

## A FONDO

### Análisis del entorno externo para explorar el futuro del hidrógeno

Miguel Ángel Delgado<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Fundación Ciudad de la Energía – CIUDEN F.S.P. Avda. Presidente Rodríguez Zapatero, s/n. CP 24492. Cubillos del Sil, León. [miguelangeldelgadocalvo@gmail.com](mailto:miguelangeldelgadocalvo@gmail.com); [ma.delgado@ciuden.es](mailto:ma.delgado@ciuden.es)

#### Resumen

Actualmente España se encuentra en una fase de desarrollo activo del hidrógeno, y ha apostado por la producción, distribución y aplicación de hidrógeno verde como parte de su estrategia de transición energética. En nuestro día a día, vemos cómo el país avanza en inversión en I+D+i, en infraestructuras y en colaboraciones internacionales queriendo consolidar a España como un actor destacado.

En el presente artículo se lleva a cabo un análisis del entorno del hidrógeno (análisis PEST) abarcando desde las políticas existentes hasta los diferentes retos económicos, técnicos y de aceptación social a los que se enfrenta el hidrógeno para su amplio despliegue. Este análisis PEST se aplica a lo largo del artículo a cuatro bloques temáticos: (1) producción; (2) transporte y distribución; (3) almacenamiento y (4) aplicaciones, con un enfoque bidimensional o matricial que permite una comprensión integral de los desafíos que el hidrógeno afronta en el panorama actual.

Como conclusión, cabe decir que existe un entorno claramente favorable. Sin embargo, el hidrógeno verde aún no ha logrado un avance significativo, tanto por sus costes comparativamente altos con respecto al hidrógeno gris como por las pérdidas de eficiencia. Además el hidrógeno es difícil de almacenar y transportar, requiriéndose métodos como la compresión, la licuefacción o la conversión química en sustancias, todos ellos en desarrollo en un mayor o menor grado.

No obstante, se destaca el inmenso potencial del hidrógeno como materia prima, siendo esto ya conocido. A esto se añade el nuevo camino que, junto con el CO<sub>2</sub> capturado, se le abre para la producción de combustibles sintéticos o de *e-fuels*.

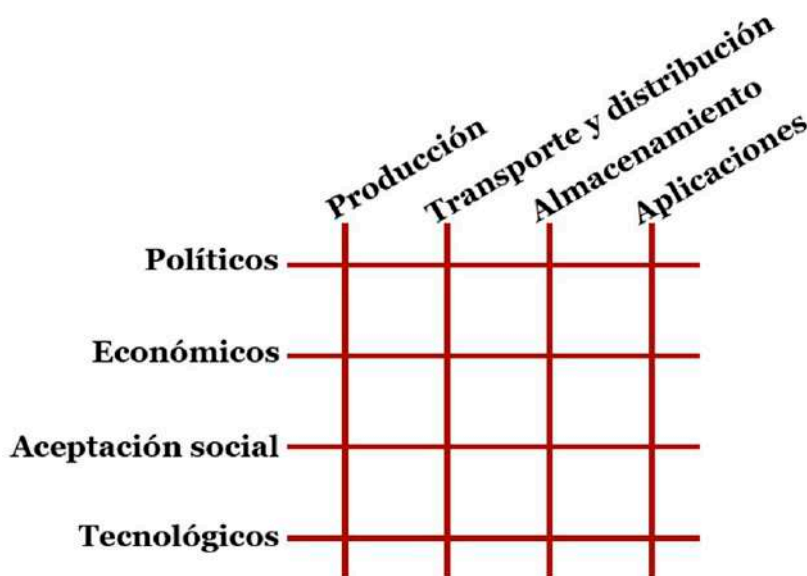
#### Palabras clave

Hidrógeno, PEST, retos económicos, retos tecnológicos

## Introducción

A la hora de redactar el presente artículo se identificaron tres tareas en principio seriadas en el tiempo pero que, en varias ocasiones, la realidad hizo que se llevaran a cabo en paralelo: (1) identificar los principales puntos de consenso y disenso que, hoy por hoy, se alcanzan a ver en el ámbito del hidrógeno; (2) explicar los principales argumentos a considerar para llegar a los puntos identificados previamente; (3) presentar dichos puntos de una forma ordenada al cierre del artículo, en una matriz bidimensional, cuyas columnas responden a cuatro bloques temáticos que cubren la cadena de valor del hidrógeno, mientras que sus filas responden a los factores de un análisis PEST, es decir:

- *Columnas: (1) producción; (2) transporte y distribución; (3) almacenamiento; (4) aplicaciones (ver Figura 1).*
- *Filas: factores (1) Políticos, (2) Económicos, (3) Sociales y (4) Tecnológicos. Cabe destacar que, dentro de los factores Sociales, se incluyen los Ambientales (ver Figura 1).*



**Figura 1.** Matriz bidimensional utilizada.

De este modo el lector tendrá una visión actual y completa sobre el hidrógeno, además de disponer de los argumentos utilizados por los diferentes actores, todo ello aplicado a nuestras fronteras como país.

## Los básicos (del hidrógeno)

Robert Boyle produjo gas de hidrógeno en 1671 por primera vez; en 1766, Henry Cavendish lo reconoció como un elemento distinto, siendo finalmente nombrado “hidrógeno” por el químico francés Antoine Lavoisier (Ros, 2019).

Cuando mencionamos el hidrógeno, nos referimos al H<sub>2</sub> o dihidrógeno, molécula formada por dos átomos de hidrógeno generalmente en forma gaseosa. El átomo de hidrógeno es el primer elemento en la tabla periódica, con el símbolo

químico H. Tiene un número atómico de 1 y su peso atómico estándar es 1,008. El *Día Mundial del Hidrógeno* se deriva de este hecho y se celebra el 8 de octubre de cada año (1008, en formato *mddd*).

El hidrógeno no es una fuente de energía primaria sino un vector energético (Linares Hurtado y Moratilla Soria, 2007; Llorca, 2010), es decir, un producto que requiere de un aporte de energía para ser obtenido y que es capaz de almacenar energía para posteriormente ser liberada de forma gradual cuando sea requerida, permitiendo por tanto la transferencia, en espacio y tiempo, de una determinada cantidad de energía (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), 2020).

