

Trabajo Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de las Tecnologías  
Industriales

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO-NORMATIVO  
ACERCA DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO  
A PARTIR DE ENERGÍA SOLAR  
FOTOVOLTAICO Y SU INYECCIÓN EN  
GASODUCTO DE GAS NATURAL**

Autor: Abraham Rodríguez Ramírez

Tutor: Manuel Felipe Rosa Iglesias

Cotutor: José Alfredo Iranzo Paricio

**Dpto. Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2021





Trabajo Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO-  
NORMATIVO ACERCA DE LA PRODUCCIÓN  
DE HIDRÓGENO A PARTIR DE ENERGÍA  
SOLAR FOTOVOLTAICO Y SU INYECCIÓN EN  
GASODUCTO DE GAS NATURAL**

Autor:

Abraham Rodríguez Ramírez

Tutor:

Manuel Felipe Rosa Iglesias

Catedrático

Cotutor:

José Alfredo Iranzo Paricio

Profesor Sustituto Interino

Dpto. de Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Trabajo Fin de Grado: ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO-NORMATIVO ACERCA DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICO Y SU INYECCIÓN EN GASODUCTO DE GAS NATURAL

Autor: Abraham Rodríguez Ramírez

Tutor: Manuel Felipe Rosa Iglesias

Cotutor: José Alfredo Iranzo Paricio

El tribunal nombrado para juzgar el Trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal



*A mi familia y amigos*  
*A mis profesores*





# Agradecimientos

---

*En primer lugar, agradecer a mi familia todo el apoyo y cariño recibido, han hecho todo lo posible para que nunca me faltara nada.*

*También me gustaría agradecer todo el tiempo compartido contigo Ángela. Mi paz y tranquilidad interior te la debo a ti. Gracias por estar siempre junto a mí. También me gustaría agradecer el apoyo a todos mis compañeros de la carrera, tanto con los que empecé, como con los que tuve mayor amistad al final de este trayecto. Gracias a Selu por ayudarme en mis momentos de agobios y a Pablo por estar siempre ahí.*

*Por último, me gustaría agradecer los conocimientos que me han proporcionado todos los profesores, en especial para la realización de este trabajo a mi cotutor Alfredo Iranzo, que ha estado atento telemáticamente a todas las dudas que me surgían y siempre respondiendo con buen criterio.*



En las últimas décadas el consumo de energía ha presentado uno de los mayores crecimientos y desarrollos de la economía a nivel mundial debido a la producción industrial. El consumo estaba basado básicamente de combustibles fósiles, suponiendo una disminución en las reservas, además de un aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero. Esto ha provocado una enorme preocupación en las distintas organizaciones mundiales, requiriendo el reemplazo por alternativas de origen renovable.

La creciente ambición y objetivos climáticos, sitúan al hidrógeno renovable como una solución sostenible para la descarbonización de la economía, además de un importante vector energético para abastecer las necesidades de almacenamiento y equilibrio energético en el futuro, contribuyendo a mitigar el calentamiento global.

En este contexto, la obtención de hidrógeno mediante el proceso de electrólisis del agua es ambientalmente sostenible, sin ningún tipo de emisiones de gases de efecto invernadero ni consumo de combustibles fósiles. Combinada con fuentes de energía renovables, como puede ser en este caso la energía solar fotovoltaica, la hace aún más ecológica.

El factor clave final, es la inyección de hidrógeno en la red de gas natural actual. Este hecho permite el almacenamiento y transporte de la energía eléctrica a corto o largo plazo. La inyección parcial de hidrógeno supone un trampolín para el desarrollo de una infraestructura de hidrógeno, pero una descarbonización a gran escala, requiere inyección completa con los avances tecnológicos e inversión económica que supone.



In recent decades, energy consumption has presented one of the greatest growths and developments of the economy worldwide due to industrial production. Consumption was basically based on fossil fuels, assuming a decrease in reserves, as well as an increase in greenhouse gas emissions. This has caused enormous concern in the various global organizations, requiring the replacement by alternatives of renewable origin.

The growing ambition and climate objectives, place renewable hydrogen as a sustainable solution for the decarbonization of the economy, as well as an important energy vector to supply the needs of storage and energy balance in the future, contributing to mitigate global warming.

In this context, obtaining hydrogen through the process of electrolysis of water is environmentally sustainable, without any greenhouse gas emissions or consumption of fossil fuels. Combined with renewable energy sources, such as photovoltaic solar energy, it makes it even greener.

The final key factor is the injection of hydrogen into the current natural gas network. This fact allows the storage and transport of electrical energy in the short or long term. The partial injection of hydrogen is a springboard for the development of a hydrogen infrastructure, but a large-scale decarbonization requires complete injection with the technological advances and economic investment that it entails.



<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xvii</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xviii</b>
<b>1 Introducción y objetivos</b>	<b>2</b>
1.1 <i>Introducción</i>	2
1.2 <i>Objetivos y estructura</i>	3
<b>2 Revisión tecnologías</b>	<b>5</b>
2.1 <i>Hidrógeno</i>	5
2.1.1 Producción de hidrógeno	6
2.1.2 Reformado de combustibles	8
2.1.3 Métodos de producción de hidrógeno solar	11
2.2 <i>Energía solar fotovoltaica</i>	16
2.2.1 Historia	16
2.2.2 Efecto fotovoltaico	16
2.2.3 Panel fotovoltaico	18
2.3 <i>Electrólisis</i>	24
2.3.1 Tipos de electrolizador	26
2.3.2 Comparación de los tipos de electrolizadores	33
2.3.3 Materiales	34
2.3.4 Eficiencia y parámetros	36
2.4 <i>Almacenamiento</i>	37
2.4.1 Hidrógeno comprimido	38
2.4.2 Hidrógeno líquido	39
2.4.3 Almacenamiento en hidruros metálicos	40
2.4.4 Almacenamiento en estructuras de carbono	40
2.4.5 Almacenamiento subterráneo	42
2.5 <i>Transporte</i>	43
2.6 <i>Power-to-gas</i>	44
2.6.1 Red de gas natural	46
2.6.2 Blending de hidrógeno	47
2.6.3 Metanación	49
2.6.4 Proyectos	51
<b>3 Análisis económico</b>	<b>55</b>
3.1 <i>Costes energía solar fotovoltaica</i>	57
3.2 <i>Costes de producción de hidrógeno</i>	60
3.3 <i>Costes transporte</i>	65
3.4 <i>Costes inyección de hidrógeno</i>	67

3.5	<i>Mecanismos de financiación</i>	68
3.6	<i>Visión 2030 – 2050</i>	70
<b>4</b>	<b>Revisión de normativa</b>	<b>73</b>
4.1	<i>Normativa</i>	73
4.2	<i>Seguridad</i>	77
<b>5</b>	<b>Caso Práctico</b>	<b>79</b>
5.1	<i>Diagrama del proceso</i>	79
5.2	<i>Emplazamiento y características planta solar</i>	80
5.3	<i>Emplazamiento y características planta electrolítica</i>	83
5.4	<i>Impacto</i>	88
5.5	<i>Implementación</i>	90
<b>6</b>	<b>Conclusión</b>	<b>92</b>
<b>7</b>	<b>Anexos</b>	<b>93</b>
7.1	<i>Medidas Regulatorias</i>	93
7.2	<i>Medidas Sectoriales</i>	93
7.3	<i>Medidas Transversales</i>	95
7.4	<i>Impulso I+D+i</i>	96
<b>8</b>	<b>Bibliografía</b>	<b>97</b>



# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 2.1 Isotopos estables del hidrógeno [3]	5
Tabla 2.2 Características volumétricas del hidrógeno y otros hidrocarburos [4]	6
Tabla 2.3 Tipos de procesos según clase, reacciones y rango de temperatura [8]	12
Tabla 2.4 Tipos de ciclos, eficiencia y temperatura [4]	14
Tabla 2.5 Procesos de producción, detalles, materia prima y fuente de energía [5]	15
Tabla 2.6 Ventajas y desventajas al emplear distintos tipos de presiones [21]	29
Tabla 2.7 Características de electrolizadores. Fuente: Elaboración propia	34
Tabla 2.8 Ventajas e inconvenientes de tecnologías de almacenaje [32]	41
Tabla 2.9 Tolerancia general de hidrógeno en la red de gas. Fuente: Elaboración propia.	48
Tabla 2.10 Ventajas uso directo o indirecto de hidrógeno. Fuente: Elaboración propia.	51
Tabla 2.11 Proyectos Power-to-Gas con inyección de hidrógeno en la red de gas natural. [5]	54
Tabla 3.1 % Costes operacionales frente al tamaño de la planta [46]	60
Tabla 3.2 Costes actuales y previsión. Fuente: Elaboración propia.	64
Tabla 3.3 Estimación crecimiento del valor de mercado [50]	71
Tabla 4.1 Normas Hidrógeno. Fuente: Elaboración propia.	74
Tabla 5.1 Tabla características electrolizador PEM. Fuente: Elaboración propia.	84
Tabla 5.2 Comparativa modelos PEM. Fuente: Elaboración propia.	84
Tabla 5.3 Datos de partida de la instalación de producción de hidrógeno [60]	86
Tabla 5.4 Costes estimados CAPEX y OPEX electrolizador PEM. [60]	86
Tabla 5.5 Datos técnicos del electrolizador [58]	87
Tabla 5.6 Entidades integrantes de la Hoja de Ruta del Hidrógeno. [34]	91

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1.1 Esquema del sistema energético del hidrógeno [2]	3
Figura 2.1 Tipo de hidrógeno según materia prima y proceso [5]	7
Figura 2.2 Producción de hidrógeno a partir de fuentes no renovables [6]	7
Figura 2.3 Producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables [6]	8
Figura 2.4 Representación gráfica de los distintos tipos de reformado de combustibles [5]	9
Figura 2.5 Proceso de oxidación parcial [7]	10
Figura 2.6 Diagrama de producción de hidrógeno solar [8]	11
Figura 2.7 Representación esquemática de los procesos de descarbonización [4]	14
Figura 2.8 Representación de la corriente de electrones [13]	17
Figura 2.9 Representación de la radiación solar [16]	18
Figura 2.10 Partes de un panel solar fotovoltaico [14]	19
Figura 2.11 Tipos de células fotovoltaicas [18]	20
Figura 2.12 Evolución en el rendimiento de las principales tecnologías de células solares [19]	21
Figura 2.13 Curva intensidad-tensión de panel fotovoltaico [18]	22
Figura 2.14 Curvas corriente-voltaje a temperatura constante [18]	23
Figura 2.15 Curvas corriente-voltaje con variación de temperatura [18]	23
Figura 2.16 Representación de celda electrolítica [20]	25
Figura 2.17 Electrólisis del agua [21]	26
Figura 2.18 Tipos de electrolizadores [5]	26
Figura 2.19 Stack de electrolizador alcalino (AEC) [23]	27
Figura 2.20 Configuración monopolar [24]	28
Figura 2.21 Configuración bipolar [24]	28
Figura 2.22 Balance de planta (BoP) electrolizador alcalino [6]	29
Figura 2.23 Stack de electrolizador de membrana polimérica (PEM) [23]	30
Figura 2.24 Estructura molecular del Nafión [26]	31
Figura 2.25 Balance de planta (BoP) electrolizador de membrana polimérica [6]	31
Figura 2.26 Stack de electrolizador de óxido sólido (SOEC) [23]	32
Figura 2.27 Energía requerida para la electrólisis en función de la de temperatura [25]	33
Figura 2.28 Conjunto de materiales empleados en electrolito, ánodo y cátodo [29]	36
Figura 2.29 Clasificación de tecnologías de almacenamiento de hidrógeno [5]	38
Figura 2.30 Esquema del sistema de Linde-Hampson [27]	39
Figura 2.31 Representación de nanofibras [31]	41
Figura 2.32 Gráfico de la densidad del hidrógeno frente al contenido en hidrógeno [27]	42
Figura 2.33 Total de cavernas en Europa cerca y lejos de la costa [33]	42

