



# CONVERSIÓN DE ELECTRICIDAD EN GAS: ANÁLISIS Y APLICACIONES (POWER TO GAS)

Víctor Poncelas Villabrille<sup>[\*]</sup>, Andrés Meana Fernández, María José Suárez López<sup>[\*\*]</sup>

[\*] Alumno; [\*\*] Tutor(es)

██████████@uniovi.es

Departamento de Energía. Universidad de Oviedo.

## RESUMEN

Una solución que se plantea para los excedentes de energía eléctrica producida por fuentes de energía renovables, y por lo tanto no gestionables, es su almacenamiento en forma de gas, y más concretamente mediante el uso del hidrógeno utilizando la tecnología Power-to-Gas (PtG).

Con esta tecnología se intenta aumentar la flexibilidad de todas las partes del sistema energético, para que se favorezca aún más la importancia de las energías de fuentes renovables en dicho sistema.

La tecnología PtG utiliza los excedentes de electricidad, en horas valle de consumo, para producir hidrógeno a partir del proceso de electrólisis que se le aplica al agua. En dicho proceso se consigue separar la molécula de hidrógeno,  $H_2$ , que se almacenará para su posterior utilización como vector energético en un momento de alta demanda energética.

Dicho aprovechamiento se puede llevar a cabo de diversas formas, pero la más utilizada en la actualidad es mediante la metanización del hidrógeno por el proceso Sabatier, en el que a la molécula de hidrógeno se le añade dióxido de carbono para obtener metano.

Mediante la integración sinérgica de procesos de PtG sería posible el acoplamiento de

los sectores de energía, movilidad, industria, comercio y doméstico.

En este trabajo se ha llevado a cabo un estudio de la literatura más actualizada sobre esta tecnología y se ha realizado una comparación con las alternativas de almacenamiento de energía con las que compete.

## ABSTRACT

One solution proposed for surplus electrical energy produced by renewable energy sources, and therefore unmanageable, is its storage in the form of gas, and more specifically through the use of hydrogen using Power-to-Gas technology ( PtG).

With this technology, the aim is to increase the flexibility of all parts of the energy system, so that the importance of energy from renewable sources in said system is further favored.

PtG technology uses excess electricity, during off-peak hours of consumption, to produce hydrogen from the electrolysis process applied to water. In this process, it is possible to separate the hydrogen molecule,  $H_2$ , which will be stored for later use as an energy vector at a time of high energy demand.

This use can be carried out in various ways, but the most widely used today is through the methanization of hydrogen by the Sabatier process



in which carbon dioxide is added to the hydrogen molecule to obtain methane.

Through the synergistic integration of PtG processes, the coupling of the energy, mobility, industry, commercial and domestic sectors would be possible.

In this work, a study of the most up-to-date literature on this technology has been carried out and a comparison has been made with the energy storage alternatives with which it competes.

## 1. INTRODUCCIÓN

La mayoría de los países del mundo se han comprometido a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, primero con el Protocolo de Kioto y unos años más tarde con el Acuerdo de París.

En 2011 la Comunicación de la Comisión Europea sobre una Hoja de ruta hacia una economía con menores emisiones de carbono y competitiva en 2050, daba indicaciones de cómo la UE debía reducir sus emisiones un 80% por debajo de los niveles de 1990.

En la Unión Europea se han establecido unos objetivos de reducción de emisiones con vistas al 2050. Los objetivos que ahora conciernen a la UE son los propuestos para el año 2030, que fueron recogidos en un primer acuerdo en las Conclusiones del Consejo Europeo en 2014. En estas se aprobó el Marco de Políticas de Energía y Cambio Climático 2021-2030 ("Marco 2030"). Dicho periodo es coincidente y cubierto por el Acuerdo de París. En diciembre de 2020, en el acuerdo del Consejo Europeo se incrementó la ambición climática, siendo los principales objetivos para el año 2030, en comparación con los valores de 1990, los que se mencionan a continuación [1]:

- Un 55% menos de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Un 32% en el suministro de energías renovables para consumo.

- Un 32,5% de mejora en la eficiencia energética.
- Mejorar o lograr que las interconexiones de electricidad sean del 15%.

Posteriormente, en 2018, a través de la Comunicación de la Comisión Europea titulada "Un planeta limpio para todos. La visión estratégica europea a largo plazo de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra" y de la propuesta de la Comisión de marzo de 2020 de la Ley del clima Europea se establece el marco para alcanzar la neutralidad climática de la Unión Europea en 2050 [1].

Para lograr los objetivos anteriores, en el sector de la energía se están produciendo cambios sustanciales para intentar cumplir los objetivos propuestos a nivel mundial, y más en concreto por la UE. Cambios como aumentar el uso de energías renovables, reducir las emisiones contaminantes, promover una mayor eficiencia energética e implementar tecnología para compensar costes y beneficios. También se busca asegurar los suministros de energía a largo plazo reduciendo la dependencia, que cada vez es mayor, de las importaciones de energía. Siendo estos suministros económicamente viables, socialmente responsables y medioambientalmente sostenibles [2].

En este contexto de reducción de las emisiones de gases contaminantes, toma aún mayor importancia la generación de electricidad renovable, que jugará un papel fundamental para alcanzar dichos objetivos.

Además, a medida que el porcentaje de fuentes de energía renovables (FER) aumenta, la generación fluctuante de energía también se incrementa, puesto que es una de las características intrínsecas que conlleva este tipo de fuentes de generación de energía. Este problema da pie a una severa restricción a este tipo de fuentes de energía en su incorporación a la red eléctrica. Con el fin de combatir este problema, es esencial aumentar la flexibilidad de todas las partes de sistema energético [3].



Una posible solución para crear un sistema eléctrico estable y robusto, sería el almacenamiento de energía a diferentes escalas, para ello se puede implementar la tecnología PtG, utilizando el hidrógeno como vector energético.

El concepto básico de esta tecnología es la utilización de la electricidad para obtener hidrógeno, para que actúe como portador de energía química gaseosa, a través del proceso de la electrólisis del agua. El hidrógeno obtenido se puede almacenar para un posterior uso. Hay muchas aplicaciones de este hidrógeno, una de las cuales es inyectarlo directamente a la red de gas natural o realizarle una segunda fase para obtener gas natural sintético (GNS).

Con esta tecnología, se consigue un almacenamiento estacional de energía eléctrica renovable. Lo que proporciona o daría lugar a una estabilidad y flexibilidad a la red eléctrica al proporcionar una reserva de control secundaria, mediante el empleo de excedentes de energía proveniente de FER. También se puede hacer efectivo el almacenamiento estacional del gas obtenido usando la red de gas de la UE, gracias a su gran capacidad de almacenamiento subterráneo [3], mientras se construyen nuevas estructuras dedicadas específicamente a este fin.

En esta tecnología, los parámetros más importantes son, por un lado, la eficiencia y por otro el rendimiento. El rendimiento anual compara la relación entre la producción de energía generada útil y la energía de entrada en el sistema en forma de electricidad durante un año.