**Tabla 1.** Principales propiedades físicas del hidrógeno (Rupérez Cerqueda, 2022)

Propiedad	Hidrógeno	Comparativa
Densidad (gas)	0,089 kg/m <sup>3</sup> (0 °C, 1 bara)	1/10 del GN
Densidad (líquido)	70,79 kg/m <sup>3</sup> (-253 °C, 1 bara)	1/6 del GN
Temp. ebullición	-252,76 °C (1 bara)	90 °C inferior al GN
Poder calorífico superior	120,1 MJ/kg	(3x) gasolina
	0,01 MJ/l (cond. ambiente)	1/3 del GN
	8,5 MJ/l (licuado)	1/3 del GN
Velocidad de llama	346 cm/s	(8x) del GN
Rango de explosividad	4-77 % en aire	(6x) del GN
Temp autoignición	585 °C	220 °C gasolina
Energía para ignición	0,02 MJ	1/10 del GN
Incoloro, inodoro e insípido Es más ligero que el aire y se diluye rápidamente hacia arriba Tiene una llama prácticamente invisible Irradia poco calor en el infrarrojo, por su baja emisividad, pero dispone de una radiación ultravioleta sustancial		
Notas: GN= gas natural		

Un factor crucial es que el hidrógeno tiene el contenido de energía más alto de cualquier combustible común por peso, pero el contenido de energía más bajo por volumen, tal y como se adelantaba en la **Tabla 1** y se muestra con mayor grado de detalle en la **Tabla 2**.

**Tabla 2.** Densidad energética por unidad de masa y volumen de diferentes combustibles (Sura)

Combustible	Densidad específica @15 °C (kg/m <sup>3</sup> )	Densidad energética @15 °C (kWh/kg)	Densidad energética @15 °C (kWh/m <sup>3</sup> )	Presión almac. (MPa)	Temp. almac. (°C)
Diesel	846	11,83	10000	0,1	20
Queroseno	821	11,94	9800	0,1	20
Etanol	790	7,42	5860	0,1	20
Gasolina	737	12,06	8890	0,1	20
Propano	510	12,9	6580	0,836	20
n Butano	564	12,71	7170	0,208	20
Isobutano	557	12,67	7060	0,302	20
Metanol	790	5,54	4380	0,1	20
DME	665	8	5320	0,51	20
LNG	428	13,9	5950	0,1	-162
CNG 20 MPa	180	13,9	2500	20	20
CNG 50 MPa	295	13,9	4100	50	20
Amoniaco liq	717	5,2	3730	0,857	20
H <sub>2</sub> liquido	70,8	33,3	2360	0,1	-253
H <sub>2</sub> 0,1 MPa	0,089	33,3	3	0,1	20
H <sub>2</sub> 20 MPa	14,5	33,3	483	20	20
H <sub>2</sub> 35 MPa	24	33,3	788	35	20
H <sub>2</sub> 70 MPa	42	33,3	1400	70	20

Notas:

DME= dimetil-éter; CNG=gas natural comprimido; LNG= gas natural licuado; H<sub>2</sub>= hidrógeno.

Actualmente, la fuente de energía más importante para la producción de hidrógeno es el gas natural, con más del 76 % (International Energy Agency (IEA), 2019). El reformado del gas natural con vapor es el método más utilizado para la producción de hidrógeno. La electrólisis representa actualmente alrededor del 2 % de la producción global de hidrógeno (IEA, 2019).

En cuanto a sus usos, la química basada en el hidrógeno podría servir como sumidero de carbono (Barlow *et al.*, 2023). Si la aplicación de la tecnología de captura y utilización de carbono (CCU) despega como parte de una economía circular, la tecnología necesitará hidrógeno para convertir el carbono capturado en productos químicos utilizables como metanol, metano, ácido fórmico o urea. Este uso del hidrógeno haría que la CCU sea una alternativa viable para otros sectores difíciles de descarbonizar, como la producción de cemento y acero, y contribuiría a la descarbonización de parte de la cadena de valor petroquímico.

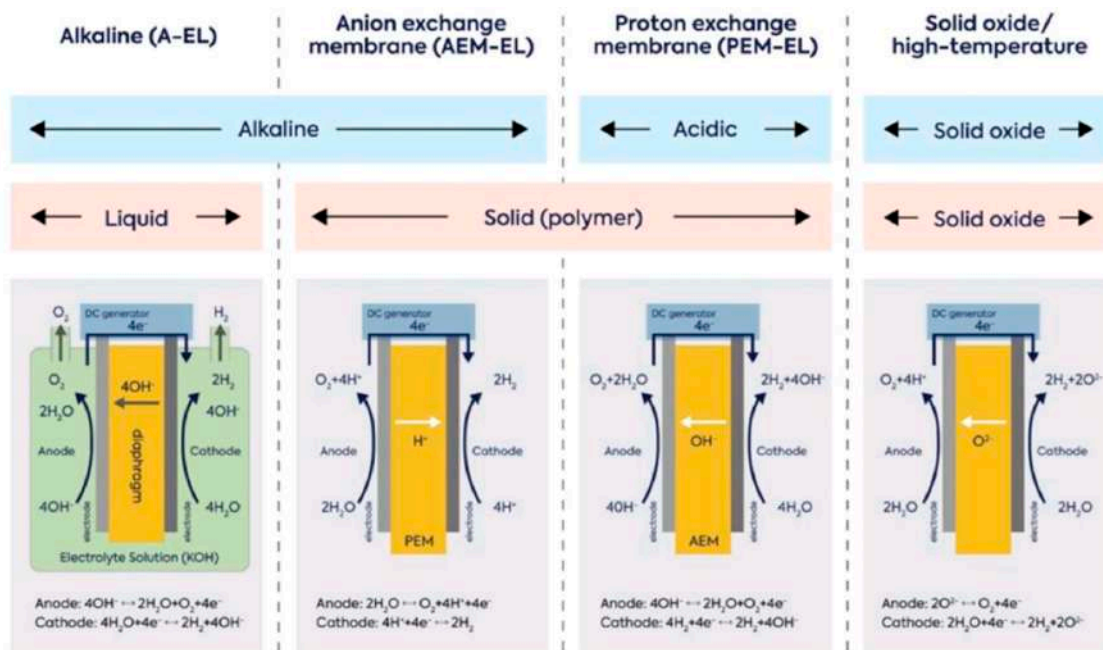
## Producción

Atendiendo a la materia prima necesaria y a las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas para su obtención, el hidrógeno es principalmente clasificado en los siguientes tipos (CIC Energigune):

