

# Análisis del Potencial de Desarrollo de Tecnologías Energéticas (APDTE 2018-2019)

## ANEXO

### HIDRÓGENO RENOVABLE

#### Subsectores:

**I. Producción de  
Hidrógeno  
Renovable**



**II. Almacenamiento y  
Distribución de  
Hidrógeno  
Renovable**



**III. Usos del  
Hidrógeno  
Renovable**



## CONTEXTO Y METODOLOGIA

Este segundo **Análisis del Potencial de Desarrollo de las Tecnologías Energéticas, APDTE 2018-19** (semejante al primero, desarrollado en 2014-15) coincide en el tiempo con el diseño del Plan Nacional Integrado de energía y Clima (**PNIEC**) y con el de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética (**LCCyTE**) a cuya evolución ha estado atento, y está, además, alineado con los objetivos generales de la Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación.

**El impulso a la I+D+i energética en ambos (plan y ley) habrá de potenciarse de manera decidida si el país apuesta por maximizar el aprovechamiento de oportunidades de desarrollo socioeconómico que la ineludible transición energética ofrece.**

La premisa en la que se basa la actividad de ALINNE (Alianza por la Investigación y la Innovación Energéticas) es que **la investigación y la innovación (I+i) estimulan la productividad y la competitividad del país**, son esenciales para avanzar en nuestro modelo socioeconómico y permiten afrontar los desafíos asociados a la energía (transición, generación, uso e impactos) optimizando nuestros recursos y fortalezas y activando oportunidades de desarrollo socioeconómico. Esto es especialmente importante en nuestro país, ya que tiene una gran riqueza en recursos energéticos renovables.

El APDTE 2018-.2019 ha seguido una **metodología**, semejante a la del primer APDTE 2015, basada en la colaboración entre las Plataformas Tecnológicas Españolas de ámbito Energético (PTEs), ALINNE y un Grupo de Evaluación (GEVAL, formado por unos 45 expertos) y se ha **desarrollado en varias fases**: 1) aportación de datos desde cada plataforma sobre 15 indicadores de evaluación propuestos; 2) presentación de la situación y perspectivas por parte de las PTEs; ; 3) valoración de la situación y tendencias por el GEVAL de acuerdo al método de subjetividad compartida, implantado en este proceso; 4) redacción de un anexo de síntesis (como el que aquí se presenta), a partir de toda la información recabada, para cada área tecnológica y 5) redacción de un Resumen Ejecutivo del APDTE 2018-19 con la síntesis de resultados globales incluyendo las 13 áreas tecnológicas analizadas.

En este anexo se recogen los resultados del análisis de potencial de desarrollo del hidrógeno renovable en tres áreas tecnológicas básicas:

- **Producción de hidrógeno renovable**
- **Almacenamiento y distribución de hidrógeno renovable**
- **Usos del hidrógeno renovable**

**Se ha contado para ello con la colaboración de la Plataforma Tecnológica Española de Hidrógeno y Pilas de Combustible (PTE HPC) y otras colaboraciones del entorno de Alinne.**

# INDICE

1. INTRODUCCIÓN .....	4
<b>1.1. Perspectiva global del hidrógeno renovable.....</b>	<b>6</b>
1.1.1. Producción de hidrógeno renovable.....	8
1.1.2. Almacenamiento y Distribución de Hidrógeno.....	15
<b>1.2. Perspectivas del hidrógeno verde en Europa .....</b>	<b>19</b>
<b>1.3. Situación y Perspectiva del Hidrógeno Renovable en España .....</b>	<b>21</b>
<b>1.4. Argumentos básicos para apoyar el despliegue de tecnologías de hidrógeno renovable .....</b>	<b>23</b>
<b>1.5. Potencialidades del hidrógeno renovable para la Transición Energética ...</b>	<b>25</b>
<b>1.6. Tipos de apoyo que solicitan los sectores de HPC .....</b>	<b>26</b>
2. POSICIONAMIENTO Y PERSPECTIVAS SOCIO ECONÓMICAS DEL SECTOR DE HIDRÓGENO Y PILAS DE COMBUSTIBLE .....	28
<b>2.1. Economía, Empleo y Costes .....</b>	<b>29</b>
2.1.1. Contribución al PIB español .....	29
2.1.2. Generación de Empleo.....	29
2.1.3. Costes de Generación .....	30
2.1.4. Emisiones de CO <sub>2</sub> .....	31
<b>2.2. Capacidad en ciencia, tecnología e innovación.....</b>	<b>31</b>
2.2.1. Capacidades e infraestructuras de I+D+i.....	32
2.2.2. Financiación obtenida por la tecnología y nuevas líneas de financiación .....	33
2.2.3. Patentes españolas .....	38
<b>2.3. Posicionamiento Tecnológico .....</b>	<b>38</b>
2.3.1. Madurez Tecnológica.....	39
2.3.2. Posicionamiento de las empresas nacionales.....	40
3. RETOS DE INNOVACIÓN Y DESARROLLO .....	41
<b>3.1. Iniciativas Tecnológicas Prioritarias (ITPs) identificadas en el área tecnológica.....</b>	<b>42</b>
3.1.1. ITP en Producción de Hidrógeno Renovable.....	42
3.1.2. ITP en Infraestructura de suministro de hidrógeno.....	44
3.1.3. ITP en Almacenamiento de energía con tecnología de hidrógeno .....	46
4. RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DEL GEVAL.....	48
5. REFERENCIAS Y CONTRIBUCIONES .....	52
<b>5.1. Contribuciones y Expertos Participantes .....</b>	<b>52</b>
<b>5.2. Agradecimientos .....</b>	<b>52</b>
<b>5.3. Referencias Bibliográficas .....</b>	<b>53</b>
<b>5.4. Abreviaturas.....</b>	<b>54</b>
<b>Listado de Apéndices.....</b>	<b>55</b>

## 1. INTRODUCCIÓN

El hidrógeno es la molécula más simple de la naturaleza y forma parte integrante de ininidad de compuestos orgánicos e inorgánicos, aunque libre es muy escaso en la Tierra. Pero, es una **molécula de combustión limpia**<sup>1</sup> que podría convertirse en un sustituto, de los combustibles fósiles en sectores de la economía difíciles de descarbonizar (como procesos industriales de alta temperatura, el transporte pesado terrestre de larga distancia, el transporte marítimo, el ferroviario o la aviación), pues no emite CO<sub>2</sub> sino agua.

Los **principales valores del hidrógeno son su alta densidad energética** (tres veces mayor que la del petróleo por ejemplo<sup>2</sup>) **y su cualidad de vector energético** que le otorga un gran potencial como instrumento para el almacenamiento energético y la integración sectorial. El hidrógeno es liviano, almacenable, denso en energía, no produce emisiones directas de contaminantes o gases de efecto invernadero y se puede producir con emisiones bajas o nulas utilizando fuentes de energías renovables.

El hidrógeno tiene, además, **varias aplicaciones o usos clave: i) como combustible** (tanto en el transporte pesado como en la generación de electricidad en plantas); **ii) como fuente de calor** (en sectores que requieren alta densidad energética como el acero, aluminio, cemento, o en la fabricación de papel, sector de la alimentación o e incluso en el sector de los edificios residenciales y comerciales); y, **iii) como materia prima** (en procesos de refinado de combustibles, de producción de plásticos o de fertilizantes y en la elaboración de productos metalúrgicos, de alimentación o vidrios).

---

<sup>1</sup> En una llama de gas de hidrógeno puro, quemándose en el aire, el hidrógeno (H<sub>2</sub>) reacciona con el [oxígeno](#) para formar agua y liberar calor:  $2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O} + 283\text{kJ/mol}$ , se trata de una reacción fuertemente exotérmica

<sup>2</sup> El hidrógeno en estado gaseoso, comprimido a 350 bares de presión, ofrece 39,3 kWh/kg, y en estado líquido, 39.0 kWh/kg pero tiene una baja energía por unidad de volumen: 0,75 kWh/l en estado gaseoso y 2,6 kWh/l en estado líquido. En comparación, la gasolina ofrece un potencial energético por unidad de masa de 12,2 kWh/kg y 9,7 kWh/l por unidad de volumen. y el gasóleo, alcanza los 12,7 kWh/kg y 10,7 kWh/l.. En cambio, una batería de litio manganeso ofrece una densidad energética de 0,12 kWh/kg, y una de litio cobalto, en 0,15 kWh/kg.

El hidrógeno puro no se encuentra accesible en la naturaleza aunque está muy presente en combinación con otros elementos<sup>3</sup>. Se necesita energía para su producción y, dependiendo de las fuentes energéticas, las materias primas necesarias y el tipo de proceso elegido, esa producción puede inducir muy diferentes impactos ambientales distinguiéndose (MITECO, 2020, [18]): i) **hidrógeno renovable o hidrógeno verde** (el producido a partir de agua mediante electrolisis o bien mediante el reformado del biogás o la conversión termoquímica y/o bioquímica de la biomasa, utilizando fuentes de energía renovable); ii) **hidrógeno gris** (como el producido a partir de gas natural mediante procesos de reformado); iii) **hidrógeno azul** (obtenido de forma similar al hidrógeno gris, pero al que se le aplican técnicas de captura, uso y almacenamiento de CO<sub>2</sub>); iv) **hidrógeno negro o marrón** (cuya materia prima es el carbón, la energía nuclear o la electricidad de la red con mix no puramente renovable).

Una vez producido el hidrógeno, los siguientes pasos en la cadena de valor no distinguen entre hidrógeno renovable y el hidrogeno gris, azul, negro o marrón.

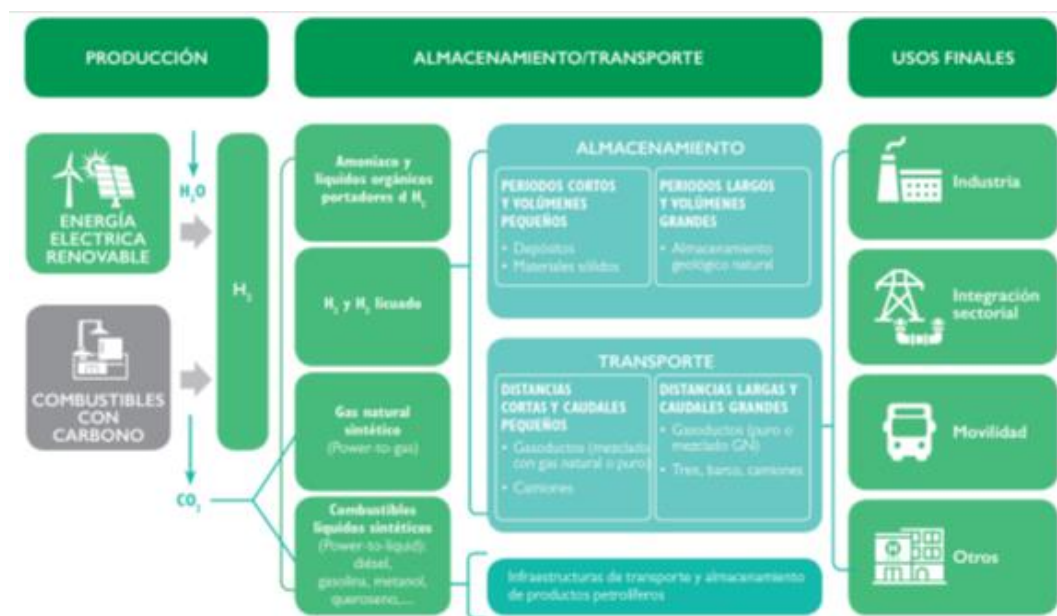


Figura 1 Etapas resumidas de la cadena de valor del hidrógeno (Fuente MITECO, [18])

El **papel clave** que puede jugar el hidrógeno en la descarbonización de la economía es la motivación básica de la reciente Hoja de Ruta (española) del Hidrógeno<sup>4</sup>, según la cual **“el hidrógeno renovable está llamado a ser un valioso vector energético para usos finales donde sea la solución más eficiente en el proceso de su descarbonización”**.

<sup>3</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/Combustible\\_de\\_hidr%C3%B3geno](https://es.wikipedia.org/wiki/Combustible_de_hidr%C3%B3geno) - cite\_note-FSEC-2

<sup>4</sup> MINECO: “esta Hoja de Ruta ofrece una Visión 2030 y 2050, estableciendo unos ambiciosos objetivos país en 2030 cuya consecución asegurará el posicionamiento industrial y tecnológico de nuestra economía en el contexto comunitario, la descarbonización de un volumen relevante del hidrógeno consumido actualmente y la plena introducción del hidrógeno en la movilidad sostenible.”

En la planificación para la transición energética, el despliegue del hidrógeno y la electricidad (renovables) tienen papeles complementarios. La descarbonización total de ciertos sectores, como el transporte, la industria y los usos y procesos que requieren calor de alta calidad, puede resultar difícil simplemente por medio de la electrificación. El hidrógeno renovable hace posible la integración a gran escala de las energías renovables variables porque permite a los actores energéticos convertir y almacenar energía como gas renovable. Se puede utilizar para la distribución de energía entre sectores y regiones y como almacenamiento energético de energías renovables.

El sector del Hidrógeno y las Pilas de Combustible (representado en este ejercicio APDTE 2018-20 por la Plataforma Tecnológica Española del Hidrógeno y las Pilas de Combustible, PTE-HPC) propone un Análisis del Potencial de Desarrollo de la Investigación y la Innovación en las tres áreas tecnológicas básicas:

- **Producción de hidrógeno renovable**
- **Almacenamiento y distribución de hidrógeno**
- **Transporte e infraestructuras del hidrógeno**

## 1.1. Perspectiva global del hidrógeno renovable

La industria del hidrógeno está bien establecida y tiene décadas de experiencia en sectores industriales que utilizan hidrógeno **como materia prima**.

La producción mundial anual de hidrógeno es (IEA, 2019) de alrededor de 70 millones de toneladas (Mt).

De la producción global actual de hidrógeno (puro), el 76% se realiza a partir del gas natural y casi todo el resto (23%) del carbón, [23]. La producción anual de hidrógeno consume alrededor de 205.000 MNm<sup>3</sup> de gas natural (6% del consumo mundial) y 107 Mt de carbón (2% del uso mundial de carbón<sup>5</sup>), que totalizan 275 Mtep (2% de la demanda mundial de energía primaria). Como consecuencia, ésta producción de hidrógeno en la actualidad es responsable de emitir 830 MtCO<sub>2</sub>/año.

---

<sup>5</sup> el uso de carbón se concentra en la República Popular China



Las principales aplicaciones de este hidrógeno han sido el refino de petróleo y la producción de amoníaco, usado principalmente para producir fertilizantes<sup>6</sup>. Existe una demanda adicional de 45 Mt de hidrógeno como parte de una mezcla de gases, como el gas de síntesis, para su uso como combustible o materia prima. Las principales aplicaciones del hidrógeno como parte de una mezcla de gases son la producción de metanol y la producción de acero. Si bien un tercio de la demanda de hidrógeno actual se destina a aplicaciones del sector del transporte en un sentido amplio (ya sea en refinerías y para producir el metanol utilizado en el combustible de vehículos) se utiliza menos de 0,01 Mt/a de hidrógeno puro en los vehículos con pila de combustible (FCEV<sup>7</sup>), siendo esta aplicación un nicho tecnológico de gran interés y futuro en la transición energética.

En la actualidad, el hidrógeno renovable disfruta de un impulso sin precedentes a nivel global que se ve reflejado en el conjunto de hojas de ruta, políticas de apoyo e instrumentos de financiación que se están articulando a nivel global, europeo y nacional ([18][19][20][22][23]), pero para que el hidrógeno tenga una contribución significativa a la descarbonización de las economías debe, por un lado, transitar rápidamente a una producción exclusivamente con energías renovables y a precios competitivos y, por otro lado, ser adoptado en sectores donde está casi completamente ausente, como el transporte, los edificios y la generación de energía, [23]. Este crecimiento está reflejado en el escenario que plantea la IEA a 2030 con un crecimiento 4 veces del consumo actual.

**Producción de hidrógeno bajo en carbono**

En millones de toneladas por año en el mundo

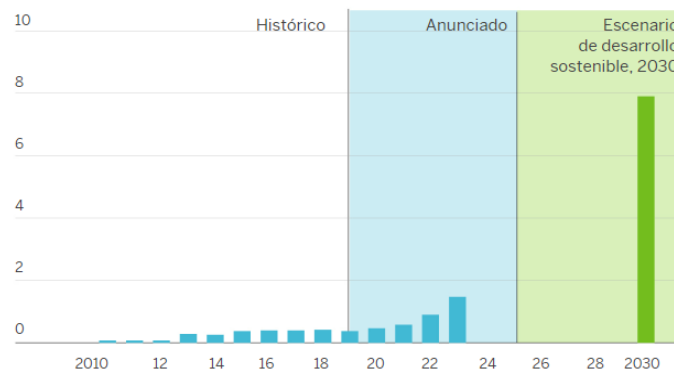


Figura 2. Previsiones de crecimiento en la producción de hidrógeno verde y azul a 2030 (Fuente IEA)

<sup>6</sup> Otros sectores industriales también utilizan hidrógeno, como la producción de hierro y acero, vidrio, productos electrónicos, productos químicos especiales y productos químicos a granel, pero su participación combinada en la demanda global total actual de hidrógeno es pequeña.

<sup>7</sup> Del inglés: Fuel Cell Electrical Vehicles

### 1.1.1. Producción de hidrógeno renovable

El hidrógeno se puede producir utilizando como materias primas combustibles fósiles, biomasa, agua o una mezcla de estas, una diversidad de tecnologías (como procesos de reformado, gasificación, pirolisis, descomposición del agua, etc.) y diversas fuentes de energía renovable (electricidad y/o calor – p.e. producidos con fuentes renovables-, radiación solar directa, etc.).

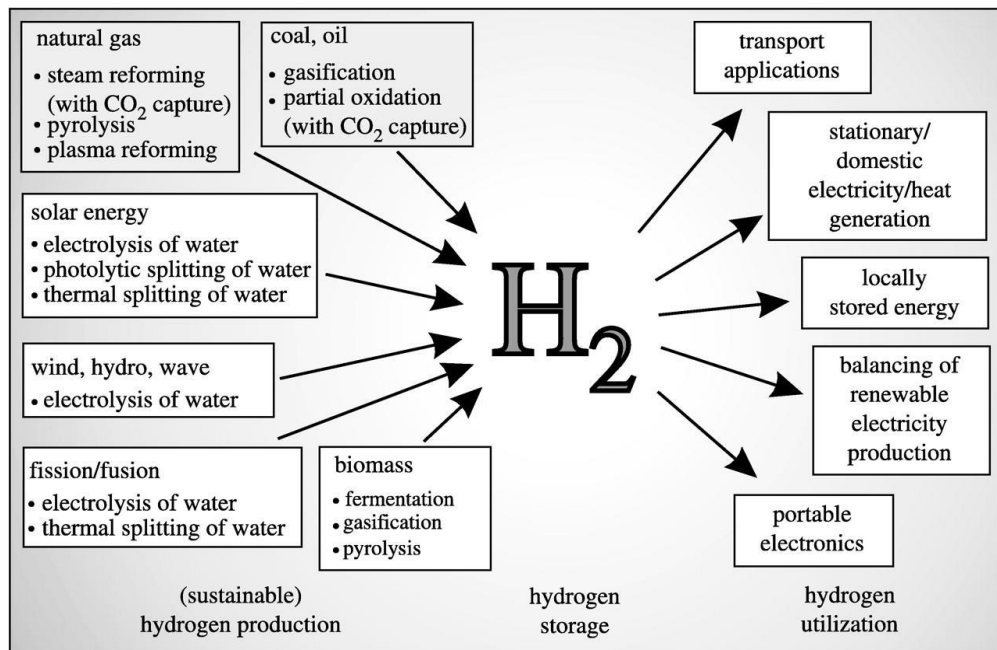


Figura 3 . Rutas de producción y utilización de hidrógeno. Fuente: Grahn (2020).