Además, para la evaluación de esta tecnología lo que es realmente esencial es si resulta económicamente factible en su campo de actuación. Una planta PtG puede actuar en función de diferentes estrategias de operación. En las que el parámetro más relevante es la posibilidad de operar en función de la disponibilidad de electricidad renovable o de la electricidad a bajo coste [4].

La aplicación más relevante hoy en día de esta tecnología es la obtención de metano sintético, mediante la metanización. Esto se produce

mediante un proceso de metanización, en el cual al hidrógeno se le añade dióxido de carbono para obtener metano y agua, a través de la reacción de Sabatier. El GNS obtenido tiene propiedades muy similares a las del gas natural, lo que hace posible su inyección directa en la red de gas natural convencional y existente. Para ello debe cumplir una serie de criterios. Este proceso también libera calor debido a su reacción exotérmica, calor que se puede aprovechar dentro del propio proceso o externamente, para su posterior uso en la industria pertinente [5].

Para capturar el dióxido de carbono se utilizan diversos métodos de captura de dióxido de carbono para llevar a cabo este proceso, el más utilizado es en la conversión de biogás a biometano. Con esta tecnología, que emplea dióxido de carbono en una de sus reacciones, se pueden reducir las emisiones de este gas contaminante en la industria electroquímica y siderúrgica [4].

El gran problema que limita a esta tecnología, como se verá en apartados posteriores, es la baja eficiencia de sus procesos, debido a una pobre y complicada tecnología de los electrolizadores y las pérdidas en cada uno de los procesos.

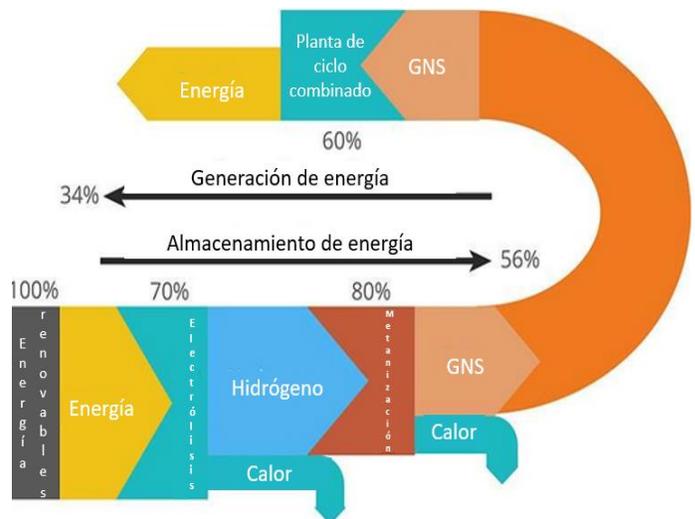


Figura 1. Rendimientos de la metanización, GNS [6].

En la figura 1 que se muestra, se observa un diagrama resumen de los rendimientos de cada uno



de los procesos en un ciclo completo, desde el almacenamiento de la energía hasta el consumo final de la misma en el caso de la metanización del hidrógeno pasando por los procesos de electrólisis, metanización y su combustión en una central de ciclo combinado.

Para introducir brevemente el tema de costes de obtención de hidrógeno, se puede asegurar que el coste de hidrógeno verde proveniente de FER como la solar o la eólica, que no emite dióxido de carbono en su obtención, está alrededor de los 6 euros/Kg. Dicho coste es mayor que el del hidrógeno proveniente de combustibles fósiles, cuyo valor rondaba los 2 euros/Kg en 2020 [7]. Estos últimos se dividen en dos tipos, el hidrógeno azul que se obtiene de combustibles fósiles, pero sin liberación de dióxido de carbono a la atmósfera, se lleva a cabo una segunda fase de captura y almacenamiento de este, y el hidrógeno gris, que en dicho proceso de obtención si libera dióxido de carbono a la atmósfera [8,9].

Un estudio, realizado por la Agenda Internacional de la Energía en 2019, asegura que a partir de un precio inferior a 3,2 euros/Kg de hidrógeno producido con energía eólica o solar empezaría a ser competitivo respecto a los demás procesos de producción [10]. Y se podría considerar una solución viable para la descarbonización de sectores como el industrial, energía o transporte.

La Unión Europea planea penalizar las emisiones de dióxido de carbono con tasas entre 30-50 euros/tonelada emitida de dióxido de carbono, con la intención de que a largo plazo sea más económico la producción de hidrógeno azul que gris [10].

Una vez presentada la tecnología, este trabajo se centra en el estudio de la situación actual de la tecnología necesaria para dicha alternativa al almacenamiento de energía eléctrica proveniente de FER. Se analizan cada uno de los tipos de electrolizadores más desarrollados, y se compara con otras tecnologías de almacenamiento de energía. También se analizan las diversas aplicaciones del hidrógeno una vez obtenido, y sus posibilidades.

## 2. TECNOLOGÍA: POWER TO GAS

Como se ha comentado en la introducción para que esta tecnología sea aplicable, hay que lograr que sea viable. Para ello es necesario disponer de unos electrolizadores eficientes que produzcan hidrógeno a un precio competitivo.

Los electrolizadores son los encargados de obtener el hidrógeno a partir de un proceso químico que separa las moléculas de hidrógeno y oxígeno del agua. Dicho proceso químico se denomina electrólisis y se basa en añadir una corriente eléctrica al agua. Se obtienen las moléculas de hidrógeno puro para su almacenamiento y posterior aplicación.

El concepto básico de funcionamiento de estos sistemas se basa en dos electrodos, un ánodo con carga positiva y un cátodo con carga negativa, y en un separador o membrana. Este separador es un electrolito o conductor iónico que separa los electrodos y los aísla eléctricamente, pero permitiendo el flujo de electrones desde el ánodo hasta el cátodo. Se consigue que dentro del electrolito el cátodo ceda electrones a la solución acuosa y el ánodo los capte. De esta forma, los cationes  $H^+$  en contacto con el cátodo captan los electrones, generando así hidrógeno en forma de gas que asciende por los alrededores del cátodo en forma de burbujas, permitiendo así su captura y almacenamiento [11].

Actualmente, existen numerosos tipos de electrolizadores, pero los que disponen de una tecnología más madura son tres: electrolizadores alcalinos (AEC), electrolizadores de membrana de intercambio de protones o tipo PEM (PEMEC) y electrolizadores de óxido sólido (SOEC). Los diferentes tipos se diferencian en las distintas disposiciones de los elementos, los materiales electrolíticos que los forman y la temperatura de funcionamiento.

### 2.1. TIPOS DE ELECTROLIZADORES

Los electrolizadores más extendidos en la actualidad con una tecnología más desarrollada son los AEC, celdas de electrólisis alcalina, con aplicaciones industriales a gran escala desde 1920.



Este tipo de sistemas son duraderos, tienen una alta disponibilidad, componentes relativamente maduros y un bajo coste de capital debido a que se evitan metales nobles en su fabricación y puesta en funcionamiento [12]. En la figura 2 se muestra un esquema del electrolizador tipo AEC.

