector del hidrógeno limpio, el riesgo percibido por el inversor es muy alto, lo que rezaga su decisión de inversión (IRENA, 2020).

5.2. Eficiencia

Además del coste de la electricidad y del propio sistema electrolizador, su factor de carga¹⁰, maximizando la eficiencia del mismo (que, en última instancia, determina la cantidad de electricidad que debe utilizarse por kg producido), son parámetros relevantes que se espera aumentar de manera sustancial a medida que la industria del hidrógeno limpio crece y las continuas inversiones e innovaciones tecnológicas mejoran la optimización de los sistemas.

Así su importancia radica en que, a mayor factor de carga, menores costes unitarios de producción (Schiavo & Nietvelt, 2020). Por otro lado, la eficiencia es un factor clave que puede disminuir significativamente los costes de la electrólisis; los sistemas actuales, pierden entre el 25% y el 35% de la energía de forma de calor residual (IRENA, 2020). Por tanto, se espera que el avance tecnológico derivado del desarrollo del sector pueda contribuir a paliar dichas pérdidas, las cuales tienen un impacto significativo en el coste final del hidrógeno. Además, dado que una mayor eficiencia implica la utilización de una menor cantidad de electricidad en el proceso, los costes operativos derivados del suministro pueden verse significativamente optimizados.

5.3. Recursos hídricos

Otra barrera para la reducción de costes del hidrógeno limpio es la disponibilidad y el coste del agua dulce, especialmente en lugares propensos al estrés hídrico.

El agua es un recurso fundamental para que se produzca la electrólisis, necesitándose entre 9 y 10 kg para la producción de un kilo de hidrógeno verde (Goldman Sachs Group, 2022). Por tanto, 2,3 Gt de hidrógeno requieren 20,5 Gt, o 20.500 millones de m³ al año de

¹⁰ Horas de funcionamiento a plena carga del electrolizador.

agua dulce, lo que representa 1,5 ppm¹¹ del agua dulce disponible en la Tierra, o 30 ppb¹² de agua salada. Esta cantidad es inferior a la que consume actualmente la generación de energía y de electricidad a partir de combustibles fósiles (ACS Energy Letters, 2021, 3167).

Parece que, a nivel global, el problema del agua se pospone temporalmente, pues, por el momento, se tiene capacidad suficiente para suplir la demanda de la transición, si bien esta capacidad se verá probablemente comprometida en el largo plazo.

No obstante, a nivel individual de los estados, el problema del agua sí que puede suponer importantes barreras para el desarrollo de la producción del hidrógeno verde, como es el caso de Oriente Medio: estados tradicionalmente ricos en combustibles fósiles - Qatar, Arabia Saudí, entre otros - pero con acceso muy escaso y difícil al agua dulce, debido a su localización geográfica y clima árido. Esto limitaría considerablemente su capacidad para producir hidrógeno renovable a través de la electrólisis, lo que empujaría a estos estados a desarrollar otros tipos de energías renovables acordes con las fuerzas naturales presentes en sus territorios - como la solar -, así como a convertirse en importadores netos de hidrógeno limpio.

5.4. Transporte y almacenamiento

Asimismo, el transporte y el almacenamiento podrían suponer un problema a la producción a gran escala del hidrógeno renovable. En línea con esto, se estima que las principales dificultades serán la construcción de la infraestructura necesaria, así como la cooperación transfronteriza requerida para ello.

En la actualidad, el hidrógeno suele producirse y consumirse *in situ*, por lo que no existe una infraestructura adecuada conectada a nivel global para su comercialización. De esta forma, la creación de un mercado mundial del hidrógeno exigiría enormes inversiones en redes de distribución y gasoductos, además de en la tecnología capaz de almacenar y transportar el hidrógeno de la manera más eficaz y menos costosa posible (Scita et al., 2020).

Además, para que el hidrógeno se comercialice, éste ha de ser transmitido y distribuido, una operación costosa tanto en términos de esfuerzo como financieros, debido a la baja densidad volumétrica del mismo. En este sentido, el transporte por tubería se considera la opción más factible a gran escala (IEA, 2019). Además, como se ha explicado anteriormente,

¹¹ Partes por millón.

¹² Partes por billón.

se ha planteado la utilización de la red de GNL para el transporte de hidrógeno renovable, si bien su densidad volumétrica energética limitaría la contención del vector al 24% de sus volúmenes de energía originales (GIE y Guidehouse, 2021).

Asimismo, el comercio global del hidrógeno renovable también se encontraría ante un problema de almacenamiento. Actualmente, el hidrógeno suele almacenarse como gas o líquido en tanques, para aplicaciones móviles y estacionarias a pequeña escala. Sin embargo, el comercio a gran escala implicaría una mayor variedad de opciones, cuya eficacia dependería del volumen a almacenar, la duración del almacenamiento, la velocidad de descarga requerida y la disponibilidad geográfica de las distintas opciones (IEA, 2019). Ante esto, el almacenamiento geológico se presenta como la opción más viable para la contención del vector a largo plazo.

Si bien el hidrógeno presenta, como se ha expuesto en esta sección, ciertas barreras a su producción y utilización a gran escala, esto resulta coherente con su “juventud” en comparación con otros tipos de energías, como los combustibles fósiles, más “maduros”, u otros tipos de energía renovable con un mayor nivel de desarrollo, como la energía solar o eólica. No obstante, las barreras a las que se enfrenta el vector energético, si bien altas, podrían ser superables en el medio plazo.

CAPÍTULO II: EL HIDRÓGENO VERDE EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

6. Papel del hidrógeno verde en la transición energética

Una vez analizada la viabilidad del hidrógeno verde como jugador en la transición energética, en términos de beneficios y de dificultades, se procederá, a continuación, a analizar qué efectos puede traer consigo en el panorama internacional, cuáles pueden ser sus impulsores y, en última instancia, cómo es su acogida por parte de los mercados financieros en la actualidad.

6.1. Implicaciones geoestratégicas del hidrógeno como fuente de energía

Si el hidrógeno limpio alcanza a producirse a gran escala, esto cambiará, inevitablemente, las dinámicas internacionales energéticas y económicas, pues como destacó la Agencia Internacional de Energías Renovables:

"Al igual que los combustibles fósiles han configurado el mapa geopolítico de los dos últimos siglos, la transformación energética alterará la distribución mundial del poder, las relaciones entre Estados, el riesgo de conflictos y los factores sociales, económicos y medioambientales de la inestabilidad geopolítica" (International Renewable Energy Agency, 2022).

Siguiendo las dinámicas actuales del mercado energético, la gran pregunta derivada del auge del hidrógeno verde reside en qué ocurrirá con los países exportadores de combustibles fósiles, pues es altamente probable que parte de las reservas no lleguen a extraerse - y, por tanto, a monetizarse - en el NZE (IRENA, 2022), teniendo notables efectos negativos sobre sus economías y su importancia geoestratégica. Además, se ha de tener en cuenta que la particularidad de los recursos renovables reside en que estos están presentes, en mayor o menor medida, en todos los territorios, por lo que este escenario emerge como una oportunidad para romper la hegemonía de estos estados ricos en recursos y "democratizar" el panorama energético (Casertano, 2012).

Ante esto, los estados exportadores de combustibles fósiles, si bien es probable que sufran por el duro golpe que les suponga la transición energética, podrían encontrarse, asimismo, ante la oportunidad de aprovechar sus actuales relaciones comerciales en el sector energético, su mano de obra cualificada y sus infraestructuras consolidadas para diversificar sus economías sin perder su papel de exportadores de energía (Fondo Monetario Internacional, 2022).

Por otro lado, el hidrógeno limpio podría suponer un cambio de 180° - tanto en términos de seguridad energética como de geoestrategia - para aquellos estados dependientes de la importación de combustibles fósiles que posean un gran potencial de energías renovables, como puede ser el caso del norte del continente africano (IRENA, 2022, 23). Aterrizando estas ideas en el mapa, se puede analizar el potencial exportador en hidrógeno verde en términos de acceso a recursos renovables, hídricos e infraestructura:

Tabla 1: Clasificación de los estados como potenciales comercializadores de hidrógeno verde

#	Group	Resource endowment		Infrastructure potential	Example countries
		Renewable energy resources	Renewable freshwater resources		
1	Export champions with vast renewable energy and water resources, as well as high infrastructure potential	++	+	+	Australia, United States, Morocco, Norway
2	Renewable-rich, but water-constrained nations with high infrastructure potential	++	--	+	Saudi Arabia, potentially China
3	Renewable-constrained nations with high infrastructure potential	-	+	+	Parts of the EU, Japan, Korea
4	Resource-rich nations with high infrastructure potential	+	+	+	Turkey, Spain, Thailand
5	Resource-rich countries with low infrastructure potential	+	+/-	-	Most parts of South America

Legend: abundant/very high (++), available/high (+), poorly available/constrained (-), scarce/highly constrained (--)

Fuente: Recuperado de De Blasio & Pflugmann, 2020.

Como se puede ver en la Tabla 1, varios de los actores con mayor potencial exportador de hidrógeno verde tienen ya un papel de peso en el panorama energético actual, como es el caso de Australia y Estados Unidos. Por otro lado, grandes exportadores de petróleo y de GNL, como Arabia Saudí o los estados de Oriente Medio, pueden verse restringidos por su escasez de recursos hídricos, a pesar de su riqueza en recursos renovables. Esto puede tener grandes consecuencias en términos de alianzas y de seguridad en la zona, puesto que la mayoría de los conflictos de la zona de Oriente Medio están orientados en cierta manera en torno al control y explotación de combustibles fósiles (De Blasio & Pflugmann, 2020).

Así, el interés de grandes potencias como Estados Unidos puede redirigirse hacia la zona del norte de África, la cual muestra un gran potencial en los términos descritos. Además, otros estados como España o Turquía, actualmente dependientes de las importaciones de energía, podrían ganar un peso relevante en la jerarquía energética internacional, y, especialmente, con respecto a la Unión Europea, por proximidad geográfica.

En términos estratégicos, es previsible que en el NZE y durante la propia transición se gesten nuevas alianzas, especialmente entre países con gran potencial exportador de hidrógeno

renovable y aquellos que, si bien tienen los medios económicos para desarrollar la infraestructura necesaria, no cuentan con los recursos renovables suficientes - como es el caso de Japón, Corea del Sur o los países europeos.

Concretamente, el nuevo escenario resulta especialmente favorable para la Unión Europea, la cual ha sido históricamente dependiente de Rusia en términos energéticos, viéndose altamente vulnerada por el estallido de la Guerra de Ucrania. Ante el prometedor potencial de hidrógeno renovable de alguno de sus miembros - España - y países vecinos - Turquía y norte de África - la Unión Europea podría acabar de forma definitiva con la dependencia del GNL ruso, siendo esto especialmente importante para una de sus principales potencias: Alemania.

Por tanto, el hidrógeno verde se plantea como una fuerza disruptiva de las dinámicas energéticas preponderantes actualmente, lo cual implica, inevitablemente, la formación de nuevas alianzas entre estados. De esta forma, este escenario se presenta especialmente favorecedor para el continente africano, tradicionalmente importador energético, y muy rico en recursos renovables.

6.2. Impulsores del hidrógeno verde en la transición energética

Partiendo de las ligeras pinceladas que se han dado en el apartado anterior sobre las posibles implicaciones de la producción masiva del hidrógeno verde, resulta importante entender qué factores han provocado la aceleración en la “carrera por el hidrógeno verde”, antes de analizar la reacción de los mercados financieros.

6.2.1. Pandemia

Como se ha expuesto a lo largo del proyecto, la noción del cambio climático y de la energía renovable como “la energía del futuro” no es una idea nueva. No obstante, fue con el estallido de la pandemia del Covid-19 - en diciembre de 2019 - que, por primera vez, se puso de manifiesto la debilidad del sistema energético global basado en combustibles fósiles.

Durante el primer trimestre de 2020, con objeto de frenar el rápido esparcimiento del Covid-19, se pusieron en marcha confinamientos y medidas a nivel local, regional y nacional, que afectaron a más del 30% de la población mundial (Bai et al., 2020). En el plano económico, esto se tradujo en un cese de la práctica totalidad de la actividad - excepto la considerada como “esencial” - lo que implicaría el paso al reinado de la incertidumbre en la esfera económica.