Las opciones tecnológicas más desarrolladas para **producir hidrógeno a partir de fuentes de energía renovables** son la electrólisis del agua y el reformado con vapor de biometano / biogás con o sin captura y utilización/almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CCU / CCS).

Las vías menos maduras para la producción de hidrógeno renovable son la gasificación de biomasa, la pirolisis, el fraccionamiento termoquímico de agua<sup>8</sup>, la fotoelectroquímica y la fermentación oscura combinada y digestión anaeróbica.

Aunque se conoce desde hace mucho tiempo, la electrólisis (ya sea utilizando electricidad de origen renovable o fósil) juega solo un papel menor en la producción total de hidrógeno en la actualidad, principalmente en la industria cloro-alcalina, donde el hidrógeno es un subproducto. La electrólisis representa actualmente el 2% de la producción mundial de hidrógeno, pero existe un enorme margen de crecimiento derivado de las oportunidades del desarrollo masivo de la electricidad renovable variable, fotovoltaica y eólica, principalmente.

<sup>8</sup> Las tecnologías de concentración solar pueden generar calor de alta densidad y hacer viable generar temperaturas de alrededor de 800-1 000 ° C. A estas temperaturas la energía solar podría usarse directamente para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno sin necesidad de usar gas natural ni almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Sin embargo, la tecnología de fraccionamiento termoquímico del agua con concentración solar está a nivel piloto.



A nivel mundial, en 2019, menos del 0,7% de la producción actual de hidrógeno proviene de energías renovables o de plantas de combustibles fósiles equipadas con CCUS; pero de acuerdo a la AIE el crecimiento será exponencial en la próxima década.

### Costes

Actualmente existen enormes variaciones regionales en los costes de producción de hidrógeno (verde, azul o gris), y su economía futura depende de factores que seguirán variando regionalmente, incluidos los precios de los combustibles fósiles<sup>9</sup>, la electricidad y el precio de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Las regiones con buenos recursos renovables o plantas de energía nuclear pueden ofrecer la electrólisis como una opción atractiva, especialmente si compiten con importaciones de gas natural de coste relativamente alto, [23].

En la actualidad, ni el hidrógeno verde ni el hidrógeno con bajo contenido de carbono, en particular el hidrógeno de origen fósil con captura de carbono (hidrógeno azul), son competitivos en cuanto a costos frente al hidrógeno de origen fósil.

- Los costes estimados hoy para el hidrógeno de origen fósil son de alrededor de 1,5 € / kg para la UE, muy dependientes de los precios del gas natural<sup>10</sup> y sin tener en cuenta el coste del CO<sub>2</sub>.
- Los costes estimados hoy para el hidrógeno de origen fósil con captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> son de alrededor de 2 € / kg. Se necesitarían precios del carbono en el rango de 55-90 €/t CO<sub>2</sub> para hacer que el hidrógeno de origen fósil con captura de carbono sea competitivo con el hidrógeno de origen fósil en la actualidad
- El coste actual del hidrógeno renovable es de 2,5-5,5 €/kg; sin embargo, se señala que los costes de la producción del hidrógeno renovable están bajando rápidamente<sup>11</sup>, en parte debido a la reducción de los costes de los electrolizadores, –en torno a un 60% en los últimos diez años- y con tasas en la curva de aprendizaje por encima de los dos dígitos, tanto por economías de escala como por el empuje de la innovación.
- Sin duda, el crecimiento de la demanda del mercado será la clave para acelerar los cambios que necesita este sector energético de reciente creación.

---

<sup>9</sup> El coste de producción de hidrógeno a partir de gas natural está influenciado por una variedad de factores técnicos y económicos, siendo los precios del gas (que representan entre el 45% y el 75% de los costes de producción) y los gastos de inversión los dos más importantes y debido a la presión medioambiental muy dependiente del coste de CO<sub>2</sub>

<sup>10</sup> El gas natural sin CCUS es actualmente la opción más económica para la producción de hidrógeno en la mayor parte del mundo, con costes tan bajos como 1 US\$ / kgH<sub>2</sub> en el Medio Oriente, sin considerar los costes de las emisiones..

<sup>11</sup> Dado que el coste de la energía eólica y solar sigue cayendo, se hace necesario que disminuya el **coste de los electrolizadores** que aún son muy caros pero, en los mercados occidentales, hay señales alentadoras hacia la reducción de precios". (Bloomberg, 2020). Como indicador de referencia, a día de hoy, para producir 1 kg de H<sub>2</sub> renovable, por electrólisis, se necesitan 10 kg de agua y un consumo energético de 57 kWh.

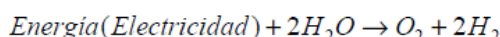
La conversión de hidrógeno en otros combustibles a base de hidrógeno podría ser atractiva en escenarios en que haya pocas alternativas bajas en carbono disponibles, sin embargo esta opción no es económica a los precios actuales. Por ejemplo, la conversión de hidrógeno en amoníaco se beneficia de la infraestructura y la demanda existentes y no necesita carbono como insumo).

### 1.1.1.1. TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE POR ELECTROLISIS

La electrólisis usa corriente eléctrica continua para la descomposición del agua (H<sub>2</sub>O) en los gases oxígeno (O<sub>2</sub>) e hidrógeno (H<sub>2</sub>).

Se utilizan dos electrodos (ánodo y cátodo, típicamente hechos de algún metal inerte como el platino o el acero inoxidable) inmersos en el agua contenida en una celda propiamente diseñada sobre los que se aplica un potencial eléctrico que disocia la molécula de agua.

La ecuación química que se reproduce durante la electrólisis es la siguiente:



Esta reacción es la opuesta a la que se produce en las pilas de combustible.

La eficacia de la electrólisis aumenta con la adición de un electrolito (como la sal, un ácido o una base) y el uso de electrocatalizadores<sup>12</sup>.

Figura 5. Esquema de la electrólisis del agua. Fuente Hydrogenix

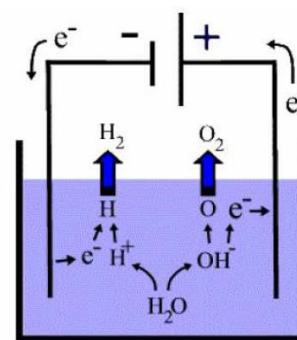
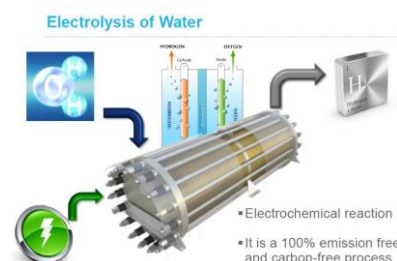


Figura 4. Esquema de proceso de un electrolizador. (Fuente: National Research European Council).



Actualmente existen tres tecnologías principales de electrolizadores: electrólisis alcalina (ALK), electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM) y celdas de electrólisis de óxido sólido (SOEC).

La **electrólisis alcalina** es una tecnología comercial y madura. Se ha utilizado desde la década de 1920, en particular para la producción de hidrógeno en las industrias de fertilizantes y del cloro<sup>13</sup>.

<sup>12</sup> Un electrocatalizador es un catalizador que participa en una reacción electroquímica. Los materiales catalizadores modifican e incrementan la velocidad de las reacciones químicas sin ser consumidos en el proceso

<sup>13</sup> Varios electrolizadores alcalinos con una capacidad de hasta 165 megavatios eléctricos (MWe) fueron construidos en el último siglo en países con grandes recursos hidroeléctricos (Canadá, Egipto, India, Noruega y Zimbabwe), aunque casi todos fueron desmantelados cuando el gas natural y el reformado de metano a vapor para la producción de hidrógeno despegaron en la década de 1970.

En los electrolizadores alcalinos se utiliza un electrolito líquido (típicamente una solución del 25% de hidróxido de potasio) y usan generalmente catalizadores de níquel. Estos electrolizadores han llegado a alcanzar una eficiencia del 80%<sup>14</sup>.

La electrolisis alcalina es una de las preferidas debido a que la tecnología funciona bien a grandes escalas y se caracteriza por costes de inversión relativamente bajos en comparación con otras tecnologías de electrolizadores debido a que se evita el uso de materiales costosos [23], especialmente membranas.

Los **electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM)** fueron introducidos por primera vez en la década de 1960 para superar algunos de los inconvenientes operativos de los electrolizadores alcalinos. Utilizan agua pura como solución electrolítica, por lo que evitan la recuperación y reciclaje de la solución electrolítica de hidróxido de potasio que es necesaria con los electrolizadores alcalinos.

Son relativamente pequeños, lo que los hace potencialmente más atractivos que los electrolizadores alcalinos en áreas urbanas densas. Pueden producir hidrógeno altamente comprimido para la producción y el almacenamiento descentralizados en estaciones de servicio (30 a 60 bar sin un compresor adicional y hasta 100 a 200 bar en algunos sistemas, en comparación con 1 a 30 bar para electrolizadores alcalinos) y ofrecen un funcionamiento flexible, incluida la capacidad de proporcionar reserva de frecuencia y otros servicios de red.

Su rango operativo puede ir desde carga cero hasta el 160% de la capacidad de diseño (por lo que es posible sobrecargar el electrolizador durante algún tiempo, si la planta y la electrónica de potencia se han diseñado en consecuencia). Se espera que la eficiencia de los electrolizadores PEM pueda llegar hasta el 94%, pero por ahora esto es algo teórico. Los electrolizadores PEM funcionan bien para sistemas de energías renovables donde el suministro de energía es muy variable. Frente a esto, sin embargo, necesitan catalizadores de electrodos costosos (platino, iridio) y materiales de membrana, y su vida útil es actualmente más corta que la de los electrolizadores alcalinos. Sus costes generales son actualmente más altos que los de los electrolizadores alcalinos y su uso es menos extenso.[23]

Generalmente los electrolizadores PEM son más adecuados para plantas pequeñas, especialmente aquellas que tienen una salida variable, mientras que los electrolizadores alcalinos son claramente mejores para grandes plantas que están conectadas a red de energía de gran potencia.

Los electrolizadores alcalinos son más baratos en términos de inversión, pero menos eficientes. Por el contrario, los electrolizadores de PEM son más caros pero son más eficientes y pueden operar a densidades de corriente más altas y, por lo tanto, pueden ser potencialmente más baratos si la producción de hidrógeno es suficientemente grande.

---

<sup>14</sup> Un electrolizador teórico 100% eficiente consumiría 39,4 kWh/kg (142 MJ/kg) de hidrógeno, 12.749 J/l (12,75 MJ/m<sup>3</sup>). En la práctica, la electrólisis (utilizando un electrolizador giratorio a una presión de 15 bar) puede llegar a consumir 50 kWh/kg (180 MJ/kg) y otros 15 kWh/kg (54 MJ/kg) si el hidrógeno se comprime para su uso en coches de hidrógeno (350-750 bar).

Las **celdas de electrolizador de óxido sólido (SOEC)** son celdas de combustible de óxido sólido que funcionan en modo regenerativo para lograr la electrólisis del agua (y/o dióxido de carbono) mediante el uso de un electrolito de óxido sólido o cerámico para producir gas hidrógeno (y/o monóxido de carbono) y oxígeno.

Las SOEC tienen bajos costes de material, operan a altas temperaturas y con un alto grado de eficiencia eléctrica. Debido a que utilizan vapor para la electrólisis, necesitan una fuente de calor adicional.



Figura 6. Celda de electrolizador de óxido sólido (fuente: Wikipedia)

Las SOEC son la tecnología de electrólisis menos desarrollada. Aún no se han comercializado, aunque las empresas individuales ahora apuntan a llevarlos al mercado tras las recientes avances en innovación.

A diferencia de los electrolizadores alcalinos y PEM, es posible operar un electrolizador SOEC en modo inverso como una celda de combustible, convirtiendo el hidrógeno nuevamente en electricidad, lo que significa que podría proporcionar servicios de equilibrio a la red en combinación con instalaciones de almacenamiento de hidrógeno. Esto aumentaría la tasa de utilización general del equipo. También es posible utilizar un electrolizador SOEC para la co-electrólisis de vapor y dióxido de carbono, produciendo una mezcla de gases (monóxido de carbono e hidrógeno) para su posterior conversión en un combustible sintético. Un desafío clave para quienes desarrollan electrolizadores SOEC es abordar la degradación de los materiales que resulta de las altas temperaturas de funcionamiento.

Ha habido un aumento en las nuevas instalaciones de electrólisis durante la última década destinadas a producir hidrógeno a partir de agua, con la tecnología PEM haciendo avances significativos en el mercado. Geográficamente, la mayoría de los proyectos se encuentran en Europa, aunque también se han iniciado o anunciado proyectos en Australia, China y América. El tamaño de unidad promedio de estas adiciones de electrolizadores ha aumentado en los últimos años de 0,1 MWe en 2000-2009 a 1,0 MWe en 2015-2019, lo que indica un cambio de pequeños proyectos piloto y de demostración a aplicaciones a escala comercial. Esto debería comenzar a crear economías de escala que ayudarán a reducir los costes de inversión y ampliar la cadena de suministro de la industria de electrolizadores. Varios proyectos en desarrollo tienen tamaños de electrolizador de 10 MWe o más, y ahora se están discutiendo algunos proyectos con tamaños de electrolizador de 100 MWe o más.

#### 1.1.1.2. TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE A PARTIR DE BIOMASA

El hidrógeno se puede producir a partir de biomasa de diferentes formas. (Gasificación termoquímica de la biomasa; Pirolisis; Oxidación parcial de Biomasa con agua en estado supercrítico; Fermentación; Digestión anaerobia, etc.)

La **gasificación termoquímica de la biomasa** es una tecnología madura que funciona de manera muy similar a la gasificación del carbón en un proceso controlado con calor, vapor y oxígeno para convertir la biomasa en **hidrógeno** y otros productos, sin combustión.

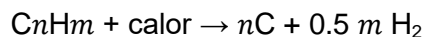
En la gasificación de la biomasa se convierten materiales lignocelulósicos, que se oxidan parcialmente a altas temperaturas ( $> 700\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), sin combustión, con una cantidad controlada de oxígeno y / o vapor, en la que se produce una fracción gaseosa, junto a un residuo carbonoso, que se reduce posteriormente para formar  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$  y  $\text{CH}_4$ <sup>15</sup>.

La gasificación de la biomasa en presencia de  $\text{O}_2$  genera una corriente gaseosa rica en hidrógeno que se reforma con vapor de agua a la salida del gasificador con el objetivo de producir hidrógeno adicional<sup>16</sup>. El uso de adsorbedores o membranas especiales permite separar el hidrógeno a partir de esta corriente de gas.

Aunque hay varias plantas de demostración de gasificación de biomasa para producir hidrógeno en el mundo, la tecnología aún no está completamente desarrollada y el problema de la formación de alquitranes que pueden causar envenenamiento de los catalizadores aún no se ha resuelto por completo, [23].

El inconveniente principal de la **gasificación de biomasa** es la formación de alquitrán. Los residuos pesados polimerizan y forman estructuras más complejas que no resultan apropiadas para producción de hidrógeno mediante reformado con vapor. La formación de alquitrán puede minimizarse mediante diseño apropiado del gasificador, incorporación de aditivos catalíticos y también mediante el control de las variables de operación. Los catalizadores reducen el contenido de alquitrán pero son particularmente efectivos para mejorar la calidad y conversión de la fracción gaseosa producida. Otro problema inherente de la gasificación de biomasa es la formación de ceniza, que puede producir acumulación de sólido, taponamiento y desactivación. Estos problemas se han reducido mediante extracción y fraccionamiento.

Por otro lado, la **pirolisis** consiste en la descomposición incompleta de la biomasa en ausencia de oxígeno y aire, a una presión de 0,1–0,5 MPa en el rango de 500–900 ° C. (Es un proceso semejante a la gasificación pero en ausencia de oxígeno). Se obtiene carbón vegetal y gas mezcla de monóxido y dióxido de carbono, hidrógeno e hidrocarburos ligeros. La reacción se puede describir en general mediante la siguiente ecuación:



<sup>15</sup> Una reacción de ejemplo simplificado (la biomasa real tiene una composición altamente variable y muy compleja, con la celulosa como un componente principal y la lignina como esqueleto) es (usando glucosa como sustituto de la celulosa):  $\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6 + \text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + \text{CO}_2 + \text{H}_2 + \text{otras especies}$

<sup>16</sup> La reacción de desplazamiento agua-gas es:  $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$  es ligeramente exotérmica  $-\Delta H = -41 \text{ kJ/mol}$



La aplicación de la co-pirólisis de una mezcla de carbón con desechos orgánicos ha despertado recientemente un interés en los países industrialmente avanzados, ya que debería limitar y aligerar la carga de residuos en la eliminación de desechos (desechos y plásticos puros, caucho, celulosa, papel, textiles y madera). La pirólisis y la co-pirólisis son procesos bien desarrollados y podrían usarse a escala comercial.

La pirolisis de la biomasa para la producción de hidrógeno tiene el potencial de ser competitivo económicamente con los actuales procesos comerciales para la producción de hidrógeno. El concepto tiene algunas ventajas frente a la tecnología tradicional de gasificación. El bioaceite, producido por la pirolisis de la biomasa, se transporta fácilmente de modo que la segunda etapa de reformado de vapor se puede realizar en diferentes localizaciones, cerca de donde se vaya a utilizar o distribuir el hidrógeno<sup>17</sup>.

**Oxidación parcial de la biomasa con agua en estado supercrítico.** Este tipo de proceso implica la producción de hidrógeno a partir de los combustibles de 'bajo contenido energético como son las basuras municipales, la biomasa y el carbón con alto contenido en azufre. La oxidación parcial del agua en estado supercrítico (SWPO, Supercritical Water Partial Oxidation) implica llevar a cabo reacciones oxidativas en un ambiente de agua en condiciones supercríticas, es decir, vapor a alta presión, en presencia de cantidades limitadas de oxidante, generalmente oxígeno puro o aire.

La oxidación parcial in situ calienta rápidamente el medio de gasificación, dando lugar a menos carbonización y una mejora en la producción de hidrógeno. Las altas presiones, un ambiente acuoso de alta densidad es ideal para la reacción y la gasificación orgánica. El alto contenido en agua del medio favorece la formación de hidrógeno y de productos ricos en hidrógeno y es compatible con pasos con alto contenido en agua como son los fangos y la biomasa, y elimina la necesidad del proceso de secado de los pastos.

La **digestión anaeróbica** para producir biogás a partir de biomasa se suele realizar en un biodigestor o digestor de desechos orgánicos, consistente en un contenedor cerrado, hermético e impermeable (reactor) que va a contener el material orgánico a fermentar diluido en agua.

El proceso se divide en varias fases consecutivas en las que el sustrato se degrada progresivamente gracias a la acción de distintas poblaciones de microorganismos con velocidades de crecimiento diferentes. (se suelen utilizar bacterias fermentativas e hidrolíticas, bacterias acetogénicas productoras de hidrógeno, bacterias homoacetogénicas y las metanogénicas hidrogenotróficas -consumidoras de hidrógeno- y metanogénicas acetoclásticas).