- *Hidrógeno verde: se produce a partir de energía que proviene de fuentes renovables. Normalmente se relaciona con el proceso de electrólisis, en el que la electricidad renovable se utiliza para romper la molécula de agua; sin embargo, también se debe tener en cuenta que el hidrógeno obtenido a partir de la conversión bioquímica de biomasa –siempre que se cumplan los requisitos de sostenibilidad establecidos– tendrá carácter renovable.*
- *Hidrógeno rosa: producido a partir de un proceso de electrólisis alimentada con electricidad producida en una central nuclear.*
- *Hidrógeno gris: se produce mediante reformado de gas natural con vapor (steam-methane reforming o SMR) de la misma manera que el hidrógeno azul. Sin embargo, en este caso, el CO<sub>2</sub> producido no se captura.*
- *Hidrógeno azul: producido a partir de gas natural u otros hidrocarburos ligeros como metano o gases licuados de petróleo mediante procesos de reformado con vapor, donde se producen emisiones de CO<sub>2</sub>, que en este caso sí son capturadas.*
- *Hidrógeno negro/marrón: producido a partir de gasificación de carbón, distinguiéndose los colores en función de si se produce a partir de brown coal o black coal.*

## Grupos de electrolizadores

El presente artículo se focaliza en el hidrógeno verde y, en particular, en su producción a partir de electrólisis; por ello, a continuación, se indican los principales grupos de electrolizadores existentes, identificados con las siglas EL en la **Figura 2**: alcalinos (A-EL), de intercambio aniónico (AEM-EL), de intercambio protónico (PEM-EL) y de óxido sólido o alta temperatura (SO-EL o SOEL).



**Figura 2.** Principales grupos de electrolizadores (Prieto Elorduy, s.f.).

Para entender adecuadamente esta clasificación, debemos explicar primero la influencia del pH y la influencia de la temperatura en la producción de hidrógeno.

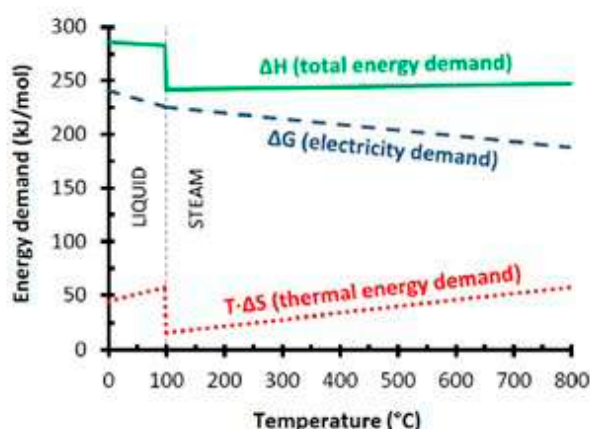
- *Influencia del pH (Prieto Elorduy, s.f.):* La producción de hidrógeno renovable mediante la electrólisis está condicionada a operar en pH ácidos o básicos ya que, en condiciones de pH neutro, la concentración de hidroxilos y protones es igual ( $[OH^-] = [H^+]$ ), no existiendo por tanto iones móviles que permitan portar la carga de un lado al otro. Sin embargo, cuando se emplean electrolitos acuosos fuertemente alcalinos, la concentración de hidroxilos excede a la de los protones ( $[OH^-] \gg [H^+]$ ), por lo tanto existe un portador de carga que puede completar la reacción. Exactamente igual para el caso contrario, si se utilizan electrolitos acuosos fuertemente ácidos, la concentración de protones será muy alta ( $[OH^-] \ll [H^+]$ ), permitiendo llevarse a cabo la electrólisis.
- *Influencia de la temperatura:* La reacción de electrólisis es un proceso endotérmico, por lo que se requiere de un aporte energético externo para que pueda producirse ( $\Delta G > 0$ ). Esta energía puede aportarse en forma de electricidad o calor. Asumiendo que la reacción es reversible, la energía necesaria para este proceso puede cuantificarse a partir del Primer Principio de la Termodinámica:

$$\Delta H = \Delta G + T\Delta S$$

donde  $\Delta H$  muestra la energía total (entalpía) que debe aportarse para poder romper la molécula de agua. Esta energía puede tener un origen térmico (entropía,  $T \cdot \Delta S \equiv Q$ ) que representa las irreversibilidades del

sistema, o bien eléctrico (energía libre de Gibbs,  $\Delta G$ ), ya que en un proceso electroquímico a presión y temperatura constante, todo el trabajo reversible es energía eléctrica. En condiciones estándar (25 °C, 1 bar) estos parámetros toman los siguientes valores:  $\Delta H_0=286,43$  kJ/mol;  $T \cdot \Delta S_0=48,72$  kJ/mol y  $\Delta G_0=237,75$  kJ/mol [2]; sin embargo, a 1000 °C y 1 bar, estos parámetros toman los siguientes valores:  $\Delta H=249,87$  kJ/mol;  $T \cdot \Delta S=72,17$  kJ/mol y  $\Delta G=177,66$  kJ/mol (Linares Hurtado y Moratilla Soria, 2007).

La **Figura 3** refleja la variación de los diferentes términos de la ecuación anterior con respecto a la temperatura. Se observa que la demanda eléctrica ( $\Delta G$ ) se va reduciendo a medida que la temperatura a la que se verifica la electrólisis aumenta, siendo la reducción mucho más significativa cuando el proceso ocurre con vapor de agua que con agua líquida. El cambio abrupto que se aprecia en  $\Delta H$  y  $T \cdot \Delta S$  a 100 °C se debe a la vaporización del agua.



**Figura 3.** Demandas energéticas del proceso electrolítico a presión ambiente en función de la temperatura (Linares Hurtado y Moratilla Soria, 2007).

Una vez vistas las influencias del pH y de la temperatura, podemos abordar los principales grupos de electrolizadores:

#### *Grupo #1: Electrolizadores en medio alcalino:*

Electrolizadores alcalinos (A-EL): el electrolito donde se produce la conducción de los iones es una disolución alcalina, generalmente de hidróxido de potasio (KOH). Son los más comunes en la actualidad, al ser los de mayor rentabilidad económica y madurez tecnológica. Es una tecnología con una baja densidad de corriente, lo que implica menor cantidad de hidrógeno por volumen de equipo. A continuación, se presentan algunos indicadores de esta tecnología para un tamaño típico de 6 MWe (Patonia y Poudineh, 2022):

- » Producción de hidrógeno: 1200 Nm<sup>3</sup>/h (~107 kg/h)
- » Eficiencia global = 56 kWh/kg H<sub>2</sub>
- » Eficiencia *stack* = 51,9 kWh/kg H<sub>2</sub>

- » Presión H<sub>2</sub> salida = 35 barg
- » CAPEX = 540 ÷ 900 USD<sub>2019</sub>/kW (Patonia y Poudineh, 2022).