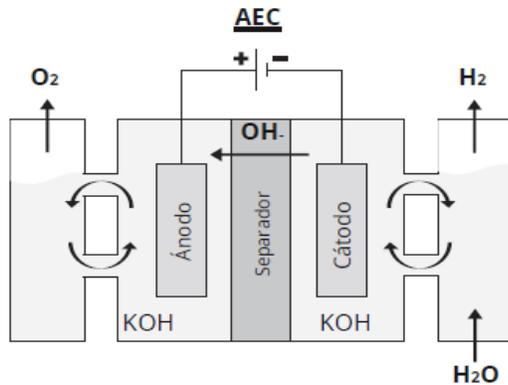


Figura 2. Esquema electrolizador tipo AEC [8].

Los desafíos que conlleva este tipo de electrolizadores son la baja densidad de corriente y la baja presión de operación que repercute de forma negativa en el tamaño del sistema y en el coste de producción del hidrógeno [12]. Tampoco favorece a este tipo de tecnología un régimen de trabajo dinámico como el característico de los sistemas PtG, con arranques frecuentes y entradas de energía variables. Esto se convierte en un factor negativo para la eficiencia del sistema y la pureza del gas obtenido. El desarrollo tecnológico de los AEC está centrado en el aumento de la densidad de corriente y la presión de operación. También se centra en la mejora del funcionamiento de esta tecnología en un régimen de trabajo dinámico, para que se adapte de la mejor manera a las características de intermitencia de las fuentes de energía renovables [12].

El segundo grupo de electrolizadores más utilizado y con una tecnología en desarrollo, son los PEMEC, basando su funcionamiento en una membrana de intercambio de protones con un electrolito de polímero sólido. Se introdujo esta tecnología por primera vez en 1960, con la intención de superar los inconvenientes de los AEC [12]. En la figura 3 se muestra un esquema del electrolizador tipo PEMEC.

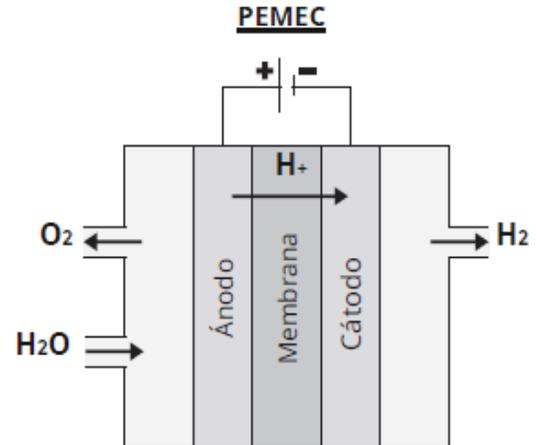


Figura 3. Esquema electrolizador tipo PEMEC [12].

Los electrolizadores tipo PEMEC están menos desarrollados y tienen una escala óptima de trabajo menor que los AEC. A pesar de estos factores, tienen como ventajas una alta densidad de potencia, una mayor eficiencia del sistema y una mejor adaptación a regímenes flexibles de funcionamiento. Como desventaja frente a su predecesora, conlleva un alto coste, debido al catalizador de platino y los materiales de la membrana con altos contenidos en flúor. También supone un alto coste la necesidad de operar a alta presión y los requisitos estrictos de la pureza del agua, junto a una menor vida útil que la ofrecida por los AEC actualmente. Los esfuerzos del desarrollo tecnológico de los PEMEC están centrados en reducir la complejidad del sistema, de tal forma que permita su ampliación y la reducción de costes de capital, mediante la utilización de materiales menos costosos y procesos de fabricación de las celdas más maduros [12].

Por último, los electrolizadores tipo SOEC, que son los menos desarrollados de los tres mencionados. Constan de una celda que utiliza como combustible óxido sólido y funciona en modo regenerativo durante el proceso de electrólisis. Trabaja mediante el uso de un electrolito de óxido sólido o de una cerámica conductora de iones sólidos [4]. En la figura 4 se muestra un esquema del electrolizador tipo SOEC.

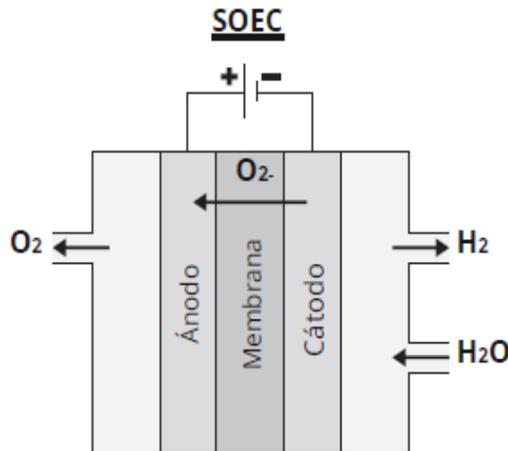


Figura 4. Esquema electrolizador tipo SOEC [12].

La utilización de este tipo de materiales, como electrolito, permite un funcionamiento a temperaturas significativamente mayores que las tecnologías mencionadas con anterioridad. Esto proporciona una elevada eficiencia eléctrica, un menor coste del material y la opción de poder operar en modo inverso. Puede reducir electroquímicamente el agua, en el proceso habitual de electrólisis, o reducir agua y dióxido de carbono conjuntamente, en un proceso denominado coelectrólisis, produciendo un gas de síntesis en lugar de hidrógeno [4,12].

El principal desafío que presenta este tipo de electrolizadores es la degradación severa del material debido a las altas temperaturas de funcionamiento [12]. Los esfuerzos del desarrollo tecnológico de los SOEC están centrados en la investigación y desarrollo de nuevos materiales y en reducir el rango de temperatura de funcionamiento de entre 650-1000°C a 500-700°C, que faciliten la comercialización de dicha tecnología. También se investiga sobre la estabilización de los materiales de los componentes existentes [12].

Los expertos aseguran un cambio trascendental, entre los años 2020 y 2030, pasando de los electrolizadores tipos AEC al tipo PEMEC como tecnología principal para el proceso de la electrólisis. Dicho cambio se basa en una reducción del coste de capital y de una mayor flexibilidad operativa por parte de los sistemas PEMEC, lo que se traduciría en una gran ventaja

comercial [12]. También se habla, pero con mayor incertidumbre, que la tecnología SOEC para los años 2030 pueda alcanzar un nivel de tecnología más madura, poniéndose al nivel de los otros dos electrolizadores, viéndose reducido los costes de operación y prolongándose su vida útil [12,13].

## 2.2. RETOS EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL POWER TO GAS

Las barreras que existen hoy en día para la inversión de capital en la tecnología de la electrólisis del agua son el alto coste del capital y la fuerte incertidumbre sobre el coste futuro de dicha tecnología y las mejoras en su rendimiento [12].