Figura 2.34 Método óptimo de transporte relacionando volumen/distancia [34]	44
Figura 2.35 Almacenamiento de electricidad [5]	45
Figura 2.36 Concepto Power-to-Gas [5]	46
Figura 2.37 Red básica de gas natural [36]	47
Figura 2.38 Límites regulatorios de mezcla de hidrógeno según país [5]	48
Figura 2.39 Esquema digestión anaerobia [38]	49
Figura 2.40 Esquema de metanación in-situ [38]	50
Figura 2.41 Esquema de metanación ex-situ [38]	51
Figura 2.42 Proyecto Falkenhagen [40]	52
Figura 3.1 Viabilidad de las distintas tecnologías [41]	56
Figura 3.2 Reducción costes 2010 – 2019 [42]	57
Figura 3.3 Costes globales FV [43]	58
Figura 3.4 Decrecimiento coste de módulos [44]	59
Figura 3.5 Coste instalado total por tamaño [44]	59
Figura 3.6 Costes de producir hidrógeno con la red eléctrica [45]	61
Figura 3.7 Desglose de costes electrolizador Alcalino [47]	62
Figura 3.8 Desglose de costes electrolizador PEM [47]	62
Figura 3.9 Materiales críticos para electrolizadores [47]	63
Figura 3.10 Opciones futuras de transporte [43]	65
Figura 3.11 Comparación costes de transporte por tubería, barco y conversión [45]	65
Figura 3.12 Comparación costes de transporte por tubería o camión [45]	66
Figura 3.13 Redes de distribución de gas [48]	67
Figura 3.14 Evolución coste de producción 2020 – 2050 [47]	72
Figura 4.1 Hoja de seguridad del hidrógeno [52]	77
Figura 5.1 Sistema integrado solar-hidrógeno [55]	79
Figura 5.2 Diagrama electrolizador alcalino [27]	80
Figura 5.3 Radiación solar en Ciudad Real [46]	80
Figura 5.4 Mapa de localización planta solar y electrolítica [56]	81
Figura 5.5 Balance de resultados sin seguimiento. Fuente: Elaboración propia. PVsyst.	81
Figura 5.6 Balance de resultados con seguimiento. Fuente: Elaboración propia. PVsyst.	82
Figura 5.7 Representación de la producción normalizada por kWp instalado mensualmente sin seguimiento. Fuente: Elaboración propia. PVsyst.	82
Figura 5.8 Representación de la producción normalizada por kWp instalado mensualmente con seguimiento. Fuente: Elaboración propia. PVsyst.	83
Figura 5.9 Electrolizador PEM fabricante Nel. [58]	84
Figura 5.10 Esquema electrolizador PEM [59]	85
Figura 5.11 Impacto económico en la producción futura de hidrógeno. [44]	88
Figura 5.12 Emisiones generadas con la producción de hidrógeno. [61]	89
Figura 5.13 LCOE hidrógeno en la actualidad y en 2050 [44]	89





# 1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

*“Creo que un día el agua será un carburante, que el hidrógeno y el oxígeno que la constituyen, utilizados solos o conjuntamente, proporcionarán una fuente inagotable de energía”*

*- Julio Verne, 1875 -*

## 1.1 Introducción

La energía es esencial para el desarrollo económico y social de cualquier país, siendo necesario un estudio que abarque las distintas tecnologías y recursos. La mayor parte de la energía consumida es de origen no renovable, es decir, proviene de combustibles fósiles, gas, petróleo y carbón. Esta energía supone un impacto negativo sobre el medio ambiente y la humanidad, motivando a que el siglo XXI se convierta en una nueva era de avance. Algunos de estos impactos son el agotamiento de los combustibles fósiles, ya que el ritmo de consumo es excesivo. Se considera que se ha llegado a un punto de no retorno en el que el coste de extracción y consumo de estos recursos serán cada vez mayor debido a su carácter finito. Los niveles de contaminación, el cambio climático o las economías emergentes de algunos países son otros de los causantes de esta evolución.

Segun la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) [1], el sistema energetico del futuro se construira a partir de 5 pilares:

- Electrificación, con la idea de convertir la electricidad en un vector energético asociado a la energía solar y eólica.
- Flexibilidad energética, que permita el aumento de participación de renovables.
- Energías renovables convencionales.
- Hidrógeno verde.
- Innovación tecnológica para abordar los distintos desafíos.

Se han producido numerosos avances en los últimos años referente a las fuentes renovables, siendo las más destacadas la energía procedente del sol y la eólica. La electricidad es otro vector energético, debido a que permite una interconexión proveedor-consumidor a través de la red eléctrica, pero tiene el inconveniente de baja capacidad de almacenamiento. En la actualidad, en torno al 99 % de la electricidad que se almacena se realiza a través de centrales hidroeléctricas reversibles a través del bombeo de agua desde una cota inferior y se almacena la energía potencial. Este tipo de almacenamiento debe implantarse en localizaciones específicas y, por tanto, supone un alto impacto ambiental.

Aquí es donde entra en juego el hidrógeno, ya que, además de poder convertirse en un pilar fundamental para la descarbonización y ser una fuente de energía inagotable, aunque no presente en la atmósfera ya que requiere un proceso de producción. Tiene un gran potencial como vector de almacenamiento, siendo clave para incrementar el despliegue de las energías renovables, ya que necesitan generación de respaldo por la noche o tienen exceso de producción durante el día. Mediante el uso del gas, se puede convertir la energía eléctrica en energía química

permitiendo la conexión entre las dos infraestructuras actuales, red eléctrica y red de gas. A este concepto se le denomina Power-to-Gas, en el que se emplea el exceso de energía eléctrica procedente del sector solar o eólico para la producción de “hidrógeno verde” a través de un electrolizador y su posterior inyección a la red de gas natural. La producción de este tipo de hidrógeno es totalmente limpia, no generando emisiones contaminantes y su producción es totalmente neutral en el sentido climático, además de seguro y eficiente.

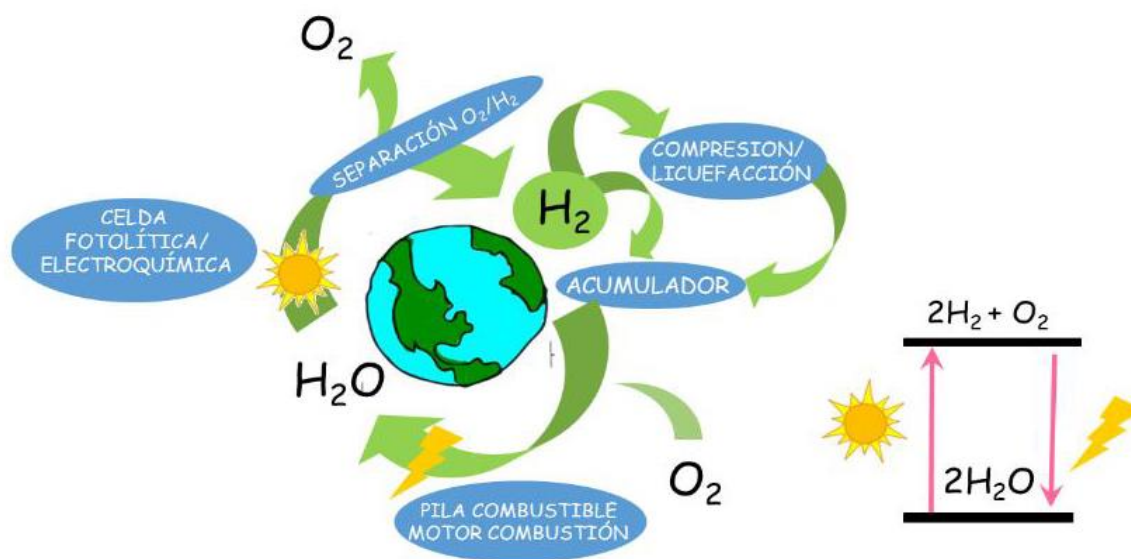


Figura 1.1 Esquema del sistema energético del hidrógeno [2]

En la actualidad el 95% del hidrógeno producido en la Unión Europea es a partir del gas natural mediante reformado, denominado hidrógeno gris. Para la producción de hidrógeno renovable mediante electrólisis, se requiere también agua como materia prima, por lo que supone un impacto medioambiental no muy alto, pero sí un elevado coste de producción debido a la tecnología de los electrolizadores y el coste eléctrico. Es clave para su desarrollo, demostrar la viabilidad de la infraestructura del sistema y superar los obstáculos tanto económicos como sociales.

## 1.2 Objetivos y estructura

El presente trabajo, tiene como interés fundamental realizar un análisis técnico-económico-normativo sobre la producción de hidrógeno y su posterior inyección en gasoducto / red de gas natural, donde se describen y analizan distintos métodos de producción. El contenido del trabajo se estructura en los siguientes bloques:

En el primer bloque se realiza una breve introducción, donde se describe la situación actual y la posible viabilidad del hidrógeno como vector energético, base fundamental para una evolución sostenible medioambientalmente.

En el segundo bloque se realiza una revisión de las tecnologías involucradas en el proceso de producción de hidrógeno verde. Inicialmente se realiza una breve introducción sobre el hidrógeno y sus propiedades, y posteriormente se realiza una descripción del reformado de combustibles, ya que es a día de hoy el principal método de producción de hidrógeno gris. También se realiza una breve descripción de los procesos fotoquímicos y termoquímicos. Se realiza un estudio de la energía solar, ya que se empleará para alimentar a los electrolizadores. Un análisis del proceso de electrólisis, así como, de los distintos tipos de electrolizadores actuales. Estudio de los distintos métodos de almacenamiento, transporte e inyección en la red de gas natural.

En el tercer bloque, se realiza un análisis económico de la energía solar, coste de electrolizadores, coste de almacenamiento, transporte e inyección con una visión futura.

En el cuarto bloque se realiza un análisis de la normativa vigente, que actualmente no está enfocada concretamente al concepto del trabajo. En el quinto bloque se realiza un caso práctico relacionado con todo lo estudiado en el trabajo. En el sexto se realiza una conclusión del trabajo.

Finalizando, en el séptimo y octavo bloque, se incluyen un apartado de anexos y la bibliografía empleada.





# 2 REVISIÓN TECNOLOGÍAS

## 2.1 Hidrógeno

El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica, lo que indica que en mayor medida que su átomo sólo tiene un electrón y un protón, siendo estable en forma de molécula diatómica ( $H_2$ ).

En condiciones normales, es un gas inodoro, incoloro e insípido y a su vez es el más sencillo y ligero de los elementos conocidos. Es muy abundante, constituyendo aproximadamente tres cuartas partes de la materia del Universo combinado con otros elementos, ya sea oxígeno con el que forma moléculas de agua, o carbono con el que forma compuestos orgánicos, con lo que raramente se encuentra en estado libre. El hidrógeno no es un recurso natural, ya que, a diferencia del carbón o el petróleo, no es posible obtenerlo con métodos de extracción o minería. Por tanto, el hidrógeno no es una fuente de energía primaria, sino sólo un portador de energía (como la electricidad), se produce a partir de otras materias primas con el debido aporte de algún tipo de energía primaria, como es el caso de su obtención a partir de agua mediante el proceso denominado electrólisis en el que se aplica electricidad generada por algún recurso primario (solar, eólica).

El hidrógeno se considera un combustible limpio, ya que si se compara con el resto de combustibles tradicionales, el único subproducto resultante de su combustión es el vapor de agua.