Electrolizadores de intercambio aniónico (AEM-EL): esta tecnología se encuentra en fase de investigación e intenta aunar los beneficios del uso de metales de transición baratos por operar en pH alcalinos y operar a grandes densidades de corriente al tratarse de un electrolito sólido (como la tecnología PEM-EL).

*Grupo #2: Electrolizadores en medio ácido:*

Electrolizadores de intercambio protónico (PEM-EL): el electrolito es un polímero sólido conductor de protones, reduciendo los problemas de corrosión del A-EL a nivel de sistema, aunque deben hacerse frente a otros problemas de corrosión, que afectan a los componentes individuales del electrolizador. Además, se requiere el uso de metales preciosos, lo que implica costes superiores (ver **Tabla 3**).

**Tabla 3.** Demanda estimada de algunos minerales críticos en electrolizadores y pilas de combustible (Patonia y Poudineh, 2022).

Tecnología	Elemento	Kg por MW
PEM-EL	Platino	~ 5
	Paladio	
	Iridio	

De forma análoga a los electrolizadores A-EL, los electrolizadores PEM-EL se encuentran en fase comercial; sin embargo, el desarrollo y la vida útil de los PEM-EL es menor. Ese menor desarrollo también afecta a su CAPEX (gastos de capital), siendo el ratio de CAPEX para los PEM-EL casi el doble respecto a los A-EL (Patonia y Poudineh, 2022).

Como ventajas destacables, los PEM-EL pueden trabajar a mayores densidades de corriente y mayores presiones, lo que les deja en menor necesidad de suelo (huella). También permiten acoplarse fácilmente a sistemas fluctuantes, como las energías renovables, dada su rápida dinámica asociada a que la movilidad del protón es 16 veces mayor a la del hidroxilo. Esto se debe al menor tamaño del protón, que favorece su transporte, y al mecanismo de Grotthuss, que se da en las membranas poliméricas utilizadas y que normalmente contienen grupos funcionales del tipo ácido sulfónico (R-SO<sub>3</sub>H<sup>-</sup>) (Prieto Elorduy, s.f.). Además, el hecho de que en la tecnología PEM se emplee un electrolito sólido muy delgado, favorece mucho que el transporte de protones sea aún más rápido, por ser más compacta la zona de transferencia entre compartimientos (Prieto Elorduy, s.f.).

*Grupo #3: Electrolizadores de alta temperatura:*

Tras los AEM-EL, los electrolizadores de alta temperatura son la tecnología menos desarrollada (IEA, s.f.). Los electrolitos están elaborados con materiales cerámicos, lo que permite la reducción en sus costes de fabricación, y



cuentan con un alto grado de eficiencia energética, aunque deben aportarse para ello temperaturas superiores a los 550 °C en todos los casos y, normalmente, por encima de los 700 °C (ELCOGEN, 2023). A diferencia de los anteriores, permiten convertir nuevamente el hidrógeno generado en electricidad si se emplean pilas reversibles, pudiendo aportar servicios de equilibrio a la red. Además se pueden realizar procesos de co-electrólisis a partir de vapor de agua y CO<sub>2</sub> para generar CO e H<sub>2</sub> en un solo paso, lo que es de gran utilidad para la producción de combustibles sintéticos o de *e-fuels*.

En base a lo anterior, sus principales indicadores serían:

- » Eficiencia celda = 39,4 kWh/kg H<sub>2</sub>, alimentando vapor.
- » Presión H<sub>2</sub> salida = atmosférica
- » CAPEX = 6667 USD2019/kW
- » Reversibilidad: la celda puede funcionar como pila de combustible (SOFC), si bien es cierto que la eficiencia global (denominada *round-trip-efficiency power-to-power* o  $RTE_{PTP}$ ) se ve reducida a valores próximos al 30-35 %, tal y como se muestra a continuación (Escamilla *et al.*, 2022):

$$RTE_{PTP} = \eta_{electrolyzer} \cdot \eta_{fuel\ cell} \sim 0,70 \cdot 0,50 = 35 \%$$

- » Co-electrólisis con CO<sub>2</sub> para la producción de *e-fuels*.

#### Coste de producción del hidrógeno

Debido a que uno de los factores determinantes a la hora de obtener el precio de producción del hidrógeno es la inversión en electrolizadores, se incluye un breve análisis de los costes en este bloque dedicado a la producción. Para ello, se enumeran en primer lugar los factores más importantes para determinar dicho coste de producción (**Tabla 4**) (Patonia y Poudineh, 2022):

- » Coste de capital (CAPEX) de los electrolizadores: influye en gran medida en el coste final del hidrógeno con una elasticidad que depende mucho de la escala.

**Tabla 4.** Desglose de costes de inversión de las diferentes tecnologías de producción de hidrógeno (USD2019/kW para electrolizadores de 1 MW).

Componente clave	Alcalino (A-EL)	PEM-EL	SO-EL
Stack	270-450	400-870	690-2000
Electrónica/control	81-135	100-217	690-2000
Acondicionamiento gas	81-135	64-145	140-400
Balance of Plant	108-180	100-217	780-2267
Total	540-900	667-1450	2300-6667

- » Factor de capacidad del suministro energético: debido a que los electrolizadores son intensivos en capital, para su viabilidad económica interesa funcionar el mayor número de horas posibles. Por ello, el factor de capacidad tiene peso.
- » Coste del suministro de energía. Es un parámetro clave, si no se genera de manera integrada en la instalación, y puede tener un peso superior al 60 % en el coste final del hidrógeno.
- » Eficiencia de la electrólisis.

En la actualidad, el coste del hidrógeno verde supera al coste del hidrógeno gris. Por otro lado, y mirando al futuro, existe disenso sobre el coste del hidrógeno, habiendo escenarios más pesimistas que indican que los proyectos actualmente en fase de desarrollo sugieren que los costes de producción del hidrógeno verde en Europa para el año 2030 no alcanzarán el nivel esperado de alrededor de 3 €/kg (aproximadamente 75 €/MWh), sino que se situarán en el rango de 5 € a 8 €/kg (aproximadamente 125 a 200 €/MWh) (**Tabla 5**) (Boston Consulting Group, 2023).