El confinamiento, unido al inherente cese de la mayoría de la actividad económica y a las restricciones de movimiento, provocó la contracción de la demanda de transporte de mercancías, así como la desaparición del transporte de personas y el cierre temporal de las fábricas no entendidas como “actividad esencial”, lo que, en términos energéticos, se reflejó en una caída en picado de la demanda de petróleo, así como de combustibles fósiles en general (Khan et al., 2021).

Por su parte, en el caso del petróleo, el mantenimiento de los niveles normales de producción del combustible fósil por parte de los estados exportadores (OPEP y otros) provocó que se acumulara un exceso de oferta que no podía ser absorbido por el mercado, lo que aumentó, aún más, la caída de su precio, llegando ésta a ser del 50% a mediados de 2020 (Khan et al., 2022). De hecho, en este momento, se produciría, por primera vez en la historia, la valorización negativa de los futuros de petróleo (Khurshid & Khan, 2021). Como respuesta, la OPEP ¹³decidió disminuir la oferta de barriles (Kuik et al., 2022) en 2020.

De esta forma, la historia se repetiría con el resto de combustibles fósiles - carbón y gas natural -, afectando a la totalidad del mercado energético y provocando la caída de la totalidad del mismo en un 6% del mismo en 2020 (Jiang et al., 2021).

Con la progresiva recuperación económica que dio comienzo con el desconfinamiento y la reapertura de los estados, aumentaron sustancialmente los precios de la energía, debido al crecimiento abrupto de la demanda impulsado por la recuperación de la actividad industrial y del transporte a niveles normales. Dicha “vuelta a la normalidad” fue un tanto drástica en términos energéticos, ya que se produjeron ciertas asimetrías en el suministro energético derivadas de la dificultad de ciertos miembros de la OPEP para satisfacer la demanda, lo que se tradujo, de nuevo, en el empuje de los precios al alza (Kuik et al., 2022).

Asimismo, a esta “vuelta a la normalidad”, se le sumaron ciertas circunstancias incontrolables que provocaron el incremento extraordinario de la demanda de combustibles fósiles, especialmente del gas natural: las causas naturales.

Europa, a finales de 2020 y comienzos de 2021, sufrió una oleada de frío, lo cual, unido a la escasez de viento registrada durante el verano de 2021- impedimento para la producción de energía eólica - provocaría el auge de la demanda de combustibles fósiles, de cara al posible

¹³ Organización de Países Exportadores de Petróleo

escenario de escasez de reservas energéticas que podría sufrir el continente a la hora de suplir sus necesidades de calefacción y eléctricas en invierno (Kuik et al., 2022). De esta forma, los precios del gas natural, y de otros combustibles fósiles en su defecto (petróleo, carbón), aumentarían en un 145% y 46%, respectivamente, a partir de julio de 2021 (Kuik et al., 2022). Así, debido a la globalización, estos incrementos en los precios se contagiarían al panorama global a través de los mercados, - especialmente el de materias primas - resultando en unos niveles de precios de energía desorbitados, y trasladándose a todos los niveles de la sociedad, provocando, en última instancia - y unido a otros factores -, los altos niveles de inflación que con tanto apremio el BCE y la FED intentan sofocar.

Con todo esto, se pretende resaltar el hecho de que la Pandemia puso de manifiesto la vulnerabilidad del sistema energético existente basado en combustibles fósiles, la poca resiliencia de éste ante posibles escenarios impredecibles, y el alto nivel de dependencia energética bajo el que se ampara la mayor parte del sistema internacional.

Por su parte, con respecto a la transición energética, la Pandemia se puede considerar entre sus más recientes palancas impulsoras, ya que ha “abierto los ojos” a nivel global en muchos aspectos; no sólo en cuanto a la peligrosamente estrecha relación del sistema económico con el sistema energético imperante hasta la fecha, sino en cuanto a la lentitud de la capacidad de respuesta ante una situación anómala inesperada por parte de la comunidad internacional, lo cual ha puesto de manifiesto la necesidad de desarrollo de la energía renovable. Dentro de esto, el hidrógeno verde se ha posicionado como “la promesa” por la que todos los estados compiten por posicionarse (Van de Graaf, 2022).

6.2.2. Guerra de Ucrania

Por su parte, otro de los impulsores en la carrera del hidrógeno verde ha sido la Guerra de Ucrania, especialmente en Europa, por proximidad, si bien este apremio ha sido contagiado al resto de la comunidad internacional.

De esta forma, el estallido de la Guerra de Ucrania en febrero de 2022 supuso una disrupción del mercado energético global; esto es debido a que Rusia es el tercer productor de crudo a nivel global - representando el 14% de la producción global - y el segundo productor de gas natural - siendo el estado con mayores reservas conocidas de la comunidad internacional (IEA, 2022).

De esta forma, el aumento de los precios de las materias primas no se debió únicamente a la incertidumbre derivada del conflicto bélico en sí - respuesta común en los mercados ante un evento de magnitud internacional - sino que, también, por su parte, el papel de Rusia en el mercado energético global aumentó la gravedad del conflicto, especialmente ante el volátil escenario imperante en el momento, resentido, aún, por la Pandemia. Este acontecimiento golpeó con especial dureza a Europa, en cuanto al alto grado de dependencia energética existente con respecto a Rusia, siendo ésta la principal suministradora de petróleo, gas natural y carbón para el viejo continente (Boehm & Wilson, 2023).

De nuevo, se pone de manifiesto el alto grado de dependencia energética existente a nivel global. Ante esto - y, especialmente, ante las sanciones impuestas a Rusia, por las que Europa fuerza a disminuir sus propias importaciones - Europa, importadora energética neta, se ve forzada a buscar alternativas; no sólo en términos de proveedores - Noruega, Estados Unidos, Qatar (Boehm & Wilson, 2023) - sino, también, en términos de aceleración de transición energética, implicando el apremio en la producción a gran escala de energía renovable.

Nótese que, a pesar de estar hablando de Europa en particular, esto es extrapolable al resto de economías, ya que los mercados energéticos son globales; así, se puede decir que otro de los grandes afectados en términos energéticos de la Guerra de Ucrania, además de Europa, son las economías en vías de desarrollo, puesto que sufren las subidas de los precios energéticos, aunque contando con una menor capacidad económica para hacerles frente (International Renewable Energy Agency, 2022).

Con respecto al hidrógeno verde, el conflicto de Ucrania ha resaltado lo que ya destacó la Pandemia en su día: la necesidad de la transición energética, y el potencial lugar que le espera al hidrógeno verde como uno de los actores principales de la misma. Esto se apoya, entre otros factores mencionados anteriormente, en el desmesurado aumento del precio del hidrógeno gris en los mercados, superando en un 70%, los niveles de precios anteriores a la Guerra en octubre de 2022 (Carbon Tracker, 2022). Esto sitúa al hidrógeno verde - y al azul - como una alternativa menos costosa económicamente. Como respuesta, desde el estallido del conflicto - en febrero de 2022 - hasta octubre de 2022, 25 estados comprometieron un total de 73 mil millones de dólares a la producción de hidrógeno verde, atraídos por su inminente potencial (Carbon Tracker, 2022).

Goldman Sachs, en su informe anual de Carbonomics de 2022, recalcó que, precisamente, el conflicto entre Rusia y Ucrania ha supuesto un mayor empuje en cuanto a la inversión para el sector energético, mayor incluso del que se dio en 2011 tras el accidente de Fukushima y la guerra civil libia. No obstante, el banco americano recalca las diferencias: en la actualidad, tras siete años de desinversión en hidrocarburos (desde 2015 hasta 2021), la caída de las reservas de petróleo en un 50% a nivel global desde 2014, y el agotamiento y declive de los yacimientos de la OPEP, se necesita claramente una inversión intensiva en CAPEX energético para afrontar la fuerte demanda; así, según apuntan los expertos, este ciclo no se centrará en la inversión en combustibles fósiles, sino que la gran protagonista será la energía renovable (Goldman Sachs Group, 2022).

6.2.3. Propulsión regulatoria

Junto a los eventos que han tenido lugar en los últimos tiempos y que han supuesto grandes incentivos para el desarrollo del hidrógeno limpio también se han de incluir los hitos regulatorios que apoyan el hidrógeno, especialmente en el medio - largo plazo.

Concretamente, destacan dos iniciativas que han puesto de manifiesto la confianza real depositada por dos de las mayores potencias a nivel internacional - la Unión Europea y Estados Unidos - sobre el hidrógeno limpio: el Pacto Verde Europeo y el Inflation Regulatory Act (IRA).

Green Deal

El Green Deal o Pacto Verde Europeo, presentado en 2019 por la Unión Europea, es un conjunto de políticas y estrategias propuestas por la Unión Europea (UE) que tienen como objetivo abordar los desafíos ambientales y climáticos, promoviendo la sostenibilidad y la transición hacia una economía baja en carbono, centrándose en áreas como la mitigación del cambio climático, la adaptación, la eficiencia energética, la descarbonización de la economía y la protección de la biodiversidad.

Con respecto al hidrógeno, el Green Deal reconoce el potencial del hidrógeno limpio como fuente de energía alternativa y sostenible, incluyéndolo por primera vez como instrumento para la lucha contra el cambio climático, y destacando con especial énfasis su papel fundamental en la descarbonización de los sectores energéticos y de transporte, así como la necesidad de desarrollo de infraestructura adecuada para su almacenamiento, transporte y

distribución de, mediante el incentivo de la investigación y la innovación en este campo (European Commission, 2021).

Así, este Green Deal sentó precedente para la creación EU strategy on hydrogen (COM/2020/301), cuyo objetivo principal es la integración del hidrógeno verde en los procesos productivos llevados a cabo en la Unión (European Commission, 2022). Por su parte, el paquete Fit-for-55 (2021) presentó una serie de sugerencias legislativas para transformar la estrategia europea del hidrógeno en un marco político práctico centrado específicamente en el hidrógeno. Estas propuestas establecieron objetivos para la adopción de hidrógeno renovable tanto en el sector industrial como en el del transporte, con horizonte temporal en 2030. Además, se incluyó el Paquete sobre el Hidrógeno y el Mercado del Gas Descarbonizado (COM/2021/803 final y COM/2021/804 final), que presentaron recomendaciones para facilitar el desarrollo de infraestructuras dedicadas al hidrógeno y promover un mercado del hidrógeno eficiente (European Commission, 2022).

Con objeto de que los miembros invirtieran en proyectos para el desarrollo del hidrógeno verde, la UE puso a su disposición una parte de los fondos de recuperación Next Generation EU. Asimismo, los miembros pueden formar parte de proyectos concretos a través de las iniciativas que se encuentren dentro de la categoría *Important Projects of Common European Interest* como "IPCEI Hy2Tech" - dedicada a la descarbonización de los sectores industriales a través del hidrógeno - o IPCEI Hy2Use" - dedicada a la construcción de infraestructura (European Commission, 2022).

Con esto la UE demuestra su apuesta por el hidrógeno verde como potencial fuente energética “de peso” en un futuro, y busca situarse competitivamente en la carrera global en su desarrollo.

Inflation Reduction Act (IRA)

En agosto de 2022, se aprobó en Estados Unidos la Ley de Reducción de la Inflación. En ella, se aprobaría un gasto de 370.000 millones de dólares destinado al desarrollo de las energías renovables, entre las que se destaca el hidrógeno limpio, concretamente el de emisiones inferiores a 4 KgCO₂/KgH₂. Concretamente, estas ayudas, con horizonte temporal en 2032, están dirigidas tanto a la producción (PTC¹⁴) - ofreciendo incentivos de límite

¹⁴ Production Tax Credit.

3\$/KgH₂, siendo la base 0,6/KgH₂ -, a la inversión (ITC¹⁵) - pudiéndose beneficiar, los inversores, de subsidios de hasta el 30% de la inversión, en función de las emisiones en el ciclo de vida del hidrógeno - como al desarrollo de tecnologías de captura y de almacenamiento de carbono (CCS) (Serna et al., 2022).

El IRA ha sido considerado un punto de inflexión en el mercado de hidrógeno estadounidense, encontrándose en él la solución para la potencial descarbonización de industrias difíciles de electrificar, como la química o la naval (Sharma & Bansal, 2023). El objetivo es que el hidrógeno verde estadounidense sea competitivo para 2030; de esta forma, teniendo en cuenta que la desgravación fiscal (PTC, ITC) se aplica durante los 10 primeros años del proyecto - los cuales, de media, tienen una duración de 20 años - se estima que entre el 60 y el 65% de la desgravación fiscal se reflejaría en el LCOH; por tanto, un crédito fiscal de 3 \$/kg reduciría el LCOH en aproximadamente 1,9 \$/kg (Sharma & Bansal, 2023), haciendo al hidrógeno verde estadounidense más competitivo en los mercados.