A continuación, se muestran algunas de las propiedades físico-químicas más relevantes:

- Punto de fusión  $-259,2^{\circ}C$
- Punto de ebullición  $-252,7^{\circ}C$
- Punto de inflamabilidad  $-18,15^{\circ}C$
- Punto de autoignición  $499,85-570,85^{\circ}C$
- Punto triple  $-259,34^{\circ}C$ ;  $7,042\text{ kPa}$
- Punto crítico  $-249,18^{\circ}C$ ;  $1293\text{ kPa}$
- Masa atómica  $1,00784\text{ u}$
- Masa molecular  $2,01588\text{ u}$
- Calor específico  $1,4304 \cdot 10^4 \frac{J}{kg \cdot K}$
- Calor de fusión ( $H_2$ )  $0,117 \frac{kJ}{kg \cdot K}$
- Calor de vaporización ( $H_2$ )  $0,904 \frac{kJ}{kg \cdot K}$
- Densidad del líquido  $70,8 \frac{kg}{m^3}$
- Densidad del gas  $0,0899 \frac{kg}{m^3}$

En la Tabla 2.1, se muestran los isótopos más estables del  $H_2$  siendo estos: protio, deuterio y tritio.

Iso.	AN (%)	Periodo de semidesintegración	MD	ED (MeV)	PD
$^1H$	99,985	H es estable con 0 neutrones			
$^2H$	0,012	H es estable con 1 neutrón			
$^3H$	0,003	12,33 años	$\beta^-$	0,019	$^3He$

Tabla 2.1 Isotopos estables del hidrógeno [3]

Comparado con otros combustibles en su forma habitual de suministro, nos da indicios de la problemática para su transporte, distribución o almacenamiento debido a que como se muestra en la Tabla 2.2, se puede ver que el hidrógeno puede almacenar aproximadamente el triple de energía por unidad de masa, lo que implica que la masa de hidrógeno necesaria sería aproximadamente 1/3 comparada con la de un hidrocarburo como es el gas natural y como contra al ser tan ligero es el que menos energía almacena por unidad de volumen. Cabe destacar que el punto de ebullición del hidrógeno es muy bajo  $-252,7\text{ }^{\circ}\text{C}$  lo que causa serios problemas energéticos y tecnológicos para su transporte o almacenamiento. [4]

	Energía almacenada			
	Densidad [ $\frac{kg}{m^3}$ ]	Volumen [ $\frac{kWh}{m^3}$ ]	Volumen [ $\frac{kWh}{Nm^3}$ ]	Masa [ $\frac{kWh}{kg}$ ]
H2 líquido	70,71	2,375	3	33,59
H2 gas (300 bar)	20,55	690		
H2 gas (700 bar)	47,96	1,611		
Gas natural	0,65	9,1	10	13,93
Butano líquido	550	7	33	12,73
Gasolina	750	9,270	-	12,36

Tabla 2.2 Características volumétricas del hidrógeno y otros hidrocarburos [4]

El hidrógeno, por tanto, precisa de un elemento de conversión final, pudiendo ser este las pilas de combustible el cual es un sistema directo de conversión, pudiendo alcanzar hasta un 60% de eficiencia o por lo contrario los motores de combustión interna que transforman la energía química del hidrógeno en mecánica de forma indirecta cuyas eficiencias no superan el 35%. Algunas de las ventajas que caben destacar del hidrógeno pueden ser su capacidad de almacenaje, alta temperatura de combustión la cual le da utilidad para aplicaciones térmicas industriales, combustión limpia sin producción de  $CO_2$ , no es un elemento tóxico, es seguro en espacios abiertos debido a su baja densidad y elevada volatilidad, es apto para el aprovechamiento de infraestructuras existentes, como pueden ser los gasoductos. Crea dinamización en la actividad económica, reduce la dependencia energética y contribuye al desarrollo rural. [4]

En cuando a desventajas cabe destacar, los actuales elevados costes de producción y almacenamiento en estado líquido, peligrosidad debido al alto rango de inflamabilidad y baja energía de activación, baja temperatura de licuefacción  $-253^{\circ}\text{C}$ , dificultad de detección infrarroja y mayor posibilidad de fuga y absorción de materiales debido al menor tamaño de los átomos.

### 2.1.1 Producción de hidrógeno

El hidrógeno es el elemento más abundante que existe, pero no por ello puede ser encontrado en la naturaleza. Al no ser un recurso natural, se requiere su obtención a partir de otras materias primas apoyado de una fuente de energía.

A día de hoy, se producen 120 millones de toneladas de hidrógeno cada año, siendo 2/3 hidrógeno puro y el resto mezcla con otros gases. El 95% es generado a través de gas natural y carbón, mientras que el 5% restante como un producto de producción de cloro a través de la electrolisis.[5]

Como ya se ha mencionado anteriormente, el hidrógeno puede obtenerse a partir de una variedad de procesos los cuales están asociados a una amplia gama de emisiones dependiendo de la tecnología y la fuente de energía

empleada. De esta manera, se puede clasificar en colores:

Hidrógeno negro/marrón

Es el que genera mayor cantidad de emisiones usando como combustibles petróleo o carbón, produciendo unas elevadas emisiones de  $CO_2$ .

Hidrógeno gris

Producido a partir del gas natural y GLPs mediante reformado y la gasificación del carbón. El 99% del hidrógeno actual producido en la Unión Europea es de este tipo. En este tipo, también se incluye el hidrógeno producido a partir de fuentes sin garantías de origen renovable.

Hidrógeno azul

Es el más común en la actualidad, producido de igual manera que el hidrógeno gris a través de fuentes de energía de origen fósil, pero disminuyendo las emisiones de  $CO_2$  con lo que es bastante más limpio y no contribuye de igual manera en el calentamiento global.

Hidrógeno turquesa

Es también producido por gas natural, pero en este caso a través de pirólisis, por tanto, no se produce  $CO_2$  ya que el hidrógeno se obtiene en forma sólida.

Hidrógeno verde

Es el hidrógeno bajo en carbono producido por fuentes renovables como la electrólisis del agua, reformado de biogás o conversión bioquímica de biomasa, por tanto, tiene asociado bajas o nulas emisiones contaminantes.

A continuación, se muestra a modo resumen los distintos métodos para la obtención de hidrógeno, clasificándolos a partir de fuentes no renovables y renovables:

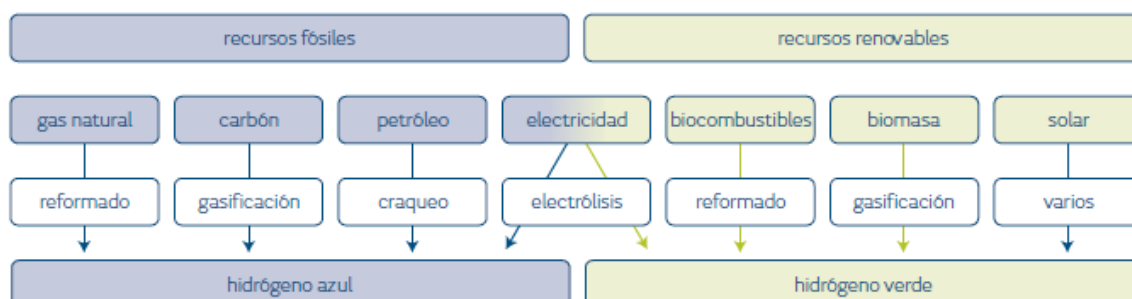


Figura 2.1 Tipo de hidrógeno según materia prima y proceso [5]

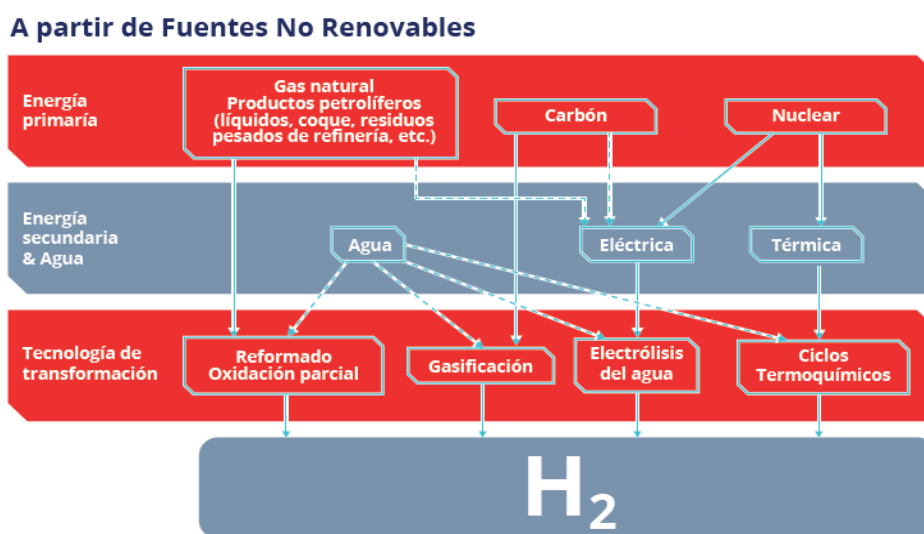


Figura 2.2 Producción de hidrógeno a partir de fuentes no renovables [6]

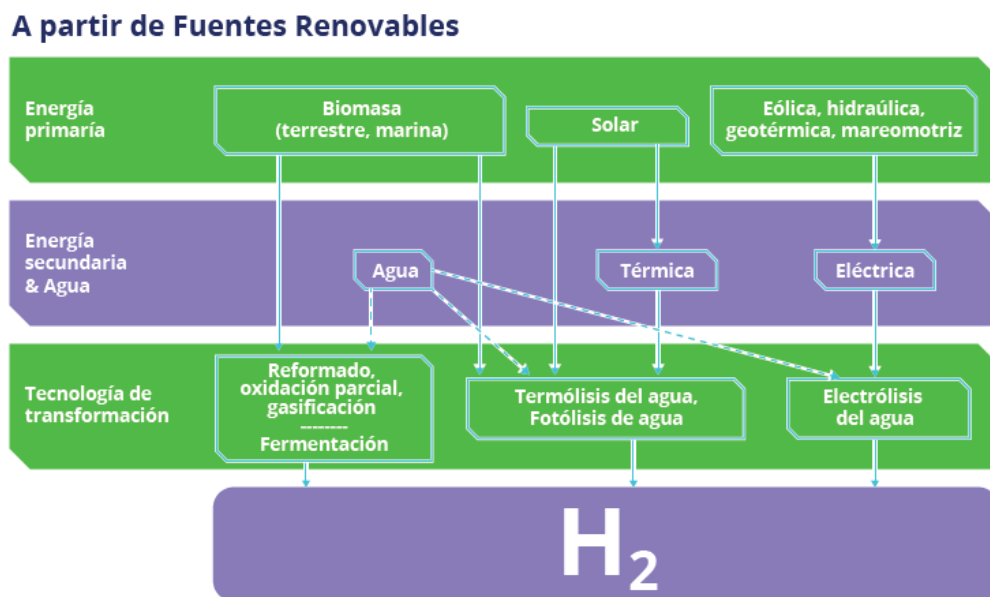


Figura 2.3 Producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables [6]

Observando la Figura 2.2 y 2.3, se verifica que para la producción de hidrógeno se requiere de una energía primaria fósil o renovable y de una energía secundaria o materia prima que será térmica, eléctrica y agua.

Los principales procesos de producción son el reformado de combustibles, la electrólisis y los ciclos termoquímicos.

Actualmente el reformado con vapor del gas natural es el método más usado, por ello pese a que este proyecto esté basado en la producción de hidrógeno mediante un proceso de electrólisis y a partir de energía solar fotovoltaica, se realizará una breve explicación de este proceso junto con algunos métodos de obtención de hidrógeno a partir de energía solar.