Análisis y estudios sobre las acciones más incidentes en la mejora de la rentabilidad de esta tecnología, estiman que el aumento de la producción se percibe de forma más influyente en la reducción de costes de capital que el aumento de financiación en I+D, para las tecnologías evaluadas. Para la reducción de costes se precisa llevar a cabo mejoras en los métodos de fabricación y automatización, esto se obtiene con una mayor experiencia operativa que dé lugar a diseños de sistemas optimizados [12,14].

Uno de los factores más influyentes en la reducción de costes es el aprendizaje tecnológico. Se basa en la importancia que tiene la adquisición de experiencia a lo largo de todo el proceso. Cuanto mayor sea la producción acumulada de un bien, y sobre todo en tecnologías en fases de maduración, mayor será la experiencia y la reducción de costes, debido a la optimización del proceso y la utilización de las economías de escala [15].

En la figura 5, que se muestra a continuación, se puede observar como una inversión en aprendizaje genera una disminución en los costes respecto a la tecnología actual. Lo cual evidencia que el fuerte interés actual en el desarrollo de esta tecnología es el mejor método para mejorar su capacidad a gran escala.

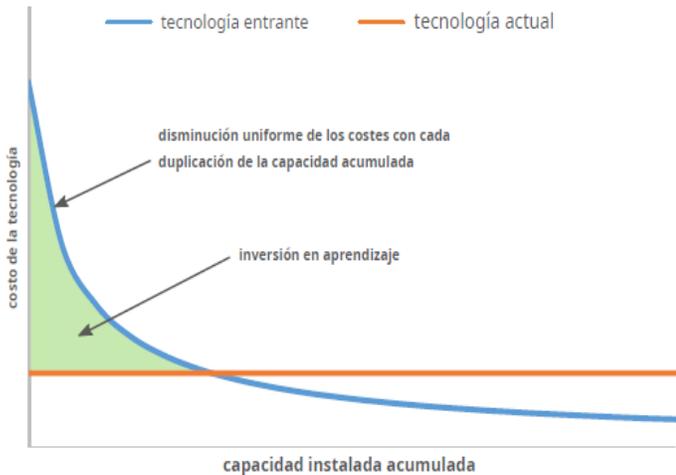


Figura 5. Curva de evolución de los costes [16].

Según estudios sobre el desarrollo y costes de esta tecnología, se espera que los efectos del aprendizaje tecnológico reduzcan los costes de capital específico alrededor de un 30-75% para el proceso de la electrólisis y de un 30-60% para el proceso de metanización [13]. Para ello será necesario el aumento de las capacidades de las plantas futuras, con el objetivo de que sean competitivas con las tecnologías establecidas. Sin dejar de tener en cuenta la gran importancia del origen de la electricidad.

Por otro lado, uno de los inconvenientes técnicos principales del hidrógeno es su baja densidad de energía y la fragilización que genera en los materiales metálicos que forman parte de los equipos industriales, lo que complica y vuelve todo un desafío su almacenamiento y transporte [17]. También presenta una baja energía de activación de la reacción, por lo cual aumenta la velocidad de esta, pudiéndose considerar un factor de peligrosidad.

El problema de fragilización por hidrógeno atómico se basa en la corrosión que este genera cuando se difunde en el material y se deposita en la estructura reticular del material [18]. Este fenómeno tiene lugar, debido a que el átomo de hidrógeno está formando solamente por un protón y un electrón. Es el elemento más ligero que existe, siendo 15 veces más ligero que el aire [19]. Esto produce la creación de defectos y límites de veta en el material metálico que lo contenga. Esto produce esfuerzos de tensión internos que vuelve al

material frágil por la aparición de grietas, que pueden derivar en la rotura de este [18].

Se sigue investigando continuamente en la mejora de materiales y aceros de altas resistencias, para intentar minimizar las consecuencias de este fenómeno. En la figura 6 se muestra la fragilización que produce el hidrógeno en los materiales metálicos.

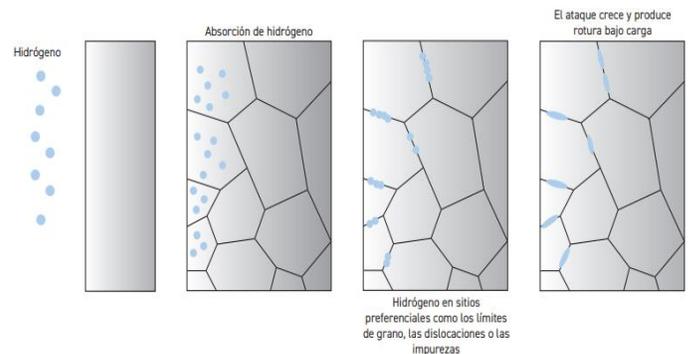


Figura 6. Fragilización por hidrógeno en metales [20].

Debido al otro problema mencionado, el almacenamiento, se hace necesario modificar sus condiciones, ya sean físicas o químicas. Cambio de condiciones físicas como temperatura, presión o fase, o de condiciones químicas como por ejemplo la formación de hidruros metálicos o complejos, la transformación del hidrógeno en compuestos amoniacales o hidrocarburos ligeros o la adsorción en nanotubos de carbono [12].

### 2.3. ALTERNATIVAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

En este apartado, se comentarán o analizarán alternativas a esta tecnología muy conocidas y utilizadas habitualmente. Algunos de estos métodos son los sistemas de bombeo en centrales hidráulicas, los volantes de inercia o las baterías.

El sistema de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala más eficiente es el sistema de bombeo, también conocido como hidroeléctrico. Se basa en el bombeo de agua de un embalse inferior a otro superior empleando electricidad, en momentos en los que el precio y la demanda de esta sean bajos. Se venderá posteriormente en



momentos de alta demanda eléctrica. Este tipo de tecnología rentable y probada aporta estabilidad al sistema eléctrico [21]. Las ventajas de este tipo de almacenamiento de energía son los tiempos rápidos de respuesta a picos de demanda y el almacenamiento de significativas cantidades de agua, en forma de energía potencial [21,22]. En la figura 7 se muestra un esquema de un central de bombeo.

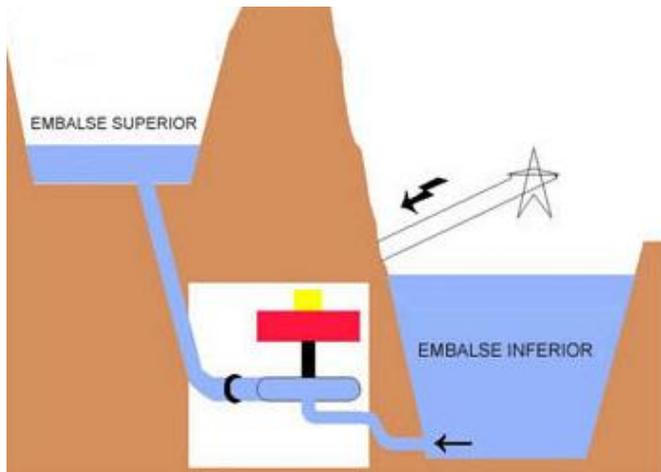


Figura 7. Esquema central de bombeo [23].