---

<sup>17</sup> La segunda ventaja es el potencial para la producción y recuperación de un subproducto valioso del bioaceite que puede impactar significativamente en la economía del proceso completo. Por lo tanto, una estrategia para incentivar este tipo de producción de hidrógeno, sería el conseguir un subproducto valioso, como podría ser el carbón activo, o los adhesivos



La digestión anaeróbica para producir biogás es un proceso maduro técnicamente, pero solo puede procesar lodos de depuradora, residuos agrícolas, residuos de procesamiento de alimentos y domésticos, y algunos cultivos energéticos. La fermentación puede procesar la parte celulósica no comestible de algunas plantas y podría convertir potencialmente toda la materia orgánica y, en particular, el componente de lignina de la biomasa.

El complejo procesamiento de la biomasa significa que generalmente es una forma más costosa de producir hidrógeno con bajo contenido de carbono que la electrólisis solar o eólica. El potencial de producción de hidrógeno basado en biomasa a gran escala también está limitado por la disponibilidad de biomasa barata<sup>18</sup>. Sin embargo, combinar la producción de hidrógeno a partir de biomasa con la captura y el almacenamiento de carbono podría ser una opción para crear las llamadas "emisiones negativas", que pueden tener un papel que desempeñar en el futuro, [23].

### 1.1.2. Almacenamiento y Distribución de Hidrógeno

El almacenamiento de hidrógeno en grandes cantidades será uno de los desafíos más importantes para una futura economía del hidrógeno.

Químicamente hablando, el hidrógeno como combustible presenta una **gran densidad energética**, donde 1 kg de H<sub>2</sub> equivale a 33,3 kWh. Además, en el proceso de combustión, al unirse al oxígeno se forma agua, que es la única emisión del proceso, estando por ello **libre de CO<sub>2</sub>** y se postula como un vector libre de emisiones.

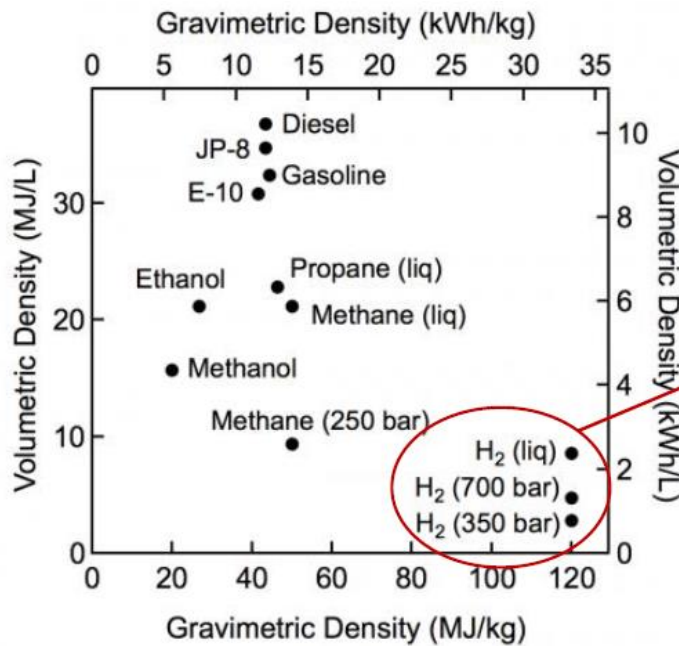
La baja densidad energética por unidad de volumen del hidrógeno, en condiciones normales, hace que sea considerablemente más complejo de almacenar que los combustibles fósiles sólidos o líquidos y la menor densidad energética, aún en estado líquido, también encarece el transporte del hidrógeno por carretera o barco. Sin embargo, el hidrógeno fluye casi tres veces más rápido que el metano a través de las tuberías, lo que lo convierte en una opción rentable para el transporte a gran escala. Pero para que el hidrógeno se convierta en un producto de mercado masivo como el gas natural (actualmente), se necesitaría un programa enorme y coordinado de construcción<sup>19</sup> y de mejoras<sup>20</sup> de infraestructura (al igual que representó en su día el plan de gasoductos de 1982 que alcanzó el culmen hacia principios del siglo actual).

---

<sup>18</sup> Por ejemplo, satisfacer una demanda teórica de hidrógeno de 60 MtH<sub>2</sub> en el mercado estadounidense, que corresponde a cuatro veces la demanda actual de hidrógeno de Estados Unidos, requeriría casi el 100% de su potencial técnico de biomasa, pero solo el 6% de su energía eólica, y menos del 1% de su potencial de energía solar ([23]).

<sup>19</sup> Según (Bloomberg, 2020) si el hidrógeno reemplazara al gas natural en la economía global hoy en día, se necesitaría construir entre 3 y 4 veces más infraestructura de almacenamiento para 2050 para proporcionar el mismo nivel de seguridad energética

<sup>20</sup> ya que el hidrógeno a menudo es incompatible con las tuberías y los sistemas existentes



El H<sub>2</sub> tiene muy alta densidad energética en peso (kWh/kg), pero la baja densidad en volumen (kWh/litro), lo que implica la necesidad de un gran volumen cuando se almacena. No obstante la densidades del H<sub>2</sub> presurizado es similar a la del metano presurizado.

Figura 7. Densidades energéticas comparativas del H<sub>2</sub> frente a combustibles fósiles. (Determinan el espacio comparativo necesario para almacenamiento de hidrógeno)

En la actualidad, el hidrógeno se suele almacenar y distribuir en forma de gas comprimido o líquido. La mayoría se produce y consume in situ (alrededor del 85%) o se transporta en camiones o tuberías (alrededor del 15%, [23]).



Figura 8 Ejemplos transporte y distribución de H<sub>2</sub>

Entre las alternativas disponibles para almacenamiento y distribución del hidrógeno están:

- **Almacenamiento y distribución a través de gasoductos dedicados.** Asimismo, el hidrógeno puede ser inyectado en la red gasista<sup>21</sup> una vez realizados los procesos adicionales necesarios (odorización, control de calidad, medición del volumen inyectado, etc.).

<sup>21</sup> Desde el punto de vista de la infraestructura, el hidrógeno se puede **mezclar con el gas natural** en ciertos porcentajes (hasta un 20%), sin hacer cambios significativos en las condiciones de operación de la red gasista.

- **Almacenamiento en minas de sal, depósitos de gas natural o petróleo agotados y en los acuíferos** son todas opciones posibles para el almacenamiento de hidrógeno a gran escala y a largo plazo. Actualmente se utilizan para el almacenamiento de gas natural y proporcionan importantes economías de escala, alta eficiencia (la cantidad de hidrógeno inyectada dividida por la cantidad que se puede extraer), bajos costos operativos y bajos costos del suelo. Estas características significan que es probable que sean la opción de menor costo para el almacenamiento de hidrógeno a pesar de su baja densidad en comparación con el gas natural.
- **Almacenamiento de hidrógeno comprimido o licuado en tanques** de forma similar al gas natural licuado (GNL). Esta alternativa es recomendable para almacenar grandes cantidades de hidrógeno; no obstante, si el periodo de almacenamiento va a ser prolongado en el tiempo, son recomendables otras opciones, ya que ésta requiere un aporte energético para mantener el hidrógeno en estado líquido. No obstante, el hidrógeno comprimido (a una presión de 700 bares) tiene solo el 15% de la densidad energética de la gasolina en volumen, por lo que almacenar la cantidad equivalente de energía en una estación de servicio de vehículos requeriría casi siete veces más volumen; pero con la mitad de peso (aspecto destacable en transportes pesados).
- **Almacenamiento en portadores de hidrógeno como amoniaco o líquidos orgánicos (LOHC):** el hidrógeno puede transformarse en sustancias líquidas fácilmente transportables empleando las actuales redes de suministro, tales como el metanol, el octano, el amoniaco o los derivados amónicos y los líquidos orgánicos como el metilciclohexano (MCH) o el 12-H N-etilcarbazol (NEC), entre otros. De entre ellas, **destaca el amoniaco**<sup>22</sup>, al no contener carbono en su molécula y contar con una infraestructura propia desarrollada.
- **Almacenamiento en portadores como materiales sólidos:** existen diversos metales y aleaciones que en presencia de hidrógeno forman hidruros metálicos o químicos, tales como hierro, níquel, cromo, litio o magnesio. Esta propiedad les permite almacenar más hidrógeno por unidad de volumen<sup>23</sup>.

---

<sup>22</sup> El amoniaco se puede producir combinando hidrógeno y nitrógeno, y los hidrocarburos sintéticos, como el metano, el metanol, el diesel o el combustible para aviones, se pueden producir combinando hidrógeno con carbono en forma de CO<sub>2</sub>. Sin embargo, para las rutas basadas en hidrógeno electrolítico, gran parte de la electricidad utilizada para convertir el hidrógeno en combustibles y materias primas se pierde durante el proceso de conversión. El amoniaco ya se utiliza hoy en día como materia prima en la industria química y podría ser un portador de hidrógeno para el transporte de hidrógeno a larga distancia en el futuro, o podría utilizarse como en el sector del transporte marítimo. El almacenamiento de hidrógeno en amoniaco tiene una mayor densidad energética y, por lo tanto, reduciría la necesidad de tanques tan grandes, pero esta ventaja debe sopesarse con las pérdidas de energía y el equipo para la conversión y reconversión cuando los usos finales requieren hidrógeno puro

<sup>23</sup> La adecuación del compuesto para absorber y liberar hidrógeno depende de parámetros como la presión y temperatura de carga/descarga o la rapidez de esos procesos. "Esta tecnología se encuentra desarrollada, teniendo como principal dificultad que son productos cuyo almacenamiento resulta más pesado que el del hidrógeno puro.

- **Conversión de hidrógeno en combustibles y materias primas a base de hidrógeno** que son más fáciles de almacenar, transportar y usar. El hidrógeno se puede combinar con el CO<sub>2</sub> para producir hidrocarburos sintéticos como el metano<sup>24</sup> o **combustibles líquidos sintéticos** como el metanol<sup>25</sup>, el diésel<sup>26</sup>, la gasolina y el combustible para aviones. Algunos de estos productos tienen densidades de energía (en volumen) más altas que el hidrógeno o el amoníaco y pueden hacer uso de la infraestructura existente para su transporte, almacenamiento y distribución. Esto puede reducir los costes de distribución hasta los usuarios finales. .

Actualmente, el almacenamiento geológico es la mejor opción para el almacenamiento a gran escala y a largo plazo, mientras que los tanques son más adecuados para el almacenamiento a corto y a pequeña escala.

### Transporte

La elección del método de almacenamiento puede estar ligada al método de transporte del H<sub>2</sub>, ya sea en estado gaseoso, líquido o mediante líquidos portadores. Entre los métodos de transporte existentes destacan:

- **Transporte por carretera:** se realiza en camiones cisterna de hidrógeno líquido o gaseoso comprimido. Los camiones cisterna pueden transportar 360 kg para hidrógeno comprimido y 4.300 kg para hidrógeno líquido. Por otro lado, la distribución en botellas aporta flexibilidad, permitiendo el suministro en distintas puridades y cantidades.
- **Transporte por ferrocarril:** De igual forma que los camiones cisterna, se utilizan cisternas de ferrocarril para el transporte de hidrógeno, que son más voluminosas que en el caso anterior, alcanzando capacidades de entre ~3 t y 9 t de hidrógeno.

---

<sup>24</sup> **Metano sintético:** se puede producir directamente a partir de CO<sub>2</sub> e hidrógeno en un proceso de metanización. Las aplicaciones del proceso de metanización en la actualidad se basan principalmente en la metanización catalítica (termoquímica). La metanización biológica también es posible, en la que los microorganismos en un entorno anaeróbico convierten el hidrógeno y el CO<sub>2</sub> en metano, pero esto se encuentra en una etapa más temprana de desarrollo. Hasta ahora, la mayoría de los proyectos de combustibles y materias primas a base de hidrógeno se han dirigido a la producción de metano sintético, con casi 70 plantas de demostración. La mayoría de estos se encuentran en Alemania y otros países europeos.

<sup>25</sup> **Metanol sintético:** el metanol es el alcohol más simple. Tiene una densidad energética de 19,9 MJ/kg (LHV) y una densidad de energía un 80% más alta que el hidrógeno líquido. Como líquido, es fácilmente transportable, como otros combustibles de petróleo comunes. Es tan tóxico como los combustibles líquidos de petróleo comunes, pero a diferencia de ellos, no es cancerígeno ni mutágeno. El metanol es soluble en agua y es biodegradable, y su producción a partir de gas de síntesis es totalmente comercial. Alrededor del 40% de la producción mundial de metanol en la actualidad se utiliza con fines energéticos, pero el metanol también se puede utilizar como componente básico para sintetizar una variedad de productos químicos, p. ej. para la producción de plásticos.

<sup>26</sup> **Diésel sintético o queroseno:** La producción de diésel sintético o queroseno requiere hidrógeno y monóxido de carbono como insumos. Dado que el monóxido de carbono generalmente no está fácilmente disponible, se puede usar CO<sub>2</sub> en su lugar. Este CO<sub>2</sub> se convierte primero en monóxido de carbono y el gas de síntesis resultante de monóxido de carbono e hidrógeno luego se convierte (a través de la síntesis de Fischer-Tropsch [FT]) en combustibles líquidos crudos y, con mejoras adicionales, en diésel sintético o queroseno. La síntesis de FT es relativamente lenta y requiere una inversión costosa.

- **Transporte marítimo:** Los tanques utilizados en los buques de carga para el transporte marítimo tienen una capacidad de unas 70 t de hidrógeno, por lo que se utilizan para trasladar grandes cantidades a puntos de consumo distantes.

El hidrógeno gaseoso puede ser transportado haciendo uso de las actuales infraestructuras, tanto las propias del sector gasista, mediante la inyección de hidrógeno renovable, como las asociadas a líquidos portadores como el amoníaco.

Adicionalmente, existe la posibilidad de desarrollar una red de gasoductos para el transporte de hidrógeno o **hidroductos, que deberán ser más voluminosas que las actuales infraestructuras gasistas**. Esta opción **implica grandes inversiones**, por lo que su viabilidad depende del grado de crecimiento de la demanda nacional y europea de hidrógeno, así como de las inversiones para el fomento de esta tecnología, por impulso de la I+D+i. En la actualidad, las escasas redes dedicadas son de uso interno y local, operadas por productores industriales de hidrógeno y se utilizan principalmente para su transporte y entrega a la industria química y refinerías, principales consumidores de hidrógeno.

## 1.2. Perspectivas del hidrógeno verde en Europa

A partir de la crisis del COVID-19 y la articulación de los Fondos de Recuperación y Resiliencia, la Unión Europea ha acelerado su apuesta por “una estrategia de hidrógeno para una Europa climáticamente neutra (en 2050)”.

El plan de recuperación económica de la Comisión "Next Generation EU" destaca el hidrógeno como una prioridad de inversión para impulsar el crecimiento económico y la resiliencia, crear puestos de trabajo locales y consolidar el liderazgo mundial de la UE.

Los planes de recuperación han catapultado los proyectos para desarrollar esta fuente de energía, que moverá una enorme inversión en las próximas tres décadas<sup>27</sup>. La Hoja de Ruta Europea, [26], establece:

- La prioridad para la UE es desarrollar hidrógeno renovable, producido principalmente con energía eólica y solar.
- El hidrógeno renovable es la opción más compatible con el objetivo de la UE de neutralidad climática y contaminación cero a largo plazo y la más coherente con un sistema energético integrado.
- La elección del hidrógeno renovable se basa en la fuerza industrial europea en la producción de electrolizadores, creación nuevos puestos de trabajo y crecimiento económico dentro de la UE y apoyará un sistema energético integrado rentable.
- En el camino hacia 2050, el hidrógeno renovable debería implementarse progresivamente a gran escala junto con el despliegue de nueva generación de energía renovable, a medida que la tecnología madura y los costos de sus tecnologías de producción disminuyen. Este proceso debe iniciarse ahora.

<sup>27</sup> El sector calcula que hasta 2050 serán necesarios unos 5,5 billones de euros. <https://elpais.com/economia/2020-10-17/la-hora-del-hidrogeno-verde.html>



- Sin embargo, a corto y medio plazo, se necesitan otras formas de hidrógeno con bajo contenido de carbono, principalmente para reducir rápidamente las emisiones de la producción de hidrógeno existente y apoyar la asimilación de la futura industria de hidrógeno renovable.
- Se perfilan objetivos estratégicos en tres fases:
  - En la **primera fase**, desde ahora **hasta 2024**, apoyo a la instalación de al menos **6 GW de electrolizadores de hidrógeno renovable** en la UE y la producción de hasta **1 millón de toneladas** de hidrógeno renovable<sup>28</sup>.
  - En una **segunda fase, de 2025 a 2030**, el hidrógeno debe convertirse en una parte intrínseca de nuestro sistema energético integrado, con al menos **40 GW de electrolizadores de hidrógeno renovables** y la producción de hasta **10 millones de toneladas de hidrógeno** renovable en la UE<sup>29</sup>.
  - A **partir de 2030 y hasta 2050**, el hidrógeno renovable se **desplegará a gran escala en todos los sectores difíciles de descarbonizar**.

Como se ha dicho anteriormente, la estrategia Europea para el despliegue de las tecnologías de hidrógeno<sup>30</sup> incluye una fase transitoria. La prioridad es desarrollar hidrógeno limpio y renovable, producido utilizando principalmente energía eólica y solar como la opción más compatible con el objetivo de neutralidad climática de la UE a largo plazo. Sin embargo, a corto y medio plazo, se necesitan otras formas de producir hidrógeno con bajo contenido de carbono<sup>31</sup> para reducir rápidamente las emisiones de la producción de hidrógeno existente y apoyar el desarrollo de un mercado viable a una escala significativa.

---

<sup>28</sup> En esta fase, es necesario ampliar la fabricación de electrolizadores, incluidos los grandes (hasta 100 MW). Estos electrolizadores podrían instalarse junto a los centros de demanda existentes en refinerías más grandes, plantas de acero y complejos químicos. Lo ideal sería que se alimentaran directamente de fuentes de electricidad renovables locales. Además, se necesitarán estaciones de repostaje de hidrógeno para la absorción de autobuses de pila de combustible de hidrógeno y, en una etapa posterior, camiones. Por tanto, también se necesitarán electrolizadores para abastecer localmente a un número cada vez mayor de estaciones de repostaje de hidrógeno. Las diferentes formas de hidrógeno a base de electricidad con bajo contenido de carbono, especialmente las producidas con emisiones de gases de efecto invernadero casi nulas, contribuirán a aumentar la producción y el mercado del hidrógeno. Algunas de las plantas de producción de hidrógeno existentes deberían descarbonizarse adaptándolas a tecnologías de captura y almacenamiento de carbono

<sup>29</sup> En esta fase, surgirá la necesidad de una infraestructura logística en toda la UE y se tomarán medidas para transportar hidrógeno desde áreas con gran potencial renovable a centros de demanda ubicados posiblemente en otros Estados miembros. Será necesario planificar la columna vertebral de una red paneuropea y establecer una red de estaciones de repostaje de hidrógeno. La red de gas existente podría reutilizarse parcialmente para el transporte de hidrógeno renovable a distancias más largas y sería necesario el desarrollo de instalaciones de almacenamiento de hidrógeno a mayor escala. El comercio internacional también puede desarrollarse, en particular con los países vecinos de la UE en Europa del Este y en los países del Sur y Este del Mediterráneo.

<sup>30</sup> COM(2020) 301 de 8.7.2020: "A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe" [26].