**Tabla 5.** Nuevo escenario de precios para el hidrógeno verde en 2030 (Boston Consulting Group, 2023)

	Precio hidrógeno verde @ Europa, 2030
Visión previamente consensuada, ref. 2021	< 3 €/kg H <sub>2</sub>
Nueva visión, ref. 2023	5÷8 €/kg H <sub>2</sub>

Por otro lado, las buenas noticias son que la Comisión Europea ha anunciado el lanzamiento de la primera subasta por valor de 800 millones de euros para ayudar a los fabricantes de hidrógeno verde, planificada en principio para otoño del presente ejercicio 2023, quienes tendrán que compensar una diferencia entre los costes de producción y el precio de mercado con vistas a incentivar el desarrollo de esta industria. Un precedente similar ya existe en EEUU con la reciente Ley de Reducción de la Inflación, con subvenciones a los productores de hasta 3 \$/kg H<sub>2</sub> verde producido.

#### Necesidad de recursos hídricos

Se estima en casi 100.000 hm<sup>3</sup>/año la aportación media que reciben los ríos, embalses y acuíferos (WWF España, s.f.; Rodríguez, 2023), siendo la capacidad de nuestros embalses de 56.000 hm<sup>3</sup> (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), s.f.). Por otro lado, en lo que a consumo se refiere, en España se consumen unos 29.000 hm<sup>3</sup>/año para atender todas las demandas básicas, distribuidas en 80 % para el riego de cultivos (WWF España, s.f.), el 14 % por las ciudades y pueblos y un 6 % por la industria (Rodríguez, 2023).

Calidad del agua necesaria

En la producción de hidrógeno verde, es necesario distinguir entre tres tipos de agua: (1) agua ultrapura (utilizada como materia prima para el electrolizador); (2) agua bruta y (3) agua de refrigeración.

La cantidad de agua ultrapura utilizada en la electrólisis será diferente de la del agua bruta extraída del entorno; por otro lado, la calidad del agua ultrapura y del agua de refrigeración también es diferente, por lo que en principio deberíamos abordar cada una por separado. En el presente artículo, sin embargo, nos centraremos en el agua ultrapura y en el agua bruta necesaria para producir esa agua ultrapura.

La estequiometría de la reacción de producción de hidrógeno a partir de agua nos enseña que, para producir un kg de hidrógeno (H<sub>2</sub>), necesitaremos 9 kg de agua ultrapura. Sin embargo, dependiendo del tipo de agua bruta que se utilice para producir esa agua ultrapura, existirán unas necesidades mayores o menores de agua bruta, tal y como se muestra en la **Tabla 6** (Taekker Madsen, 2022):

**Tabla 6.** Estimación de necesidades de agua bruta.

Necesidades de agua bruta...	...para obtener agua ultrapura
1,4 m <sup>3</sup> de agua subterránea	1 m <sup>3</sup> de agua ultrapura
1,5 m <sup>3</sup> de agua superficial	
3,3 m <sup>3</sup> de agua de mar	

A modo de *regla del pulgar*, podríamos concluir que, para producir 1 kg de H<sub>2</sub>, necesitaremos aproximadamente ~15 kg de aguas superficiales (~ 0,015 m<sup>3</sup>).

Visto lo anterior, podemos proceder a ver un ejemplo concreto de los compromisos que vamos adquiriendo como país y su repercusión en el recurso hídrico. El consumo actual de hidrógeno en España para la industria se sitúa en torno a las 500.000 t/año (Rodríguez, 2023). El Gobierno español pretende que en 2030 se consuma como mínimo un 25 % de forma renovable, es decir, 125.000 t/año, según se indica en la propia Hoja de Ruta del Hidrógeno (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), 2020).

Considerando lo dicho hasta el momento, esas 125.000 t/año de H<sub>2</sub> requerirán de 2 hm<sup>3</sup>/año de reservas, lo que no supondría una merma representativa en el recurso hídrico español para este ejemplo de objetivo asumido.

Pureza de hidrógeno (Lean Hydrogen, s.f.)

En lo que se refiere a la pureza, se debe tener presente que ésta dependerá del uso que le demos al hidrógeno

Actualmente, en las especificaciones de proyectos de hidrógeno, se suele mencionar una pureza del 99,999 %, representada como 5.0. Sin embargo, normativas como UNE-ISO 17124:2022, por la que se definen las especificaciones

del hidrógeno dispensado en estaciones de suministro de hidrógeno para uso en sistemas de vehículos de pilas de combustible PEM, exigen una pureza mínima del 99,97 %, (representada como 3.7). A este respecto, cabe destacar que esta normativa, al igual que otras existentes, detalla la pureza del hidrógeno y las impurezas permitidas. Lo que ocurre es que no todas estas impurezas son relevantes en la producción electrolítica de hidrógeno ya que, para la electrólisis, solo el agua y el oxígeno deben considerarse, con un límite de 5 ppmV (cinco partes por millón volumétricas) según la norma indicada.

Por tanto, la aparente discrepancia en las cifras se debe a la variedad de formas de producción de hidrógeno, de tal forma que se establece un valor del 99,97 % para garantizar la calidad y pureza del hidrógeno para ese uso concreto, sin importar su origen (**Tabla 7**).

**Tabla 7.** Especificación de la calidad del H<sub>2</sub> para aplicaciones de vehículos con pila de combustible PEM (UNE Normalización Española, 2022).

Constituyente	Características
Índice de hidrógeno combustible (fracción molar mínima)	99,97
Gases totales distintos del hidrógeno	300 μmol/mol
<b>Concentración máxima de contaminantes individuales</b>	
Agua (H <sub>2</sub> O)	5 μmol/mol
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	5 μmol/mol