El problema principal de este tipo de almacenamiento es la limitación que tiene, debido a las específicas ubicaciones geográficas que requiere y la prácticamente total explotación de todos los emplazamientos propicios para este tipo de sistema, lo que conlleva a una reducida capacidad de crecimiento.

Otro sistema de almacenamiento más que conocido son las baterías. Estos almacenadores electroquímicos, son celdas formadas por dos electrodos (positivo y negativo), capaces de generar carga eléctrica. Sus ventajas principales son la rapidez en la respuesta, de milisegundos, su fácil instalación, su escalabilidad y la reducción constantes de sus precios [21]. Las desventajas claras de esta tecnología es su corta vida útil y los efectos nocivos exorbitantes que estas generan al medio ambiente una vez son depositadas en los lugares de almacenamiento de los residuos [24]. En la figura 8 se muestra una serie de baterías instaladas en un parque de molinos eólicos.



Figura 8. Grupo de baterías en un parque eólico [21].

Por último, los volantes de inercia se basan en el principio de la masa giratoria, para el almacenamiento de energía eléctrica en forma de energía cinética giratoria. Este sistema presenta un coste de inversión muy elevado en comparación con otros sistemas y un tiempo de suministro de energía muy corto. En la figura 9 se muestra el esquema de un volante de inercia.

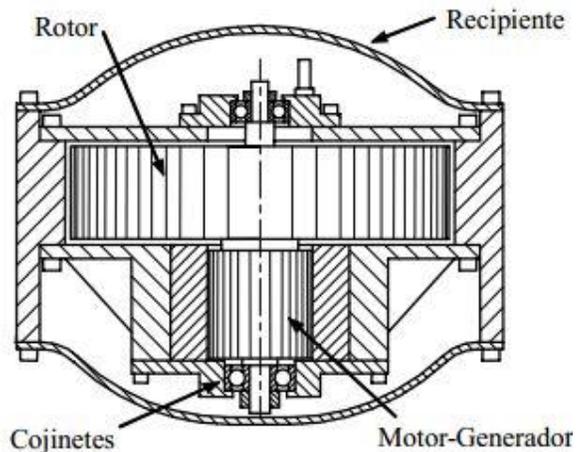


Figura 9. Esquema volante de inercia [25].

La tabla 1 muestra un resumen comparativo de las características más importantes de las diferentes formas de almacenamiento. El tiempo de reacción para el suministro de energía, la cantidad de almacenamiento disponible, el coste de inversión, el potencial de expansión y la escalabilidad que presenta cada una de las distintas formas de almacenamiento.



	Hidráulica	Volante	Batería	PtG
Reacción	Rápido	Rápido	Rápido	Rápido
Cantidad	Elevada	Baja	Baja	Elevada
Coste	Alto	Muy alto	Bajo	Medio
Expansión	Bajo	Media	Alta	Alta
Escalabilidad	Nula	Media	Alta	Alta

Tabla 1. Resumen de las características principales

Por todas estas razones se buscan constantemente métodos alternativos de almacenamiento de energía eléctrica. Por eso, la tecnología PtG se muestra como una de las alternativas con mayor potencial de explotación.

### 3. APLICACIONES

Una vez obtenido el hidrógeno se puede tratar como un portador directo de energía o se puede convertir en GNS, combustibles líquidos, productos químicos o electricidad.

#### 3.1. USO DIRECTO DE HIDRÓGENO

La combustión directa del hidrógeno es la manera más directa de aprovechar toda su energía, debido a su amplio rango de inflamabilidad, que permite utilizarse en combinación con otros gases para regular la temperatura de la llama [12]. El mejor ejemplo de su uso es el que tiene en la industria aeroespacial. Teniendo un papel fundamental en la carrera aeroespacial y siendo el modo de propulsión que consiguió llevar al primer hombre a la luna en 1969.

Otro método para emplear el hidrógeno de manera directa es hacer funcionar una turbina de gas. Investigadores de la Universidad de Stavanger han conseguido por primera vez, en mayo de 2022, poner en funcionamiento una turbina de gas con 100% de hidrógeno [26]. Con una eficiencia algo menor, pero pudiendo usarse la infraestructura ya existente. Y la gran ventaja sería la producción de energía sin emisiones de dióxido de carbono [26].

La inyección directa del hidrógeno en las redes de distribución de gas, como se ha comentado con anterioridad, presenta problemas severos en los materiales de dicha infraestructura. Por este motivo, y debido también a su baja densidad de energía volumétrica, se ha establecido la adición del hidrógeno al gas natural, para evitar este tipo de problemas al no transportar hidrógeno puro. Se añaden porcentajes bajos de hidrógeno al gas natural [27].

En la figura 10 se muestra un esquema de las diferentes utilidades del hidrógeno obtenido por esta tecnología, enfocadas en la utilización de la red de gas natural. Se incluye tanto la inyección directa del hidrógeno, la inyección parcial a la red de gas natural y la inyección del metano obtenido mediante el proceso de metanización, expuesto en el siguiente apartado.

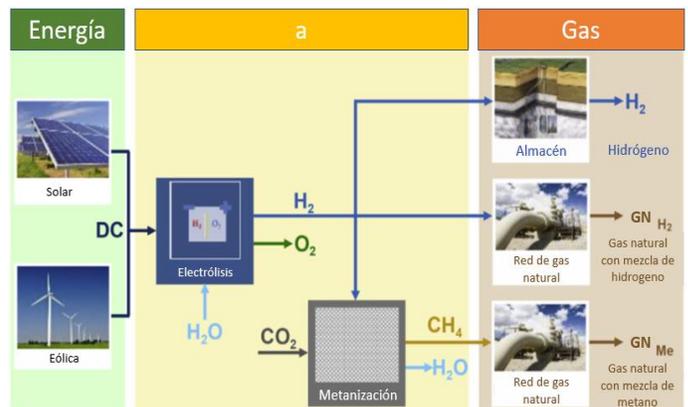


Figura 10. Esquema aplicaciones del hidrógeno [28].

#### 3.2. METANIZACIÓN

La aplicación más común es realizarle una segunda etapa al hidrógeno, la metanización. Se añade dióxido de carbono al hidrógeno, como se comentó brevemente en la introducción, para obtener metano. El gas obtenido, GNS, puede tener las mismas aplicaciones que el gas natural convencional de origen fósil. Para esta segunda etapa se necesita dióxido de carbono. Este se puede obtener de plantas de conversión de biogás a biometano, mediante el lavado de gases con disolventes de amina [17], de plantas de producción de etanol o de corrientes de gases de combustión de alta concentración de diferentes



industrias, corrientes con una concentración alrededor de 400 ppm [27].

Uno de los métodos más utilizados para la captación de dióxido de carbono es el empleo de materiales de adsorción. Al hacer pasar el aire a través de este material, se captura el dióxido de carbono. Para la recuperación del dióxido de carbono del material de adsorción se realiza un proceso de desorción, aplicando calor a dicho material [17].