Tanto el Green Deal como el IRA son la prueba del inminente potencial del hidrógeno limpio como fuente de energía sostenible, y son una “declaración global” de su introducción en este mercado, así como de su pretensión de liderazgo.

6.2.4 La desinversión en combustibles fósiles

Por último, la denominada “desinversión en combustibles fósiles”, es un fenómeno que ha afectado a la emergencia de las energías renovables en general y, por el papel que juega dentro de ellas, al hidrógeno verde.

Desde el año 2014, se ha observado en los mercados financieros una tendencia de “desinversión” - es decir, retirada de capital - por parte de los inversores en las compañías extractoras y productoras de combustibles fósiles.

En un sector tradicionalmente sólido como ha sido el energético, uno de los principales causantes de esta desinversión ha sido la transición energética. Esta tendencia en los mercados financieros, observada desde 2014, coincide en fecha - prácticamente - con la ratificación del Acuerdo de París - 2015. Esto fue creando, poco a poco, una mayor concienciación en la

¹⁵ Investment Tax Credit.

sociedad acerca del futuro incierto de las compañías cuya actividad se relacionara con los combustibles fósiles, expandiendo esta preocupación a los propios inversores (Riedl, 2021).

El primer detonante para que esta concienciación surgiera fue la propia dinámica de las compañías relacionadas con la extracción y producción de petróleo, gas natural y carbón. Esto se debe a que, al valorar estas empresas, se le da especial importancia al ratio reservas/producción, el cual se define como “el número de años de producción al ritmo actual que una empresa podría disfrutar a partir de las reservas existentes de combustibles fósiles” (Carbon Tracker, 2011). Teniendo en cuenta que los ciclos de negocio de estas empresas son largos - desde la exploración al momento de producción, transcurren, de media, de 5 a 10 años - esto significa que la valoración de este tipo de compañías asume la explotación de activos “inciertos” - descubiertos, pero se desconoce su viabilidad de explotación - a un determinado nivel de producción y a un precio descontado a futuro. Por tanto, podría darse la situación de una sobrevaloración de la compañía en los mercados, en el caso de que las reservas incluidas en la valoración resultaran no ser viables (Carbon Tracker, 2011).

Si a esta posible sobrevaloración de las compañías de combustibles fósiles se le une el aumento de la demanda de participaciones en estas compañías - lo que empuja su precio al alza -, motivados por la lógica histórica de que, “a mayor nivel de reservas, mayor cantidad de producto se obtendrá al final del proceso productivo”, podría llegar a formarse una “burbuja de carbono” - similar a la inmobiliaria de 2008 - derivada de la sobrevaloración de las compañías que, en caso de explotar, podría conducir a una grave crisis económica (Robertson, 2021) .

No obstante, con el Acuerdo de París y su objetivo de reducción del aumento de la temperatura a menos 2°C en 2050, aparecieron mayores controles medioambientales impuestos a las compañías, los cuales restringirían capacidad de las productoras de combustibles fósiles para cumplir su planificación, convirtiendo algunas reservas en “activos varados”. Asimismo, estos controles limitarían también la cantidad de producto final que las compañías podrían producir, lo cual se traduciría en una reducción sustancial de los ingresos - y, por tanto, de los márgenes operativos, ya que se trata de una industria muy intensiva en costes operativos y CAPEX. En total, se estima que estas medidas tuvieron un impacto de entre el 30% y el 40% sobre el valor de las compañías (Greens/EFA Group, 2014).

Esto supone un golpe de realidad para los inversores en la época, quienes se dan cuenta de que sus posiciones en compañías de combustibles fósiles podrían suponerles un elevado

riesgo sistémico en el largo plazo, ya que, el objetivo último de la transición es el de la sustitución de energía emisora de carbono por energía limpia, renovable.

Además, a este riesgo sistémico inherente de las compañías energéticas productoras de combustibles fósiles, se le ha de sumar la penalización a las empresas por parte de los inversores, debido a la baja calidad medioambiental (Kollias et al., 2012). Ante esta vulnerabilidad de la industria energética, la reacción general del mercado es la retirada de las participaciones de las compañías extractoras y productoras de combustibles fósiles. S&P Global Ratings advirtió que estas empresas "se enfrentan a importantes retos e incertidumbres generados por la transición energética, incluido el declive del mercado debido al crecimiento de las energías renovables" (Robertson, 2021).

Ante esto, las energéticas de combustibles fósiles han instaurado, desde 2016, políticas de retención de accionistas a través del pago de cuantiosos dividendos anuales - a pesar del declive de los beneficios - así como de campañas de recompra de acciones - para aumentar el valor de las participaciones de los *shareholders* - con objeto de evitar el efecto "contagio", y que los accionistas con un mayor perfil de riesgo mayor imiten la fuga - o desinversión - de aquellos que retiraron sus posiciones entre 2014 y 2016 (Riedl, 2021), y que se adentraron en el mercado de las energías renovables. De hecho, existe una teoría que aboga por que sean los propios rendimientos obtenidos de las posiciones en corto en las energéticas fósiles los que sean utilizados por los inversores para financiar las posiciones en largo en las compañías de energías renovables; de esta forma, serían las propias energéticas de combustibles fósiles las que financiaran la transición energética (Goldman Sachs, 2022).

Esta teoría, si bien idealista, se amolda a la realidad actual, pues la desinversión en combustibles fósiles se ha presentado como "el principio del fin" para los mismos. No obstante, esta desinversión en el sector de los combustibles fósiles es también la que ha impulsado su recuperación y crecimiento tras la Pandemia.

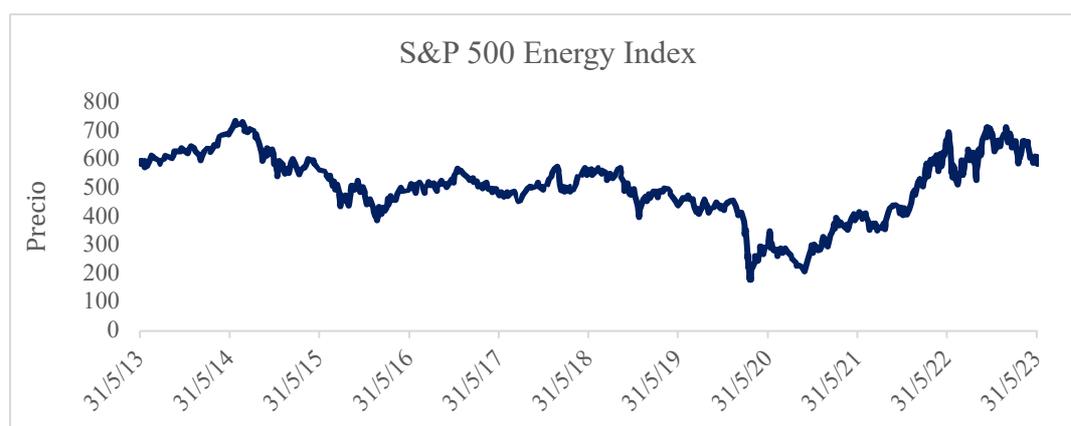
Debido a la propia desinversión de los accionistas en combustibles fósiles, justificado por su temor al bloqueo de las reservas, - los activos varados - las compañías energéticas disminuyeron la oferta en el mercado, lo que se reflejó, conforme la demanda crecía buscando recuperar el ritmo productivo pre-pandémico, en el aumento de los precios de los combustibles fósiles y crecimiento de los beneficios de las compañías (Goldman Sachs, 2022). Sin embargo, este efecto es ilusorio, ya que, en el largo plazo, debido a la inminencia de la neutralidad de

carbono, los activos de las energéticas quedarán varados, ya que su explotación en los procesos productivos de los combustibles fósiles es incompatible con la consecución de la neutralidad de carbono.

Todo esto aparece reflejado en el Gráfico 3, que representa el comportamiento del S&P 500 Energy Index en los 10 últimos años. - Nótese que este índice comprende todas las compañías del S&P 500 integrantes del sector energético GICS®¹⁶.

Así, como se puede apreciar en el Gráfico 3, a mediados de 2014, comienza una abrupta caída de los rendimientos del índice, arrastrado por las compañías que lo conforman. Esta tendencia se mantiene descendente, si bien con menor pendiente, hasta la llegada del Covid, momento en el cual, como se ha explicado anteriormente, las compañías del sector energético ven caer sus rendimientos debido al cese de actividad que provoca la disminución abrupta de la demanda de combustibles fósiles. Por su parte, con el desconfinamiento y reapertura de los estados, se puede observar cómo los rendimientos de estas compañías comienzan a remontar debido a la búsqueda de la recuperación de la actividad a niveles pre-pandémicos. Así, como se ha explicado, la confluencia de la inflación, unida a la escasez de oferta de combustibles fósiles ha provocado el aumento de los precios de los mismos, lo que se ha traducido en la recuperación - y crecimiento - de los beneficios de las compañías extractoras y productoras. De hecho, en 2022, las energéticas batieron récord de ingresos, estimándose en, aproximadamente, 4 billones de dólares (IEA, 2023).

Gráfico 3. Desempeño del S&P 500 Energy Index en los últimos 10 años



¹⁶ Global Industry Classification Standard (GICS®): El sector energético comprende empresas dedicadas a la exploración, producción, refinado, comercialización, almacenamiento y transporte de petróleo, gas y carbón. También incluye empresas que ofrecen equipos y servicios relacionados con el petróleo y el gas (MSCI, 2023).

Fuente: Elaboración propia a partir de S&P 500, 2023.

Al igual que los inversores deciden retirar sus fondos de las energéticas centradas en combustibles fósiles, estos también buscan otras alternativas de inversión, y aquí es donde entran en juego las energías renovables.

La principal ventaja que ofrece la inversión financiera en energía renovable con respecto a los combustibles fósiles es que ésta presenta una menor correlación entre rentabilidad y el ciclo económico. Además, los flujos de caja libre de las compañías renovables se consideran más predecibles y estables, y ofrecen una mayor cobertura contra los riesgos convencionales de los precios de las materias prima - teniéndose en cuenta la estacionalidad de la energía renovable - que las compañías energéticas fósiles (Imperial College Business School, 2020).

En otras palabras, la inversión en energías renovables se proyecta, a priori, como una alternativa que ofrece una mayor diversificación, mejor adecuación del pasivo y menor perfil de riesgo. Esta previsión se apoya en el comportamiento de las carteras de energías renovables en el mercado en los últimos cinco años, las cuales han experimentado un aumento en su rendimiento, así como una disminución en su volatilidad, señales altamente atractivas para los inversores (Imperial College Business School, 2020). Tomando este “*bull scenario*” para las renovables como el más probable, se estima que la inversión en renovables alcance los 1,6 billones para los inversores institucionales en 2030, siendo el 70% de dicha oportunidad de inversión activos no cotizados, y, el 30% restante, activos cotizados en las bolsas de valores (McKinsey&Company, 2019).

Precisamente, es en este punto dónde radica la principal crítica a la inversión en compañías renovables: en la dificultad de acceso a la inversión. El sector de la energía renovable en el mercado de valores se etiqueta habitualmente como “en desarrollo”, ya que ofrece unas oportunidades muy limitadas de inversión cotizada, a lo que se une la escasa transparencia de las inversiones no cotizadas debido a la confidencialidad (Imperial College Business School, 2020). En otras palabras, las energías renovables cotizadas carecen de la suficiente capitalización de mercado y liquidez para atraer cantidades significativas de inversión institucional.

Para solucionar este problema y atraer inversores, es prioritario el aumento de la capacidad productiva de este tipo de energía, que a su vez resulta fundamental para conseguir

los objetivos del Acuerdo de París y alcanzar el NZE. Concretamente, los niveles de despliegue deben pasar de los 3.000 gigavatios (GW) actuales a más de 10.000 GW en 2030 - una media de 1.000 GW anuales (IRENA, 2023) - lo que se traduce en una inversión requerida de 5 billones de dólares anuales a nivel global, con el objetivo de que, en 2030, la inversión acumulada ascienda a 44 billones de dólares, de la cual se espera que las tecnologías de la transición representen el 80% (IRENA, 2023).

Dentro de esto, se estima que el hidrógeno verde necesita 700.000 millones de dólares para despegar hasta 2030 - de los cuales, actualmente, sólo se ha conseguido el 3% (IEA, 2023). Así, en el siguiente apartado, se procederá a realizar un análisis de cómo han enfocado los inversores la emergencia del hidrógeno verde en los mercados financieros.