<sup>31</sup> The EU Hydrogen Strategy: "Para orientar el apoyo a las tecnologías más limpias disponibles, la Comisión trabajará para introducir una terminología y una certificación completas, para definir las renovables y otras formas de hidrógeno. Se basará en las emisiones de carbono del ciclo de vida, se basará en la legislación existente en materia de clima y energía y se ajustará a la taxonomía de la UE para inversiones sostenibles"



En su visión estratégica para una UE climáticamente neutra publicada en noviembre de 2018<sup>32</sup>, se prevé que la proporción de hidrógeno en el mix energético de Europa crezca desde el actual alrededor del 2% hasta el 13-14% en 2050.

Además, Europa es muy competitiva en la fabricación de tecnologías de hidrógeno limpio y está bien posicionada para beneficiarse del desarrollo global del hidrógeno limpio como portador de energía. Las inversiones acumuladas en hidrógeno renovable en Europa podrían ascender a 180-470 mil millones de euros para 2050, y en el rango de 3 a 18 mil millones de euros para el hidrógeno bajo en carbono de origen fósil.

De esta forma, combinando el liderazgo de la UE en tecnologías de energías renovables, con el surgimiento de una cadena de valor del hidrógeno que sirva a una multitud de sectores industriales y otros usos finales podría generar hasta 1 millón de personas, directa o indirectamente, en los próximos años. .

### 1.3. Situación y Perspectiva del Hidrógeno Renovable en España

**Actualmente en España**, se consumen alrededor de **500.000 toneladas de hidrógeno** anualmente, **principalmente de tipología gris**. La práctica totalidad de este consumo se produce en las plantas de fabricación de productos industriales (amoníaco) y en las refinerías (mayoritariamente las situadas en Huelva, Cartagena, Puertollano y Tarragona). Este hecho refleja el **potencial de descarbonización en la industria para el uso del hidrógeno renovable**, mediante la sustitución del uso de hidrógeno gris por alternativas más sostenibles. [18].

El pasado día 6 de octubre de 2020, el Consejo de Ministros aprobó *La Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable*, cuyo objetivo radica en impulsar el despliegue de este elemento, que se considera clave para la construcción de un futuro sostenible y alcanzar la neutralidad climática con un sistema eléctrico 100% renovable no más tarde de 2050. El documento, cuyo desarrollo está contemplado en el Plan Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, incluye 60 medidas y fija objetivos nacionales –alineados con la Estrategia Europea del Hidrógeno– a 2030. Entre otros:

- Desarrollo de 4 GW de potencia instalada de electrolizadores a 2030. Se incorpora un hito intermedio para 2024: contar con una potencia instalada de entre 300 y 600 MW
- En 2030 un mínimo del 25% del consumo de hidrógeno por la industria deberá ser renovable
- Se prevé la implantación de hidrogeneras y de una flota de vehículos propulsados por este producto (al menos 150 autobuses; 5.000 vehículos ligeros y pesados; y 2 líneas de trenes comerciales).

<sup>32</sup> A Clean Planet for All. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, COM(2018) 773.

- El despliegue del hidrógeno verde incentivará el desarrollo de cadenas de valor industriales innovadoras en nuestro país generando empleo y actividad económica, lo que contribuirá a la reactivación hacia una economía verde de alto valor añadido. Se quiere que España se convierta en un país exportador de hidrógeno renovable. No obstante el Plan reconoce que el hidrógeno no será plenamente competitivo hasta después de 2030.
- La consecución de los objetivos a 2030 que refleja la Hoja de Ruta posibilitará reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en 4,6 Mt CO<sub>2</sub>eq.
- El documento también analiza el potencial del hidrógeno entre 2030 y 2050 y anticipa una visión de cuál será el papel del hidrógeno en las siguientes tres décadas, en las que España busca liderar un proyecto país hacia una economía descarbonizada, de manera que se fomente la cadena de valor innovadora, el conocimiento aplicado de la industria, el desarrollo de proyectos piloto a lo largo del territorio nacional y el apoyo a las zonas de transición justa.

En los próximos tres años **(2021-2024) España, destinará 1.555 millones del plan de recuperación a la tecnología de hidrógeno verde y ha previsto una inversión de 8.900 millones en diez años.**

En este contexto europeo y español, la PTE-HPC apunta tres aspectos clave en el caso de las tecnologías de producción de hidrógeno en España:

- España tiene un gran potencial debido a sus condiciones climatológicas, contando con que la penetración progresiva de energías renovables beneficiará el uso del H<sub>2</sub> como vector energético
- La posición de fortaleza de la industria española en procesos de gasificación de carbón combinada con biomasa, donde existe la opción de añadir tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> y por ello, imputar emisiones negativas (aunque la planta existente en España hasta 2018 haya sido clausurada y, en ese momento, no parezca viable esta opción)
- La posición de fortaleza en la producción electrolítica de hidrógeno mediante electricidad de origen eólico y solar. Así, se plantea el uso de electrolizadores como balanceadores de cargas de la red; y la integración, de electrolizadores a la producción eólica y solar para el aprovechamiento de los eventuales vertidos, con el almacenamiento de hidrógeno que contribuya al despegue del vehículo de hidrógeno.
- La existencia de empresas nacionales consolidadas de fabricación de electrolizadores poliméricos y alcalinos desde los kW al rango de los MW.

Respecto a situación nacional, a finales de 2018, en almacenamiento y distribución de hidrógeno, la PTE-HPC apunta tres **aspectos clave**:

- La posición de fortaleza de la industria de componentes de automoción.
- Ya existen en España empresas cuya principal área de negocio es la fabricación y venta de sistemas de almacenamientos a presión.
- Existe un gran interés por parte de empresas filiales españolas de grandes multinacionales del gas para ubicarse en nichos de negocio como el caso de las carretillas elevadoras o algunas flotas de taxis.

- La existencia de múltiples empresas con capacidad para la construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura de transporte, distribución y suministro de hidrógeno lo que supone una gran oportunidad dados los requerimientos de la Directiva 2014/94 (EC, 2014) para la implantación de infraestructuras de combustibles alternativos en Europa, como son las hidrogeneras (ver Fig. 3).



Figura 9. Fotografía de una hidrogenera. Fuente: PTE-HPC (2018).

- La existencia de 6 puntos de repostaje activos en España (Huesca, Zaragoza, Albacete, Puertollano, Sevilla y Madrid) es un gran valor de referencia para el despegue de la infraestructura, aunque debe reconocerse que son muy escasas para un programa ambicioso como se propone anteriormente. Actualmente, dichas hidrogeneras son pilotos y habrían de aumentar su presión de operación de 350 a 700 bar para ser comerciales.
- Existen empresas españolas con productos propios en el mercado de las pilas de combustible.
- Existe un gran potencial para el despegue de la tecnología “Power-to-Gas” al disponer de un altísimo potencial en energías renovables, así como de una red de gas natural amplia y consolidada, lo que facilitará el acople de esta tecnología con los dos esquemas productivos.

Desde el **enfoque normativo, España no cuenta con legislación específica** para la integración o adaptación de las tecnologías del hidrógeno. La PTE-HPC señala el caso significativo de un electrolizador de 1MW que ha sufrido retrasos por requerir licencias equivalentes a las de una planta de reformado de gas natural, es decir, la producción de hidrógeno se ve penalizada desde el punto de vista ambiental por falta de normativa.

Por último, y no por ello menos estratégico, la cualificación de empresas y profesionales requiere un diseño rápido y específico para preparar y adaptar el entorno formativo a las demandas de este nuevo ciclo inversor

#### 1.4. Argumentos básicos para apoyar el despliegue de tecnologías de hidrógeno renovable

- El hidrógeno es un **vector energético** con múltiples ventajas que se perfila como un **elemento clave para la descarbonización de la economía** a medio-largo plazo. Su despliegue a gran escala permitirá sustituir a los combustibles fósiles en sectores de la economía difíciles de descarbonizar.

- Es un **portador de energía flexible**: puede ser producido a partir de casi todas las fuentes de energía primaria; permite la transformación en todas las energías finales
- **Es un complemento adecuado y necesario para acompañar la transición a una electrificación 100% renovable**. El despliegue de las tecnologías de hidrógeno **contribuye a la integración sectorial**, mejorando la sostenibilidad de sectores como a) el eléctrico, donde el papel del “Power-to-Power” reducirá el consumo de combustibles fósiles en favor de las energías renovables, aumentando su gestionabilidad; b) el gasista, mediante el papel del “Power-to-Gas” (ver Figura 10) y la producción de biometano así como su inyección en la red de gas natural para su uso en transporte; c) el transporte, mediante el uso directo de hidrógeno y/o biometano como combustibles alternativos verdes; y d) el industrial, a través del denominado “almacenamiento verde”.

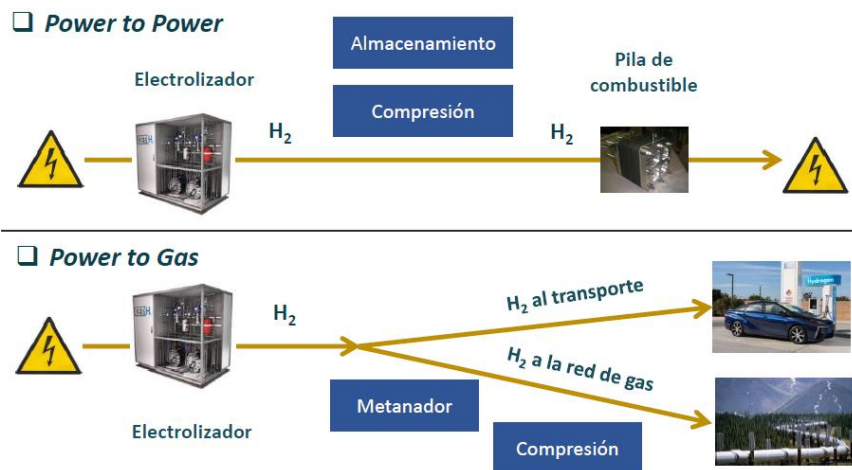


Figura 10. Esquemas Power-to-Power y Power-to-Gas y papel del H<sub>2</sub>. Fuente: PTE-HPC (2018).

- La producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables ayudará a reducir la dependencia energética respecto a los combustibles fósiles.
- El hidrógeno se puede producir mediante una amplia variedad de fuentes y usando muy diversos procesos de alta madurez tecnológica
- Es el único combustible limpio en el punto de aplicación de la energía, cuya combustión sólo genera agua
- El uso del hidrógeno 100% renovable contribuye a reducir las emisiones contaminantes locales y los gases de efecto invernadero durante todo el ciclo de producción y uso
- El hidrógeno se puede almacenar el tiempo que se estime oportuno, confiriéndole una gestionabilidad que a día de hoy el sistema eléctrico no tiene, al tiempo que contribuye a su descarbonización.
- En el sector transporte, el hidrógeno es uno de los pocos portadores de energía que pueden ofrecer emisiones casi nulas cuando se usa en vehículos con pila de combustible en combinación con electricidad (FCEV) y, en base a ello, está considerado dentro de la estrategia global de descarbonización del sector.

- El **hidrógeno renovable** se posiciona también como una de las alternativas **para** contribuir a la **descarbonización del sector doméstico y terciario**<sup>33</sup>, gracias a su capacidad de proporcionar un suministro energético flexible, adaptado y continuo.
- Una ventaja considerable que supondrá esta opción tecnológica es la **creación de empleos** en un sector altamente tecnológico y avanzado, con ramificaciones sobre otros sectores relevantes como el transporte, la industria o el residencial.

## 1.5. Potencialidades del hidrógeno renovable para la Transición Energética

A nivel global, el Hydrogen Council<sup>34</sup>, sostiene que de cara a 2050 el 18% de la demanda energética final será suministrada por el hidrógeno, así como que se reducirá en 6 Giga-Toneladas la emisión anual de CO<sub>2</sub> gracias al uso del hidrógeno, generándose un mercado anual de 2.5 trillones de \$, así como la creación de 30 millones de empleos

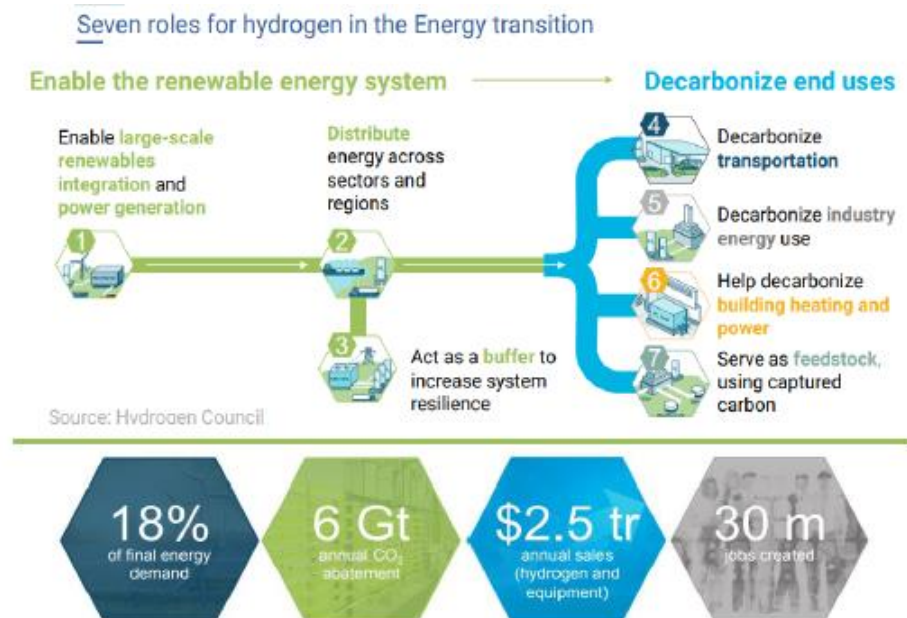


Figura 11. Resumen esquemático de potencialidades globales del hidrógeno renovable en la transición energética (fuente Hydrogen Council)

A nivel español, según el PNIEC:

- El hidrógeno de producción 100% renovable se perfila como una **opción clave para descarbonizar** los sectores del **transporte** (especialmente el pesado), de la **industria** y de la **edificación**

<sup>33</sup> Con arreglo a los últimos datos publicados por EUROSTAT, en el año 2018 en España en torno al 30% de la energía consumida fue destinada al abastecimiento energético de hogares y del sector terciario. Las fuentes energéticas para abastecer dicha demanda son mayoritariamente el gas natural y la electricidad. Dentro del uso en aplicaciones estacionarias, se incluyen los sistemas de cogeneración y microcogeneración para el sector residencial e industria

<sup>34</sup> El Hydrogen Council está formado por 39 empresas multinacionales con el objetivo de liderar la transición energética hacia el hidrógeno (<http://hydrogencouncil.com/>)



- **El almacenamiento químico en forma de hidrógeno**, bien empleando electrólisis y consumo en pilas de combustible, o bien inyectándolo a la red **contribuirá a la flexibilidad y optimización del sistema energético** mediante la implementación de tecnologías que aporten flexibilidad al sistema eléctrico, esencial para alcanzar un alto grado de penetración en el sistema de generación renovable no gestionable.
- Las tecnologías de generación de hidrógeno por electrolisis **permitirán aprovechar los vertidos de un sistema eléctrico con una alta penetración de renovables** para su conversión en hidrógeno, ya que existe la posibilidad de almacenamiento de este combustible, así como su mezclado con gas natural en la red de transporte, lo que implica un aprovechamiento del potencial de acoplamiento de los sectores de gas y electricidad para una gestión de la demanda conjunta de ambos sectores.
- Por otro lado aprovechar la energía eléctrica excedentaria de origen renovable en los momentos de baja demanda para producir hidrógeno podría:
  - ser utilizado en los vehículos eléctricos con pila de combustible sin generar emisiones locales. Es posible su uso en transporte pesado por carretera o en buques, etc.
  - Usarse de inmediato en la industria (sin necesidad de almacenarlo) como sustitución de otros combustibles fósiles.

En resumen, **según la Hoja de Ruta (española) del Hidrógeno** incluida en el Marco estratégico de Energía y Clima [18], “El hidrógeno renovable está llamado a ser un valioso vector energético para usos finales donde sea la solución más eficiente en el proceso de su descarbonización, como la industria intensiva en hidrógeno y procesos de alta temperatura, transporte pesado de larga distancia, transporte marítimo, transporte ferroviario o aviación. Además, la cualidad de vector energético le otorga un gran potencial como instrumento para el almacenamiento energético y la integración sectorial”.

## 1.6. Tipos de apoyo que solicitan los sectores de HPC

Los sectores asociados a la producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno renovable han visto recientemente atendidas en buena medida sus solicitudes de apoyo con medidas políticas y fondos para impulsar su desarrollo, recogidas en la Hoja de Ruta del Hidrógeno [18] y en las recientes medidas para acelerar la recuperación (con fondos europeos) tras la crisis de COVID 19.

Las solicitudes que expresaba el sector con anterioridad a nuevo marco de impulso ligado a la recuperación (Mdl), incluían:

- **Apoyo económico y técnico a la industria fabricante de bienes de equipo y manufacturera** en áreas de I+D+i de cara a la optimización no solo de materiales, sino también de técnicas de fabricación que permitan abaratar costes.
- **Apoyo regional y nacional** a este tipo de tecnologías para facilitar la comercialización de sus aplicaciones.
- **Establecer planes nacionales con objetivos ambiciosos**, con horizonte temporal e hitos intermedios.
- **Emplear la compra pública innovadora para abrir mercados**. Aprender de países punteros.



- **Inclusión en Plan Estratégico Nacional** para el desarrollo de infraestructuras de repostaje de hidrógeno con un horizonte temporal e hitos intermedios, facilitando la introducción del mercado de los vehículos pesados y ligeros de pila de combustible.
- **Creación de consorcios públicos privados (PPP)** como en otros países: Alemania (H2 Mobility Deutschland), Reino Unido (UK H2 Mobility), EEUU (H2USA), California, Escandinavia, etc.
- **Crear un grupo de trabajo interministerial** (Energía, Industria y Medioambiente fundamentalmente) para regular las infraestructuras relacionadas con el hidrógeno y pilas de combustible a nivel nacional.
- **Analizar y aprender de los desarrollos de países europeos** como Alemania, Francia, Reino Unido y países nórdicos.
- **Analizar las medidas de apoyo de países líderes** como EEUU, Alemania, Japón.
- **Aplicar medidas de apoyo a los nuevos mercados**, particularmente para que haya hidrogeneras donde repostar, así como el apoyo al H<sub>2</sub> como complemento de las renovables.
- Un análisis estimado del **proceso de penetración** de la tecnología en el mercado incluyendo la evaluación de los riesgos del potencial de fallo del proceso innovador por motivos sociales o medioambientales.

La PTE-HPC ha listado claramente los aspectos de tipo no financiero, legales y/o regulatorios que identifican como necesarios para el despliegue de las tecnologías de hidrógeno en su conjunto, tanto en lo que respecta a producción, infraestructuras, almacenamiento y usos. Dichos aspectos son:

- Desarrollo de normativa específica para certificación y homologación en el uso de hidrógeno e instalaciones.
- Voluntad/apoyo político hacia el desarrollo de la tecnología.
- Fomento del uso y desarrollo de las energías renovables.
- Divulgación y fomento de la concienciación social sobre el uso de las tecnologías del hidrógeno
- Desarrollo de una hoja de ruta para el despliegue de las tecnologías del hidrógeno y de las pilas de combustible a nivel nacional.
- Plan de formación y cualificación específico.