Este proceso, que tiene lugar a baja temperatura y alta presión, sufre una reducción del rendimiento de producción del metano a medida que el catalizador se va envejeciendo [27]. Según un estudio, la evolución del envejecimiento de un catalizador con base de níquel funcionando a baja temperatura es despreciable, sin observarse pérdida de la actividad. En cambio, durante un estudio funcionando a alta temperatura el rendimiento disminuía notoriamente, hasta un 7% de reducción operando a 500°C [29]. El efecto de envejecimiento se atribuyó a una disminución del área superficial total de las muestras envejecidas y, por lo tanto, la superficie expuesta al níquel activo [27]. La investigación en este campo está enfocada, en la actualidad, en el control de la temperatura del proceso y en la reducción de sinterización de las partículas de níquel.

Surge otro problema debido a la entrada discontinua o con parones de electricidad a la planta de electrólisis y metalización. El proceso de electrólisis asume los cambios en la entrada de energía eléctrica en cuestión de segundos. En cambio, el proceso de metanización tarda varios minutos en ajustar la tasa de producción del GNS manteniendo su calidad [5]. La operación de forma independiente de los dos procesos conduciría a una producción más continua. Influidando, de esta manera, positivamente en la producción de dióxido de carbono. Para ello, resulta necesario la instalación de almacenamientos provisionales para desacoplar la producción de hidrógeno de la parte sintetizadora. Con esto, se consiguen ciclos de operación continua más largos para el reactor de metanización y más horas de carga completa anuales. Reduciéndose así los costes generales de la producción del GNS.

### 3.3. PILAS DE COMBUSTIBLE

Otra aplicación del hidrógeno es la utilización de pilas de combustibles para volver a obtener electricidad. Hacen un proceso inverso a la electrólisis, se emplea hidrógeno como combustible que al reaccionar con el oxígeno de aire produce electricidad y vapor de agua. Las pilas de combustible son por lo general más eficientes que los sistemas que utilizan el Ciclo de Carnot. Especialmente en unidades pequeñas, lo que propicia un menor consumo de agua de refrigeración durante su funcionamiento [30].

Existen varios tipos, pero las más desarrolladas y comercializadas son las de membrana de intercambio protónico (PEM), alcalinas (AFC), de ácido fosfórico (PAFC), de carbonatos fundidos (MCFC) y de óxido sólido (SOFC). Cada tipo de pila de combustible ofrece mejores prestaciones para una o varias de las aplicaciones anteriormente mencionadas [31]. En la figura 11 se muestra el esquema de una pila de combustible tipo PEM.

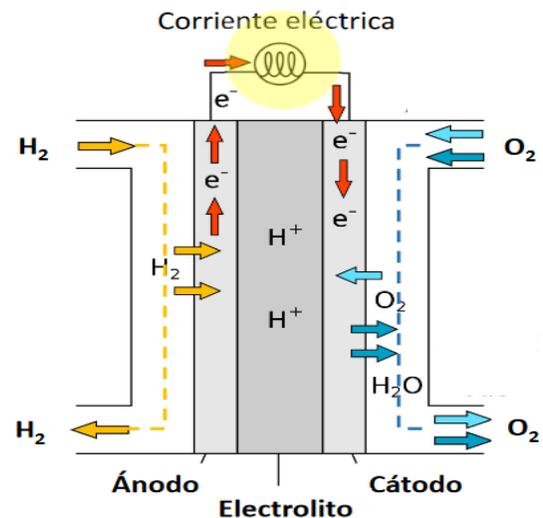


Figura 11. Esquema pila de combustible tipo PEM [32].

Las aplicaciones principales de las pilas de combustible son en el transporte, en aplicaciones portátiles, como fuente de energía para pequeños dispositivos electrónicos, en el uso residencial, aprovechando también el calor que cede en su combustión mediante un sistema recuperador de calor, y la generación de electricidad, cuando la



escalabilidad de esta tecnología permita generar grandes potencias de energía eléctrica [33].

Un ejemplo del uso doméstico de pilas de combustibles, como almacenamiento de energía eléctrica, ha sido desarrollado por una compañía australiana, llamado Lavo Green Energy Storage System. Este dispositivo está unido a las placas solares, que se deben tener instaladas en la vivienda, y utiliza los excedentes de energía eléctrica para obtener hidrógeno mediante el proceso de la electrólisis. Almacena el hidrógeno a una presión de 30 bares y en el momento que sea demanda la electricidad, pensado para generar electricidad en horas de ausencia de luz solar, se genera en una pila de combustible. El mayor inconveniente de esta tecnología pionera es la baja eficiencia de todo el proceso y su alto precio, debido a que es una tecnología poco madura [34]. En la figura 12 se muestra un esquema de la pila de combustible de uso doméstico LAVO.

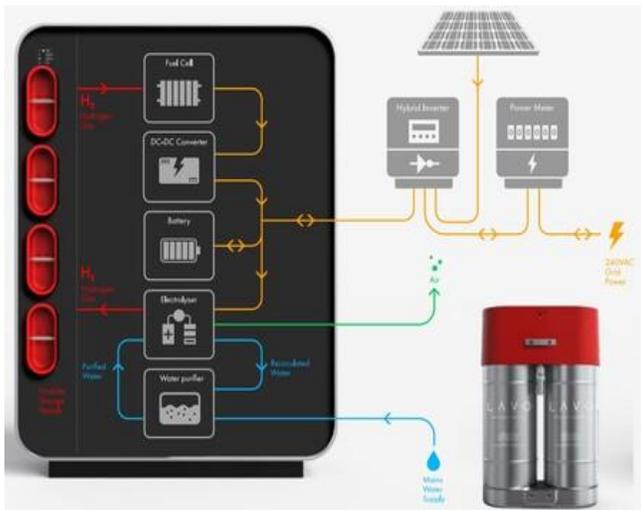


Figura 12. Esquema pila de combustible LAVO [34].

### 3.4. RETO DE DESCARBONIZACIÓN EN EL SECTOR DEL TRANSPORTE

La ruta de descarbonización del sector de transportes consta de dos etapas. La primera se basa en la reducción de emisiones del sector eléctrico y la segunda en la electrificación del sector de transportes. Con esta combinación se podría lograr una descarbonización profunda [35]. Por eso, la tecnología PtG puede desempeñar un papel

fundamental en la interacción entre el sector de la energía y el del transporte.

Los métodos de transporte que se contemplan y se comercializan actualmente [17]:

- Vehículos ligeros de pasajeros: mediante estaciones de L-CNG, que proporcionan gas natural comprimido (GNC).
- Camiones pesados de carga: mediante estaciones de servicio de L-CNG, que proporcionan gas natural licuado (GNL).
- Transporte marítimo: sustituir el diésel por GNL, obteniéndose reducciones de emisiones contaminantes del 90% en SOx, 35% en NOx, 29% en dióxido de carbono y un 85% en partículas de carbono.

Este tipo de transportes utilizan motores de combustión directa, en los que se inyecta gas natural en vez de combustibles fósiles. El proceso de licuefacción del gas, para camiones pesados de carga y el transporte marítimo, se hace mediante un proceso criogénico.