7. Análisis de la respuesta de los mercados a la irrupción del hidrógeno verde

Así, con el objeto de analizar la acogida del hidrógeno limpio por parte de los mercados, así como su potencial financiero en relación con los combustibles fósiles, se recurrirá al análisis de dos ETFs representativos.

7.1. Metodología

Se han escogido dos ETFs: uno que replica un índice compuesto por compañías participes en el sector relacionado con el hidrógeno verde, y otro compuesto por compañías relacionadas con el sector del petróleo y del gas. Estos serán, respectivamente, el *Series Defiance Next Gen H2 ETF (HDRO)*, emitido por la entidad Defiance ETFs, y *ETF iShares Oil & Gas Exploration & Production UCITS (SPOG)*, emitido por la compañía Blackrock.

De esta forma, se calcularán, para ambos ETFs, la rentabilidad y volatilidad anualizadas, así como la beta y el ratio de Sharpe, para, posteriormente, realizar una interpretación comparada de los resultados. Para ello, se tomará el historial de precios de mercado de la página *Yahoo Finance*, y se trabajará con ellos sobre el programa Excel. Asimismo, se utilizarán otras herramientas de apoyo en el análisis, como Morningstar, Nasdaq, S&P Commodity Insights o Financial Times, así como la propia información provista por BlackRock y Defiance acerca de sus ETFs (Fact sheets, annual reviews, cartas a los accionistas, entre otros).

Resulta relevante destacar que la muestra del historial de precios de mercado abarca desde el 31/3/2021 - puesto que HDRO fue lanzado al mercado el 9/3/2021 - hasta el 28/4/2023. A continuación, se expondrán y justificarán brevemente las fórmulas utilizadas en los cálculos.

7.1.1. Justificación de la utilización de ETFs como sujetos del análisis

Los sujetos de análisis escogidos son los ETFs, debido a que el hidrógeno verde no es un *commodity* - y, por tanto, existe un índice en el que se comercialice, y donde se puedan consultar sus precios. Esto limita sustancialmente el acceso por parte de los inversores a este sector energético como temática en sus carteras, siendo las formas más sencillas de acceso dos: ETFs o acciones formadas por compañías implicadas en alguna actividad de la cadena de valor del hidrógeno verde.

Los ETFs (*exchange-traded funds*), son Instituciones de Inversión Colectiva (IIC) cuya principal característica es que se negocian en mercados secundarios de valores (CNMV, 2020). Además, pertenecen a la categoría de fondos indexados, por lo que, en la mayoría de casos, buscan replicar un índice bursátil de referencia.

Las materias primas están altamente correlacionadas positivamente con la inflación, y están muy sujetos a los efectos de la oferta y la demanda (IRENA, 2022). Además, se negocian habitualmente especulando en mercados de futuros, altamente complejos, y sólo accesibles para inversores profesionales (Baldrige, 2023).

Los ETFs centrados en materias primas, o *commodities* ETFs, permiten el acceso por parte de cualquier tipo de inversor al mercado de materias primas, puesto que éstos no invierten directamente en el instrumento ligado a las *commodities*, sino que invierten en un fondo que negocia con estos instrumentos, diversificando el riesgo de la cartera. En el caso que ocupa este proyecto, el hidrógeno no es un *commodity* - es un vector energético - pero sigue la misma dinámica en estos instrumentos financieros.

De esta forma, se ha escogido este tipo de instrumento financiero para llevar a cabo el estudio, ya que aísla los efectos de la inflación sobre las materias primas, permitiendo una observación más clara del efecto de los eventos geopolíticos en los precios de las mismas.

7.1.2. Rentabilidad anualizada

La rentabilidad de un fondo cotizado en bolsa es el cambio porcentual en el precio del fondo durante un período de tiempo determinado; es una medida que indica cuánto ha aumentado o disminuido el valor del fondo en ese período y se expresa como un porcentaje del precio inicial (Bodie et al., 2014, 308). Esto implica un seguimiento del cambio en el valor del fondo durante un período determinado, ya sea diariamente, semanalmente, mensualmente o anualmente. Concretamente, en este proyecto se calculará la rentabilidad anualizada, que permite la comparación de los ETFs sujetos del análisis con otros instrumentos financieros, así como con su índice de referencia.

De esta fórmula, su fórmula corresponde a la media geométrica de las ganancias de una inversión, lo que implica que se tenga en consideración la interdependencia de la rentabilidad del ETF en un año con la rentabilidad del mismo en años anteriores a lo largo del cálculo:

$$\text{Rentabilidad Anualizada} = [(1 + \text{Rentabilidad del Periodo}) ^ {365/\text{Días en el Periodo}}] - 1$$

Para calcular la rentabilidad del período, se ha de estimar la rentabilidad en el período de la inversión, calculada como la diferencia entre el valor final y el valor inicial de una inversión, dividido por el valor inicial, y se expresa como un porcentaje (Markowitz & Fabozzi, 2011).

$$\text{Rentabilidad del período (\%)} = [(VF - VI)/VI] \times 100$$

7.1.3. Volatilidad

Por su parte, la volatilidad es la desviación típica de los rendimientos de un activo, y mide la magnitud de las fluctuaciones en la rentabilidad del mismo (Jorion, 2007,58). Es considerada una medida adecuada del riesgo del activo (Morningstar, n.d.).

$$\text{Volatilidad anualizada} = \text{Desviación típica de los rendimientos diarios del ETF}$$

Asimismo, la desviación típica es la raíz cuadrada de la varianza, la cual se calcula sumando los cuadrados de las diferencias entre los rendimientos diarios del ETF y su media

aritmética, y dividiendo el resultado por el número de días en el período de tiempo seleccionado.

De esta forma, la desviación típica mide la amplitud del rendimiento de una inversión. Así, cuanto mayor sea la desviación típica, mayor será la volatilidad de la inversión y, por tanto, su riesgo (Morningstar, n.d.).

Cabe destacar que la rentabilidad y la volatilidad están íntimamente relacionadas, como explica la teoría de las carteras eficientes, enunciada por Markowitz. Así, de ésta se puede inferir que, a mayor rentabilidad esperada de una inversión, mayor es el riesgo que se asume, y viceversa (Markowitz, 1952).

7.1.4. Beta

Por su parte, la beta es una medida de la sensibilidad del rendimiento del activo en relación con el rendimiento del mercado. La beta de un ETF es la relación entre el cambio en el precio del ETF y el cambio en el precio del índice de referencia (Brown & Reilly, 2011), siendo su fórmula:

$$\beta = Cov(R_p, R_m) / Var(R_m)$$

Donde:

- β = beta del ETF
- $Cov(R_p, R_m)$ = covarianza entre el rendimiento del ETF y el rendimiento del mercado
- $Var(R_m)$ = varianza del rendimiento del mercado

7.1.5. Ratio de Sharpe

El ratio de Sharpe es una medida de la eficiencia del ETF. Concretamente, éste mide la capacidad del ETF para replicar de manera precisa y eficiente el rendimiento de su índice subyacente (Ben-David et al., 2017). Así, el ratio de Sharpe mide la rentabilidad excedente de una inversión por unidad de riesgo, donde el riesgo es medido por la volatilidad de los retornos; es decir, es una medida de la rentabilidad ajustada al riesgo de una inversión (Sharpe, 1994).

El ratio de Sharpe se calcula como la diferencia entre el retorno de la inversión y la tasa libre de riesgo, dividido por la desviación estándar de los retornos de la inversión." (Grinblatt & Titman, 1998). De esta forma, a mayor ratio de Sharpe, mayor será el rendimiento histórico del ETF ajustado al riesgo.

$$\text{Ratio de Sharpe} = (R_p - R_f) / \sigma_p$$

Donde:

- R_p es la rentabilidad media del ETF durante un periodo determinado
- R_f es la rentabilidad del activo sin riesgo, normalmente un bono del Estado ¹⁷
- σ_p es la desviación estándar de los retornos del ETF durante el mismo periodo

7.2. Sujetos de análisis

7.2.1. *Series Defiance Next Gen H2 ETF (HDRO)*

Se ha elegido este ETF por ser el de mayor tamaño encontrado de temática relacionada con el hidrógeno verde.

Este ETF replica el índice BlueStar Hydrogen & NextGen Fuel Cell Index (BHDRO), y se comercializa en el NYSE¹⁸. Este índice fue lanzado al mercado el mismo día que el ETF HDRO, el 9/3/2021, por lo que ambos pueden considerarse “jóvenes” en el mercado.

Se trata de un índice ponderado por capitalización de mercado formado, en al menos un 85% por compañías en las que más del 50% de los ingresos proviene del desarrollo del hidrógeno verde como fuente de energía o de la tecnología de las pilas de combustible (Market Vector, 2023).

Así, HDRO fue creado el 3 de marzo de 2021, y, actualmente, cuenta con un total de activos netos valorados en 35,21 millones de dólares, y 4,075 millones de acciones en

¹⁷ En este caso, se utilizará una letra del tesoro americano, con fecha de vencimiento 31/3/24, cumpliéndose pues todos la totalidad de los datos han sido tomados hasta el 31/3/2023. El bono tiene una rentabilidad esperada de 5,187% (Wall Street Markets, 2023).

¹⁸ The New York Stock Exchange.

circulación. Además, no realiza securities lending¹⁹. Por su parte, el valor del NAV²⁰ en la fecha de consulta²¹, es de USD 8,64 (Market Vector, 2023).

Con respecto a la cartera (Gráfico 4), ésta está formada por 25 valores de renta variable. El 61% de los recursos del ETF están concentrados en los diez primeros valores que se muestran a continuación:

Gráfico 4: Cartera ETF HDRO

Top 10 Holdings	Weight	Market Value USD	Sector
NEL ASA	8,21	2.904.350	Industrials
Doosan Fuel Cell Ordinary Shares	6,59	2.331.993	Industrials
Plug Power Inc	6,57	2.324.127	Industrials
Ballard Power Systems Inc	6,55	2.318.072	Industrials
Green Hydrogen Systems A/S Ordinary Shares	5,93	2.097.520	Utilities
Bloom Energy Corp Class A	5,71	2.018.357	Industrials
FuelCell Energy Inc	5,59	1.978.171	Industrials
SFC Energy AG	5,56	1.966.386	Industrials
Air Liquide SA	5,21	1.844.059	Basic Materials
Bumhan Fuel Cell Co Ltd	5,10	1.805.788	Industrials

Fuente: Recuperado de Morning Star, 2023.

En su mayoría, los valores en los que invierte el ETF pertenecen al sector industrial o al de materiales básicos. Por otra parte, los sectores con menos exposición son los de energía y tecnología.

7.2.2. ETF iShares Oil & Gas Exploration & Production UCITS (SPOG)

Se ha escogido este ETF para el análisis por sus posiciones tanto en compañías de gas como de petróleo.

¹⁹ Esto es, préstamo de títulos para posiciones en corto a cambio de un tipo de interés.

²⁰ Valor de liquidación; “Valoración ponderada de los valores que componen su patrimonio, dividido por el número de participaciones” (Morning Star, 2015).

²¹ 15 de mayo de 2023.

Este ETF replica el índice S&P Commodity Producers Oil and Gas Exploration & Production Index (SPCPOG), índice que incluye las mayores compañías cotizadas relacionadas con la exploración y producción de petróleo y gas a nivel global (S&P Global, 2023).

SPOG fue creado el 16 de septiembre de 2011, y cuenta con un total de activos netos de 287,252 millones de dólares, así como con 12,2 millones de acciones en circulación. El fondo realiza securities lending a un tipo del 0,06% (Blackrock, 2023). Por su parte, el valor de liquidación (NAV) es de USD 23,55.

La cartera, en el Gráfico 5, está formada por 73 valores, excluyendo el *cash* y los derivados utilizados como cobertura. Entre los 10 principales - que suponen el 63% de la asignación del capital (Morning Star, 2023) - figuran los siguientes:

Gráfico 5: Cartera ETF SPOG

Posiciones	Cartera Peso	Compra inicial	Valor de mercado USD A fecha 18 may 2023
EOG Resources Inc	9,88	30 abr 2012	28.217.838
ConocoPhillips	9,77	30 jun 2012	27.885.134
Canadian Natural Resources Ltd	9,68	30 abr 2012	27.640.110
Pioneer Natural Resources Co	7,55	30 abr 2012	21.559.629
Woodside Energy Group Ltd	6,65	30 abr 2012	19.002.792
Hess Corp	5,75	30 jun 2015	16.412.463
Devon Energy Corp	4,91	30 abr 2012	14.024.278
Diamondback Energy Inc	3,68	31 dic 2013	10.513.423
Coterra Energy Inc Ordinary Shares	3,12	30 abr 2012	8.916.586
Santos Ltd	2,47	30 abr 2012	7.057.929

Fuente: Recuperado de Morning Star, 2023.