Según la PTE-HPC, es necesario establecer un plan de movilidad a nivel nacional, con la colaboración de las regiones, donde se marquen los objetivos tanto en hidrogeneras, vehículos eléctricos de pila de combustible (trenes, camiones, coches y autobuses fundamentalmente), así como de toneladas de hidrógeno necesario para este sector. En este sentido, el Marco de Acción Nacional de Energías Alternativas en el Transporte sienta las bases, pero no contiene objetivos vinculantes ni medidas para explícitamente auspiciar el despegue del vehículo de hidrógeno en España.

## 2. POSICIONAMIENTO Y PERSPECTIVAS SOCIO ECONÓMICAS DEL SECTOR DE HIDRÓGENO Y PILAS DE COMBUSTIBLE

Siguiendo la metodología propuesta por ALINNE, se han analizado los 15 indicadores cuantitativos y los dos de carácter más estratégico.

En concreto, a día de hoy existe una masa crítica de empresas y personas interesadas en las tecnologías del hidrógeno y pilas de combustible tal y como queda patente en la Plataforma Tecnológica del Hidrógeno y las Pilas de Combustible (185 entidades miembros 250 participantes y más 600 interesados), la Asociación Española del Hidrógeno (17 empresas, 8 centros de investigación y 64 miembros individuales) y la Asociación Española de Pilas de Combustible (20 empresas y 50 miembros individuales). Adicionalmente, existen una cantidad importante de centros de investigación que tienen entre sus líneas principales el hidrogeno y las pilas de combustible (Centro Nacional del Hidrógeno, Fundación Hidrógeno Aragón, CSIC, CIEMAT, CIDAUT, TECNALIA, etc.), realizando una labor de investigación y de publicación de resultados y generación de patentes interesante. No obstante, este interés empresarial y la investigación, la publicación de resultados y la generación de patentes no se refleja en la creación de un tejido empresarial, pues a día de hoy se dispone de pocas empresas fabricantes de equipos y/o componentes relacionados con el sector del hidrogeno y las pilas de combustible (H2B2, CALVERA, HIDROGENA, AJUSA). En definitiva, existe interés por las tecnologías del hidrogeno y las pilas de combustible, pero este interés solo se refleja en la realización de proyectos de investigación y desarrollo a nivel regional, nacional y europeo, pero no así en el establecimiento de un tejido industrial que permita a España posicionarse como actor clave en el sector.

Adicionalmente, en los últimos años, se han ido conformando una serie de consorcios, polos, clúster, asociaciones, etc. que tratan de aglutinar intereses y robustecer el tejido, en muchos casos, incipientes, pero que sin duda configurarán el futuro tejido de este incipiente sector que puede tener la oportunidad de que sea el foco de la transición y de la recuperación, buscando las fortalezas que despliega el fenómeno del asociacionismo.

## 2.1. Economía, Empleo y Costes

### 2.1.1. Contribución al PIB español

Utilizando el “Estudio del impacto macroeconómico de las energías renovables en España” (APPA, 2012), la PTE-HPC presenta una prospectiva de enorme crecimiento del sector del hidrógeno y las pilas de combustible, pasando de un volumen de negocio del hidrógeno en España en 2017 de **594 M€**, a una previsión de crecimiento hasta los **22.000 M€ en 2030** <sup>35</sup>.

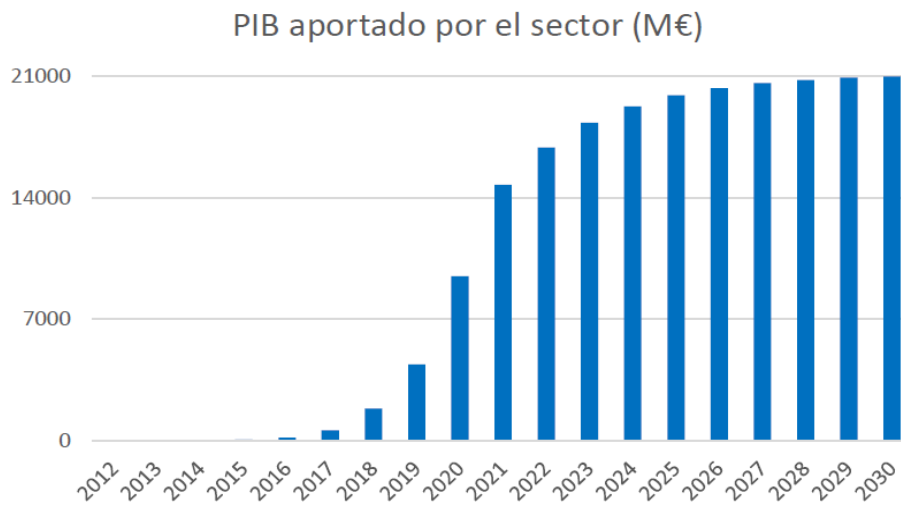


Figura 12. Contribución del hidrógeno y las pilas de combustible al PIB español (con proyección a 2030). Fuente: APPA (2012).

La PTE-HPC ha indicado que el sector del hidrógeno ha tenido una repercusión reducida en los últimos años pero que está despegando, tanto a nivel internacional como a escala nacional.

Estas previsiones de 2018 parecen viables a fecha de esta actualización (2021) dado que la previsión estatal de dedicación de fondos de recuperación al despliegue de tecnologías de hidrógeno ya se ha fijado en unos 8.900 M€ hasta 2030 (fondos que deben movilizar hasta el doble las inversiones totales del sector).

### 2.1.2. Generación de Empleo

De acuerdo a las proyecciones defendidas por la PTE-HPC en el ejercicio APDTE 2018 la evolución del empleo en el sector del hidrógeno en España pasaría de unos 850 trabajadores actualmente, al entorno de 227.000 empleos (**entre directos e indirectos**), en 2030

<sup>35</sup> La hipótesis/método de cálculo que se ha considerado es basarse en el Ratio de PIB/empleo en sector renovables español, en €/nº de empleos). Se han tomado como datos de partida los que se indican a continuación, extraídos del Informe “Estudio del Impacto Macroeconómico de las EERR en España” (APPA. 2012), por entender que las energías renovables y el sector del hidrógeno y de las pilas de combustible son tecnologías afines: Empleo: 113.899; Contribución al PIB del sector EERR = 10.564 M.€; Ratio PIB/empleo = 92748 €/empleo

### Empleos generados

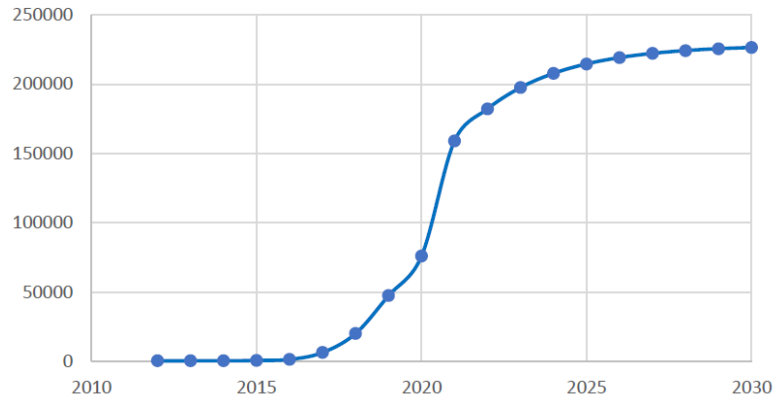


Figura 13. Contribución del hidrógeno y las pilas de combustible a la creación de empleo (directos e indirectos, proyección a 2030). Fuente: APPA (2012); PTE-HPC (2018).

### 2.1.3. Costes de Generación

Dado que el hidrógeno es un vector energético, los costes de generación se refieren aquí a los costes de producción de hidrógeno.

Como se ha mencionado en la sección 1, existen enormes variaciones regionales en los costes de producción de hidrógeno renovable y su economía futura depende de factores que seguirán variando regionalmente, en relación a los precios la electricidad y el desarrollo de la tecnología de producción y de almacenamiento de hidrógeno verde que se comercialice. A nivel global, el coste actual del hidrógeno renovable es de 2,5-5,5 €/kg.

Para España, la estimación de la PTE-HPC es que el coste ponderado de la producción de hidrógeno renovable se reduzca hasta **4 €/kg H<sub>2</sub> en el horizonte 2030**.

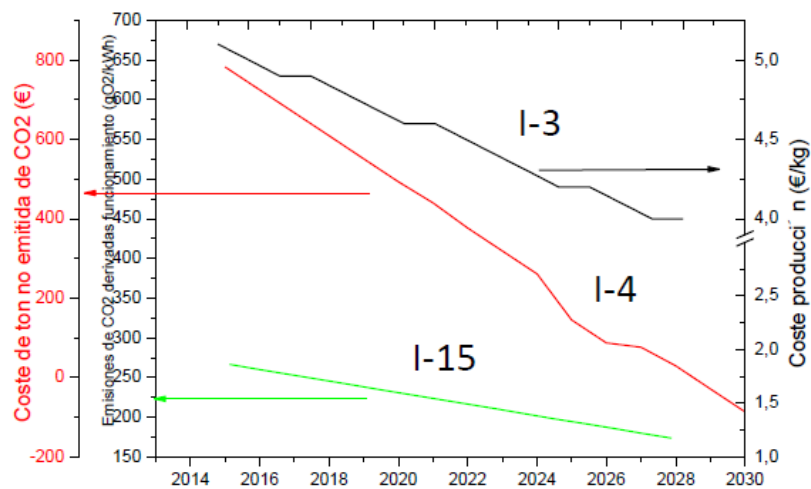


Figura 14. Evolución del coste de producción del hidrógeno y las pilas de combustible (I-3) (con proyección a 2030). Fuente: APPA (2012).

En este sentido, la discusión sobre los costes del hidrógeno debería actualizarse con regularidad dado el rápido avance tecnológico y el aumento de competitividad en diversos mercados a nivel mundial. Por ejemplo, en un reciente estudio del que se hacía eco Euractiv se indicaba que la entrada masiva de renovables podría abaratar el precio del hidrógeno hasta el entorno de 1€/kgH<sub>2</sub> en 2040 (Euractiv, 2018).

#### 2.1.4. Emisiones de CO<sub>2</sub>

Si bien la PTE-HPC no ha discutido al respecto de las emisiones de CO<sub>2</sub> en profundidad<sup>36</sup>, se detalla a continuación la expectativa sectorial de evolución de emisiones, dado que, a fecha actual, el hidrógeno producido no es 100% renovable.

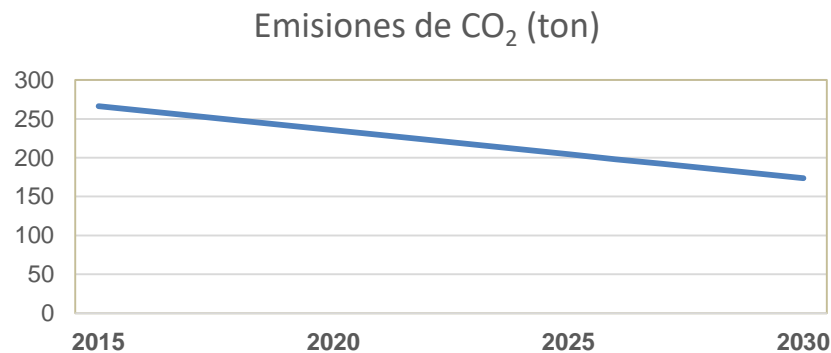


Figura 15. Emisiones de CO<sub>2</sub> del sector del hidrógeno y las pilas de combustible en España (proyección a 2030). Fuente: APPA (2012).

## 2.2. Capacidad en ciencia, tecnología e innovación

España dispone de unas infraestructuras de I+D importantes, entre las que destacan: CNH2, FHA, CIEMAT, CSIC, TECNALIA, IMDEA, etc..

<sup>36</sup> Al respecto de dicho cálculo de emisiones, la PTE-HPC refiere en su reporte a los indicadores 3 y 4 del APDTE 2018-19. Para la contabilidad de emisiones, se considera un informe de NREL (NREL, 2013).



## 2.2.1. Capacidades e infraestructuras de I+D+i

Hay capacidades muy fuertes en I+D+i, relacionada con tecnologías de Hidrógeno y pilas de combustible y el tejido productivo va en aumento, aunque su despegue sigue siendo una asignatura pendiente, habiéndose dado avances significativos en los últimos 2-3 años. Tal es el caso de Indho, empresa de Castilla-La Mancha que está promoviendo una planta de producción de hidrógeno y afronta problemas burocráticos debido a las barreras regulatorias antes indicadas. También de H2B2, fabricante de bienes de equipo (electrolizadores), es uno de los grandes competidores a nivel mundial en escala de MW y multi-MW, tecnología predominantemente europea que se pretende proteger frente a Asia y EEUU. También, es indicativo del avance la apuesta de grandes empresas del sector del gas: Enagás y Redexis las cuales han establecido una empresa cuyo objetivo es explotar y operar plantas de producción de hidrógeno.

A pesar de que a fecha de hoy (2019) el hidrógeno aún no ha despegado claramente en España, se refieren a continuación algunos proyectos relevantes en diversas áreas donde el hidrógeno es el núcleo principal. Cabe destacar que todos ellos tienen una componente experimental y que son referidos en el Marco de Acción Nacional de Energías Alternativas para el Transporte (Gobierno de España, 2014), en cumplimiento de la Directiva 2014/94/UE (EC, 2014):

- **ELYGRID** (2011-2014) y **ELYINTEGRATION** (2015-2018): Consistentes en implementar un sistema tradicional de electrolisis alcalina para sistemas de gestión de energía eléctrica en redes con alta penetración de renovables. **Financiados por FCH-JU**<sup>37</sup> ().
- **ELY4OFF** (2016-2019): Mejora de un sistema de electrolisis para la gestión de la energía eléctrica en redes con alta penetración de energías renovables. **Financiado por FCH-JU**.
- **RENOVAGAS** “Generación de Gas Natural Renovable”: Proyecto basado en la tecnología Power-to-Gas para desarrollar una planta de producción de gas natural sintético a partir de biogás, mediante metanación de hidrógeno obtenido a partir de fuentes renovables. Está **liderado por Enagás** y cuenta con la participación del Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2), Abengoa Hidrógeno, Gas Natural Fenosa, FCC Aqualia, la Fundación Tecnalia Research & Innovation y el Instituto de Catálisis y Petroleoquímica del CSIC (ICP-CSIS).
- **SOTAVENTO**: Desarrollo de un sistema de producción de hidrógeno a partir de energía eólica en Galicia.
- **ITHER**: Proyecto para la implantación de una infraestructura de producción de hidrógeno a partir de energía renovables procedente de un parque eólico y una planta solar fotovoltaica, para su almacenamiento y aprovechamiento en pilas de combustible. En 2010 fue premiado por la Agencia Internacional de la Energía.
- **HYUNDER** (2012-2014): Proyecto para estudiar la viabilidad y modelos de negocio asociados al uso de hidrógeno almacenado masivamente bajo tierra para equilibrar la red cuando se añaden grandes cantidades de generación renovable al mix eléctrico. **Financiado por FCH-JU**.

<sup>37</sup> ver [www.elygrid.com](http://www.elygrid.com) y <http://elyintegration.eu/>

- **ZEROHYTECHPARK:** Proyecto que persigue la consecución de parques tecnológicos sostenibles con emisiones prácticamente nulas mediante el empleo de generación de hidrógeno de origen renovable para su uso en movilidad sostenible y aplicando medidas de eficiencia energética en las diferentes infraestructuras de dichos parques. **Financiado por programa LIFE** de la UE.

Además, España cuenta con una Instalación singular de referencia en el hidrógeno adscrita a la Administración del Estado: el Centro Nacional de Experimentación en Tecnologías de Hidrógeno y Pilas de Combustible (CNH2). Además, algunas Comunidades Autónomas presentan iniciativas regionales al respecto, tales como:

- En el marco del **Programa de Impulso de las Industrias de la Movilidad Sostenible (PIMS)** de la Estrategia industrial catalana 2014-2020, se ha realizado un estudio de viabilidad sobre la utilización del hidrógeno en el transporte.
- La **Fundación Hidrógeno Aragón (FHA)**, localizada en el Parque Tecnológico de Walqa (Huesca), centra su oferta tecnológica en diversos ámbitos del hidrógeno como son la generación y acondicionamiento, la integración de pilas de combustible, desarrollos de seguridad y legislación del hidrógeno, viabilidad de instalaciones híbridas, el diseño de bancos de ensayos, movilidad sostenible, eficiencia energética, formación, gestión de proyectos y asesoramiento empresarial. En la actualidad participan en 20 proyectos nacionales e internacionales: **EVERYWH2ERE, INTELISAI, BIG HIT, DEMO4GRID, VERTEGAS, ELYPLUS, SOFT-CDC 4.0, INSTUNH2, QUALYGRIDS, VUELTAH, 15NRM03 HYDROGEN, H2PIYR, METROHYVE, SUSTAINHUTS, HYLAW, HYTECHCYCLING, ELY4OFF, ELYNTEGRATION, ELYGRID, FLUMABACK**. En la siguiente web se puede ver una descripción de cada proyecto: <http://hidrogenoaragon.org/es/proyectos/>
- El **Instituto Tecnológico de Canarias (ITC)** ha desarrollado un proyecto de demostración denominado **HYDROHIBRID** que supone la utilización del hidrógeno como vector energético para el uso de la energía fotovoltaica y eólica en la movilidad.
- En **Murcia**, existe un proyecto de desarrollo de una línea tecnológica de integración de tecnologías de alimentación eléctrica y de hidrógeno a partir de energía de origen fotovoltaico y tecnologías de gestión inteligente de la recarga **cofinanciado por el Programa FEDER**.

### 2.2.2. Financiación obtenida por la tecnología y nuevas líneas de financiación

Según la PTE-HPC en España no existe (hasta 2020) financiación específica para el hidrógeno, sino que éste está incluido, generalmente, en la parte de energía y medio ambiente. Entre 2010 y 2017 el MICINN ha financiado 8 proyectos por más de 18M€, a lo que hay que sumar la financiación del CDTI, de algo más de 12M€ para 15 proyectos, todo ello a nivel nacional. No obstante, no se han contabilizado las ayudas regionales dedicadas a estas tecnologías.

A nivel europeo, la FCH-JU aglutina los fondos del programa H2020 destinados a las tecnologías del hidrogeno y pilas de combustible, de forma que se puede conocer perfectamente los fondos destinados a estas tecnologías. La FCH-JU es un partenariado público-privado donde la Comisión Europea y las Industrias aportan fondos siendo estos posteriormente utilizados para el desarrollo de proyectos relacionados con las tecnologías del hidrogeno y pilas de combustible.

Los principales datos relacionados con la participación y fondos captados por entidades españolas en la **FCH2-JU** son los siguientes (Fuente: PTE-HPC, 2018 refiriendo datos del CDTI):

- 22 proyectos con participación española, de un total de 71 proyectos.
- 24 entidades españolas.
- 88.7 M€ de presupuesto total.
- 10% del presupuesto total de la FCH-JU en H2020 (910 M€ financiados por la FCH-JU).

#### **Instrumentos de financiación y apoyo existentes:**

Debido a que las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible no están asentadas aún en un modelo de negocio sostenible y rentable económicamente, y a la necesidad de asentarlas en base a la investigación y desarrollo tecnológico, son varios los instrumentos de financiación pública para la I+D+i a nivel europeo, nacional y regional a los que se puede aplicar para impulsar diferentes acciones en solitario o junto con otras entidades. Algunos de los ejemplos más relevantes se describen a continuación:

#### **Ámbito europeo:**

- **Horizon 2020** es el mayor programa europeo de financiación de proyectos de investigación e innovación, contando con 80.000 M€ para el periodo 2014-20.
- **Horizon Europe**<sup>38</sup>, “Es el programa de inversión en investigación e innovación de la UE para el periodo 2021-2027, continuando por la senda exitosa marcada por el anterior programa Horizon 2020 y tratando de aprovechar la experiencia adquirida durante su despliegue. Este programa contará con un presupuesto de 75.900 M€ para el periodo 2021-2027, de los cuales un 35% estarán destinados a abordar los desafíos del cambio climático, apoyando políticas para la transición a una economía baja en carbono y la protección del medio ambiente”.