### Transporte y distribución

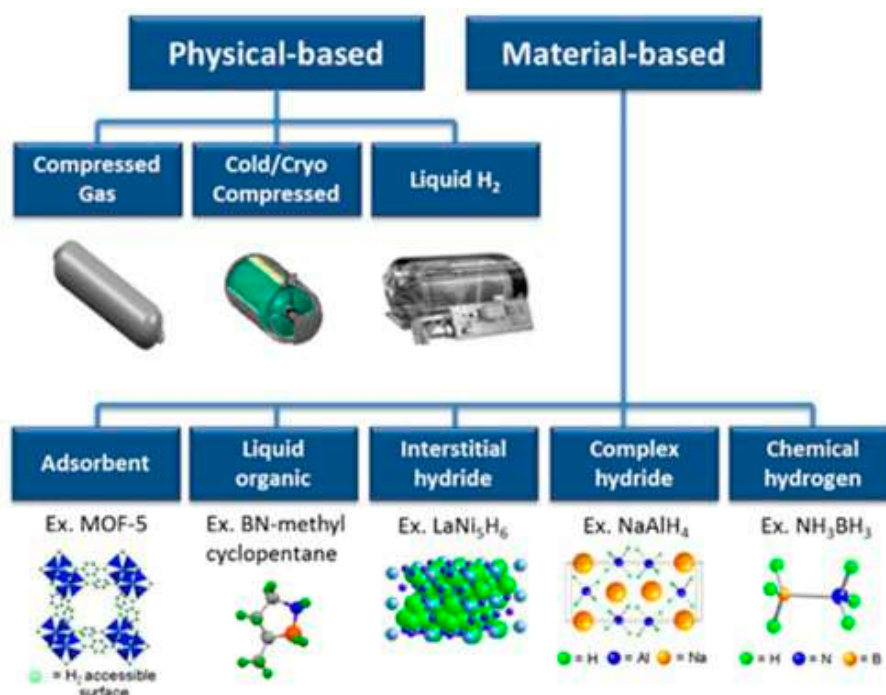
En la actualidad, los medios de transporte más comunes que cubren las necesidades de los diferentes mercados del hidrógeno son:

- *Cilindros de gas comprimido. Actualmente, los tube-trailers transportan aproximadamente 500 kg de hidrógeno, dependiendo de la presión y del material del contenedor. Los volúmenes de tanque más grandes para el transporte de hidrógeno gaseoso actualmente son de 26 metros cúbicos por lo que, teniendo en cuenta la densidad del hidrógeno a 500 bares, resultaría en una carga de aproximadamente 1100 kg de hidrógeno.*
- *Camiones cisterna de líquido criogénico. En este caso, considerando una densidad de 70,8 kg/m<sup>3</sup>, se pueden transportar alrededor de 3500 kg de hidrógeno líquido en un volumen de carga de 50 m<sup>3</sup>.*
- *Hidroductos, entendiéndolo como tales nuevas tuberías diseñadas en primera instancia para hidrógeno. Este tipo de inversiones se están estudiando en la actualidad, como es el caso del proyecto H<sub>2</sub>MED.*
- *Mezcla con gas natural (blending). El blending en tecnologías de H<sub>2</sub> verde consiste en mezclar hidrógeno con gas natural en la red actual. Sin embargo, la capacidad de los gaseoductos y flujos de gas disminuye a*

*medida que se aumenta el porcentaje de hidrógeno debido a su menor densidad energética en comparación con el gas natural, lo que limita el volumen de gas que puede circular.*

### Almacenamiento

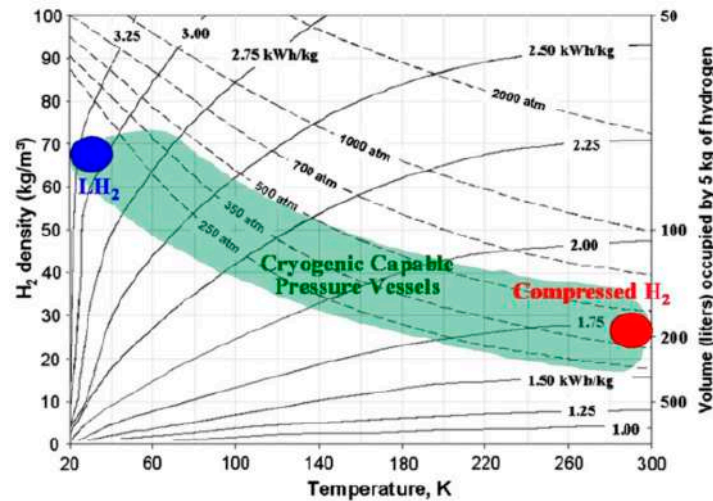
Los métodos de almacenamiento de hidrógeno más importantes, que han sido probados y evaluados durante años, incluyen métodos físicos basados en la compresión, el enfriamiento o una combinación de ambos (almacenamiento híbrido) (**Figura 4**). Sin embargo, se están explorando e investigando numerosas tecnologías de almacenamiento de hidrógeno novedosas, que se pueden agrupar bajo el nombre de tecnologías de almacenamiento *material-based*.



**Figura 4.** Esquema general de las opciones de almacenamiento de hidrógeno.

Centrando el alcance del artículo en los métodos de almacenamiento físicos, comenzaríamos con la opción del hidrógeno en estado líquido (LH<sub>2</sub>) (ver Figura 4). De la Figura 5 se puede deducir que el almacenamiento de hidrógeno a una presión de ~250 bares puede implementarse a cualquier temperatura entre 20 K y 300 K; el punto azul representa la densidad de hidrógeno líquido, y el punto rojo es la densidad de hidrógeno a temperatura ambiente. El LH<sub>2</sub> tiene demanda en aplicaciones que requieren niveles elevados de pureza, como en la industria de chips, por ejemplo. Como portador de energía, el LH<sub>2</sub> tiene una mayor densidad de energía que el hidrógeno gaseoso, pero requiere licuefacción a -253 °C (**Figura 5**), lo que implica una instalación técnica compleja y un costo económico adicional además de la energía a utilizar para alcanzar dichas condiciones. Al almacenar hidrógeno líquido, los tanques y las instalaciones de almacenamiento deben estar aislados para controlar la evaporación que ocurre si el calor

se transmite al contenido almacenado, instalándose sistemas para la disminución del *boil-off* de los depósitos, el cual se estima entre 0,1-3 %/día.



**Figura 5.** Densidad en función de la temperatura para las diferentes opciones de almacenamiento físico (Rapp, 2005).

Fijándonos ahora en el hidrógeno comprimido, se debe destacar que la técnica sigue en evolución, siendo por tanto un error asumir que las tecnologías actuales y sus características permanecerán inalteradas en los próximos años. Empezando por el final, se están comenzando a desarrollar los tanques tipo V para almacenamiento de hidrógeno, los cuales carecen de revestimiento interno y se basan únicamente en fibra de carbono (Gardiner, 2023).

Pero tenemos que volver al principio para enmarcar de forma adecuada la noticia anterior. Existen actualmente en el mercado 4 tipos de almacenamiento de hidrógeno, conocidos como Tipo I, Tipo II, Tipo III y Tipo IV (**Figura 6**).