En este caso, la práctica totalidad de las compañías en las que el ETF invierte pertenecen al sector energético. En cuanto a la procedencia de las mismas, el 66,93% son de Estados Unidos, el 19,43%, canadienses, el 9,39% de Asia-Pacífico, siendo, el resto, de procedencia europea mayoritariamente (Morning Star, 2023).

7.3. Análisis

En el siguiente apartado se procederá a exponer los resultados obtenidos para los dos sujetos de análisis.

7.3.1. Series Defiance Next Gen H2 ETF (HDRO)

A continuación, se exponen en una tabla los ratios obtenidos para el ETF HDRO con el historial de datos del período comprendido entre el 31/3/2021 y el 28/4/2023.

Tabla 2: Medidas calculadas para el ETF HDRO

Series Defiance Next Gen H2 ETF (HDRO)			
Rentabilidad Anualizada del período	Volatilidad	Beta	Ratio de Sharpe
-41,70%	48,06%	1,92	-0,84

Fuente: Elaboración propia a partir del historial de valores extraídos de Yahoo Finance

En este caso, la rentabilidad anualizada para el período es negativa. Esto se debe a que, a lo largo del período tomado como muestra, el precio de mercado del ETF ha caído drásticamente, siendo éste de USD 27,07 el 31/3/2021 y de USD 8,80 el 28/4/2023, lo que se ha traducido en una drástica pérdida de rentabilidad para los inversores.

Contra lo que se pueda pensar, con el estallido de la Guerra de Ucrania, los precios tendieron a caer - en lugar de aumentar, como cabría esperar - debido a la inseguridad en los inversores generada por la volatilidad existente en el mercado de combustibles fósiles, lo que provocó que las inversiones en energía fósil se vieran favorecidas. No obstante, sí que se puede apreciar una remontada de los precios - si bien no muy aguda - en torno a julio y agosto de 2022, momentos que coinciden con la aprobación y publicación del IRA.

Gráfico 6: Desempeño del ETF HDRO



Fuente: Elaboración propia a partir de Yahoo Finance, 2023.

No se puede emitir, con certeza, un veredicto que explique el porqué de una caída tan rápida en un ETF centrado en una materia prima tan prometedora. No obstante, cabría esperar que ésta se pudiera deber a la poca visibilidad que aún tiene el hidrógeno limpio en los mercados, así como a una postura conservadora por parte de los inversores ante un futuro incierto y volátil.

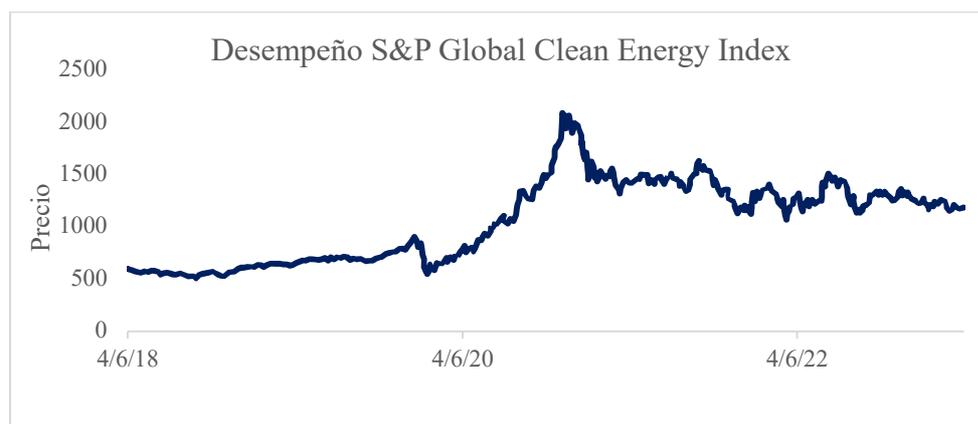
Se ha contrastado esta tendencia con S&P Global Clean Energy Index (Gráfico 7), fundado en 2007, y siendo el índice de referencia en cuanto a empresas dedicadas a las energías renovables, ya sea solar, eólica, biomasa, hidrógeno limpio, entre otras (S&P Global, 2023). Por tanto, este índice presenta una muestra fiable y representativa del comportamiento de las energías renovables en los mercados financieros, resultando válido para comparar el desempeño del ETF HDRO.

Así, como se puede apreciar en el gráfico, se observa una tendencia creciente en la rentabilidad por parte del índice S&P Global Clean Energy Index, a diferencia del ETF HDRO, que presenta la contraria. En línea con esto, comparando las rentabilidades anualizadas a un año del índice y del ETF, se pueden apreciar resultados altamente dispares, siendo éstas, respectivamente, de 15,35% y de -36,42%; por su parte, el riesgo anualizado del índice para el período de análisis – es decir, desde el 31/3/2021 hasta el 30/4/2023 - sería del 34,23%, valor inferior al del ETF, que presenta una volatilidad para el mismo período de 48,06%. Así, los valores obtenidos para el índice reflejan el desempeño positivo que han seguido las renovables en los últimos años, en línea con la promesa creada en torno a ellas a raíz de la transición energética.

Con esto se pretende poner de manifiesto el hecho de que el caso particular del ETF escogido para el proyecto no sigue la trayectoria general de las energías renovables – ni la esperada para el hidrógeno renovable - en los mercados financieros, y que, por tanto, los resultados del proyecto han de interpretarse con cautela.

En última instancia, esto apoyaría la teoría de que el desempeño del ETF HDRO no es representativo de la postura de los inversores - y del mercado - con respecto al hidrógeno limpio. De esta forma, uno de los motivos para ello radicaría en la propia juventud, tanto del ETF como del índice de referencia, así como en el bajo nivel de desarrollo y de concienciación que existe acerca del hidrógeno verde.

Gráfico 7: Desempeño S&P Global Clean Energy Index en los últimos 5 años



Fuente: Elaboración propia a partir de S&P Global, 2023.

En cuanto a la volatilidad del ETF, ésta es sustancialmente elevada - 48,06% - aunque este porcentaje ha de matizarse en su interpretación. En primer lugar, este alto grado de volatilidad se encuentra en línea con el historial de precios de mercado, pues éste, en términos netos, ha ido cayendo a lo largo de los dos años analizados; por tanto, los precios han presentado una variabilidad sustancial. Asimismo, el ETF HDRO se considera un ETF no diversificado, ya que invierte al 99% en renta variable (Defiance ETFs, 2023). Esto provoca que el fondo se encuentre más expuesto ante posibles cambios en el mercado que otros ETFs o fondos. Esto, unido a la ya comentada incertidumbre, tanto del panorama actual, como del sector energético, así como a las sucesivas subidas de los tipos de interés llevados por la FED

desde marzo de 2022 - las cuales han aumentado el atractivo los depósitos bancarios, así como de inversiones de bajo riesgo, como letras y bonos del Estado, de cara a los inversores - han podido contribuir al alto nivel de volatilidad del ETF, además de su “juventud” en el mercado, tanto del propio fondo como de su índice de referencia.

En línea con lo analizado, la beta presenta un valor sustancialmente alto, lo que indica que el ETF HDRO es más sensible - en términos de precio - a las variaciones del mercado que su índice de referencia - el BlueStar Hydrogen & NextGen Fuel Cell Index; es decir, HDRO exagera más los movimientos del mercado que el índice de referencia.

Por su parte, el ratio de Sharpe es negativo, lo cual, matemáticamente, tiene sentido, ya que la rentabilidad anualizada del ETF HDRO es negativa, y, además, presenta un alto grado de volatilidad. Económicamente, esto implica que el activo sin riesgo - en este caso, una letra del tesoro americano, con vencimiento 30/4/2024 y rentabilidad esperada 5,187% - ofrece una mayor rentabilidad que el ETF en cuestión. Sin embargo, se ha de tener en cuenta que, debido a los sucesivos incrementos de los tipos de interés por parte de la FED, los bonos y letras del Estado presentan rentabilidades anómalamente elevadas.

7.3.2. *ETF iShares Oil & Gas Exploration & Production UCITS (SPOG)*

En segundo lugar, se procederá a analizar los resultados obtenidos para el ETF SPOG.

Tabla 3: Medidas calculadas para el ETF SPOG

iShares Oil & Gas Exploration & Production UCITS ETF (SPOG)			
Rentabilidad Anualizada del período	Volatilidad	Beta	Ratio de Sharpe
-4,66%	36,22%	1,2	0,16

Fuente: Elaboración propia a partir del historial de valores extraídos de Yahoo Finance

En este caso, la rentabilidad anualizada para el período de análisis es también negativa, si bien menor que la del ETF HDRO. Por su parte, los fondos de su categoría - sector del *equity energy* - presentan una rentabilidad anualizada del 0,52% para el mismo período, la cual resulta, también baja para el inversor (Morning Star, 2023).

Este fenómeno se puede explicar a través de la “desinversión en combustibles fósiles” expuesta anteriormente, la cual defiende una menor aportación de fondos a las compañías relacionadas con la producción de combustibles fósiles, en pos no sólo de fomentar el desarrollo de las compañías renovables para alcanzar los objetivos climáticos previstos para 2050, sino también, desde el punto de vista financiero, por el poco recorrido que estas compañías tienen en el medio plazo, debido a los crecientes esfuerzos gubernamentales en torno a la descarbonización y al carácter limitado - traducido en menores reservas - de los combustibles fósiles .

Efectivamente, observando el historial de precios del ETF SPOG desde su concepción²², se puede observar un cambio en la tendencia del crecimiento de los precios del ETF a partir de mediados de 2014, momento en el que los precios comenzarán a caer, resistiéndose a recuperar los niveles previos a este punto de inflexión. Esto sigue las tendencias observadas en el sector energético en general - representado por el S&P 500 Energy Index, en el Gráfico 9 - el cual, ante una mayor concienciación medioambiental en torno a la transición, vio caer los niveles de capital recibido.

De hecho, observando ambos históricos en el mercado, - Gráficos 8 y 9 - se puede apreciar un recorrido similar entre el ETF y el índice, marcado por un cambio de tendencia descendente a finales de 2014 - justificado por el ya mencionado movimiento de desinversión en combustibles fósiles -, una fuerte caída en los precios en 2020, marcada por el cese de la actividad durante la Pandemia del Covid - 19, así como un punto de inflexión coincidente con la recuperación de dicha actividad. No obstante, en ninguno de los casos se recuperan los niveles de precios previos a 2014.

Traduciendo este recorrido en términos de rentabilidad, el índice S&P 500 Energy Index presentó una rentabilidad anualizada para los 5 últimos años de 0,96%, frente al 1,21% para el mismo período del ETF SPOG, siendo ambos valores sustancialmente reducidos, lo cual es reflejo de la poca calidad como inversión que suponen los combustibles fósiles.

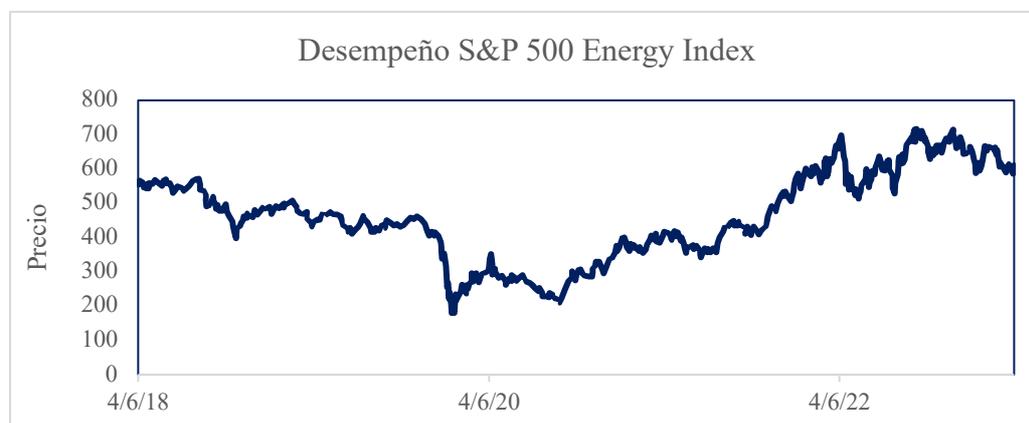
²² Nótese que la muestra de datos utilizada corresponde al período comprendido entre 31/3/2021 y 28/4/2023. No obstante, se observa el periodo anterior con el objetivo de comprobar si la teoría de desinversión de combustibles fósiles expuesta anteriormente aplica en el caso.