### 2.1.2 Reformado de combustibles

Los procesos de reformado son los más habituales para la obtención del hidrógeno en la actualidad, pudiéndose clasificar en endotérmicos debido a que requieren de fuente de calor externa y exotérmicos que liberan calor en la reacción. Como ya se mencionó anteriormente, la principal fuente de producción de hidrógeno es el gas natural, formado en mayor medida por metano y siendo este un 25% de hidrógeno por lo que su extracción genera una mayor cantidad de hidrógeno en comparación con otros hidrocarburos.[7]

Tanto en Europa como en Estados Unidos, el 95% del hidrógeno consumido es producido a través de gas natural, es tan grande esta cantidad que el 6% del gas natural es destinado a la extracción. Este proceso de extracción es conocido como reformado.

Existen tres métodos de producción en función del agente oxidante y para los que se necesitan unas condiciones determinadas, alta temperatura (700 – 1100°C), catalizador (en base níquel) y un agente oxidante (agua y/o aire).

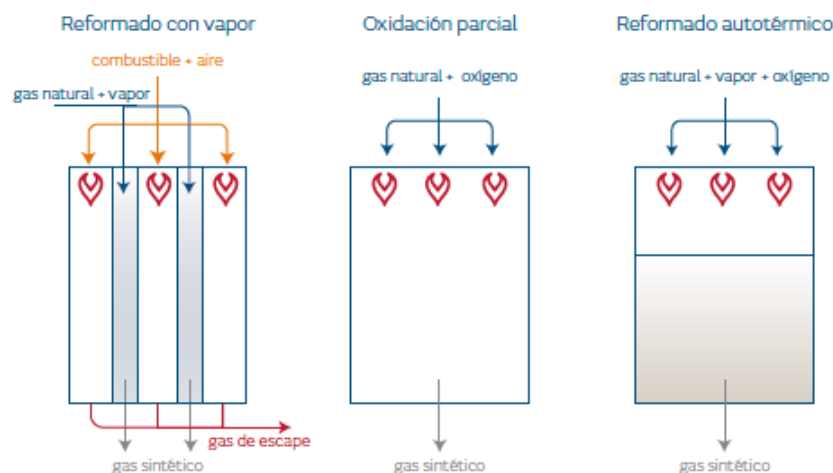
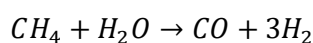


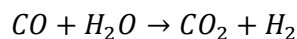
Figura 2.4 Representación gráfica de los distintos tipos de reformado de combustibles [5]

- Reformado con vapor de agua: conocido como SRM, (“Steam methane reforming”), es el proceso más utilizado industrialmente. Es una reacción catalítica en la que se mezcla vapor de agua e hidrocarburos a alta temperatura, monóxido de carbono y dióxido de carbono. El hidrocarburo más empleado es el gas natural, por tanto, se particularizarán las siguientes reacciones del proceso. El proceso se desarrolla en tres etapas en distintos equipos. En la primera fase tiene lugar el reformado, donde reacciona el hidrocarburo con vapor de agua y teniendo lugar la descomposición parcial del metano en monóxido de carbono y agua. [4]



Se obtiene una reacción endotérmica, a medida que aumenta la temperatura el porcentaje de concentración de metano disminuye, produciendo menos metanol y más hidrógeno. Una entalpía de reacción de  $206,14 \frac{kJ}{mol}$  y tiene lugar a altas temperaturas alrededor de  $900^\circ C$ .

En la segunda etapa tiene lugar la reacción de desplazamiento de agua, denominada (“Water gas shift”). Es una reacción exotérmica con una entalpía de reacción estándar  $-41,17 \frac{kJ}{mol}$  y tiene lugar a menores temperaturas. Se utiliza para incrementar la cantidad de hidrógeno generado además de dióxido de carbono a partir del monóxido de carbono producido en la reacción anterior. El calor liberado en la reacción se usa para precalentar el gas natural a la entrada del reformador y los catalizadores usados se basan en hierro, cromo y cobalto. [4]



Los gases resultantes de las dos reacciones se hacen pasar por un condensador donde se extrae el vapor de agua y da lugar la tercera y última fase denominada depuración. Estos gases ricos en  $H_2$ ,  $CO_2$ ,  $CO$ ,  $CH_4$  y restos de agua, se hacen pasar por un sistema PSA (unidad de adsorción con presión oscilante), obteniéndose finalmente un hidrógeno con una pureza de casi el 100%. El rendimiento de este proceso puede llegar a ser del 80% aproximadamente. [7]

Una limitación del reformado con vapor es que únicamente se pueden utilizar materias primas relativamente ligeras.

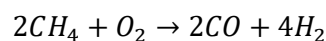
El principal inconveniente del reformado de gas natural es que debido al bajo peso molecular del hidrógeno se produce en torno a 5,5 veces una mayor cantidad de dióxido de carbono, lo que implica un mayor impacto en emisiones de gases de efecto invernadero. Se estima, que por cada tonelada de

hidrógeno producido se emiten entre 9 y 11 toneladas de dióxido de carbono, suponiendo a nivel mundial 630 Mt.

Por este motivo, surge el concepto de captura o secuestro del  $CO_2$  permitiendo suministrar este gas a nivel industrial a bajo coste (una vez limpiado, comprimido y licuado para su distribución), así como, una considerable reducción del impacto ambiental en la generación del hidrógeno. El proceso consta en la captura, transporte y almacenamiento durante un largo periodo y actualmente el método empleado es el de la absorción por aminas, siendo la eficiencia de captura en las plantas de hidrógeno del orden del 87 – 95%.

El término “Análisis del ciclo de vida” es el que permite la cuantificación de las emisiones evitadas: captura, transporte, inyección y posibles fugas durante el almacenamiento, para así posibilitar la reducción de emisiones de  $CO_2$  en el proceso de producción de hidrógeno convertido en “azul” a partir de gas natural. [5]

- Oxidación parcial: proceso también conocido de su traducción del inglés POX (“Partial oxidation”). De nuevo se considerará como hidrocarburo el gas natural, interviniendo en una oxidación incompleta donde sólo se oxida el carbono quedando libre el hidrógeno. La reacción es exotérmica con una entalpía estándar de reacción  $-36 \frac{kJ}{mol}$ .



La reacción ocurre a temperaturas superiores a los 800°C y el  $CO$  formado se puede eliminar oxidándolo para la formación de  $CO_2$  o bien empleando la segunda ecuación del reformado con vapor de agua en el que se desplaza con agua y así obtener más hidrógeno y  $CO_2$ . Para este caso no es factible la captura de  $CO_2$  y para producciones industriales se obtiene una eficiencia del 70%. [4]

Una ventaja respecto al reformado de vapor es que se utiliza aire, pero se contrarresta con una producción de hidrógeno menor. Por cada mol de metano en el caso de la oxidación parcial se obtienen dos moles de hidrógeno, mientras que en el caso del reformado se obtienen tres.

Una esquematización del proceso podría ser la representada en la figura 2.5:

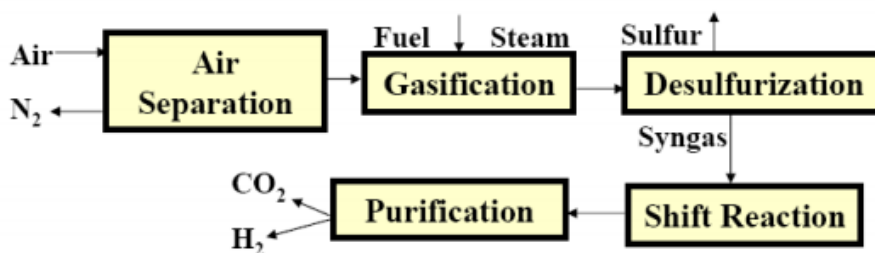


Figura 2.5 Proceso de oxidación parcial [7]

- Reformado autotérmico: traducido del inglés ATR (“Auto-thermal reforming”), es un método en el que se combinan los dos anteriores, el SMR y POX. Es un método empleado en grandes unidades centralizadas y recientemente está siendo estudiadas en pequeños equipos. Este proceso produce una mayor concentración de hidrógeno que la oxidación parcial y a su vez una menor concentración que el reformado con vapor. Las eficiencias que se alcanzan son similares al método de la oxidación parcial y se encuentran entre el 70 y el 80%. [4]

### 2.1.3 Métodos de producción de hidrógeno solar

Existen varios métodos para la producción de hidrógeno a partir de energía solar, siendo una manera adecuada y eficiente de almacenar en forma de energía química la energía procedente del sol, consiguiendo así subsanar el carácter intermitente de dicha energía.

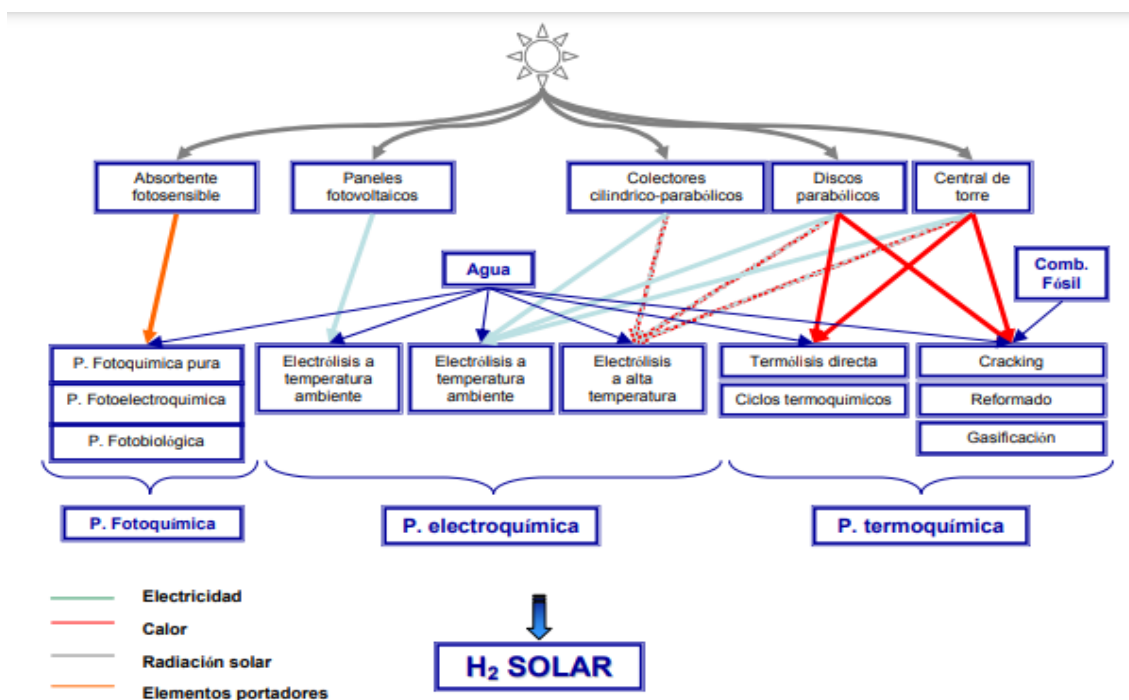


Figura 2.6 Diagrama de producción de hidrógeno solar [8]

En la figura 2.6, se pueden observar que la producción se concentra finalmente en tres grandes conjuntos:

- Procesos electroquímicos
- Procesos termoquímicos
- Procesos fotoquímicos

En el primero de ellos, es en el que se emplea la energía procedente del sol para producir hidrógeno a través del método de la electrolisis y los métodos de producción pueden ser con energía solar fotovoltaica y la segunda energía solar térmica de alta temperatura. Este proceso se desarrollará en mayor profundidad en posteriores apartados. El segundo caso, procesos termoquímicos entre los que se incluyen la termólisis directa del agua o los ciclos de hidrólisis termoquímica del agua como son los del azufre-yodo o UT-3. En estos procesos se emplea la radiación solar concentrada como fuente calorífica de alta temperatura, empleándose: discos parabólicos y sistemas de torre. Finalmente, los procesos fotoquímicos, en los que tiene lugar la fotólisis en los que se requiere luz. Los que han tenido un mayor desarrollo técnico-económico, son los electroquímicos y los termoquímicos.[8]