En el diagrama que se muestra en la figura 13, se puede observar el proceso completo, desde la obtención del hidrógeno hasta el repostaje de un camión pesado con GNL.

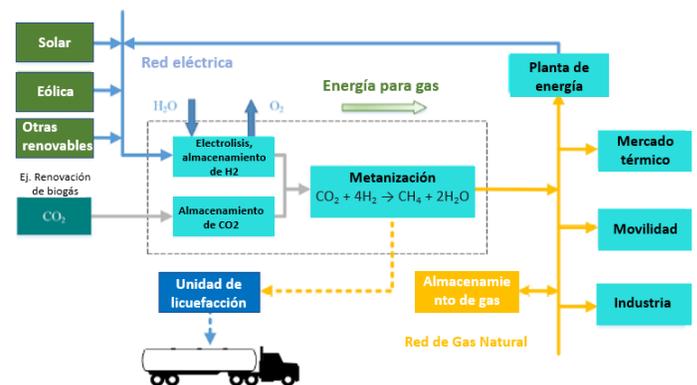


Figura 13. Diagrama: proceso de obtención del GNL [17].

Para que esta alternativa empiece a tomar fuerza en el transporte pesado y marítimo, se debe seguir investigando sobre el motor de gas, el proceso de combustión y el enfoque en la reducción



del escape de metano. Con estas mejoras se generarían mayores expectativas en el uso de esta tecnología en el sector del transporte [35].

También se ha probado la combustión directa en motores térmicos de combustión interna de vehículos ligeros de pasajeros. En primer lugar, se desarrollaron dos modelos, el Mazda RX8 y el BMW Hydrogen V12, pero los resultados de estos modelos no fueron viables debido a los grandes desafíos que planteaban tanto los costes como la autonomía. Por ese motivo, ninguno de estos dos modelos se comercializa [36].

Por otro lado, se comercializan vehículos ligeros de pasajeros que utilizan pilas de combustible con hidrógeno como fuente de energía. Actualmente, se comercializan dos modelos impulsados con pilas de combustible de tipo PEM, el Toyota Mirai y el Hyundai Nexu. Aún tiene precios poco competitivos en el mercado, pero a medida que avance la tecnología y su comercialización los precios irán reduciéndose progresivamente, y ganando así competitividad en el mercado [36].

Hoy en día, los llamados Hydrogen Internal Combustion Engines (HICE), vuelven a tomar importancia debido al empeño de la marca japonesa Toyota, en colaboración con Subaru, Yamaha y Kawasaki, de desarrollar esta tecnología. Buscan una segunda vida a la combustión del hidrógeno en motores térmicos debido a sus buenas características en el tema de emisiones emitidas a la atmósfera, en comparación con los combustibles de origen fósil [37].

#### **4. CONCLUSIONES**

La tecnología PtG en el futuro va a poder desarrollar importantes labores. El principal rol de esta tecnología es el almacenamiento a gran escala de energías renovables. Cumpliendo esta función, desempeñará un servicio para equilibrar las cargas de las redes eléctricas y contribuir a los objetivos de reducción de emisiones de GEI. Se consigue un acoplamiento directo con las FER y disponer de unas reservas de control, para poder compensar los desajustes entre la producción y el consumo en la

red eléctrica que conduzcan a desviaciones en la frecuencia de esta.

A nivel económico, hoy en día, no es competitivo ni con el hidrógeno ni con el gas natural de origen fósil, pero con el paso de los años y el desarrollo de la tecnología se prevé que alcancen precios competitivos. También se tiene en cuenta el aumento de la severidad de las sanciones que la Unión Europea plantea ir implementando, viéndose afectadas todas las fuentes de energía de origen fósil y todos los procesos que emitan gases de efecto invernadero a la atmósfera durante su transcurso.

Por otro lado, como se puede observar en la tabla 1, la tecnología PtG muestra notables ventajas frente a los demás métodos de almacenamiento energía más convencionales. Presenta una elevada capacidad de almacenamiento de energía frente a la limitación en este aspecto que pueden ofrecer los volantes de inercia o las baterías. Se puede destacar la alta capacidad de expansión y la gran capacidad de escalabilidad que presenta esta tecnología frente a las centrales de bombeo. Esto se debe a la posibilidad de adaptar el tamaño de los equipos necesarios y la posible instalación de estos en diversos emplazamientos, y no en sitios tan específicos como los requeridos para la instalación de una central hidroeléctrica.

La tecnología hoy en día se encuentra en una fase de maduración, pero visto su potencial y el buen papel que puede ejercer medioambientalmente, se le augura una fuerte inversión por parte de las empresas y los gobiernos, con el objetivo de desarrollar y explotar todo su potencial.

#### **5. AGRADECIMIENTOS**

Me gustaría agradecer a mis tutores, Andrés Meana Fernández y María José Suárez López, por su trabajo y dedicación durante el desarrollo de este proyecto y haberme guiado para ser capaz de haber presentado el trabajo expuesto.



También quisiera agradecer a la Universidad de Oviedo por facilitar la accesibilidad a las páginas de contenido científico y de investigación, y haber podido así buscar y descargar todo el material científico necesario para la realización del trabajo.