Gráfico 8: Desempeño ETF SPOG



Fuente: Elaboración propia a partir de Yahoo Finance, 2023.

Gráfico 9: Desempeño S&P 500 Energy Index en los últimos 5 años



Fuente: Elaboración propia a partir de S&P Global, 2023.

Por su parte, la volatilidad del ETF es alta, si bien no alcanza los niveles del ETF HDRO. Esto es debido a que, a la luz de la tendencia de desinversión en combustibles fósiles, la rentabilidad del ETF - y la del índice replicado - fluctúan a un nivel mayor. De hecho, observando la gráfica de los valores liquidativos del ETF Gráfico 8, se pueden observar estas fluctuaciones constantes, especialmente marcadas en 2020 y a comienzos de 2022, coincidiendo, respectivamente, con la Pandemia y con el estallido de la Guerra de Ucrania.

Con respecto a la beta, al ser superior a 1, supone que el ETF SPOG presenta mayor riesgo sistémico que el índice de referencia, por lo que, las variaciones que el mercado produzca tendrán un mayor impacto en el ETF SPOG que en su índice de referencia, tanto en negativo como en positivo; de esta forma, si el mercado crece, el ETF lo hará en mayor proporción que el índice S&P Commodity Producers Oil and Gas Exploration & Production Index, y viceversa.

Por último, el ETF SPOG presenta un ratio de Sharpe positivo, si bien su valor es relativamente bajo, 0,16, lo que indica que no existe una diferencia sustancial entre la inversión en el activo sin riesgo y el ETF SPOG.

7.4. Conclusiones del análisis

Si a un inversor únicamente centrado únicamente en la rentabilidad se le presentaran ambas oportunidades de inversión, lo lógico es que éste escogiese el ETF SPOG, por haber presentado unos valores más favorables que el ETF HDRO en las medidas consideradas. No obstante, estos resultados se han de matizar, ya que los valores no pueden ser interpretados de manera aislada, sin tener en cuenta el contexto pasado y presente, así como el escenario futuro con mayor probabilidad de ocurrencia.

De esta forma, una vez realizado el análisis, se procederá a exponer las conclusiones a las que se ha llegado:

En primer lugar, se ha de recalcar que los valores obtenidos para el ETF HDRO, si bien no son llamativos desde la evaluación del desempeño - rentabilidad negativa, alta volatilidad, y ratio de Sharpe negativo - en el actual proyecto no se consideran precedente con respecto al desempeño futuro de las compañías dedicadas al hidrógeno verde. Esto es justificable mediante varios argumentos.

Primeramente, la mayoría de los fondos sostenibles presentan un rendimiento inferior al de mercado en la actualidad (Goldman Sachs, 2022). Esto resulta lógico, ya que éstos han compensado el rendimiento superior al mercado que han experimentado los combustibles fósiles debido a la recuperación de la actividad post-pandémica, la inflación - intensificada por la Guerra de Ucrania - y la disminución de la oferta derivada de la desinversión explicada anteriormente.

Esto no implica que los accionistas hayan perdido el foco sobre la neutralidad de carbono, el Acuerdo de París o el cambio climático; simplemente, la coyuntura incierta y la elevada volatilidad del panorama internacional han provocado que, circunstancialmente, las dinámicas del mercado se centren en la continuidad de la actividad económica - lo que, por parte de los inversores, se traduce en la búsqueda de rentabilidad - y, debido a la conjunción de

los factores explicados anteriormente, los combustibles fósiles se han convertido en la solución cortoplacista y más simple para ello.

De esta forma, debido a la falta de infraestructura de energía renovable necesaria para su generalización como fuente energética y su utilización a gran escala, las energéticas fósiles constituyen la opción más viable para el mantenimiento de los niveles productivos globales de energía, si bien estas, como se ha mencionado varias veces a lo largo del texto, “tienen los días contados” y terminarán convirtiéndose, en el medio-largo plazo, en activos varados.

Esto explica, comparativamente, que los valores de rentabilidad, volatilidad y ratio de Sharpe sean más favorables desde una evaluación del desempeño para el ETF SPOG que para el ETF HDRO. No obstante, no justifica por qué los valores de HDRO son tan desfavorables, especialmente si, como se ha defendido a lo largo del proyecto, el hidrógeno verde se presenta como una gran promesa para la consecución de los objetivos medioambientales a nivel global. Así, los valores obtenidos para la rentabilidad anualizada, volatilidad, ratio de Sharpe y beta no resultan tan alarmantes si se tienen en cuenta ciertos factores.

En primer lugar, se han de recalcar los propios límites del análisis. El ETF HDRO, a pesar de ser el ETF de temática exclusiva de hidrógeno limpio de mayor antigüedad que se ha podido encontrar, fue creado el 9/3/2021, al igual que el índice que replica, el *BlueStar Hydrogen & NextGen Fuel Cell Index (BHDRO)*. Esto, inevitablemente, implica que ambos son muy “jóvenes para el mercado”, y, por tanto, requieren de un periodo de adaptación y de atracción de inversores. Además, debido también a la “inmadurez” de la industria del hidrógeno verde, - dentro de la propia novedad de las energías renovables - las compañías que componen este ETF no presentan un gran tamaño, lo que acentúa las dificultades para atraer la atención de los grandes gestores de activos. Esto no sólo dificulta sustancialmente el análisis de rentabilidad y la comparación con las materias primas, sino que, psicológicamente, puede llegar a tener un efecto negativo en los inversores, generando cierto recelo acerca del potencial del hidrógeno verde, lo que se traduciría en una mayor necesidad de garantías para depositar sus fondos en la industria del vector energético.

Esto justifica, en parte, los valores alcanzados por el ETF HDRO para las variables consideradas. Si bien es cierto que el desempeño del ETF HDRO podría haber sido más

favorable en el período analizado, sus valores son completamente razonables en relación a su contexto; el hidrógeno verde se encuentra en sus primeras fases de lanzamiento, y necesita mayor inversión para poder ser producido a gran escala, para que, de esta forma, disminuyan sus costes de producción y pueda generalizarse su utilización y sus aplicaciones. Paradójicamente, siguiendo el histórico de los mercados y el razonamiento habitual de los inversores, especialmente ante el actual escenario de incertidumbre, resulta lógico que, cuando los proyectos relacionados con hidrógeno verde en el marco de la transición energética - 788 a nivel global (Investing in Green Hydrogen, 2022) - alcancen mayores estadios de desarrollo y comiencen a vislumbrarse sus potenciales frutos, los inversores aumenten su interés por la materia confiando mayores cantidades de dinero al proyecto del hidrógeno limpio. A su vez, al asentarse una dinámica en los mercados financieros acerca del hidrógeno limpio, estimulará la creación de nuevas compañías, lo que acelerará, previsiblemente, el desarrollo del hidrógeno como vector energético y su utilización a gran escala.

Además, se ha de tener en cuenta el aumento de los precios de los combustibles fósiles – lo que se traduce en una mejora en los rendimientos de las empresas extractoras y productoras - , derivados de una oferta limitada de éstos, unido a una mayor demanda en busca de asegurar el suministro energético que sostenga la realidad económica actual ante eventos como la Guerra de Ucrania o la Pandemia. Esto ha mejorado el desempeño tanto del ETF SPOG como del índice S&P 500 Energy - ambos en declive – si bien este efecto no se considera sostenible más allá del corto plazo. Asimismo, se espera que los inversores utilicen las plusvalías obtenidas de sus inversiones fósiles para posicionarse estratégicamente en energías renovables en el largo plazo, pues esto seguiría la conciencia de mercado existente en torno a la inherente limitación temporal de los combustibles fósiles.

En conclusión, el análisis pretendía discernir qué tipo de acogida ha tenido el hidrógeno verde en los mercados financieros. No obstante, debido a las limitaciones del ETF escogido como representante del mismo – principalmente la juventud del ETF y de su índice de referencia, así como de la propia industria del hidrógeno verde - los datos han sido interpretados con cautela, llegándose a la conclusión de que para que el hidrógeno renovable alcance el desarrollo augurado, necesita producirse a gran escala, para lo que ha de inyectarse capital. Por su parte, el auge experimentado por la energía fósil es circunstancial, principalmente causado

por la inflación derivada de eventos como la Pandemia y a Guerra de Ucrania, así como la inflación derivada de éstas, y se considera limitado en el tiempo.

8. Conclusión final y recomendaciones

Los eventos de los últimos años han puesto de manifiesto la debilidad del sistema energético global imperante en las últimas décadas construido en torno a los combustibles fósiles. Así, existe un consenso acerca del sacrificio del imperio de los combustibles fósiles para preservar el planeta y la vida humana tal y como se conoce actualmente.

Ante esto, los objetivos son claros; se ha de limitar el aumento medio de la temperatura global por debajo de los 2°C - e, idílicamente, por debajo de 1,5°C - y conseguir la neutralidad de carbono en 2050. Para ello, se necesitan alternativas energéticas sostenibles y libres de emisiones de carbono que permitan la continuación de los sistemas económicos, políticos y sociales tal y como los conocemos en la actualidad, y, ante esto, la única solución factible son las energías renovables. Dentro de ellas, se yergue una pieza clave con un gran potencial: el hidrógeno renovable.

El hidrógeno renovable se presenta como un vector energético versátil y seguro, de alta densidad gravimétrica energética, prácticamente libre de emisiones de carbono, que puede utilizarse tanto para su conversión en energía térmica, como en las industrias como materia prima. Además, emerge como una posible solución a la dependencia energética de los estados, proyectándose asimismo como clave para la descarbonización de industrias intensivas en carbono.

No obstante, existen ciertas barreras a su generalización como fuente energética, siendo la principal su elevado coste, lo que provoca que éste tenga un elevado precio en comparación con otras fuentes de energía. Sin embargo, se espera que, con el desarrollo de su producción a mayor nivel, se alcancen economías de escala y sinergias en un futuro próximo que lo hagan ser competitivo en el mercado.

De esta forma, una vez que se consigan superar estas barreras, el hidrógeno verde podrá utilizarse de manera más extendida. Esto, inevitablemente disrumpirá las actuales dinámicas

de poder y relaciones actuales entre estados, basadas, mayoritariamente, en las materias primas como el petróleo y el gas, forjándose nuevas alianzas y “destronando” gigantes energéticos.

Actualmente, la mayoría de jugadores en el plano internacional tienen en cuenta la “fecha de caducidad de los combustibles fósiles” - la cual ha sido remarcada por la Pandemia y con la Guerra de Ucrania - y son conscientes de la necesidad de alternativas viables, y del hidrógeno verde como aspirante a serlo; y del hecho de que, para ello, se necesitan inyecciones de capital orientadas al desarrollo de la tecnología para producirlo a gran escala.

De hecho, uno de los principales objetivos del proyecto era analizar la respuesta de los mercados financieros ante la emergencia del hidrógeno verde, para lo que se ha realizado un estudio comparativo entre dos ETFs. La conclusión alcanzada ha sido que la inversión en hidrógeno verde no debe considerarse como una inversión con beneficio cortoplacista, sino, más bien, a medio-largo plazo; y, para que este vector energético despegue, tanto en los mercados financieros como en el panorama energético, se necesita producir a gran escala. Para ello, primero se ha de conseguir que éste sea competitivo en términos de costes, lo que implica urgencia en la consecución de economías de escala y de sinergias.

Esto pone de manifiesto la urgencia de romper la paradoja a la que está actualmente sometido el hidrógeno verde: los inversores se niegan a invertir en él porque no resulta rentable financieramente - lo que se ve maximizado ante las condiciones de máxima incertidumbre actuales - pero éste nunca llegará a ser rentable hasta que no consiga producirse a gran escala, para lo que inevitablemente, necesita, capital. En línea con esto, la propia gestora del ETF de hidrógeno utilizado en el análisis, Defiance, pidió a los inversores un voto de confianza en su carta anual a los accionistas:

“El hidrógeno verde es una oportunidad potencialmente lucrativa que los inversores deberían aprovechar. Lo fundamental es entender que la innovación lleva tiempo, y esta puede ser una operación de mayor coste en términos monetarios, pero tiene un futuro prometedor, como indica la creciente atención prestada por la esfera política hacia este vector energético” (Defiance, 2022).