**Figura 6.** Tipos de recipientes de almacenamiento de hidrógeno.

Las diferencias entre los diversos tipos de recipientes de almacenamiento de hidrógeno están principalmente relacionadas con su diseño y materiales, lo que afecta a su peso, capacidad de almacenamiento y seguridad. Estas clasificaciones están definidas por el Departamento de Transporte de los Estados Unidos (DOT) y la Organización Internacional de Normalización (ISO), para garantizar el almacenamiento y transporte seguro del hidrógeno.

A continuación, se presenta un resumen de cada tipo (**Figura 6**):

- *Tipo I: son metálicos en su totalidad, fabricados en acero de alta resistencia, capaz de soportar altas presiones, a menudo alrededor de 350-700 bares. Estos tanques tienen el mayor peso en comparación con los otros tipos, debido a la construcción pesada de metal. Debido a su peso, se utilizan principalmente en aplicaciones industriales y estacionarias de almacenamiento de hidrógeno.*
- *Tipo II: para describirlos podríamos decir que son contenedores compuestos, ya que incluyen metal y plástico, pero solo en la zona de las virolas (es decir, excluyendo los casquetes o tapas del recipiente).*

*La estructura consta de un revestimiento metálico delgado (generalmente de aluminio) en el interior y una envoltura o capa compuesta que se aplica en forma de aros alrededor del revestimiento metálico. La envoltura compuesta, que a menudo está hecha de plástico reforzado con fibra de carbono u otros materiales compuestos similares, se coloca en una serie de aros o anillos alrededor del revestimiento metálico para proporcionar refuerzo estructural y resistencia a la presión, sin añadir un peso excesivo al contenedor. Esto permite que los contenedores de tipo II sean más ligeros que los contenedores de tipo I, que están hechos completamente de metal, mientras aún mantienen la capacidad de almacenar hidrógeno a alta presión de manera segura.*

- *Tipo III: en este caso son recipientes totalmente compuestos (plástico reforzado con fibra de carbono), es decir, los diferentes materiales incluyen tanto la zona de las virolas como las tapas, ofreciendo un buen equilibrio entre peso y capacidad de almacenamiento, lo que los hace adecuados para aplicaciones automotrices. Los tanques tipo III están diseñados para almacenar hidrógeno a presiones de 350-700 bares. Se utilizan comúnmente en vehículos de celdas de combustible y otras aplicaciones móviles.*
- *Tipo IV: Los recipientes de almacenamiento de hidrógeno tipo IV también son contenedores totalmente compuestos, pero están diseñados para ser aún más ligeros. Suelen contar con una carcasa compuesta más gruesa para soportar altas presiones mientras se reduce el peso. Los tanques tipo IV se utilizan para almacenar hidrógeno a presiones que van desde 350-700 bares. Son la opción preferida para vehículos de celdas de combustible y otras aplicaciones donde la reducción de peso es crucial debido a su diseño ligero.*

Cabe destacar que, actualmente, la decisión se está reduciendo a elegir entre el primero y el último de los tipos explicados (es decir, entre tipo I y tipo IV), en base a si se trata de aplicaciones estacionarias o móviles.

### Aplicaciones del hidrógeno

En diferentes publicaciones se identifica un abanico de posibilidades enormes para el hidrógeno, poniendo de manifiesto su versatilidad. Estos usos múltiples se pueden agrupar en dos categorías principales (**Figura 7**):

- » Hidrógeno como materia prima (insumo o *feedstock*): un papel cuya importancia se reconoce desde hace décadas y continuará creciendo y evolucionando.
- » Hidrógeno como vector energético que permite la transición energética.

<b>Materia prima</b>	Procesos maduros (producción de amoníaco, hidrogenación, etc...)
	Nuevos procesos industriales
	Producción de combustibles con CO <sub>2</sub> capturado
<b>Vector energético</b>	Transporte ligero y pesado
	Calor en la industria (descarbonización industrial)
	Calor sector doméstico (descarbonización doméstica)

**Figura 7.** Esquema general de las aplicaciones del hidrógeno (adaptado de *Hydrogen Europe, 2022*).

No es la intención del presente artículo menoscabar ninguna de las opciones que se identifican para el hidrógeno, si bien es cierto que sí se considera que hay aplicaciones con un mejor punto de partida que otras en base a un simple análisis de la existencia de productos sustitutivos. A modo de ejemplo, el uso del hidrógeno en la descarbonización de calefacciones de nuestros hogares se considera de una menor probabilidad de desarrollo ya que compite a todos los efectos con las bombas de calor, las cuales presentan un rendimiento sustancialmente más alto. De forma análoga, se podría concluir para el caso del uso del hidrógeno para almacenamiento de energía durante 2 a 4 horas, (es decir, no estacionales) o para movilidad ligera (vehículos utilitarios), en las que las baterías parecen haber tomado la delantera.

Donde sí se vislumbra la aplicación del hidrógeno verde es como materia prima que, junto con el CO<sub>2</sub>, podrían utilizarse para la producción de *e-fuels*. Tal es el caso del gas natural sintético o metanol. Para el caso de metanación, se lleva a cabo en un reactor tubular a temperaturas moderadas (300-400 °C) y presiones (4-20 bar), y existe investigación para hacer estas condiciones más suaves. Después de la metanación, se seca y se comprime el gas hasta 60 bar para cumplir con la presión de la red de transmisión; cabe mencionar que, para inyecciones en redes locales o regionales, no son necesarias estas presiones elevadas.

### Matriz bidimensional

A continuación, se presenta la matriz bidimensional que fue explicada en la introducción del artículo y donde se procede a consignar los puntos de consenso/disenso más significativos encontrados (**Tabla 8**).