#### 2.1.3.1 Procesos termoquímicos

En los procesos termoquímicos, la fuente de energía empleada es térmica pudiéndose acoplar tanto a energía solar como nuclear. En el caso del uso de reactores nucleares existe una restricción de temperaturas (no superiores a 1000K) para garantizar un funcionamiento seguro del reactor, mientras que en el caso de la solar no existe restricción. Existen cinco procesos termoquímicos:

- Termólisis directa
- Ciclos termoquímicos
- Cracking
- Reformado
- Gasificación

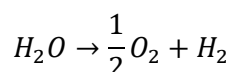
Clase I		T<1000K	
Proceso		Reacción endotérmica	T(K)
Ciclos termoquímicos de temperaturas moderadas	Ciclos de la familia de azufre	Descomposición del ácido sulfúrico $H_2SO_4(g) \rightarrow SO_2(g) + H_2O(g) + \frac{1}{2}O_2(g)$	T=1000
	Ciclos del tipo UT-3	Hidrólisis del bromuro de calcio y del bromuro de hierro $CaBr_2(s) + H_2O(g) \rightarrow CaO(s) + 2HBr(g)$ $3FeBr(s) + 4H_2O(g) \rightarrow Fe_3O_4(s) + 6HBr(g) + H_2(g)$	T=900
Clase II		1000<T<2500K	
Proceso		Reacción endotérmica	T(K)
Ciclos termoquímicos de temperaturas elevadas	Reducción de óxidos metálicos	Disociación del óxido metálico $M_xO_y \rightarrow xM + \frac{y}{2}O_2$	T=2500
Descarbonización de combustibles fósiles	Cracking	Descomposición térmica de hidrocarburos $C_xH_y \rightarrow xC(gr) + \frac{y}{2}H_2$	T=1000
	Reformado	Descarbonización de hidrocarburos ligeros $C_xH_y + xH_2O \rightarrow \left(\frac{y}{2} + x\right)H_2 + xCO$	T=1100
	Gasificación	Descarbonización de hidrocarburos pesados $c_xH_y + xH_2O \rightarrow \left(\frac{y}{2} + x\right)H_2 + xCO$	T=1100
Clase III		T<2500K	
Proceso		Reacción endotérmica	T(K)
Termólisis sirecta del agua		Disociación del agua $H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2$	T<2500

Tabla 2.3 Tipos de procesos según clase, reacciones y rango de temperatura [8]

Cabe destacar que los distintos procesos presentan una reacción endotérmica con un umbral de temperatura como se puede apreciar en la Tabla 2.3. En los procesos de termólisis y ciclos termoquímicos la materia prima empleada es el agua, para el proceso de cracking se emplean combustibles fósiles y para la gasificación y reformado una combinación de combustible fósil.



La termólisis consiste en un proceso de disociación del agua en un único paso empleando temperaturas superiores a los 2000°C.



Este proceso presenta varios inconvenientes, los cuales son causantes de que este proceso se realice en hornos solares realmente costosos, suponiendo una gran dificultad llegar a un precio competitivo para la producción del hidrógeno.

- Elevadas temperaturas que dan lugar a problemas de materiales y aumento de pérdidas por re-radiación lo que supone una pérdida de absorción.
- Técnica efectiva de separación para evitar mezclas explosivas.

En cuanto a los ciclos termoquímicos consisten en reacciones endotérmicas y exotérmicas donde se aplica calor para la descomposición del agua en etapas diferenciadas. Los compuestos químicos utilizados se reutilizan y las temperaturas son muy inferiores a la termólisis del orden de 300 – 900°C. Un inconveniente es que reducen el rendimiento del proceso, debido a la irreversibilidad de cada una de las etapas.[9]

La primera etapa consiste en la reducción mediante energía solar del óxido metálico (MxOy) que puede ser al metal o a un óxido metálico de menor valencia. El segundo paso es la hidrólisis exotérmica del agua, el cuál no requiere de energía solar. Este paso va acompañado de oxidación del metal y así, formar el hidrógeno y el óxido metálico. [4]

En la tabla 2.4 se presentan las eficiencias que se pueden obtener con algunos ciclos termoquímicos tanto de Clase I (basados en el azufre) como de Clase II (óxidos metálicos tanto volátiles como no volátiles). Los ciclos con una mayor temperatura de trabajo son los de óxido de cinc y óxido de hierro, mientras que el que presenta una mayor eficiencia es el manganeso de sodio.

Ciclos de ácido sulfúrico	Eficiencia LHV	T (°C)
Sulfuro híbrido	43%	900
Sulfuro de yodo	38%	900
Sulfuro polivalente	35%	1570
Ciclos de sulfato de metal		
Sulfato de cadmio	46%	1000
Sulfato de bario	39%	1000
Sulfato de manganeso	35%	1100
Ciclos de óxido de metal volátiles		
Óxido de zinc	45%	2000
Cadmio híbrido	42%	1600
Carbonato de cadmio	43%	1600
Ciclos de óxido de metal no volátiles		

Óxido de hierro	42%	2200
Manganeso de sodio	49%	1560
Ferrita de manganeso de níquel	43%	1800
Ferrita de manganeso de zinc	43%	1800

Tabla 2.4 Tipos de ciclos, eficiencia y temperatura [4]

Se diferencian dos tipos de procesos:

- Clase I: donde se engloban con ciclos de temperatura moderada destacando los basados en la familia del azufre y los de tipo UT-3.
  - Clase II: donde se engloban los procesos de descarbonización y procesos por reducción de óxidos metálicos.
1. Familia del azufre: Requiere de dos niveles térmicos, en el primero se realiza la descomposición del  $H_2SO_4$  a  $850\text{ }^\circ\text{C}$  y en el siguiente se realiza la descomposición del  $HI$  a unos  $360\text{ }^\circ\text{C}$ .
  2. Ciclo UT-3: Requiere de diversos niveles térmicos con un máximo de  $750\text{ }^\circ\text{C}$ , creando un mal acoplamiento con las fuentes de calor disponibles reduciendo la eficiencia del proceso. La separación del hidrógeno se realiza a través de membranas por debajo de la presión atmosférica. Fue desarrollado para aplicarse a reactores nucleares con una eficiencia del 40 al 50 %.
  3. Procesos de descarbonización: Donde se incluyen los procesos de reformado con vapor (SMR), pirólisis y gasificación, que una vez aportado el calor el proceso continúa como en los procesos de reformado.

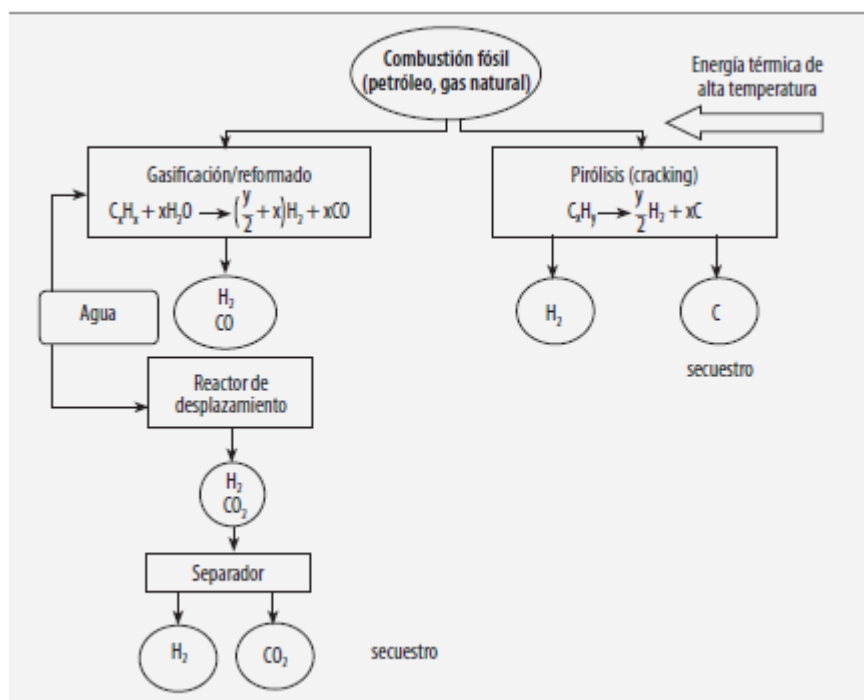
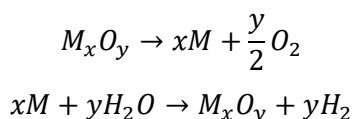


Figura 2.7 Representación esquemática de los procesos de descarbonización [4]

4. Procesos de reducción por óxidos metálicos: Llamado proceso "SynMet" y definido por las siguientes ecuaciones.



Siendo  $M_xO_y$  el óxido metálico. El proceso combina la reducción de  $ZnO$  y el reformado del  $CH_4$  con un reactor solar, denominándose el ciclo  $Zn/ZnO$ . Tiene el inconveniente de llevarse a cabo a unas temperaturas extremadamente altas, en torno a 2300K.

### 2.1.3.2 Procesos fotoquímicos

Los procesos fotoquímicos se basan en materiales semiconductores que absorben la luz para convertirla en electricidad o como alternativa, la energía generada puede ser usada para una transformación química y ser almacenada para un uso futuro. [7]

En la generación fotoelectroquímica del hidrógeno se reduce el agua para producir hidrógeno con los electrones generados por la absorción de luz y los protones se usan para oxidar el agua y de esta manera se genera oxígeno.

Los requerimientos de los materiales para producir hidrógeno de forma eficiente son los siguientes:

- Maximizar la radiación solar con un semiconductor con amplio ancho de banda.
- Energía adecuada en los bordes de banda.
- Rápido transporte de electrones para minimizar la recombinación.
- Estabilidad en presencia de un electrolito acuoso.

El principal inconveniente de esta tecnología es que no se han encontrado los distintos materiales para satisfacer estos requerimientos. Se han realizado distintos estudios con los materiales empleados en la industria fotovoltaica, pero son inadecuados debido a su pobre estabilidad en electrolitos acuosos. [10]

A modo resumen, se muestra en la Tabla 2.5 los distintos procesos descritos para la producción de hidrógeno usando como materia prima el agua.

Procesos	Detalles	Materia prima	Fuente de energía
Termólisis	Descomposición de vapor de agua	Agua	Termica
Termoquímicos	Descomposición de agua por reacciones cíclicas-sin catálisis	Agua	Termica
Fotocatálisis	Descomposición de agua a través de fotocatalizadores	Agua	Fotónica (radiación solar/luz artificial)
Fotoelectroquímico	Descomposición de agua a través de foto electrodos	Agua	Fotónica (radiación solar/luz artificial)

Tabla 2.5 Procesos de producción, detalles, materia prima y fuente de energía [5]

## 2.2 Energía solar fotovoltaica

Existen dos métodos de producción de energía eléctrica a partir del sol. El primero es la energía solar fotovoltaica basada en el efecto fotoeléctrico y el segundo sería la energía solar térmica de alta y media temperatura empleándose para calentar un fluido térmico y posteriormente ser introducido en una turbina.

### 2.2.1 Historia

La energía solar es una fuente imprescindible para el desarrollo de la vida y del ser humano, debido a que el sol es el principal responsable para innumerables procesos como son el ciclo del agua o la fotosíntesis.