## 6. REFERENCIAS

- [1] “Objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero” [Online]. Disponible: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/objetivos.aspx>
- [2] Funda Cansu Ertem-Kappler, Vera Stam, *Store&Go, Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation*, 2020.
- [3] Andrea Mazza, Ettore Bompard, Gianfranco Chicco, *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Applications of Power-to-Gas technologies in emerging electrical systems*, 2018.
- [4] Elimar Frank, Jachin Gorre, Fabian Ruoss, Markus J. Friedl, *Applied Energy, Calculation and analysis of efficiencies and annual performances of Power-to-Gas systems*, 2018.
- [5] Jachin Gorre, Fabian Rouss, Hanny Karjunen, Johannes Schaffert, Tero Tynjälä, *Applied Energy, Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation*, 2020.
- [6] “Methane promising route for storage of Renewable Energy from sun and wind” [Online]. Disponible: <https://phys.org/news/2019-04-methane-route-storage-renewable-energy.html>
- [7] Herib Blanco, Wouter Nijs, Johannes Ruf, André Faaij, *Applied Energy, Potential of Power-to-Methane in the EU energy transition to a low carbon system using cost optimization*, 2022.
- [8] “El costo del hidrógeno verde debe caer a la mitad para que sea competitivo con el azul: la nuclear y su alto factor de capacidad serían claves”, [Online]. Disponible: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-coste-del-hidrogeno-verde-debe-caer-a-la-mitad-para-que-sea-competitivo-con-el-azul-la-nuclear-y-su-alto-factor-de-capacidad-serian-claves/>
- [9] Felix Herrmann, Marcus Grünwald, Julia Riese, *Chemie Ingenieur Technik, Flexibility of Power-to-Gas Plants: A Case Study*, 2020.
- [10] “Ventajas e inconvenientes del hidrógeno como combustible alternativo”, National Geographic, [Online]. Disponible: [https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/ventajas-e-inconvenientes-hidrogeno-como-combustible-alternativo\\_14897](https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/ventajas-e-inconvenientes-hidrogeno-como-combustible-alternativo_14897)
- [11] Apuntes del Máster Universitario en Ingeniería Energética de la EPI Gijón, de la asignatura Combustibles alternativos en el transporte, *Hidrógeno (apuntes)*, 2021.
- [12] O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, S. Few, *ScienceDirect, Future cost of performance of water electrolysis: An expert elicitation study*, 2017.
- [13] Hans Böhm, Andreas Zauner, Daniel C. Rosenfeld, Robert Tichler, *Applied Energy, Projecting cost development for the future large-scale Power-to-Gas implementations by scaling effects*, 2020.
- [14] Jachin Gorre, Felix Ortloff, Charlotte van Leeuwen, *Applied Energy, Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage*, 2019
- [15] Hans Böhm, Sebastian Goers, Andreas Zauner, *Science Direct, Stimating future costs of Power-to-Gas based approach for technological learning*, 2019.
- [16] Weisenthal T, Dowling P, Morbee J, Thiel C, Schade B, Russ P, *JRC Scientific and Policy Reports, Technology Learning Curves for Energy Policy Support*, 2012.
- [17] Eduard Alexandru Morosanu, Andrés Saldivia, Massimiliano Antonini, Samir Bensaid, *energy&fuels, Process Modeling of an Innovative Power to LNG Demonstration Plant*, 2018.
- [18] “Fragilización por hidrógeno” [Online]. Disponible: <https://glossar.item24.com/fragilizacion-por-hidrogeno>
- [19] Paloma Asensio, *Energías renovables para todos, Hidrógeno y pilas de combustible*, Fundación de la energía de la Comunidad de Madrid, 2007.
- [20] Clara Moyado, *Abordando el desafío de la fragilización por hidrógeno en la metalurgia*, Parker 2020.
- [21] “Acciona ya almacena el viento en baterías” [Online]. Disponible: <https://www.energias-renovables.com/eolica/acciona-ya-almacena-el-viento-en-baterias>
- [22] “¿Sabes para qué sirven las centrales hidroeléctricas de bombeo?”, Sostenibilidad, Iberdrola [Online]. Disponible: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/central-hidroelectrica-bombeo>
- [23] “Tres sistemas de almacenamiento de energía eléctrica” [Online]. Disponible: <https://apilados.com/blog/3-sistemas-de-almacenamiento-de-energia-electrica/>
- [24] “Mala gestión de pilas y baterías impacta en la salud y el medio ambiente” [Online]. Disponible: <https://www.mspbs.gov.py/porta/13563/mala-gestion-de-pilas-y-baterias-impacta-en-la-salud-y-el-medio-ambiente.html>



- [25] “Almacenamiento de energía mediante volante de inercia”, No solo ingeniería, [Online]. Disponible: <https://nosoloingenieria.com/almacenamiento-energia-volante-de-inercia/>
- [26] “Hacen funcionar por primera vez una turbina de gas con 100% de hidrógeno”, el periódico de la energía [Online]. Disponible: <https://elperiodicodelaenergia.com/hacen-funcionar-por-primera-vez-una-turbina-de-gas-con-100-de-hidrogeno/>
- [27] Eduard Alexandru Morosanu, Fabio Salomone, Raffaele Pirone, Samir Bensaid, *catalysts, Insights on a Methanation Catalyst Aging Process: Aging Characterization and a Kinetic Study*, 2020.
- [28] Sebastian Schiebahn, Thomas Grube, Martin Robinius, Vanessa Tietze, Bhunesh Kumar, Detlef Stolten, *ScienceDirect, Power to Gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany*, 2015.
- [29] Rostrál-Nielsen, K. Pedersen, J. Sehested, *Appl.Catal, High temperatura methanation sintering and structure sensitivity*, 2007.
- [30] “Pilas de combustible, electricidad para el futuro inmediato”, Técnica industrial [Online]. Disponible: <https://www.tecnicaindustrial.es/pilas-de-combustible-electricidad-para-el-fut/>
- [31] “Tipos de pila de combustible y su clasificación” [Online]. Disponible: <https://apilados.com/blog/tipos-de-pilas-de-combustible-su-clasificacion/>
- [32] José Diaz Trapiella, Máster Universitario en Ingeniería Energética de la EPI Gijón, asignatura Combustibles alternativos en el transporte, *Pilas de combustible (diapositivas)*, 2021.
- [33] “Aplicaciones de las pilas de combustible”, Energía y minería en Castilla y Leon [Online]. Disponible: <https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/aplicaciones-pilas-combustible.html>
- [34] “Lavo quiere acercar las pilas de combustible de hidrógeno a los hogares ofreciendo un sistema de hasta 40 KWh”, [Online]. Disponible: <https://www.xatakahome.com/iluminacion-y-energia/lavo-quiere-acercar-pilas-combustible-hidrogeno-a-hogares-ofreciendo-sistema-40-kwh>
- [35] Bo Li, Minyou Chen, Ziming Ma, Gang He, Chi Zhang, Haiwang Zhong, *IEEE Transactions on industry applications, Modeling Integrated Power and Transportation Systems: Impact of Power-to-Gas on the Deep Decarbonization*, 2022.
- [36] José Diaz Trapiella, Máster Universitario en Ingeniería Energética de la EPI Gijón, asignatura Combustibles alternativos en el transporte, *Pilas de combustibles (apuntes)*, 2021.
- [37] “¿Tiene sentido quemar hidrógeno en motores térmicos existiendo la pila de combustible?”, Eléctricos, [Online]. Disponible: <https://www.diariomotor.com/electricos/tecnologia/tiene-sentido-quemar-hidrogeno-en-motores-termicos-existiendo-la-pila-de-combustible/>
- [38] Daan Hulshof, Catrinus Jepma, Machiel Mulder, *Energy Policy, Performance of markets for European renewable energy certificates*, 2019.
- [39] Mareike Jentsch, Tobias Trost, Michael Sterner, *ScienceDirect, Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario*, 2014.
- [40] Paolo Deiana, Claudia Bassano, Paola Gislon, *Focus Enea, Tecnologie e prospettive del Power to Gas*, 2020.
- [41] Sefa Awaworyi Churchill, John Inekwe, Kris Ivanovski, *Applied Energy, Conditional convergence in per capita carbon emissions since 1900*, 2018.
- [42] Christina Wulf, Jochen Linben, Petra Zapp, *Science Direct, Review of Power-to-Gas Projects in Europe*, 2018.
- [43] Meltem Peker, Ayse Selin Kocaman, Bahar Y. Kara, *Applied Energy, Benefits of transmission switching and energy storage in power systems with high renewable energy penetration*, 2018.
- [44] Mihai Balan, Adrian Badea, Mihaela Ramona, Alexandru Ciocan, *ResearchGate, Power-to-Gas: Development of analysis framework based on a Romanian case study*, 2016.