**Tabla 8.** Matriz identificando los puntos de consenso/disenso del hidrógeno

	Producción	Transporte y distribución	Almacenamiento	Aplicaciones
Políticos	Entorno favorable: a nivel europeo, anuncio para la subasta de ayudas a la producción de hidrógeno (€/kg); a nivel nacional, la revisión del Plan Nacional Intergobierno de Energía y Clima, incrementa los objetivos para el hidrógeno			
Económicos	Coste €/kg <sub>H<sub>2</sub></sub> no competitivo con respecto al H <sub>2</sub> gris; en escenarios pesimistas, incluso no competitivo en el 2030	LH <sub>2</sub> requiere un aporte energético para su licuefacción de casi un tercio de su poder calorífico superior, mermando su competitividad		
Sociales	Necesidad de recursos hídricos a estudiar para los objetivos que se proponga			
Tecnológicos	PEM: disminución de uso de metales preciosos	A partir de <i>blending</i> de H <sub>2</sub> y GN, se transportaría 1/3 de la energía del GN	LH <sub>2</sub> con <i>boil-off</i> altos	Como almacenamiento de electricidad, baja RTE <sub>PIP</sub> ~30%. Se podría considerar para el almacenamiento estacional, donde también tendría menor eficiencia que los bombeos
	SOEC: Necesidad de desarrollo comercial de la tecnología: reversibilidad y co-electrolisis			Combustión diferente que la del GN: sin radiación en el IR, mayor velocidad de llama
	AEM: desarrollo de la tecnología			En el sector doméstico compite con las bombas de calor, las cuales presentan mayor eficiencia
				En el sector del transporte ligero, compite con el coche eléctrico, de mayor eficiencia
				Gran aplicabilidad como materia prima para producción de <i>efuels</i>

## Referencias

- Barlow, H., Shahi, S. y Loughrey, M. 2023. *State of the art: CCS technologies 2023*.
- Boston Consulting Group. 2023. Turning the European Green Hydrogen Dream into Reality: A Call to Action.
- CIC Energigune. (s.f.). CIC Energigune. Recuperado el 03 de 02 de 2023, de <https://cicenergigune.com/es>
- ELCOGEN. 2023. Solid Oxide Stack Modules. Recuperado el 23 de 09 de 2023, de <https://elcogen.com/products/solid-oxide-stack-modules/>
- Escamilla, A., Sanchez, D. y García-Rodríguez, L. 2022. Assessment of power-to-power renewable energy storage based on the smart integration of hydrogen and micro gas turbine technologies. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(40): 17505-17525.
- Gardiner, G. 2023. *Infinite Composites: Type V tanks for space, hydrogen, automotive and more*. Obtenido de Modern Machine Shop: <https://www.mmsonline.com/articles/infinite-composites-type-v-tanks-for-space-hydrogen-automotive-and-more>
- International Energy Agency (IEA). 2019. The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities. IEA Publications.
- International Energy Agency (IEA). (s.f.). *Electrolysers*. Recuperado el 07 de 06 de 2023, de <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers>
- Lean Hydrogen. (s.f.). Pureza de hidrógeno. ¿Por qué cumplimos con el 99,999 % si la norma dice 99,97%? Recuperado el 16 de 09 de 2023, de <https://leanhydrogen.com/pureza-de-hidrogeno/#:~:text=Cuando%20empezamos%20a%20leer%20las%20especificaciones%20de%20un,ISO%2017124%2C%20vemos%20un%20n%C3%BAmero%20ligeramente%20diferente%3A%2099%2C97%25.>
- Linares Hurtado, J. y Moratilla Soria, B.Y. 2007. El hidrógeno y la energía. Madrid: Universidad Pontificia Comillas.
- Llorca, J. 2010. El hidrógeno y nuestro futuro energético. Barcelona: Edicions UPC.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD). 2020. Hoja de ruta del hidrógeno. Madrid: MITERD.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD). (s.f.). Boletín hidrológico peninsular. Recuperado el 2023 de 11 de 01, de <https://mitemco.maps.arcgis.com/apps/dashboards/912dfee767264e3884f7aea8eb1e0673>
- Patonia, A. y Poudineh, R. 2022. Cost-competitive green hydrogen: how to lower the cost of electrolysers? Oxford Institute for Energy Studies.
- Prieto Elorduy, A. (s.f.). La importancia del pH en la electrolisis. Recuperado el 06 de 10 de 2023, de <https://energyanalysis.substack.com/p/importancia-del-ph-en-la-electrolisis-grotthuss>

- Rodríguez, J.L. 2023. El hidrógeno verde y la crisis del agua. *El Periódico de la Energía* (4.5.2023), págs. <https://elperiodicodelaenergia.com/el-hidrogeno-verde-y-la-crisis-del-agua/#:~:text=Seg%C3%BAn%20fuentes%20oficiales%20los%20recursos%20h%C3%ADricos%20de%20Espa%C3%B1a,fluvial%201-09.000%20hm3%2Fa%C3%B1o%20y%20la%20subterr%C3%A1nea%202.000%20hm3%2Fa%C3%B1>.
- Ros, M. 2019. *¿Quién descubrió el hidrógeno?* (17.09.2019) Recuperado el 20 de 08 de 2023, de <https://quieninvento.org/quien-descubrio-el-hidrogeno/#:~:text=Robert%20Boyle%20produjo%20gas%20de%20hidr%C3%B3geno%20en%201671,como%20hidr%C3%B3geno%20por%20el%20qu%C3%ADmico%20franc%C3%A9s%20Antoine%20Lavoisier>.
- Rupérez Cerqueda, M. 2022. *¿Por qué hidrógeno y por qué ahora? Análisis de la coyuntura de la industria del hidrógeno y su futuro*. OBS Business School. Universitat de Barcelona.
- Sura, M. (s.f.). *Linkedin*. Recuperado el 03 de 10 de 2022, de <https://www.linkedin.com/in/michael-sura-9a47511bb/>
- Taekker Madsen, H. 2022. Water treatment for green hydrogen. Recuperado de <https://hydrogentechworld.com/water-treatment-for-green-hydrogen-what-you-need-to-know>
- UNE Normalización Española. 2022. UNE-EN 17124 . *Hidrógeno combustible*.
- WWF España. (s.f.). *La agricultura de regadío e industrial es responsable del 80% del consumo de agua en España*. Recuperado el 01 de 11 de 2023, de [https://www.wwf.es/nuestro\\_trabajo/agua/ahorrar\\_agua\\_en\\_agricultura/#:~:text=En%20Espa%C3%B1a%20se%20consumen%20unos%2029.000%20Hm3%2Fa%C3%B1o%20para,%28media%29%20que%20reciben%20los%20r%C3%A-Do%2C%20embalses%20y%20acu%C3%ADferos](https://www.wwf.es/nuestro_trabajo/agua/ahorrar_agua_en_agricultura/#:~:text=En%20Espa%C3%B1a%20se%20consumen%20unos%2029.000%20Hm3%2Fa%C3%B1o%20para,%28media%29%20que%20reciben%20los%20r%C3%A-Do%2C%20embalses%20y%20acu%C3%ADferos).