El término fotovoltaico proviene del griego phos, que significa “luz” y voltaico, que proviene de la electricidad. Fue el 1838 cuando apareció por primera vez la energía solar fotovoltaica gracias al físico francés Alexandre Edmond Becquerel, al observar que en ciertos materiales. Al exponerlos al sol, desprendían pequeñas cantidades de corriente eléctrica. El siguiente paso lo dio en 1873 el ingeniero eléctrico Willoughby Smith corroborando el mismo efecto en materiales sólidos. En 1877 fue creada la primera célula fotovoltaica de selenio gracias a que cuando exponían selenio a la luz generaba electricidad. [11]

La primera célula solar no se construye hasta 1883. Su autor fue Charles Fritts, quién recubrió una muestra de selenio semiconductor con un pan de oro para formar el empalme. Este primitivo dispositivo presentaba una eficiencia de solo un 1%. Russel Ohl patentó la célula solar moderna en el año 1946, aunque Sven Ason Berglund había patentado, con anterioridad, un método que trataba de incrementar la capacidad de las células fotosensibles.

La primera célula que fue capaz de convertir la luz del sol en energía eléctrica fue desarrollada por Daryl Chapin, Fuller y Pearson en 1953. Estas células de silicio producían la suficiente electricidad y eran eficientes para a ver funcionar pequeños dispositivos electrónicos. Comenzaron a ser útiles en aplicaciones aeroespaciales debido a la necesidad de proveer a los vehículos espaciales de potencia. Dichas aplicaciones fueron por ejemplo la alimentación de satélites artificiales, la fotosensibilización de algunos equipos electrónicos o la alimentación de pequeñas cargas en lugares remotos o de difícil acceso.[11]

Estos avances contribuyeron a la fabricación de la primera célula solar comercial con una conversión de la energía solar de aproximadamente el 6% en condiciones normales de operación y cercanas al 15% en laboratorio. La URSS lanzó su primer satélite espacial en el Año 1957 y los EEUU un año después.

La primera nave espacial que usó paneles solares fue el satélite norteamericano Vanguard, lanzado en 1958. Fue un desarrollo crucial que estimuló la investigación por parte de algunos gobiernos y que impulsó la mejora de los paneles solares.

Con la aparición de los combustibles fósiles como el carbón y el petróleo, la energía solar perdió importancia debido al bajo coste de estos. Este abandono duró hasta los años 70. En 1970 se creó la primera célula solar con una estructura etérea de arseniuro de galio (GaAs) y altamente eficiente.

La Guerra del Golfo de 1990 aumentó aún más el interés en la energía solar como una alternativa viable del petróleo.[12]

Muchos países han decidido potenciar este recurso renovable por la vía del decreto ley para fomentar su uso. En gran parte para intentar revertir los problemas medioambientales derivados del cambio climático.

### 2.2.2 Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico es el proceso base de conversión de la luz solar en electricidad. Las células solares que forman los paneles fotovoltaicos están constituidas por materiales semiconductores, generalmente el silicio, donde se crea la corriente de electrones. A su vez, la luz solar está compuesta por fotones con diferentes longitudes de onda, que al incidir sobre una célula fotovoltaica puede ser reflejado o absorbido, siendo los absorbidos los que generan electricidad.

La electricidad se genera debido a que los electrones de valencia del material semiconductor, son arrancados de su núcleo atómico por los fotones de la radiación solar incidente. Para que esto ocurra, hace falta que la fuerza de impacto del fotón sea como mínimo de 1,2 eV. [13]

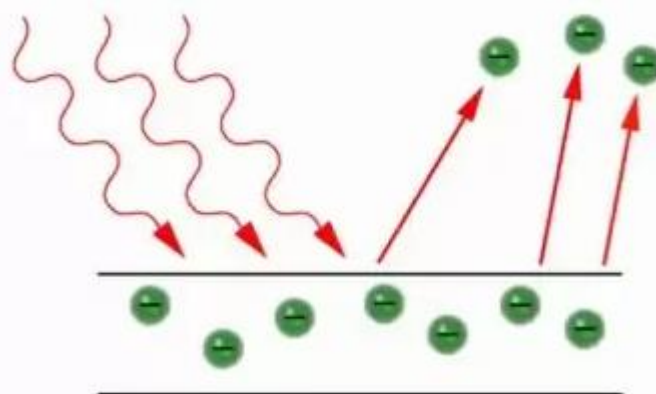


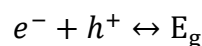
Figura 2.8 Representación de la corriente de electrones [13]

Los fotones correspondientes a longitudes de onda pequeñas son más energéticos que los correspondientes a longitudes de onda mayores.

En los materiales semiconductores aparecen electrones libres y huecos, por lo se crea en el interior del material un campo eléctrico para evitar la recombinación de hueco y electrón. El campo eléctrico es conocido como unión “p-n”, cuya función es separar físicamente estas dos cargas móviles.

La aparición de un par electrón-hueco, puede producirse por la absorción de un fotón de energía suficiente (efecto fotovoltaico) o por agitación térmica. La recombinación o desaparición del par electrón-hueco puede producirse al encontrarse un electrón libre y un hueco.

Para que ocurran estos procesos, es necesaria una energía denominada  $E_g$  (ancho de banda prohibida) y expresados por la siguiente reacción reversible:



Un semiconductor tipo n, se obtiene añadiendo átomos pentavalentes al semiconductor para aumentar el número de portadores de cargas. Este átomo pentavalente estará rodeado de cuatro electrones de silicio compartiendo un electrón con el átomo central y quedando un electrón adicional. Este electrón libre quedará en un orbital mayor. Los electrones reciben el nombre de portadores mayoritarios, debido a que el número de electrones es mayor al de huecos. Por otro lado, los huecos se denominan portadores minoritarios.

Un semiconductor tipo p, se obtiene añadiendo una impureza trivalente, es decir, átomos con tres electrones de valencia, los cuales comparten uno de sus electrones de valencia con la impureza. Por tanto, se tienen siete electrones en el orbital de valencia, lo que significa que aparece un hueco en el orbital de valencia de cada átomo trivalente. En este caso, se denominan portadores mayoritarios los huecos y minoritarios a los electrones libres. [14]

Para entender el efecto fotovoltaico, se precisa de la radiación solar y la irradiancia:

- Radiación solar: consiste en el transporte de energía a través de fotones o al conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol.

$$E_{ph} = h \frac{c}{\lambda}$$

Donde  $h$  es la constante de Plank,  $c$  es la velocidad de la luz y  $\lambda$  la longitud de onda.

La radiación solar contiene tres tipos de rayos: el 49% son infrarrojos, 43% son rayos visibles, 7% rayos ultravioletas (UVA, UVB y UVC) y el 1% restante son otros tipos de rayos. [15]

A su vez, encontramos:

- Radiación solar difusa: representa la porción de radiación que ha golpeado al menos una partícula de gases atmosféricos al cambiar el ángulo de incidencia.

- Radiación solar reflejada: es el porcentaje de radiación reflejada desde la superficie de la tierra debido al efecto albedo (coeficiente de reflexión).
- Radiación solar absorbida: es la radiación absorbida por la superficie de la Tierra.

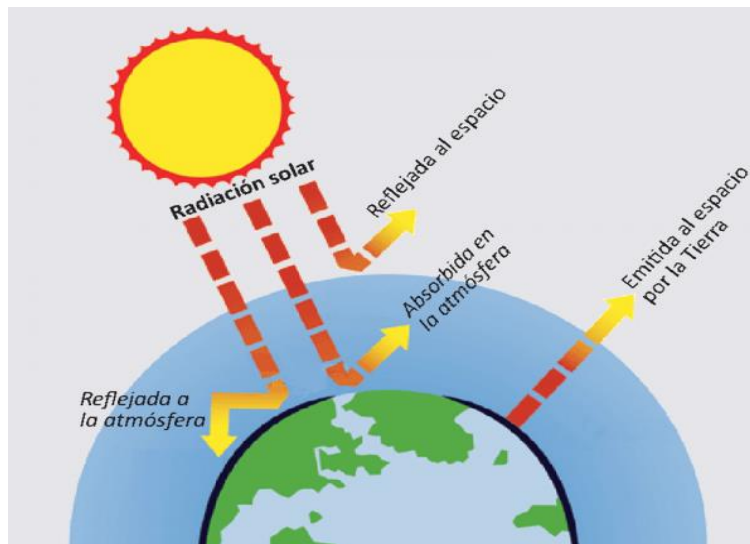


Figura 2.9 Representación de la radiación solar [16]

- Irradiancia: es la cantidad instantánea que describe el flujo de radiación solar incidente en la superficie dada en un tiempo dado.

### 2.2.3 Panel fotovoltaico

Los paneles solares están formados por un conjunto de células fotovoltaicas conectadas en serie que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. El comportamiento de estas células debe ser el mismo. Si se unen en serie varias celdas solares, la tensión se sumará, la intensidad será la misma que la proporcionada por una de las celdas y la potencia será el sumatorio total de todas las celdas.

Estas células están protegidas con otros elementos:

- Cubierta frontal: esta cubierta posee una elevada transmisividad en el rango de longitudes de onda y una baja reflexión de la superficie frontal. Debe estar constituido por un material resistente a impactos, estable a radiación ultravioleta y baja resistividad térmica.
- Cubierta posterior: constituido por varias capas opacas que reflejan la luz que ha pasado por las celdas.
- Encapsulante: material con buena transmisión de radiación, fácilmente degradable. El más utilizado es el EVA.
- Marco de aluminio: debe asegurar rigidez y ser impermeable correctamente sellado.
- Caja de conexiones: suele estar colocada en la cara posterior y permite la adaptación de los bornes para la conexión del panel con el resto de paneles o directamente al inversor. También se sitúan en ella los diodos de paso.
- Diodo de protección: instalado para evitar la descarga de potencia sobre una célula sombreada y por este motivo de deterioro.

### **PARTES DE UN PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO**

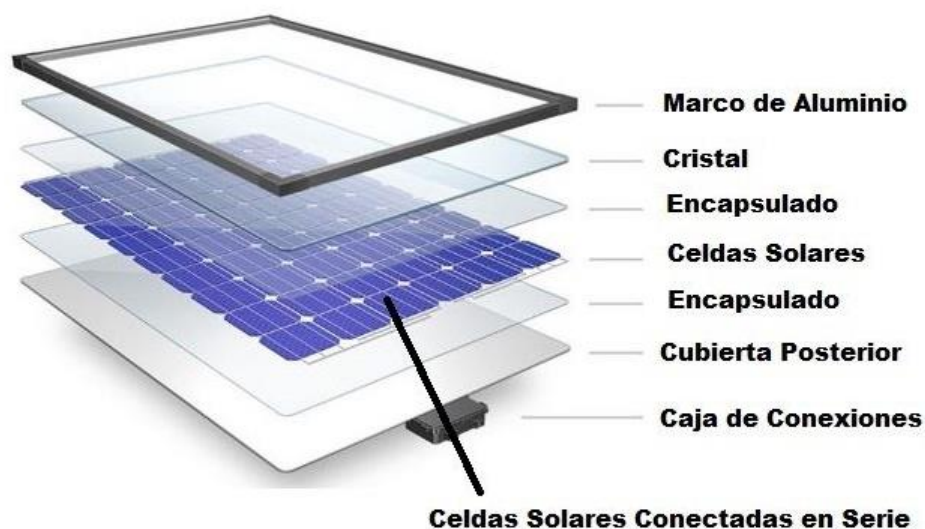


Figura 2.10 Partes de un panel solar fotovoltaico [14]

Cabe destacar que existen distintos tipos de paneles solares, diferenciados por el tipo de finalidad que tengan. Los paneles fotovoltaicos se emplean para la generación de electricidad, por otro lado, existen los paneles solares térmicos que se usan para calentar agua, cuya finalidad es principalmente para agua caliente sanitaria o calefacción. Finalmente, se han desarrollado paneles híbridos que combina la tecnología fotovoltaica y térmica en un único módulo, esto se debe a la posibilidad de captar todo el espectro de luz existente. [17]

A continuación, se detallarán los distintos tipos de células fotovoltaicas, influenciadas por el proceso que ha tenido el silicio:

- **Monocristalinas:** se obtienen a partir de bloques de silicio cilíndricos con una pureza elevada y dopado con boro. Se pueden diferenciar por su color negro. Resultan ligeramente más eficientes, su fabricación implica un alto coste energético y su precio, por tanto, es más elevado. Poseen un rendimiento en laboratorio de en torno al 24% y un rendimiento directo de entre un 15 y 18%.
- **Policristalinos:** las células de silicio policristalino se funden con impurezas y dopados con boro, posteriormente se vierten en un molde cuadrado. Las láminas son de forma cuadrada y color azulado. Al tener impurezas se reduce su eficiencia. Suelen rendir menos a altas temperaturas y su fabricación es mas rápida y barata. Su rendimiento en laboratorio es de 19 – 20%, mientras que el rendimiento directo es de 12 – 14%.
- **Amorfos:** tienen este nombre debido a que el silicio no se ha cristalizado, por tanto, no tiene una forma definida. Es el módulo más económico en cuanto a fabricación y absorbe 40 veces más luz que el silicio cristalino. Tiene un color homogéneo sin conexión visible entre las células. Su rendimiento en laboratorio es del 16% y menor del 10% el rendimiento directo.