De esta forma, una potencial solución para conseguir capital para el desarrollo del hidrógeno verde a gran escala podría ser que, los dividendos y rendimientos obtenidos por los accionistas de sus inversiones fósiles fueran reinvertidos en posiciones en largo en compañías relacionadas con hidrógeno renovable, de forma que fueran los propios combustibles fósiles los promotores de la transición y, en concreto, del auge del hidrógeno.

Así, en conclusión, el hidrógeno verde es un vector energético con un gran potencial, y necesita capital para poder producirse a gran escala y formar parte de la transición energética. Por ello, es necesario, no sólo que los gobiernos e instituciones internacionales inviertan en proyectos de hidrógeno verde, sino que, además, éstos animen a su dinamización en los mercados financieros, con objeto de llamar la atención de los inversores particulares y que éstos inyecten capital en las compañías encargadas de su desarrollo como fuente energética.

8.1. Recomendaciones

En línea con lo concluido, se necesita una mayor promoción de “la promesa del hidrógeno verde”, y un lavado de cara en cuanto a su imagen ante los inversores, ya que, es posible que, debido a su “juventud” en el plano energético en comparación con otras fuentes de energía, el hidrógeno verde sea percibido por éstos como una inversión de alto riesgo, lo cual se aleja de la realidad. Realmente, el hidrógeno verde es una pieza con gran potencial peso en el mix energético renovable del futuro, mientras que, la verdadera apuesta arriesgada, son los combustibles fósiles, ya que están cada vez más cerca de su “fecha de caducidad”, ante la urgencia del escenario NZE, y esto es una realidad que los organismos internacionales y los gobiernos han de transmitir a la sociedad y a los participantes de los mercados financieros.

De esta forma, los gobiernos e instituciones internacionales podrían contribuir de forma significativa a sentar precedente sobre el potencial valor del hidrógeno verde en la transición.

Ante la revalorización de las compañías extractoras y productoras de combustibles fósiles tras la Pandemia y la Guerra de Ucrania, el autor propone la fijación de un “precio al carbono”. De esta forma, los beneficios derivados de las emisiones de CO₂ no se materializarían en forma de beneficio para las empresas, sino que éstos serían recogidos por los gobiernos, fomentándose, por un lado, la desinversión en las extractoras y productoras de combustibles fósiles por parte de los inversores y, por otro, la atracción de éstos hacia

inversiones renovables que incluir en sus carteras. De esta forma, las energías renovables - entre las que se incluye el hidrógeno limpio - podrían obtener capital necesario para su desarrollo. Así, aunque el contexto político-económico empujara los precios de los combustibles fósiles al alza, los ingresos de sus compañías matrices podrían dirigirse a otras cuestiones de urgencia estatal, como el desarrollo de la energía renovable - y, específicamente, del hidrógeno - lo que ayudaría al esfuerzo del vector energético para conseguir capital y producirse a gran escala, además de contribuir a la reducción de la inflación (Goldman Sachs, 2022).

Otra medida que podrían impulsar los gobiernos y las organizaciones internacionales es la de estandarizar las certificaciones de hidrógeno verde. Actualmente, el hidrógeno limpio y sus derivados son altamente dependientes del marco normativo del estado en el que se desarrolle el proyecto, y no existe ningún marco regulatorio internacional que ratifique su sostenibilidad ni su calidad energética (Scita et al., 2020). Por tanto, en vistas de extender la imagen del hidrógeno verde como un vector energético sólido y fiable, se necesitan unos estándares del mismo que proyecten fiabilidad en cuanto a su producción. Esto no es sólo importante desde el punto de vista normativo, sino también desde el punto de vista financiero, pues esto generaría confianza por parte de los inversores de los mercados de valores, disminuyendo, a su vez, la posible percepción del hidrógeno verde como activo de alto riesgo.

De esta forma, ambas medidas, si bien muy distintas entre sí, podrían no sólo contribuir al desarrollo del atractivo del hidrógeno limpio de cara a los inversores y a la consecución de capital, sino que también supondrían una demostración de confianza por parte de actores de peso en el sistema internacional, lo que ayudaría en la reafirmación del hidrógeno verde como “santo grial” en la transición energética, propulsando, de esta forma, su producción a gran escala.

9. Bibliografía

- (n.d.). MSCI: Powering better investment decisions. Retrieved April 14, 2023, from <https://www.msci.com>
- ACS Energy Letters. (2021). Does the Green Hydrogen Economy Have a Water Problem? *ACS Energy Letters*, 6(9), 3167-3169. <https://doi.org/10.1021/acsendergylett.1c01375>
- Bai, Y., Yao, L., & Wei, T. (2020). Presumed Asymptomatic Carrier Transmission of COVID-19. *Jama*, 323(14), 1406-1407. <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC7042844/>
- Bajammal, A., & Gulli, C. (2022, November 23). *The clean hydrogen opportunity for hydrocarbon-rich countries*. McKinsey. Retrieved March 4, 2023, from <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-clean-hydrogen-opportunity-for-hydrocarbon-rich-countries>
- Ben-David, I., Franzoni, F., & Moussawi, R. (2017). Exchange-Traded Funds. *Annual Review of Financial Economics*, 9, 169-189. <https://doi.org/10.1146/annurev-financial-110716-032538>
- Black Rock. (2006, May 1). *US iShares Template*. US iShares Template. Retrieved April 15, 2023, from <https://www.blackrock.com/mx/intermediarios/literature/fact-sheet/ieo-ishares-u-s-oil-gas-exploration-production-etf-fund-fact-sheet-es-lm.pdf>
- BlackRock. (2023). *Explicación de los ETFs*. BlackRock. Retrieved April 15, 2023, from <https://www.blackrock.com/co/educacion/etf/explicacion-de-los-etfs>
- BlackRock. (2023). *iShares Oil & Gas Exploration & Production UCITS ETF | SPOG*. BlackRock. Retrieved April 14, 2023, from <https://www.blackrock.com/es/profesionales/productos/251909/ishares-oil-gas-exploration-production-ucits-etf>
- Blanchett, D., Kowara, M., & Watson, D. (2014). The downside of diversification: The case of the 60/40 portfolio. *e Journal of Investing*, 23(4), 53-62.
- Bodie, Z., Kane, A., & Marcus, A. J. (2014). *Investments*. McGraw-Hill Education.
- Boehm, L., & Wilson, A. (2023). *EU energy security and the war in Ukraine: From sprint to marathon*. European Parliamentary Research Service.

- Brown, K., & Reilly, F. (2011). *Investment Analysis and Portfolio Management*. Cengage Learning.
- Burleson, E. (2022, December 1). *VC and PE investing in hydrogen broke records in 2022*. PitchBook. Retrieved March 15, 2023, from <https://pitchbook.com/news/articles/hydrogen-energy-transition-deals-record-pe-vc-2022>
- Carbon Tracker. (2011). *Unburnable Carbon – Are the world’s financial markets carrying a carbon bubble?* Carbon Tracker. <https://carbontracker.org/reports/carbon-bubble/>
- Carbon Tracker. (2022). *Clean Hydrogen's Place in the Energy Transition*. Carbon Tracker. <https://carbontracker.org/reports/clean-hydrogens-place-in-the-energy-transition/>
- Casertano, S. (2012). *Risks of New Energy-Risks Posed by Renewable Energy and Climate Protection*. *BIGS Essence*, 1(9). <https://www.bigs-potsdam.org/app/uploads/2020/06/BIGS-Essenz-Nr.-9-Risiken-neuer-Energie-Bildschirmversion.pdf>
- De Blasio, N., Hua, C., & Nuñez-Jimenez, A. (2021). *Sustainable Mobility: Renewable Hydrogen in the Transport Sector*. Harvard Kennedy School. <https://www.belfercenter.org/publication/sustainable-mobility-renewable-hydrogen-transport-sector>
- De Blasio, N., & Pflugmann, F. (2020). *The Geopolitics of Renewable Hydrogen in Low-Carbon Energy Markets*. *Geopolitics, History, and International Relations*, 12(1), 9-44. 10.22381/GHIR12120201
- Defiance ETFs. (2023). *Hydrogen ETF HDRO | \$11 Trillion Opportunity*. Defiance ETFs. Retrieved May 25, 2023, from <https://www.defianceetfs.com/hdro/>
- Investing in Green Hydrogen. (2022). *The Ultimate Power Source - Hydrogen energy*. H2 TECH EXPO. https://0bec8af1-ac1c-41cc-825b-e2dbbf6f18e2.usrfiles.com/ugd/0bec8a_9c818d35d04242498ae6678a6f9a83e5.pdf
- Estrategias de inversión. (2021, July 19). *Nasdaq: ¿Invertir en ETFs ponderados por capitalización o por igual?* Estrategias de Inversión. Retrieved April 15, 2023, from <https://www.estrategiasdeinversion.com/actualidad/noticias/bolsa-eeuu/nasdaq-invertir-en-etfs-ponderados-por-capitalizacion-n-480417>

- European Commission. (2021). *Hydrogen*. Energy. Retrieved May 24, 2023, from https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen_es
- European Commission. (2022). *Hydrogen*. Language selection | Internal Market, Industry, Entrepreneurship and SMEs. Retrieved May 24, 2023, from https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/hydrogen_en
- Finect. (2023). *iShares V PLC - iShares Oil & Gas Exploration & Production UCITS ETF USD (Acc) - ETFs*. Finect. Retrieved May 28, 2023, from https://www.finect.com/etfs/IE00B6R51Z18-Ishares_oil_gas_explrprod_etf_usd_acc
- Fondo Monetario Internacional. (2022). The Scramble for Energy. *FINANCE & DEVELOPMENT A Quarterly Publication of the International Monetary Fund*, 59(4), 21-24. <https://www.imf.org/en/Publications/fandd/issues/2022/12/hydrogen-decade-van-de-graaf>
- Fuel Cells and Hydrogen Observatory. (2023). *Levelised Cost of Hydrogen* | *FCH Observatory*. the Fuel Cells & Hydrogen Observatory. Retrieved March 10, 2023, from <https://www.fchobservatory.eu/observatory/technology-and-market/levelised-cost-of-hydrogen-green-hydrogen-costs>
- Goldman Sachs Group. (2022). *Carbonomics The clean hydrogen revolution*. Goldman Sachs. <https://www.goldmansachs.com/insights/pages/gs-research/carbonomics-the-clean-hydrogen-revolution/carbonomics-the-clean-hydrogen-revolution.pdf>
- Greens/EFA Group. (2014). The Price of Doing Too Little Too Late The impact of the carbon bubble on the EU financial system. *Green New Deal Series*, 11. <https://reinhardbuetikofer.eu/wp-content/uploads/2014/03/GND-Carbon-Bubble-web1.pdf>
- Grinblatt, M., & Titman, S. (1998). *Financial Markets and Corporate Strategy*. Irwin/McGraw-Hill.
- Hedreen, S. (2022, July 19). *Blue hydrogen runs 'significant risk' of becoming stranded asset – advisory firm*. S&P Global. Retrieved May 28, 2023, from <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/blue-hydrogen-runs-significant-risk-of-becoming-stranded-asset-8211-advisory-firm-71222790>

- Heid, B., Sator, A., Waardenburg, M., & Wilthaner, M. (2022, October 25). *Five charts on clean hydrogen and net zero*. McKinsey. Retrieved March 4, 2023, from <https://www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/five-charts-on-hydrogens-role-in-a-net-zero-future>
- Hydrogen Council. (2017). *How hydrogen empowers the energy transition*. Hydrogen Council. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/06/Hydrogen-Council-Vision-Document.pdf>
- Hydrogen Newsletter. (2023, April 3). *Gravimetric Energy Density vs Volumetric Energy Density of Hydrogen: Pros and Cons of it*. Hydrogen Newsletter. Retrieved May 29, 2023, from <https://www.hydrogennewsletter.com/gravimetric-energy-density-vs-volumetric-energy-density-of-hydrogen-pros-and-cons-of-it/>
- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen: seizing today's opportunities*. OECD. https://read.oecd-ilibrary.org/energy/the-future-of-hydrogen_1e0514c4-en#page1
- IEA. (2022, March 21). *Energy Fact Sheet: Why does Russian oil and gas matter? – Analysis*. IEA. Retrieved May 23, 2023, from <https://www.iea.org/articles/energy-fact-sheet-why-does-russian-oil-and-gas-matter>
- IEA. (2023). *World Energy Investment Outlook 2023*. IEA. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/54a781e5-05ab-4d43-bb7f-752c27495680/WorldEnergyInvestment2023.pdf>
- Imperial College Business School. (2020). *Energy Investing: Exploring Risk and Return in the Capital Markets*. IEA. https://iea.blob.core.windows.net/assets/3d8c7c6f-bd94-43b8-94ef-d30135c0c776/Energy_Investing_Exploring_Risk_and_Return_in_the_Capital_Markets.pdf
- International Renewable Energy Agency. (2022). *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*. International Renewable Energy Agency (IRENA). https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf?rev=1cfe49eee979409686f101ce24ffd71a