<sup>38</sup> [https://ec.europa.eu/info/horizon-europe-next-research-and-innovation-framework-programme\\_en](https://ec.europa.eu/info/horizon-europe-next-research-and-innovation-framework-programme_en)

- **Clean Hydrogen Alliance**<sup>39</sup> En esta Alianza, creada por la Comisión Europea, “se canalizarán/coordinarán los instrumentos de financiación para el desarrollo de las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible. Dentro de Horizon Europe, y bajo el paraguas de la Clean Hydrogen Alliance se estructura la tercera edición de la iniciativa pública privada Joint Undertaking denominada para este periodo 2021 -2027, Clean Hydrogen for Europe, que como continuación de la Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, se estima que esté dotada con **2.600 M€** y estructurada en tres pilares básicos:” 1) **Pilar de producción.** Producción de hidrógeno mediante electrólisis, su integración con energías renovables y la descarbonización de la industria; 2) **Pilar de distribución.** Distribución y almacenamiento de hidrógeno a gran escala, así como el desarrollo de la infraestructura de hidrógeno; 3) **Pilar de aplicaciones.** Usos del hidrógeno en movilidad, calor, potencia e industria.
- **InnovFin Energy Demonstration Projects**<sup>40</sup>
- **Connecting Europe Facility (CEF)**<sup>41</sup> “Se trata de un mecanismo de financiación de proyectos de infraestructura en los sectores de la energía, el transporte y los servicios digitales. La asignación presupuestaria prevista para el CEF en el horizonte 2021-2027 es de 28.396 M€, de los que se espera que un 60% vayan destinados a alcanzar los objetivos climáticos, distribuidos entre los tres sectores, 21.384 M€ en el sector del transporte, 5.180 M€ en el sector de la energía y 1.832 M€ en el sector digital”.
- **InvestEU**<sup>42</sup> “Se trata de un nuevo instrumento de la UE que ofrece garantías con el objetivo de movilizar financiación pública y privada para inversiones estratégicas en el marco de las políticas europeas. Cubrirá el período 2021-2027 y reunirá bajo un mismo paraguas varios instrumentos financieros de la UE actualmente disponibles”
- **Fondo de Transición Justa** “Este mecanismo está destinado a apoyar la transición de las regiones más afectadas por la necesidad de abandonar un modelo económico basado en combustibles fósiles, por tanto, se dirige a las regiones que son más intensivas en carbono o más dependientes de los combustibles fósiles. El Fondo de Transición Justa estará dotado con 7.500 M€ procedentes del objetivo de crecimiento y empleo y 10.000 M€ adicionales procedentes del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia”.
- **Next Generation EU**<sup>43</sup> “El recientemente anunciado Next Generation EU es un nuevo instrumento de recuperación dotado con 750.000 M€, de los que 390.000 M€ se articularán mediante ayudas directas y 360.000 M€ mediante préstamos, que impulsará el presupuesto de la UE con nueva financiación obtenida de los mercados financieros para 2021-2024 para garantizar una respuesta eficaz a la crisis del COVID-19”.

<sup>39</sup> <https://hydrogeneurope.eu/clean-hydrogen-europe>

<sup>40</sup> <https://www.eib.org/en/products/blending/innovfin/products/energy-demo-projects.htm>

<sup>41</sup> <https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility>

<sup>42</sup> [https://europa.eu/investeu/home\\_es](https://europa.eu/investeu/home_es)

<sup>43</sup> [https://europa.eu/investeu/home\\_es](https://europa.eu/investeu/home_es)

“Los fondos del Next Generation EU serán susceptibles de financiar proyectos de hidrógeno renovable, ya que entre sus objetivos se citan el apoyo a la transición ecológica hacia una economía climáticamente neutra y la inversión en cadenas de valor clave. Estos fondos se desplegarán a través del refuerzo y aumento de la financiación de mecanismos existentes, como InvestEU o el Fondo de Transición Justa, o a través de nuevos mecanismos, en particular el Fondo de Recuperación y Resiliencia, que proveerá préstamos y transferencias a los Estados miembros para financiar proyectos de inversión con los que, por un lado, mitigar el impacto económico y social de la crisis generada por la COVID 19, y, por otro, apoyar una transformación verde y digital del modelo de crecimiento”

Además de los mencionados, otros programas europeos han servido de apoyo a la I+D+i en Hidrógeno, por ejemplo:

- **Programa europeo LIFE<sup>44</sup>.**
- Programa de inversiones EU “**Connecting Europe Facility**”<sup>45</sup>.
- **Interreg-SUDOE, Interreg Atlantic Area o Interreg POCTEFA.**

#### Ámbito nacional:

**Recientemente**, la hoja de Ruta del Hidrógeno, [18], resalta los Instrumentos financieros destinados al apoyo de iniciativas y proyectos con alto contenido en I+D para encarar los desafíos de las áreas estratégicas y los sectores productivos críticos de la economía española **alineados con la Estrategia Española de Ciencia, Tecnología e Innovación 2021-2027** y el Plan de Choque para la Ciencia y la Innovación. Dentro de los instrumentos financieros nacionales con potencial para financiar proyectos de hidrógeno renovable se destacan los siguientes:

- **Proyectos CIEN<sup>46</sup>** “Se trata de un mecanismo de financiación del Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI), en forma de ayuda parcialmente reembolsable, dirigido a grandes proyectos de investigación industrial y de desarrollo experimental, sin restricción en cuanto al sector o la tecnología a desarrollar. Este mecanismo funciona en forma de convocatoria continua, por lo que los proyectos pueden presentarse durante todo el año.

<sup>44</sup> <http://ec.europa.eu/environment/life/>

<sup>45</sup> <https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility>

<sup>46</sup> <https://www.cdti.es/index.asp?MP=100&MS=803&MN=2>



- **Misiones Ciencia e Innovación<sup>47</sup>.**”Se trata de un programa del CDTI que busca apoyar, a través de subvenciones, grandes iniciativas estratégicas, intensivas en I+D, realizadas por una agrupación de empresas y con participación relevante organismos de investigación que tengan como objetivo contribuir al desarrollo de 5 misiones identificadas por su gran relevancia en los retos futuros de España. De estas misiones, se han identificado **3 con potencial para financiar proyectos de hidrógeno renovable**: i) Energía, segura, eficiente y limpia para el siglo XXI; ii) Movilidad sostenible e inteligente; iii) Impulsar a la industria española en la revolución industrial del siglo XXI.

Además de estas líneas de financiación desde el sector público la I+D+i en tecnologías de hidrógeno han podido optar a otros apoyos, tales como:

- **MINECO** gestiona ayudas como RETOS de la sociedad, RETOS colaboración, Retos investigación, Agrupaciones Empresariales Innovadoras, Proyectos I+D, Redes de Excelencia o Torres Quevedo y Doctorados Industriales.
- **CDTI** gestiona los siguientes programas de ayuda: FEDER Interconecta, Innoglobal, CDTI-Eurostars, CDTI-EraNets, Neotec, CIEN, Proyectos de I+D, Proyectos FEMP, Invierte, Línea Innovación CDTI, Línea Innovación global.
- **IDAE** a través de programas de ayudas a través de diversas convocatorias no específicas pero que en algunas incluye el hidrogeno como inversión elegible.
- Ayudas para el fomento de la cultura científica, tecnológica y de la innovación (**FECYT**) - FECYT<sup>48</sup>.
- Redes Temáticas. Temas Estratégicos (CYTED).
- Desarrollo de Programas de Doctorado.
- **CLIMA** (MAPAMA).
- Apoyo a Centros de Excelencia “Severo Ochoa” y a Unidades de Excelencia “María de Maeztu”, 2017.
- Doctorados Industriales (Comunidad de Madrid).
- Ayudas Fundación Domingo Martínez (Materiales y Biomedicina y Salud).
- Proyectos “Explora ciencia” y “explora tecnología”.
- Ayudas para contratos de **Personal Técnico de Apoyo** (PTA), (MICINN). Más extenso, se enmarca en su conjunto en el Subprograma Estatal de Formación y en el Subprograma Estatal de Incorporación, del Programa Estatal de Promoción del Talento y su Empleabilidad, en el marco del Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación 2013-2016 –Ayudas Ramón y Cajal, Ayudas Juan de la Cierva-Formación, Ayudas Juan de la Cierva-Incorporación y Ayudas para personal técnico de apoyo.

<sup>47</sup> <https://www.cdti.es/index.asp?MP=100&MS=902&MN=2&TR=C&IDR=2902> La última convocatoria contó con una dotación de 70 M€

<sup>48</sup> <https://www.fecyt.es/es/convocatorias>

Las herramientas de **financiación privada** para la I+D+i en el sector de las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible son muy reducidas y, por poner un ejemplo de convocatoria en las que éstas podrían encajar, se tienen las Ayudas a la Investigación, Fundación Domingo Martínez.

En cuanto a las herramientas de **financiación público-privada**, destaca la Iniciativa Tecnológica Conjunta de Hidrógeno y Pilas de Combustible (JTU FCH), la cual fue un elemento fundamental del Séptimo Programa Marco. La FCH-JU es la alianza público- (Comisión Europea) privada (empresas y centros de investigación representados en Hydrogen Europe y Hydrogen Europe Research respectivamente) que gestiona la investigación, el desarrollo tecnológico y la demostración en las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible en Europa con el objetivo de acelerar la introducción en el mercado de estas tecnologías. En la fase 2014-2020 hay un presupuesto destinado total de 1.330 M€, proporcionados de forma paralela entre la UE (Comisión Europea), la industria y la investigación<sup>49</sup>.

### 2.2.3. Patentes españolas

Hay un importante número de patentes anuales relacionadas con hidrógeno y pilas de combustible. Las empresas que han registrado mayor número son los fabricantes de vehículos. España, en el período 2005-2014 registró 46 sobre tecnología de hidrógeno y 17 sobre pilas de combustible. En 2015 el total de patentes españolas fue de 9.

## 2.3. Posicionamiento Tecnológico

### Posicionamiento nacional en Producción de hidrógeno

- Posición de fortaleza en los procesos de producción por gasificación de carbón combinada con biomasa (posibilidad de asociar con captura de CO<sub>2</sub>)
- Posición de fortaleza para la producción electrolítica por electricidad de origen renovable, en particular eólico y solar. Electrolizadores como cargas para regulación de la red. Posibilidad de convertir electricidad eólica excedentaria en hidrógeno y uso de este hidrógeno para diferentes aplicaciones como por ejemplo movilidad.
- Existen empresas a nivel nacional que fabrican electrolizadores poliméricos y alcalinos desde pocos kW hasta varios MW.

### Posicionamiento en Almacenamiento y distribución de hidrógeno:

- Existen empresas que tienen como núcleo de su negocio la fabricación y venta de sistemas de almacenamiento a presión.
- Existencia de 5 puntos de repostaje activos (Huesca, Zaragoza, Sevilla, Puertollano y Albacete). No obstante, todos estos puntos de repostaje son experimentales, a 350 bar, por lo que necesitan legalizarse para ser comerciales y repotenciarlos a 700 bar que es el estándar para esta aplicación.

<sup>49</sup> <http://www.fch.europa.eu/page/call-2018>.

- Interés de las filiales españolas de multinacionales gasísticas en el desarrollo de La tecnología (ej. carretillas elevadoras de Air Liquide, flotas cautivas de taxis con Toyota e Hyundai, etc.).

**Posicionamiento en Usos del hidrógeno:**

- Existen empresas españolas con productos propios de tecnología de pilas de combustible.
- Existe gran potencial para utilizar la tecnología Power to Gas, al disponer de elevada capacidad generadora de energías renovables y una red importante de gas natural, permitiendo esta tecnología conectar estas dos infraestructuras.

**Posicionamiento en Transporte e infraestructuras de hidrógeno:**

- Posición de fortaleza de la industria de componentes de automoción
- Múltiples empresas con capacidad para la construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura de transporte, distribución y suministro de hidrógeno. Oportunidad por Directiva Europea de Combustibles Alternativos.

**2.3.1. Madurez Tecnológica**

El TRL de las tecnologías del hidrógeno y pilas de combustible depende en gran medida del tipo de aplicación. En la Figura 16 se puede observar el TRL de cada una de las aplicaciones relacionadas con el sector transporte, encontrando desde aplicaciones que tienen TRL entre 5 y 6 hasta tecnologías que tienen TRL 9.

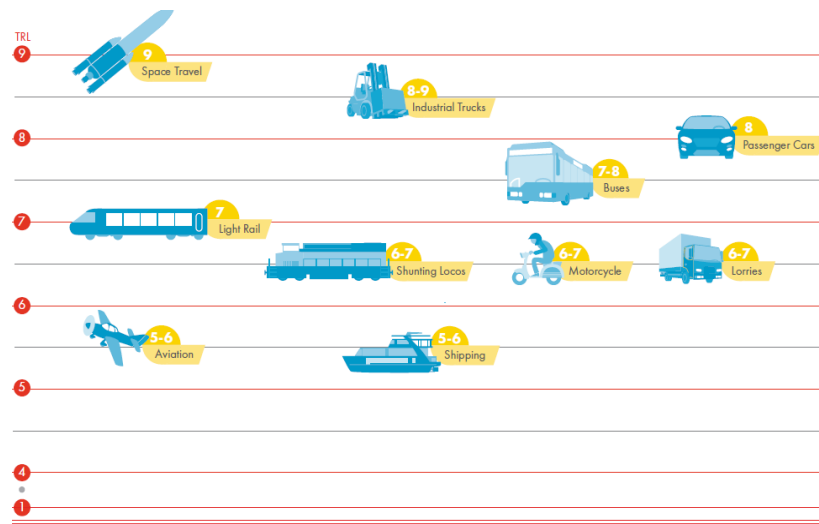


Figura 16. TRL de aplicaciones de movilidad de hidrógeno. Fuente: Shell (2017).

Por otro lado, en la iniciativa promovida por la FCH-JU relacionada con las regiones y ciudades, se han desarrollado diferentes estudios, donde entre otras cosas, se identifica el TRL de las diferentes aplicaciones estudiadas, recogiendo que están en el rango entre 4 y 9 (ver Figura 16).

TRL and commercial availability compared to alternative technologies<sup>1</sup>

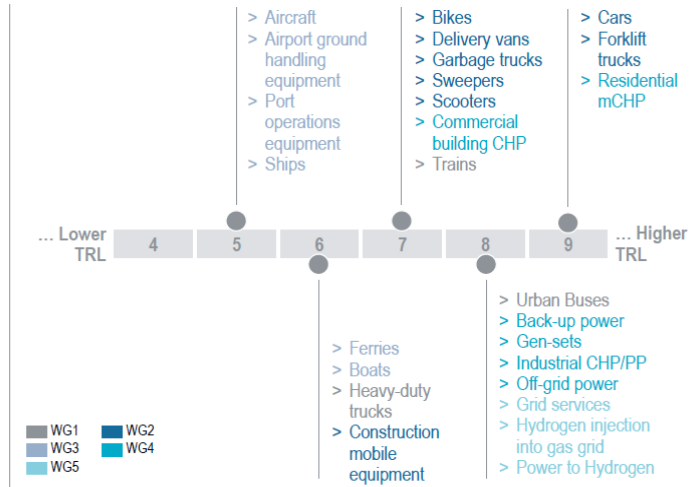
INDICATIVE

**Key question**

To what extent is the FCH application **technologically mature** and can be considered **commercially available** in Europe compared to competing technologies?

**Key metrics**

- > Technology Readiness Level (TRL)
- > Industrial capacities
- > Deployable volumes
- > ...



1) Results differ depending on location, time horizon, benchmark technology as well as specific use case under consideration

Figura 17. Rango de TRL de las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible. Fuente: Roland Berguer (2017).

A modo de resumen, el TRL a día de hoy depende en gran medida de la tecnología. No obstante, se puede considerar que el sector del hidrógeno y las pilas de combustible tiene un TRL comprendido entre 6 y 9 y para el año 2030 se espera que el nivel de TRL será 9 en todas las aplicaciones.

### 2.3.2. Posicionamiento de las empresas nacionales

España cuenta con 196 entidades con actividad de I+D+i en el sector, de las que el 45% son empresas y el 22% centros tecnológicos, sumando más de 850 personas. Se cuenta con capacidades nacionales en toda la cadena: I+D, fabricación-distribución de equipos o componentes y servicios especializados.

De acuerdo a los datos recopilados por la encuesta interna de capacidades realizada recientemente por la PTE-HPC, en la que se incluyen datos sobre los ingresos anuales de las entidades del sector, **las 3 primeras empresas españolas cubren el 75 % de la cuota del mercado español** de las tecnologías de hidrógeno. (La PTE-HTC menciona explícitamente a Enagás, Abengoa, Calvera, H2B2, Ariema y Clantech).

### 3. RETOS DE INNOVACIÓN Y DESARROLLO

Para garantizar una cadena de suministro de hidrógeno completa al servicio de la economía nacional (y europea), se requieren más esfuerzos de investigación e innovación.

**En primer lugar**, en el lado de la generación, esto implicará el escalado a electrolizadores de mayor tamaño, más eficientes y rentables en el rango de gigavatios que, junto con capacidades de fabricación en masa y nuevos materiales, suministran hidrógeno a grandes consumidores. También será necesario incentivar y desarrollar soluciones con un nivel más bajo de requisitos tecnológicos, como, por ejemplo, la producción de hidrógeno a partir de algas marinas, la división directa solar del agua o los procesos de pirólisis con carbono sólido como subproducto, prestando la debida atención a los requisitos de sostenibilidad.

**En segundo lugar**, se habrá de desarrollar y optimizar la infraestructura necesaria para almacenar y distribuir hidrógeno en grandes volúmenes y posiblemente transportarlo a largas distancias. El uso de la infraestructura de gas existente para el transporte de hidrógeno o combustibles a base de hidrógeno también requiere más actividades de I+D+I..

**En tercer lugar**, las aplicaciones de uso final a gran escala deben desarrollarse más, especialmente en la industria (por ejemplo, utilizando hidrógeno para reemplazar el carbón en la fabricación de acero o incrementando el hidrógeno renovable en la industria química y petroquímica) y en el transporte (por ejemplo, el transporte pesado por carretera, ferrocarril, transporte por agua y aviación). La investigación pre normativa, incluida la dimensión de seguridad, debe adaptarse para ayudar a los planes de despliegue y desarrollar normas mejoradas y armonizadas.

**Por último**, se necesita más investigación para apoyar la formulación de políticas en una serie de áreas transversales, en particular para facilitar normas (de seguridad) mejoradas y armonizadas y monitorizar y evaluar los impactos sociales y en el mercado laboral. También deben desarrollarse metodologías fiables para evaluar los impactos ambientales de las tecnologías de hidrógeno y sus cadenas de valor asociadas, incluidas sus emisiones de gases de efecto invernadero durante todo el ciclo de vida y la sostenibilidad. Es importante destacar que asegurar el suministro de materias primas críticas en paralelo a la reducción, sustitución, reutilización y reciclaje de materiales requiere una evaluación exhaustiva a la luz de su futuro despliegue creciente esperado, prestando la debida atención a garantizar la seguridad del suministro y altos niveles de sostenibilidad.