En la Figura 2.11, se puede observar los distintos tipos de células de silicio comerciales descritas con las características que se han definido; célula de Silicio monocristalino; célula de Silicio policristalino; célula de Silicio amorfo.

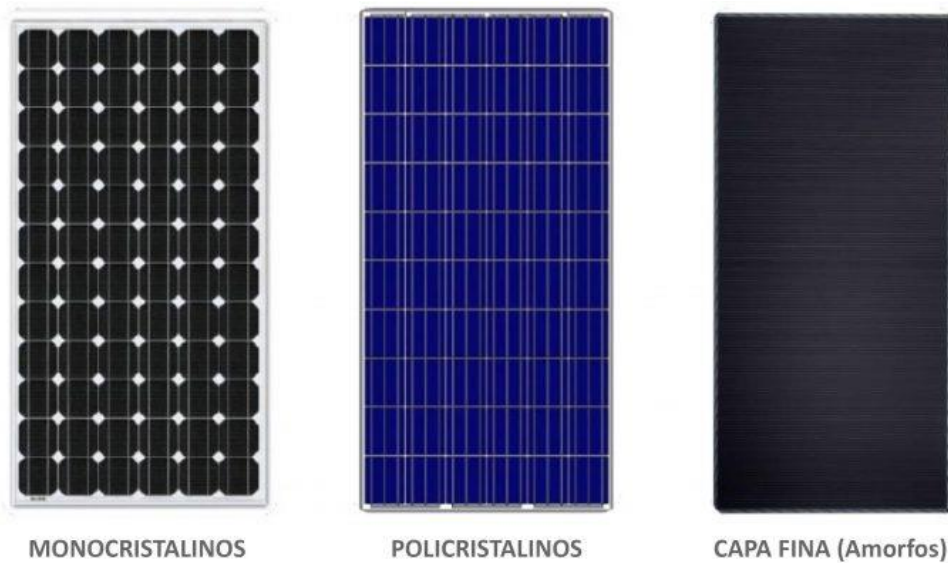


Figura 2.11 Tipos de células fotovoltaicas [18]

Según el tipo de material empleado:

- De material simple: sobre todo Silicio, pero también Germanio y Selenio. El Germanio es apropiado para longitudes de onda mayores, debido a que tiene menor ancho de banda que el Silicio. Si el material usado es Silicio, la región tipo n, se impurifica con fósforo (que tiene 5 electrones de valencia, uno más que el silicio). Esta región tendrá una concentración de electrones mucho mayor que la de huecos. La otra región de tipo p, se impurifica con boro, que tiene 3 electrones de valencia (uno menos que el silicio). Convirtiendo esta región en una zona con mayor número de huecos que de electrones. Esta diferencia entre huecos y electrones es la que crea el campo eléctrico responsable de separar los electrones y huecos extras que se producen cuando la célula está iluminada.
- De compuestos binarios: han sido muchas las investigaciones que se han realizado, pero, sobre todo: CdTe, GaAs, InP, CdS, Cu<sub>2</sub>S
- De compuestos ternarios: AlGaAs, y compuestos de estructura calcopirita basados en el Cu como el CuInSe<sub>2</sub>, CuInS<sub>2</sub> y CuInTe<sub>2</sub>. Destacar el primero por su utilidad práctica y buen rendimiento.

Según la estructura del dispositivo:

- Homouniones: la unión p-n se crea sobre un único material por difusión de dopantes.
- Heterouniones: los materiales situados a ambos lados de la unión p-n son diferentes.
- Según el número de uniones p-n:
  - Dispositivos de unión simple.
  - Dispositivos multi-unión.
- Según el número de dispositivos empleados en la misma célula:
  - Dispositivos monocélula.
  - Dispositivos tándem: combinación de dos o más células en una misma estructura para aprovechar el mayor rango posible del espectro solar.

Según el tipo de aplicación:

- Células para aplicaciones terrestres sin concentración: o llamadas también de panel plano.
- Para integración en edificios (autoconsumo).



- Para aplicaciones terrestres bajo concentración: en busca del mayor rendimiento de conversión posible. Más caros al añadir concentradores Muchos modelos necesitan disipadores térmicos o refrigeración. Para instalaciones de gran potencia.

Según el número de células solares:

- 36 células solares: los cuales tienen una potencia de unos 150W aproximadamente.
- 60 células y 120 medias células: con una potencia de 320 a 340W destinados para el autoconsumo.
- 72 células y 144 medias células: entre 385 y 415W destinados para el autoconsumo.
- Shingle Cells: son una apuesta sostenible donde las células fotovoltaicas están organizadas en forma de teja. Normalmente se suelen emplear cuatro células en cada panel.
- Media Célula: especialmente ventajosos en proyectos de sombra y supone una gran ayuda para la disminución de temperatura de trabajo en comparación de la tecnología de célula estándar. Además, reduce el riesgo de puntos calientes y mayor duración.

La Figura 2.12 muestra la evolución en el rendimiento de las principales tecnologías de células solares durante los 25 últimos años.

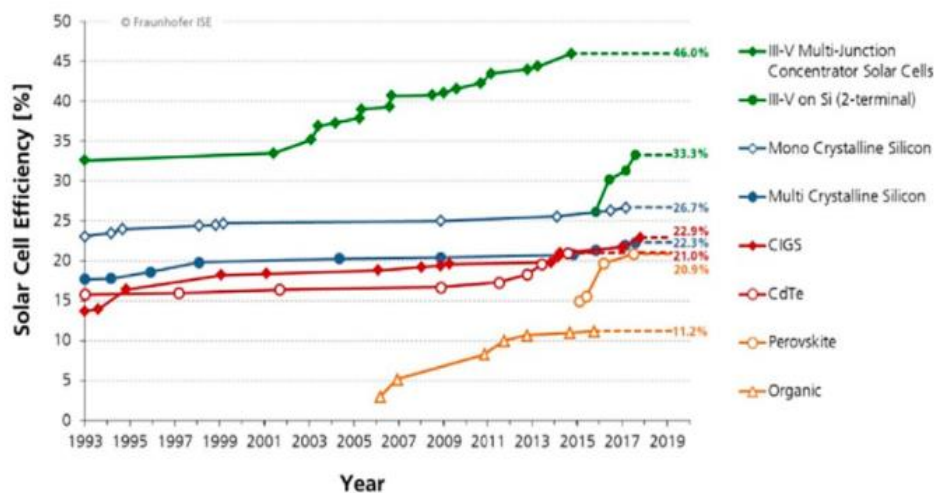


Figura 2.12 Evolución en el rendimiento de las principales tecnologías de células solares [19]

Desde el punto de vista de la producción aparecen en escena otra serie de componentes indispensables:

- El inversor, o convertidor de corriente continua en corriente alterna.
- El transformador, que eleva el voltaje de la corriente alterna proveniente de los inversores al adecuado para su conexión a una subestación de distribución.
- Protecciones y aparellaje eléctrico.

Actualmente, la producción de energía a través del efecto fotovoltaico es elevada. Los problemas del acople con la demanda de la energía hacen que se necesite mejorar el aspecto del almacenamiento y transporte de ésta. Es aquí donde entra en juego la producción de hidrógeno como intermediario entre la energía solar y la demanda de dicha energía, ya que el hidrógeno producido puede ser almacenado y transportado a largas distancias.[17]

En nuestro caso, la energía eléctrica producida por los módulos fotovoltaicos a través de la irradiación solar, es aplicada a un proceso de electrolisis para la producción de dicho hidrógeno.

### 2.2.3.1 Características principales de un panel

Todas las células que forman un panel, disponen de las mismas características, por tanto, tienen un mismo comportamiento. Este comportamiento puede verse reflejado a través de lo que se denomina curva intensidad-

tensión (I-V). Esta curva representa los valores los valores de tensión e intensidad en los que se encuentra trabajando la célula o conjunto de células.

Como ya se indicó anteriormente, la corriente y tensión de un sistema fotovoltaico depende de la radiación solar, la irradiancia y la temperatura ambiente.

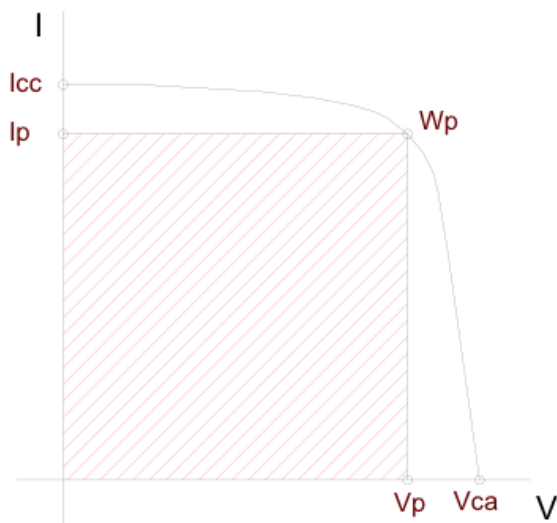


Figura 2.13 Curva intensidad-tensión de panel fotovoltaico [18]

En la Figura 2.13, se puede ver la curva mencionada anteriormente. Esta curva es para una irradiancia determinada, lo que significa que habrá una curva distinta para cada irradiancia y temperatura.

Se indican algunos de los parámetros fundamentales de un panel solar, medidos bajo unas Condiciones Estándar Medida (CEM).

- Intensidad de cortocircuito: ( $I_{cc}$ ) es la que se produce cuando la tensión es nula entre sus terminales y es la máxima que se podría llegar a obtener si funciona como generador.
- Tensión de circuito abierto: ( $V_{cc}$ )
- Potencia máxima: ( $W_p$ )
- Corriente en el punto de máxima potencia: ( $I_{mp}$ )
- Voltaje en el punto de máxima potencia: ( $V_{mp}$ )
- Eficiencia: es el parámetro que indica la capacidad de conversión de la radiación incidente en potencia eléctrica del panel.
- Tolerancia
- TONC: es la temperatura de operación nominal de la célula, es decir, la temperatura que alcanzan las células solares cuando están sometidas a una irradiancia de  $800 \frac{W}{m^2}$ , temperatura ambiente de  $20^\circ C$  y una velocidad del viento de  $1 \frac{m}{s}$ .