- International Renewable Energy Agency. (2022). *World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway*. International Renewable Energy Agency (IRENA). https://www.irena.org/Publications/2022/Mar/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Mar/IRENA_WETO_Summary_2022.pdf?la=en&hash=1DA99D3C3334C84668F5CAA029BD9A076C10079
- IRENA. (2022). The Hydrogen Factor. In *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor* (pp. 38-65). International Renewable Energy Agency (IRENA). https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf
- IRENA. (2023, March 28). *Investment Needs of USD 35 trillion by 2030 for Successful Energy Transition*. IRENA. Retrieved May 27, 2023, from <https://www.irena.org/News/pressreleases/2023/Mar/Investment-Needs-of-USD-35-trillion-by-2030-for-Successful-Energy-Transition>
- Jiang, P., Fan, Y. V., & Klemeš, J. J. (2021). Impacts of COVID-19 on energy demand and consumption: Challenges, lessons and emerging opportunities. *Applied Energy*, 285. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116441>
- Johns Hopkins University. (2022, December 12). *How COVID-19 Disrupted the Renewable Energy Transition – and How the World Can Get Back on Track*. Johns Hopkins University. Retrieved May 23, 2023, from <https://energy.sais.jhu.edu/articles/how-covid-19-disrupted-renewable-energy-transition/>
- Jorion, P. (2007). *Value at Risk, 3rd Ed.: The New Benchmark for Managing Financial Risk*. McGraw-Hill Education.
- Junta Castilla y León. (2023). *El combustible hidrógeno | Energía y Minería | Junta de Castilla y León*. Energía y Minería. Retrieved March 6, 2023, from <https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/combustible-hidrogeno.html>
- KGAL Real Investments & Roland Berger. (2022). *Green H2 investments from buzz to Boom*. KGAL Real Investments. <https://www.wfw.com/wp-content/uploads/2022/10/KGAL-Whitepaper-Hydrogen-Energy-English.pdf>

- Khan, K., Su, C.-W., & Tao, R. (2021). Does Oil Prices Cause Financial Liquidity Crunch? Perspective from Geopolitical Risk. *Defence and peace economics*, 32(3), 312-324. <https://doi.org/10.1080/10242694.2020.1712640>
- Khan, K., Su, C.-W., & Zhu, M. N. (2022). Examining the behaviour of energy prices to COVID-19 uncertainty: A quantile on quantile approach. *Energy*, 239, Part E. 10.1016/j.energy.2021.122430
- Khurshid, A., & Khan, K. (2021). How COVID-19 shock will drive the economy and climate? A data-driven approach to model and forecast. *Environmental Science and Pollution Research*, 28, 2948-2958. <https://link.springer.com/article/10.1007/s11356-020-09734-9>
- Kollias, C., Papadamou, S., & Stagiannis, A. (2012). The financial spill overs of the Gulf of Mexico oil accident. *Empirical Economics Letters*, 11(6), 190-199. <https://citeseerx.ist.psu.edu/document?repid=rep1&type=pdf&doi=9a35c07738677bb4478eec5545d20414ad800c6c>
- Kuik, F., Adolfsen, J., & Lis, E. (2022). Energy price developments in and out of the COVID-19 pandemic – from commodity prices to consumer prices. *ECB Economic Bulletin*, (4). https://www.ecb.europa.eu/pub/economic-bulletin/articles/2022/html/ecb.ebart202204_01~7b32d31b29.en.html
- LAZARD. (2021). *LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 15.0*. <https://www.lazard.com/media/sptlfats/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>
- Markowitz, H. (1952). Portfolio Selection. *The Journal of Finance*, 7(1), 77-91. <http://links.jstor.org/sici?sici=0022-1082%28195203%297%3A1%3C77%3APS%3E2.0.CO%3B2-1>
- Markowitz, H. M., & Fabozzi, F. J. (Eds.). (2011). *The Theory and Practice of Investment Management: Asset Allocation, Valuation, Portfolio Construction, and Strategies*. Wiley.
- McKinsey&Company. (2019). <https://www.mckinsey.com/~media/mckinsey/industries/oil%20and%20gas/our%20insights/global%20energy%20perspective%202019/mckinsey-energy-insights-global-energy-perspective->

2019_reference-case-summary.ashx.

McKinsey&Company.

https://www.mckinsey.com/~media/mckinsey/industries/oil%20and%20gas/our%20insights/global%20energy%20perspective%202019/mckinsey-energy-insights-global-energy-perspective-2019_reference-case-summary.ashx

- Ministerio de la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020, octubre 5). *Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el Hidrógeno Renovable*. Energía. Retrieved March 4, 2023, from https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf
- Morningstar. (n.d.). *Volatility | Glossary*. Morningstar. Retrieved April 15, 2023, from <https://www.morningstar.co.uk/uk/glossary/98354/volatility.aspx>
- Morning Star. (2015). *ETF: Diferencia entre valor liquidativo y cotización*. Morning Star. Retrieved May 24, 2023, from <https://www.morningstar.com.mx/mx/news/137163/etf-diferencia-entre-valor-liquidativo-y-cotizaci%C3%B3n.aspx>
- Morning Star. (2023). *iShares US Oil & Gas Explor & Prod ETF IEO*. Morning Star Investor. Retrieved April 15, 2023, from <https://investor.morningstar.com/quotes/0P00005TY1>
- MSCI. (2023). *Global Industry Classification Standard (GICS®) Energy Sector: The Energy Sector comprises companies engaged in exploration &am*. MSCI. Retrieved May 26, 2023, from <https://www.msci.com/documents/1296102/1339060/GICSSectorDefinitions.pdf/fd3a7bc2-c733-4308-8b27-9880dd0a766f>
- Nasdaq. (2023). *Home*. YouTube. Retrieved April 15, 2023, from <https://www.nasdaq.com/es/market-activity/etf/ieo>
- Nicoletti, G. (2015). A technical and environmental comparison between hydrogen and some fossil fuels. *Energy Conversion and Management*, 89, 205-213. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.09.057>
- Oliver Wyman. (2022). *GREEN VS. BLUE HYDROGEN A perspective on scaling low-carbon hydrogen production*. Oliver Wyman. <https://www.oliverwyman.com/content/dam/oliver-wyman/v2/publications/2022/oct/Green-vs.-Blue-Hydrogen-report.pdf>

- *¿Qué es el gas de esquisto o gas shale? ¿Qué es la fractura hidráulica o fracking? Impactos socioambientales de la explotac.* (n.d.). Alianza Mexicana contra el Fracking. Retrieved April 14, 2023, from <https://www.fundar.org.mx/mexico/pdf/OnePagerGasshalefracking.pdf>
- Riedl, D. (2021). The magnitude of energy transition risk embedded in fossil fuel company valuations. *Heliyon*, 7(11). <https://doi.org/10.1016%2Fj.heliyon.2021.e08400>
- Robertson, H. (2021, January 27). *S&P Puts Exxon and Chevron on Ratings Downgrade Watch*. Markets Insider. Retrieved May 26, 2023, from <https://markets.businessinsider.com/news/stocks/exxon-and-chevron-credit-outlook-ratings-downgrade-watch-sp-2021-1-1030009233>
- Schiavo, M., & Nietvelt, K. (2020, November 19). *How Hydrogen Can Fuel The Energy Transition*. S&P Global. Retrieved May 29, 2023, from <https://www.spglobal.com/ratings/en/research/articles/201119-how-hydrogen-can-fuel-the-energy-transition-11740867>
- Scita, R., Raimondi, P., & Noussan, M. (2020). *Green Hydrogen: the Holy Grail of Decarbonisation*. FEEM. <https://deliverypdf.ssrn.com/delivery.php?ID=8600650850090890970901110980110990730580160390230440671090850041110730030780060900250250310370300050380451210280000871030300081140230700690041181261170240680251250380870301060290871030020871170700720691020210870>
- Secretaría de Energía del Gobierno de México. (2015). *CCUS: Tecnología de Captura, Uso y Almacenamiento de Bióxido de Carbono*. Gobierno de México. Retrieved March 6, 2023, from <https://www.gob.mx/sener/articulos/ccus-tecnologia-de-captura-uso-y-almacenamiento-de-bioxido-de-carbono>
- Serna, S., Cossent, R., Figuerola-Ferretti, I., Gerres, T., Sanz, F. J., & Segarra, I. (2022). *Informe Anual Cátedra de Estudios de Hidrógeno 2021-2022. Estado actual del sector del hidrógeno en España. Proyectos y regulación*. Universidad Pontificia de Comillas.

https://www.comillas.edu/images/catedras/catedra_estudios_hidrogeno/Informe_H2_2022_compressed.pdf

- Sharma, G., & Bansal, K. (2023, January 16). *The Inflation Reduction Act – a turning point for the global green hydrogen market*. EY. Retrieved May 24, 2023, from https://www.ey.com/en_in/energy-resources/the-inflation-reduction-act-a-turning-point-for-the-global-green-hydrogen-market
- Sharpe, W. (1994). The Sharpe Ratio. *The Journal of Portfolio Management*. <https://web.stanford.edu/~wfsarpe/art/sr/SR.htm#Elton>
- S&P Global. (2023). *Dow Jones U.S. Select Oil Exploration & Production Index*. S&P Global. Retrieved April 15, 2023, from <https://www.spglobal.com/spdji/es/indices/equity/dow-jones-us-select-oil-exploration-production-index/#overview>
- S&P Global. (2023). *S&P Commodity Producers Oil & Gas Exploration & Production Index*. S&P Global. Retrieved May 24, 2023, from <https://www.spglobal.com/spdji/en/indices/commodities/sp-commodity-producers-oil-gas-exploration-production-index/#index-linked-product>
- S&P Global. (2023). *S&P Global Clean Energy Index | S&P Dow Jones Indices*. S&P Global. Retrieved May 25, 2023, from <https://www.spglobal.com/spdji/en/indices/esg/sp-global-clean-energy-index/#overview>
- Threlfall, R. (2022). *National hydrogen strategies - KPMG Global*. KPMG International. Retrieved May 29, 2023, from <https://kpmg.com/xx/en/home/insights/2021/08/national-hydrogen-strategies.html>
- Tian, J., Yu, L., & Xue, R. (n.d.). Global low-carbon energy transition in the post-COVID-19 era. *Applied Energy*, 307. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118205>
- Trading Economics. (2023). *Platinum - 2023 Data - 1968-2022 Historical - 2024 Forecast - Price - Quote - Chart*. Trading Economics. Retrieved May 27, 2023, from <https://tradingeconomics.com/commodity/platinum>

- Trading Economics. (2023, 03 13). *EU Carbon Permits*.
<https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>
- Van de Graaf, T. (2022). *Hydrogen's decade*. International Monetary Fund. Retrieved May 23, 2023, from <https://www.imf.org/en/Publications/fandd/issues/2022/12/hydrogen-decade-van-de-graaf>
- Wall Street Markets. (2023). *U.S. Treasury Quotes*. Wall Street Journal.
<https://www.wsj.com/market-data/bonds/treasuries>
- Watters, T., & O'Donnell, P. (2021). *COVID-19 Dents Demand for Gas and Undermines its Role as a Bridge Fuel in the Energy Transition*. S&P Global. Retrieved May 23, 2023, from <https://www.spglobal.com/en/research-insights/featured/covid-19-dents-demand-for-gas-and-undermines-its-role-as-a-bridge-fuel-in-the-energy-transition>
- Xue, W., Miao, L., & Qie, L. (2017). Gravimetric and volumetric energy densities of lithium-sulfur batteries. *Current opinion in electrochemistry*, 6(1), 92-99.
https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2451910317301266?casa_token=0gar0dgvLk0AAAAA:-JVtMTYznPiQbXzrjAi__xSeQxcMGVKqQHatNRY39Nte3-APJDdZyhoPX3l4KQwAN5BDImUPiA