La **PTE-HPC** identifica varios aspectos como retos clave a la hora de favorecer el despegue del hidrógeno en España:

- El primer reto sería la **promoción de aquéllos nichos de negocio en los que el hidrógeno ya es una alternativa viable** para incentivar el desarrollo de una economía de escala que permita reducir el coste de los equipos involucrados en el ciclo del hidrógeno.



- Otro reto pasa por realizar cambios normativos para limitar el uso de los combustibles fósiles y fomentar el uso de tecnologías alternativas aumentando su cuota de mercado y unidades anuales fabricadas. En particular, los **cambios normativos y regulatorios** pasan por adaptar la normativa y legislación vigente para contemplar y permitir las nuevas tecnologías:
  - Producción de hidrógeno a **escala doméstica e industrial a partir de electrólisis**.
  - Prestación de servicios de red para los mecanismos de **ajuste de demanda y producción por parte de electrolizadores** (consumo) y **pilas de combustible** (demanda), así como la introducción de ayudas a la producción eléctrica por medio de pilas de combustible en el régimen especial de producción de electricidad.
  - Establecer las condiciones para poder **inyectar hidrógeno en los gasoductos** de gas natural, tras haber realizado un estudio de capacidad de la red.
  - Contemplar y **simplificar la instalación de pilas de combustible** (similar a calderas de gas) para la producción de calor y electricidad de elevada eficiencia (cogeneración).
  - **Estandarizar procesos de homologación de vehículos** propulsados por hidrógeno, así como un mayor apoyo mediante la aplicación de ayudas estatales en el ámbito de la infraestructura, para establecer hidrogeneras que permitan la introducción real de los vehículos de pila de combustible.

### 3.1. Iniciativas Tecnológicas Prioritarias (ITPs) identificadas en el área tecnológica

#### 3.1.1. ITP en Producción de Hidrógeno Renovable

La producción de hidrógeno renovable contempla la consideración de equipos, sistemas y plantas de generación. En dicho grupo se consideran únicamente los métodos de producción de hidrógeno así llamados renovables o limpios, debido a que las materias primas y los recursos empleados lo son. Se recogen por ello los procesos de producción de hidrógeno a partir de agua y de bio-derivados (biogás, biocombustibles, etc.), y que empleen electricidad o calor de carácter renovable. Se consideran los ámbitos tecnológicos con elevada madurez, que permitan la introducción de productos en el mercado con **horizonte temporal 2020**. **Se contemplan, por ello, fundamentalmente dos procesos:**

- Producción de hidrógeno a partir de **electrólisis de agua, con integración de electricidad renovable**.
- Producción de hidrógeno a partir de **reformado de bio-derivados**.

El hidrógeno tiene funcionalidad como materia prima en procesos industriales, como combustible y como vector energético a la hora de optimizar la gestión de la oferta y demanda de energía, en sus diferentes formas (electricidad, calor, combustible). Así, la apuesta por el hidrógeno renovable permite ayudar en la descarbonización de todos esos ámbitos: industria, transporte, ámbito energético en general. A su vez, la apuesta por la producción autóctona de una sustancia que puede utilizarse en todos esos ámbitos permite reducir la dependencia del exterior en cuanto a importación de combustibles fósiles (gas natural, petróleo). En conclusión, se persiguen **dos objetivos generales**:

- **Descarbonizar los sectores energéticos, industrial y del transporte.**
- Mejorar la balanza de pagos nacional, **reduciendo la importación de combustibles fósiles** (gas natural, petróleo).

Las **oportunidades detectadas para el desarrollo de la ITP sobre producción de hidrógeno en España** son, según identifica la PTE-HPC, las siguientes:

- Posibilidad de **exportar las capacidades** tecnológicas en hidrógeno y pilas de combustible de empresas españolas
- Posibilidad de **mayor implantación de las energías renovables** en España debido a la opción de almacenamiento de energía a gran escala en forma de hidrógeno
- **Desarrollo de electrolizadores de gran tamaño**, orientados a su empleo en parques eólicos. Potencial interés por parte de actores de sectores afines.
- **Desarrollo de electrolizadores de alta temperatura** para la integración con energía termosolar
- **Producción de hidrógeno como combustible a partir de energías renovables**, para aplicaciones estacionarias y **en el ámbito del transporte. Las regiones con alta insolación y/o recurso eólico**, importadoras actualmente de energía para el transporte como el resto de las comunidades autónomas en España, tienen la oportunidad de convertirse en productoras de su propio combustible (hidrógeno), a partir de fuentes locales y renovables, llegándose a convertir en exportadora de este combustible limpio y sostenible.
- **Gran potencial de desarrollo industrial y de generación de empleo.**
- Oportunidades de mercado en cuanto a la capacidad del hidrógeno de almacenar energía y **gestionar la red eléctrica**, garantizando la demanda, mediante la integración de energías renovables-electrolisis (Power-to-X).
- **Oportunidades de negocio** para empresas inversoras (de capital riesgo) de cara a aprovechar el conocimiento y las capacidades de desarrollo tecnológico existentes.
- **Concienciación social** hacia combustibles limpios
- **Momento estratégico** para el hidrógeno basado en el fomento de las energías renovables y la transición energética a nivel europeo (el hidrógeno es la única solución que permite el “coupling”: generación eléctrica, generación de calor y transporte).

- **Independencia energética** con el exterior: la economía del hidrógeno fomenta la utilización del hidrógeno como vector energético, producido preferiblemente a partir de energías renovables, para su uso energético (transporte, generación de electricidad y calor), disminuyendo la dependencia energética del exterior..

Se estima que en pocos años es posible la introducción en el mercado. Para ello, es necesario desarrollar la cadena de valor del producto. Se espera a su vez el desarrollo de diferentes proyectos de desarrollo y construcción de sistemas y plantas de producción de hidrógeno renovable. En 2025 será posible contar con una cadena de valor asentada, que ofrezca productos competitivos en el ámbito internacional, absorbiendo una cierta cuota de mercado. En el horizonte 2030 esta imagen se mantendrá, en el sentido de que es posible que la tecnología española cope una cuota interesante del mercado.

### 3.1.2. ITP en Infraestructura de suministro de hidrógeno

En esta sección se considera el despliegue de la infraestructura de abastecimiento y suministro de hidrógeno como combustible para el transporte. Esta infraestructura cubrirá por una parte las necesidades del público en general, mediante estaciones de servicio de hidrógeno en las que sea posible realizar el repostaje de combustible para los vehículos de hidrógeno. También se contempla la infraestructura necesaria para cubrir necesidades de flotas cautivas de vehículos, siendo un ejemplo potencial el de las flotas de autobuses urbanos. Se contempla a su vez la infraestructura necesaria en entornos de carácter más industrial, como pueden ser puertos, aeropuertos, polígonos industriales (p.ej. para cubrir necesidades de vehículos industriales). Se recogerían por tanto en esta ITP:

- **Estaciones de servicio de hidrógeno para la cobertura del público en general**, así como infraestructura necesaria para la **cobertura de flotas cautivas** y entornos industriales.
- **Las áreas de distribución del hidrógeno** desde su lugar de producción y su almacenamiento, compresión y dispensación *in situ* (emplazamiento del punto de suministro).

Considerando el hidrógeno como combustible, en este caso para su aplicación en el ámbito del transporte, es posible promover el empleo de combustibles alternativos al petróleo, ayudando a la descarbonización de este sector y reduciendo la dependencia exterior (importaciones).

En la actualidad, según la PTE-HPC, se está viviendo un **momento estratégico a nivel nacional en cuanto a promoción de combustibles alternativos para el transporte** y desarrollo de infraestructuras, entre los que se encuentra el hidrógeno. En este sentido, cabe destacar la reciente Estrategia de Impulso del vehículo con energías alternativas (VEA) en España (2014-2020) y el Marco de Acción Nacional de Energías Alternativas para el transporte (MAN) (Gobierno de España, 2014) derivado de la Directiva 2014/94/UE (EC, 2014) para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, contemplándose específicamente el hidrógeno en dichos documentos. Esta Directiva promueve el establecimiento de una red interconectada a nivel europeo, siendo este un requisito necesario para un correcto despliegue de vehículos de hidrógeno, desde el punto de vista del usuario final, que necesita una infraestructura disponible y confiable para abastecer su vehículo, teniendo en cuenta la apertura de fronteras de la Unión. Ello obliga a España a realizar un esfuerzo de despliegue, para no dejar aislada la Península Ibérica.

En el MAN se definen los objetivos que deberá cumplir España para el año 2020: despliegue de 20 estaciones de suministro de hidrógeno en el territorio nacional y de 1.200 vehículos eléctricos de pila de combustible.

Por otra parte, desde la Comisión Europea, la FCH-JU ha lanzado una nueva iniciativa para apoyar el desarrollo e implementación de tecnologías de hidrógeno en regiones y ciudades europeas. Actualmente, 8 regiones/ciudades españolas forman parte de la misma. España debería aprovechar la oportunidad que brinda dicha iniciativa: analizar sus necesidades energéticas para poder desarrollar soluciones que las tecnologías del hidrógeno pueden aportar a la sostenibilidad energética en las regiones y ciudades españolas y coordinar fondos de financiación.

Además, en España se están promoviendo grandes proyectos de demostración relacionados con el desarrollo de infraestructuras (corredor de hidrógeno España, Andorra y Francia y Sud Oeste iberico).

Asimismo, la **PTE-HPC identifica otras oportunidades** subsidiarias a lo previamente discutido:

- Impulso por parte de la administración al desarrollo de nuevas tecnologías.
- Gran potencial de desarrollo industrial y de generación de empleo.
- Desarrollo, fabricación, instalación y montaje de depósitos/tanques de almacenamiento de hidrógeno.
- Ingeniería básica y de detalle de instalaciones.
- Instalación y montaje de sensores y actuadores para hidrógeno.
- Efectos en la generación de empleo en los sectores de bienes de equipo (tuberías y racores, valvulería, compresores, aparellaje eléctrico, instrumentación y control).

### 3.1.3. ITP en Almacenamiento de energía con tecnología de hidrógeno

Esta ITP contempla el desarrollo de soluciones de almacenamiento de energía empleando tecnologías de hidrógeno. La energía a almacenar ya sea por disponer de energía excedentaria aprovechable, o por la necesidad de disponer de ella en otro momento, forma o lugar, será de origen eléctrico. Esto es, se consideran aquí soluciones de almacenamiento de electricidad. El equipamiento que permitirá aprovechar esta energía, para convertirla en un vector almacenable (hidrógeno) es un electrolizador.

En función del uso potencial de esa energía almacenada, se contemplan en el marco de esta ITP soluciones tanto denominadas **Power-to-Power** y **Power-to-Gas**, que además sirven para el transporte y la calefacción.

El empleo de hidrógeno como almacenamiento energético permite desacoplar la generación y la demanda eléctrica y, por tanto, posibilita la gestión de las energías renovables fluyentes. De esta manera, se podrá aumentar la contribución renovable al mix energético, dando impulso al mercado de las energías de este tipo, lo que incrementa la sostenibilidad del sistema eléctrico, y se facilitará el empleo de recursos locales, reduciendo con ello la dependencia exterior (importaciones).

**Las oportunidades detectadas por la PTE-HPC para el desarrollo de la ITP sobre almacenamiento de hidrógeno en España** se resumen en la siguiente lista:

- Desarrollo, fabricación, instalación y montaje de depósitos/tanques de almacenamiento de hidrógeno.
- Creación de una infraestructura de estaciones de suministro y productos industriales.
- Ingeniería básica y de detalle de instalaciones.
- Almacenamiento de hidrógeno en la infraestructura de red de gas natural.
- Efectos en la generación de empleo en los sectores de bienes de equipo, como tuberías y racores, valvulería, compresores, aparellaje eléctrico, instrumentación y control, etc.
- Integración con técnicas renovables de generación energética para suplir la variabilidad de estas.

Las políticas ambientales de la UE, cada vez más restrictivas, tienen por objeto reducir la exposición a la contaminación atmosférica, reduciendo las emisiones y fijando límites y valores objetivos de calidad del aire. En Europa, el transporte, el sector energético y el industrial se encuentran entre los sectores que más contribuyen a la emisión de contaminantes del aire. Estos tres sectores han reducido considerablemente sus emisiones durante la última década, pero es necesario reforzar las medidas actuales para poder alcanzar los objetivos fijados por Europa a corto y medio plazo. En este marco, el **almacenamiento energético en forma de hidrógeno puede jugar un rol muy importante** dado que permite disponer de un vector energético limpio que puede destinarse a muy diversas aplicaciones, reduciendo las emisiones y mejorando la sostenibilidad de sectores como el eléctrico, el gasista, el industrial y el transporte.



Se identifican, además, por parte de la PTE-HPC, diversos **mercados tecnológicos para el almacenamiento energético** en forma de hidrógeno:

- Mercado eléctrico
- Mercado gasista
- Ámbito industrial
- Transporte

El almacenamiento energético en forma de hidrógeno posibilita, a través del proceso **Power-to-Power**, la gestión de las energías renovables y permite disponer de energía limpia, desacoplando generación y demanda. La implantación del hidrógeno como vector energético en el mercado eléctrico permite reducir el consumo de fuentes fósiles, en pro de las energías renovables, mejorando la sostenibilidad del sistema y reduciendo tanto las emisiones de gases contaminantes como la dependencia energética exterior.

El **Power-to-Gas** proporciona metano que puede emplearse, bien inyectándolo en la red de gas natural existente, bien destinándolo a su empleo como combustible para el transporte. La introducción de metano en la red de gas natural permite, a través de una infraestructura ya existente, utilizar un combustible medioambientalmente sostenible y producido de forma local para apoyar la demanda de calor.

El **ámbito industrial** es especialmente intensivo en energía y está sujeto a regulaciones en cuanto a emisiones de gases de efecto invernadero. Es por ello que disponer de un vector energético verde capaz de ser almacenado, como es el hidrógeno producido de manera renovable, supone un especial atractivo para la industria.

Además, los mercados eléctricos, gasista e industrial se comparten con la ITP de producción de hidrógeno renovable.

El **sector transporte** está experimentando importantes avances hacia el desarrollo de modelos de propulsión alternativos, más sostenibles y menos dependientes de los combustibles fósiles. A ello contribuyen las limitaciones establecidas a nivel mundial sobre las emisiones de gases de efecto invernadero para vehículos de toda índole (automoción, ferroviario, marítimo, aéreo) y las iniciativas surgidas a nivel local y regional para reducir la polución y contaminación urbanas. El almacenamiento de hidrógeno renovable, que permite la utilización de hidrógeno verde y metano (tras metanación), permite disponer de combustibles alternativos, limpios y producidos de manera local, aplicables ambos al transporte. En este sentido, el transporte es un mercado compartido con la ITP de infraestructura de suministro de hidrógeno, y complementario al de la ITP de producción de hidrógeno renovable.

## 4. RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DEL GEVAL

El Grupo de Evaluación (GEVAL) de ALINNE se reunió con representantes de la PTE-HPC el **12 de julio de 2018** en la sede del CIEMAT, en Madrid para revisar la situación y potencialidades de las áreas tecnológicas de producción, almacenamiento y distribución del hidrógeno renovable y realizar un ejercicio de subjetividad compartida que permitiera definir su opinión sobre el posicionamiento tecnológico español en estas tecnologías, el valor intrínseco de éstas a nivel global y nacional, las bases de la I+D+i de esta materia en España, así como las barreras a afrontar para el desarrollo y despliegue en el mercado.

La documentación disponible, aportada por la PTE-HPC incluía: i) una presentación sobre la situación, retos, potencialidades y perspectivas de las tecnologías relacionadas con el hidrógeno renovable; ii) un libro Excel con las estimaciones de la PTE-HPC sobre los 15 indicadores propuestos por ALINNE<sup>50</sup> para este ejercicio de análisis y iii) un documento con respuestas a las cuestiones 6 (sobre coherencia tecnológica) y 7 (sobre disponibilidad y necesidad de instrumentos de apoyo) del ejercicio APDTE en relación con el hidrógeno renovable.

La PTE-HPC ha identificado como áreas prioritarias para el desarrollo tecnológico relacionado con el hidrógeno renovable: producción de hidrógeno; almacenamiento y distribución; usos del hidrógeno; transporte e infraestructuras..

El GEVAL reconoce que las tecnologías de hidrógeno renovable están bastante maduras y disponibles, con ejemplos de implementación a escalas piloto y prototipos, pero que aún necesitan un despliegue suficiente en el mercado español para su abaratamiento y jugar el papel potencial que se les asigna. Se reconoce que las tecnologías de hidrógeno verde son una opción viable y clave como vector energético para sustitución de los combustibles fósiles en sectores intensivos a nivel de emisiones y otros que no son fáciles de descarbonizar (industria y transporte), y también la capacidad de integración sectorial, permitiendo integrar las diferentes redes (sectores eléctrico y gas).

Tras la presentación y las cuestiones y discusión establecidas entre el GEVAL y las representantes de la PTE-HPC, una mayoría del GEVAL opina que la industria española está bien posicionada para la fabricación de componentes asociados a las tecnologías de hidrógeno renovable.

Una mayoría (44%) de los miembros de GEVAL reconoce a las tecnologías del hidrógeno renovable un mercado no muy grande (con ventas en 2018 menores a 100 M€), pero con previsión de cifras de miles de millones. En este punto, la PTE-HPC hace notar que existen ventajas competitivas en temas como la hidrólisis que deberían potenciarse especialmente.

---

<sup>50</sup> Valores de los 15 Indicadores, agrupados en 5 criterios de evaluación (1.Economía y Empleo, 2. Capacidades en Ciencia, Tecnología e Innovación, 3. Posicionamiento Tecnológico, 4. Capacidades en Infraestructuras de I+D+i, de Certificación y de Homologación, 5. Contribución a los objetivos energéticos y medioambientales)

Existió acuerdo mayoritario en que existen varias empresas españolas o filiales españolas de empresas internacionales asociadas a las tecnologías de hidrógeno renovable con adecuado posicionamiento. El 56 % del GEVAL opina que existen entre 5 y 10 empresas y el 38% más de 10 empresas. La cuota de mercado nacional integrada de los últimos 10 años para las empresas anteriores, alcanza, en opinión del 50% del GEVAL, un valor promedio superior al 50%.

Ha habido opinión unánime en el GEVAL en que existen empresas españolas capaces de dar respuesta en el corto y largo plazo a los desarrollos tecnológicos necesarios, por su estado de madurez insuficiente, con el fin de llevarlos a la cadena productiva y lograr crecer en mercados en crecimiento exponencial.

La visión de futuro del GEVAL sobre las tecnologías de hidrógeno renovable es optimista, como demuestra su opinión sobre la creación esperada de nuevas empresas industriales españolas (incluidas nuevas ramas de actividad en industrias ya existentes). Para el año 2022 las respuestas del grupo dan un valor medio de 7 nuevas empresas, y en el periodo 2022-2030 prevén más de 10 nuevas empresas.

La visión positiva anterior es corroborada por el GEVAL al estimar que las empresas españolas del sector alcanzarían para 2022 cuotas de mercado del orden del 40% en el mercado nacional y del 7 % en el mercado internacional. Para el periodo 2022-2030, estas cuotas se estimaron en el 30 % del mercado nacional y del 8 % del mercado internacional, mercados que se estimó iban a crecer muy notablemente.

Mayoritariamente, el GEVAL considera que las tecnologías de hidrógeno verde merecen atraer un mayor apoyo de las políticas públicas de I+D+i, concentrándolo en proyectos de desarrollo tecnológico de colaboración Público-Privada, a realizar por consorcios de empresas y agentes de I+D, así como en proyectos de innovación empresarial.

El GEVAL estima que el mercado del hidrógeno renovable será en 2022 de unos 600 M€/año para la tecnología española, considerando mercado nacional e internacional. Este mismo valor se ha estimado mayoritariamente por GEVAL en más de 2.000 M€/año en el periodo 2022-2030, dando cuenta de la confianza de este grupo en la evolución positiva del mercado doméstico e internacional.

La importancia de los mercados exteriores de las tecnologías de hidrógeno verde para la industria española en 2022, se dirige principalmente a Europa, con un 100 % del total de los votos asignados por GEVAL a esta región, seguida de América del Norte con un 55 % de los votos y Latinoamérica con un 40 %. En la perspectiva del periodo 2022-2030 se mantiene Europa como principal lugar para el mercado de España, con un 93 % de las votaciones, y en segundo lugar queda América del Norte la tercera con un 60 %.

Al preguntar al GEVAL sobre la orientación preferente para establecer alianzas estratégicas en terceros países **para potenciar la innovación**, se identificó a Europa como la principal región con un 100 % de los votos, seguida de América del Norte con un 67 % y Asia con un 33 %.

La región de mayor interés para establecer alianzas estratégicas para la conquista del mercado por las empresas españolas dedicadas al hidrógeno renovable resulta ser Europa en opinión del 94% GEVAL, seguida de América del Norte (50%), de Oriente Medio y Norte de África (43%) y Latinoamérica (43%).

El GEVAL opina que las tecnologías de hidrógeno renovable merecen que el país concentre un mayor esfuerzo inversor, el apoyo de otras políticas y la generación de normativa e instrumentos adecuados para que España disponga de una ventaja diferencial a medio plazo, aunque con alguna reserva sobre su evolución, lo que ratifica la opinión mayoritaria de que el país tiene ante sí una importante oportunidad en este campo. Considerando las circunstancias anteriores, así como el potencial de actividad y empleo de estas tecnologías de hidrógeno renovable, GEVAL opina, con un 75% de sus votos (frente al 25% que no lo cree) que estas tecnologías deben disponer de más recursos públicos dedicados a la innovación que otras tecnologías energéticas.

Una mayoría ajustada del GEVAL (44%) considera que las tecnologías de hidrógeno renovable **no** presentan problemas de aceptación social frente a un 36% que consideran que si los presentan y un 20% que lo ponen en duda. El factor más influyente para la aceptación social es el de la seguridad en el manejo del hidrógeno. No obstante una mayoría muy clara (87%) considera que es factible la superación de los problemas potenciales de aceptación social. Las opciones elegidas mayoritariamente para abordar estos problemas es el despliegue de proyectos de demostración y la visibilización e información sobre las tecnologías.

La plataforma tecnológica y las empresas dedicadas al hidrogeno renovable han identificado las barreras regulatorias que deben reformarse para la implantación de dichas energías y un 82 % de los miembros del GEVAL opina que es factible que se realicen estas reformas a corto plazo.

Las plantas de demostración son elementos clave para superar, como es el caso de la producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno renovable, las etapas de investigación y avanzar de forma eficaz hacia la innovación, siendo crucial un plan eficaz y eficiente de plantas de demostración, identificando las mismas, y las fórmulas realistas para su financiación. La información suministrada por la PTE-HPC en este ámbito es considerada suficiente por el 100 % del GEVAL.

Por la naturaleza y tamaño de los proyectos de demostración necesarios, se ha preguntado al GEVAL si estos son viables para ser desarrollados en España en el corto plazo. La respuesta mayoritaria ha sido positiva, con un 38 % de votos sin reservas y un 50% de votos que consideran conveniente combinar capacidades nacionales de I+D+i, existentes o nuevas, con externas, para maximizar el beneficio industrial en España.

El GEVAL considera mayoritariamente que en España hay una base sólida de investigación en las tecnologías de hidrógeno analizadas, competitiva a nivel internacional, con personal muy cualificado, con instalaciones experimentales punteras y grupos de renombre; sin embargo, se anima a mejorar dicha base con aportaciones especiales para mantenerla y a potenciar la colaboración entre centros y grupos de investigación para alcanzar masas críticas, o una focalización de esfuerzos adecuada.

Mayoritariamente (60%) se considera que existen en España las infraestructuras de I+D necesarias, o que pueden existir en un plazo razonable sin un coste apreciable, aunque las demandas de diversidad de tecnologías necesarias demanda mayor esfuerzo de equipos humanos y recursos económicos.

En opinión del 54% de GEVAL, la capacidad de los centros de I+D+i en tecnologías de hidrógeno renovable SI recoge las áreas de homologación y certificación adecuadamente, si bien conviene aclarar que se necesitarán mayores esfuerzos en regulación y certificación y que esta es una de las prioridades identificadas por la PTE-HPC para el avance en su despliegue comercial.

Para una adecuada organización de la I+D+i en estas tecnologías, que favorezca la consecución de los objetivos, en opinión del GEVAL deberían proponerse cambios en los planes de acción y coordinación, y estaría justificado crear líneas de priorización y programas de financiación. Sin embargo, el grupo constata que las tecnologías de hidrogeno renovable no disponen (a finales de 2018) de líneas prioritarias específicas en la Administración con propuestas de financiación, estando incluidas actualmente en los apoyos generales.

La opinión del GEVAL coincide con la posición de la PTE-HPC en cuanto a que los desarrollos tecnológicos en el sector del hidrógeno renovable, llevados a cabo en España por empresas y centros de investigación, son conocidos y valorados fuera de nuestro país. En lo que respecta a los centros de I+D+i del país, son bien conocidos, apreciados y utilizados por contratistas extranjeros, sin duda debido al escaparate conseguido gracias a su extensa y activa participación en los Programas Marco de la UE

Como en otros campos de la investigación de nuestro país, la actual capacidad de transferir conocimiento desde la Ciencia a la Tecnología y mercado es más una asignatura pendiente (en opinión del 71%) que una situación aceptable (29%). No obstante, la penetración de los nuevos desarrollos tecnológicos en el mercado, en opinión del 80% de GEVAL, requerirá de apoyos públicos vía instrumentos de financiación y empuje privado.

La Plataforma tecnológica del hidrógeno y pilas de combustible, ha identificado y definido Iniciativas Tecnológicas Prioritarias (ITPs), que identifican, con probabilidad de éxito, productos o servicios con potencial mercado y creación de actividad económica, lo cual sería muy deseable para defender la importancia de estas tecnologías para la economía del país, claramente defendida por el GEVAL a lo largo de este ejercicio.

El GEVAL considera mayoritariamente que sería útil, para acelerar la entrada en el mercado de estas tecnologías, que la Administración defina líneas prioritarias y propuestas de financiación específicas para estas tecnologías después de consultar con los expertos.

Finalmente, a la pregunta de si se considera que las tecnologías de hidrógeno renovable pueden ser clave para la transición energética en el marco de la UE, la respuesta del GEVAL fue afirmativa y unánime.

## 5. REFERENCIAS Y CONTRIBUCIONES

### 5.1. Contribuciones y Expertos Participantes

#### Redactores del Anexo:

Felix Tellez (ALINNE); Diego García Gusano (IMDEA)

#### Contribución desde la PTE-HPC:

África Castro, Carlos Fúnez y Ana Martínez

#### Revisores del Anexo

Ramón Gavela; Alfonso Vidal; Juan A. Avellaner; Mercedes Ballesteros

#### Miembros de GEVAL-ALINNE que han participado en el ejercicio de análisis de este ANEXO:

Marta Llinás (ACS), Enrique Soria (ALINNE), Ruth Yagüe (CDTI), Alfonso Vidal (CIEMAT), Félix Téllez (CIEMAT), Ignacio Cruz (CIEMAT), M<sup>a</sup> Luisa Castaño (CIEMAT), Marta Maroño (CIEMAT), Maximiano Bernabé (CNH2), Miguel Peña (CSIC), Ana Padilla (ENERCLUB), Juan Avellaner (EYDESA), Javier Dufour (IMDEA Energía), Ana Lancha (M<sup>o</sup> Ciencia, Innovación y Universidades), Lorena Prado (M<sup>o</sup> para la Transición Ecológica), Ingvar Hallste (Naturgy), Unai Búrdalo (REE) y Emilio Cerdá (UCM).

#### Secretaría Técnica de ALINNE:

Felix Tellez (ALINNE / CIEMAT); Jorge de Berenguer (ALINNE)

### 5.2. Agradecimientos

Las actividades de ALINNE cuentan con **patrocinio público y privado**. Desde el sector público colaboran: **CIEMAT, CRUE, CSIC, IDAE, M<sup>o</sup> de Ciencia, Innovación y Universidades (Agencia Estatal de Investigación, Dirección General de Política de la I+D+i y Dirección General de Industria y de la PYME), M<sup>o</sup> para la Transición Ecológica (Subdirección General de Eficiencia Energética y Oficina Española de Cambio Climático) y la Universidad de Zaragoza**. Desde el sector privado se cuenta con la participación de ocho empresas: **ACS-SCE; ALBUFERA ENERGY STORAGE; ESTEYCO; GEOTER; IBERDROLA; NATURGY; REE y SIEMENS-GAMESA**.

Actualmente, estas actividades cuentan, además, con la financiación pública del proyecto **“Red de Excelencia ENE2017-90816-REDE”**



### 5.3. Referencias Bibliográficas

- [1]. APPA, 2012. Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España. [https://appa.es/wp-content/uploads/descargas/Informe\\_2012\\_Web.pdf](https://appa.es/wp-content/uploads/descargas/Informe_2012_Web.pdf)
- [1]. EC, 2014. Directiva 2014/94/UE relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos. 22/10/2014. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094&from=ES>
- [2]. Euractiv, 2018. Renewable power could make hydrogen cheaper than gas, study finds. Euractiv news referring a report from Energy Brainpool. 27/04/2018. <https://www.euractiv.com/section/energy/news/more-renewables-could-make-hydrogen-cheaper-than-gas-says-study/>
- [3]. FCH-JU, 2018. Regions & Cities Initiative. Fuel Cells and Hydrogen – Joint Undertaking. Webpage <https://www.fch.europa.eu/page/about-initiative>
- [4]. FECYT, 2017. Indicadores del sistema español de ciencia, tecnología e innovación 2017. <https://icono.fecyt.es/informes-y-publicaciones/indicadores-del-sistema-espanol-de-ciencia-tecnologia-e-innovacion>
- [5]. Gobierno de España, 2014. Marco de Acción Nacional de Energías Alternativas en el Transporte. Gobierno de España. Octubre 2014. <https://www.mincotur.gob.es/industria/es-ES/Servicios/Documents/marco-energias-alternativas.pdf>
- [6]. Grahn, M., 2020. Hydrogen: An overview of production pathways and possible usage in the transport sector. Chalmers University (Suecia). 27/03/2018. [https://www.ht.energy.lth.se/fileadmin/ht/Kurser/MVKF25/200331\\_Maria\\_Grahn\\_hydrogen.pdf](https://www.ht.energy.lth.se/fileadmin/ht/Kurser/MVKF25/200331_Maria_Grahn_hydrogen.pdf)
- [7]. H2 Mobility Deutschland GmbH & Co., 2018. <https://h2.live/en>
- [8]. Hydrogen Council, 2017. Hydrogen – scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition. Nov 2017. <http://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf>
- [9]. IDAE, 2011. Empleo asociado al impulso de las Energías Renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020. [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_11227\\_e5\\_empleo\\_A\\_08df7cbc.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e5_empleo_A_08df7cbc.pdf)
- [10]. IEA Hydrogen, 2018. International Energy Agency – Hydrogen webpage. 29/10/2018. <https://www.iea.org/tcep/energyintegration/hydrogen/>
- [11]. INE, 2015. Principales indicadores de I+D en Alta Tecnología por comunidades autónomas. Tabla INE. <https://www.ine.es/jaxi/Datos.htm?path=/t14/p057/a2015/l0/&file=01010.px>
- [12]. Ministère de la Transition Écologique et Solidaire, 2018. Gouvernement France. Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique. [https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2018.06.01\\_dp\\_plan\\_deploiement\\_hydrogene\\_0.pdf](https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2018.06.01_dp_plan_deploiement_hydrogene_0.pdf)
- [13]. NREL, 2013. Hydrogen pathways. Updated Cost, Well-to-Wheels Energy Use, and Emissions for the Current Technology Status of Ten Hydrogen Production, Delivery, and Distribution Scenarios. National Renewable Energy Laboratory (NREL). USA. 2013. <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60528.pdf>
- [14]. PTE-HPC, 2018. Plataforma Tecnológica de ámbito Energético del Hidrógeno y Pilas de Combustible. Datos aportados en el ejercicio APDTE 2018. 12/07/2018.
- [15]. Roland Berger, 2017. Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities Vol 1. Consolidated Technology. Introduction Dossiers. [https://www.rolandberger.com/publications/publication\\_pdf/roland\\_berger\\_fuel\\_cell\\_technologies\\_applications.pdf](https://www.rolandberger.com/publications/publication_pdf/roland_berger_fuel_cell_technologies_applications.pdf)
- [16]. Shell, 2017. Hydrogen Study. Energy of the future? Sustainable Mobility through Fuel Cells and H2. <https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/future-transport/hydrogen.html>
- [17]. UK H2 Mobility. Communication pack. January 2017. [http://www.ukh2mobility.co.uk/wp-content/uploads/2017/09/Communication\\_pack\\_January\\_2017.pdf](http://www.ukh2mobility.co.uk/wp-content/uploads/2017/09/Communication_pack_January_2017.pdf)
- [18]. MITECO (Oct. 2020), “Hoja de Ruta del Hidrógeno. Apuesta por el Hidrógeno Renovable”
- [19]. BloombergNEF (marzo 2020). “Hydrogen Economy Outlook”, <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>
- [20]. IRENA (2018), “Hydrogen from Renewable Power Technology Outlook for The Energy Transition”, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA\\_Hydrogen\\_from\\_renewable\\_power\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf)
- [21]. FCH JU (2015), “Study on hydrogen from renewable resources in the EU”, study by LBST and HINICIO, [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/GHyP-Final-Report\\_2015-07-08\\_5%20%28ID%202849171%29.pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/GHyP-Final-Report_2015-07-08_5%20%28ID%202849171%29.pdf)
- [22]. Hydrogen Council (November 2017). “Hydrogen Scaling-up. A sustainable pathway for the global energy transition”. [https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-Scaling-up\\_Hydrogen-Council\\_2017.compressed.pdf](https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-Scaling-up_Hydrogen-Council_2017.compressed.pdf)
- [23]. IEA (JUNIO 2019) “The Future of Hydrogen. Report prepared by the IEA for the G20, Japan”. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The\\_Future\\_of\\_Hydrogen.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf)

- [24]. FCH JU (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking) (2017), Program Review Days Report, [www.fch.europa.eu/page/programme-posters-and-presentations-0](http://www.fch.europa.eu/page/programme-posters-and-presentations-0).
- [25]. IEA (2015). "Technology Roadmap. Hydrogen and Fuel Cells". IEA (2015). "Technology Roadmap. Hydrogen and Fuel Cells". [http://www.aeh2.org/images/stories/PDF/DOCS\\_SECTOR/technologyroadmaphydrogenandfuelcells.pdf](http://www.aeh2.org/images/stories/PDF/DOCS_SECTOR/technologyroadmaphydrogenandfuelcells.pdf)
- [26]. COM(2020) 301 de 8.7.2020: "A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe" [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf)

## 5.4. Abreviaturas

AIE	Agencia Internacional de la Energía
ALINNE	Alianza por la Investigación y la Innovación Energéticas
APDTE	Análisis del Potencial de Desarrollo de las Tecnologías Energéticas
APPA	Asociación de Empresas de Energías Renovables
CCU / CCS o CCUS	Captura y utilización y almacenamiento de CO <sub>2</sub> ,
CDTI	Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial
CE, UE	Comisión Europea, Unión Europea
CNH2	Centro Nacional de Experimentación en Tecnologías de H <sub>2</sub> y Pilas de combustible
CODES	Comité de estrategia (en ALINNE)
FCV, FCEV	Fuel Cell Vehicle, Fuel Cell Electric Vehicle
FECYT	Fundación Española para la Ciencia y la Tecnología
FEDER	Fondo Europeo de Desarrollo Regional
GEVAL	Grupo de Evaluación (en ALINNE)
H2020	Programa Europeo Horizonte 2020
HPC	Hidrógeno y Pilas de Combustible
HRS	Hydrogen Refuelling Station
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IEA	International Energy Agency
ITC	Instituto Tecnológico de Canarias
ITP	Iniciativa Tecnológica Prioritaria
JTI	Joint Technology Initiative
MAN	Marco de Acción Nacional de Energías Alternativas para el transporte
MAPAMA	Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente
MBEP	Millones de Barriles Equivalentes de Petróleo
MICINN	Ministerio de Ciencia e Innovación
MINECO	Ministerio de Economía, Industria y Competitividad
NABS	Nomenclatura para el análisis y programas y presupuestos científicos (en inglés)

PIMS	Programa de Impulso de las Industrias de la Movilidad Sostenible
PPP	Public Private Partnership
PTA	Personal Técnico de Apoyo
PTE	Plataforma Tecnológica de Ámbito Energético (12 PTEs)
SET Plan	Strategic Energy Technology Plan (del Plan Estratégico en tecnologías Energéticas)
TRL	Technology Readiness Level o Nivel de madurez de la Tecnología
VEA	Vehículo con Energías Alternativas

## Listado de Apéndices

- **Apéndice I:** Valores de los 15 Indicadores, agrupados en 5 criterios de evaluación (1.Economía y Empleo, 2. Capacidades en Ciencia, Tecnología e Innovación, 3. Posicionamiento Tecnológico, 4. Capacidades en Infraestructuras de I+D+i, de Certificación y de Homologación, 5. Contribución a los objetivos energéticos y medioambientales) aportados por PTE-EE
- **Apéndice II:** Presentación de la PTE-HPC en reunión con GEVAL
- **Apéndice III:** Resultados del ejercicio de subjetividad compartida (votaciones presenciales) de GEVAL

## Historial de Cambios

Version	Fecha	Modificado por	Cambio realizado
0	12/11/18	ALINNE (FT)	Plantilla y propuesta contenidos del Anexo (Inclusion de los resúmenes de las ITPs de PTE-EE). Inclusion de graficos de los indicadores (para 2010-2030) aportados por la PTE-EE
1.0	22/10/2018	Diego García Gusano	Redacción
1.1	25/10/2018	Diego García Gusano	Redacción basado en GEVAL y APTE 2017
1.2	26/10/2018	Diego García Gusano	Redacción basado en GEVAL y APTE 2017
1.3	29/10/2018	Diego García Gusano	Redacción basado en GEVAL y APTE 2017
1.4	16/11/2018	Javier Dufour Andía	Revisión crítica
1.5	19/11/2018	Diego García Gusano	Cambios de control
1.6a	28/11/2018	Ramon Gavela	Revision y Comentarios
1.6b	25/11/2018	Alfonso Vidal	Revision y Comentarios
1.7	14/11/2018	ALINNE (FT)	Cambio Presentacion
1.8	20/06/2021	ALINNE (FT)	Actualización Sección 1
1.8	25/06/2021	ALINNE (FT)	Finalización y actualización secciones 2,3,4,5
1.9	28/06/2021	R.Gavela; Mercedes Ballesteros; J.A:Avellaner	Revisión del documento