En la Figura 2.14, se puede apreciar que la corriente suministrada por un panel es proporcional a la intensidad de la radiación y la superficie de células del panel. Si se mantiene la temperatura constante, se puede ver como varía la intensidad, aumentando conforme se incrementa la radiación incidente.

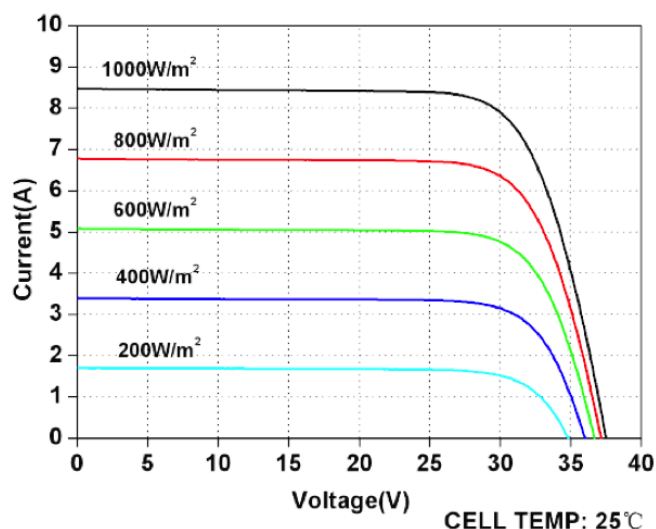


Figura 2.14 Curvas corriente-voltaje a temperatura constante [18]

A su vez, un incremento de temperatura de operación lleva asociado una pérdida de en torno un 4% por cada 10°C de incremento. Por tanto, conforme se tenga una mayor temperatura, menor será la tensión.

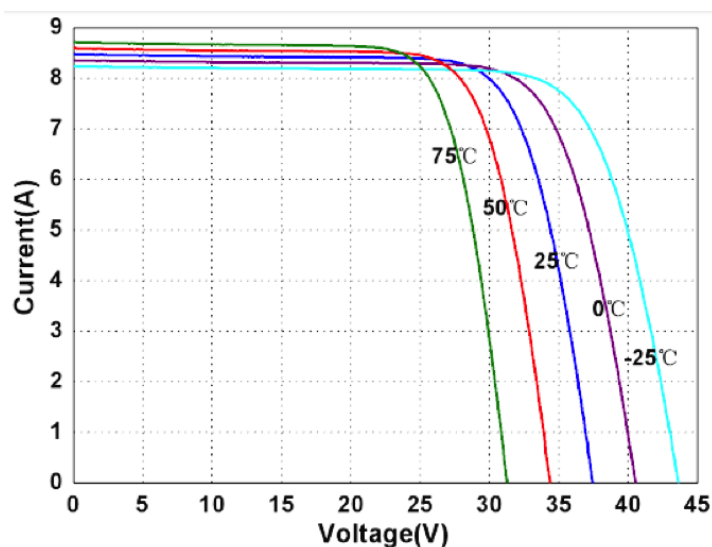


Figura 2.15 Curvas corriente-voltaje con variación de temperatura [18]

La relación entre la potencia máxima del panel y la potencia teórica, se denomina factor de forma (FF). Cuanto mayor sea y cercano a 1, la potencia máxima del panel será más próxima a la potencia teórica establecida por el fabricante.

### 2.2.3.2 Ventajas e inconvenientes

La energía solar fotovoltaica es un recurso inagotable, lo que la hace una de las más prometedoras en la actualidad. Tiene una variedad de ventajas claras comparadas con el resto de no renovables: no contamina, reduce el uso de combustibles fósiles, contribuye al desarrollo sostenible y es una fuente promotora de riqueza y empleo.

Otra de las grandes ventajas, es que los paneles pueden ser distribuidos en edificios ya construidos generando energía de forma eficiente y silenciosa. No consume combustibles fósiles y, por tanto, no genera residuos. Ofrece

una elevada fiabilidad y disponibilidad. No requiere mantenimiento.

Tiene un ciclo de vida extenso, de entorno unos 25 – 30 años. Resisten condiciones climáticas extremas y desfavorables. Puede ser instalada en zonas rurales en desarrollo y se puede vender el excedente de electricidad a las compañías eléctricas. Siempre permite la posibilidad de aumentar la potencia incrementando el número de paneles fotovoltaicos y mejorando el inversor en el caso de que fuera necesario.

Un gran inconveniente sigue siendo la técnica de construcción y fabricación de los módulos fotovoltaicos, siendo este complejo y caro. Es preciso de una gran inversión inicial, ya que requiere de los módulos fotovoltaicos, inversor, regulador, cableado, baterías en el caso de que se instalaran, así como, los costes de mantenimiento e instalación.

Supone una producción variable, ya que depende de la climatología viéndose afectada en días nublados o lluviosos. La producción a grande escala supone la ocupación de grandes extensiones de terreno, suponiendo una posible competición con el terreno dedicado a la agricultura.

En su fabricación intervienen químicos tóxicos como son el sulfuro de cadmio y el arseniuro de galio. Se ve afectado por la contaminación atmosférica y el smog.

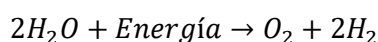
## 2.3 Electrólisis

El origen de este proceso se remonta al siglo XVIII, cuando el físico y químico británico Henry Cavendish obtuvo hidrógeno por primera vez, denominándolo “aire inflamado” tras un proceso reactivo de ácido fuerte con determinados metales. Posteriormente, fue nombrado como hidrógeno cuya traducción al griego significa “creador de agua”, por Antoine Lavoisier.

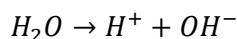
La electrólisis es uno de los procesos anteriormente mencionados a partir de los cuales se puede obtener hidrógeno por vía solar. La expresión “lysis” proviene del griego y significa descomposición o rotura. La electrólisis pertenece al grupo electroquímico, a partir del cuál se produce hidrógeno empleando la energía eléctrica proveniente para este caso, de un módulo fotovoltaico para alimentar un electrolizador y de esta manera se fomenta una reacción no espontánea dando lugar a la rotura molecular del agua. También es posible emplear la energía eléctrica por un sistema de concentración de alta temperatura cuya principal ventaja es un menor requerimiento de energía eléctrica.

Es una tecnología con la capacidad de operar a cargas parciales y variar la carga de forma eficiente, lo que ofrece una gran flexibilidad para acoplarse con instalaciones de producción de energías renovables.

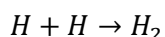
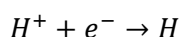
La ecuación química que se produce durante el proceso es la siguiente:



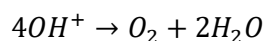
Esta reacción es la opuesta a la que se produce en una pila de combustible. En el cátodo se crea una carga negativa por parte de la batería, provocando presión eléctrica de atracción de electrones. Para que exista un cierre del flujo eléctrico en el circuito, las moléculas de agua próximas al cátodo se descomponen en forma de ion hidrógeno  $H^+$  y un ion hidróxido  $OH^-$ . Representado en la siguiente reacción:



El protón  $H^+$  al ser libre, toma un electrón del cátodo dando lugar a un átomo de hidrógeno neutral. A su vez, este átomo se une con otro átomo de hidrógeno, dando lugar a una molécula de hidrógeno.



El ánodo hace que el ion hidróxido se desplace hasta él. Una vez alcanzado, el ánodo retira el electrón extra tomado del átomo de hidrógeno. De esta manera, el ion hidróxido se recombina con otros tres iones formando una molécula de oxígeno y dos de agua.



Esta molécula de oxígeno resulta tan estable como la de hidrógeno. Finalmente, esta molécula asciende a la superficie y se crea un circuito cerrado.

Un electrolizador no es más que un dispositivo electroquímico que convierte la energía eléctrica en energía química. De este modo, en caso de disponer de energía eléctrica excedente, se podría almacenar en forma de hidrógeno, denominado verde. [6]

En una celda electrolítica encontramos: electrolito, dos electrodos, ánodo y cátodo separados generalmente por una membrana. El voltaje aplicado a los electrodos provoca que los iones del electrolito sean atraídos por el electrodo de la carga opuesta.

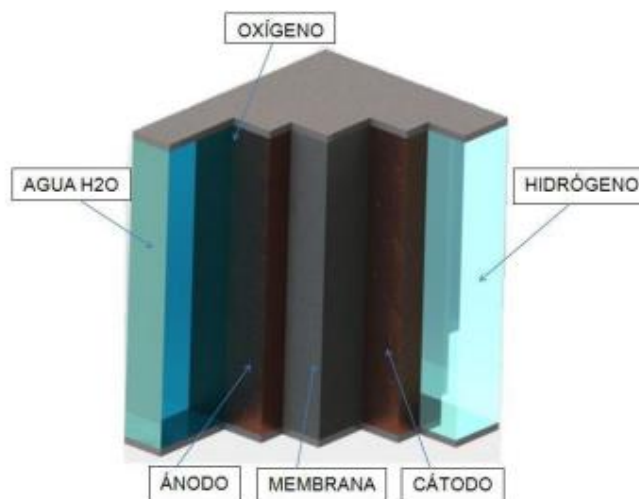
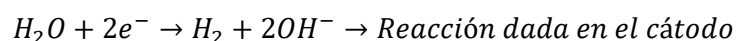
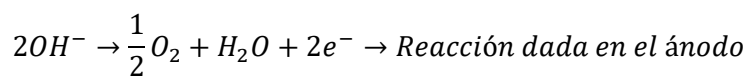
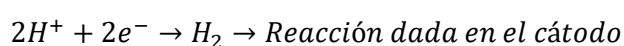
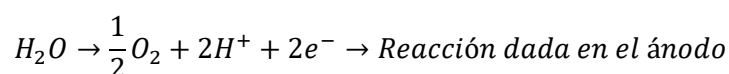


Figura 2.16 Representación de celda electrolítica [20]

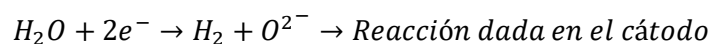
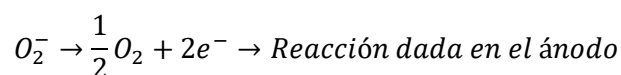
Dependiendo si nos encontramos en un medio alcalino, las reacciones resultantes serán:



Si estamos en un medio ácido, las reacciones resultantes serían:



Finalmente, con un medio óxido sólido:



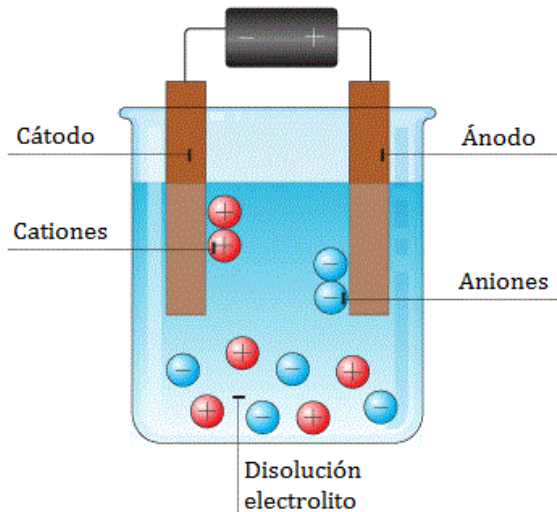


Figura 2.17 Electrólisis del agua [21]

### 2.3.1 Tipos de electrolizador

Los diferentes tipos de medios descritos en el apartado anterior, se incluyen en las tecnologías de electrólisis divididos de mayor a menor madurez tecnológica por: electrolizadores alcalinos (AEC), electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM), electrolizadores de estado sólido o alta temperatura (SOEC).

En la Figura 2.18 se puede ver a modo resumen los distintos tipos de electrolizadores, junto con las reacciones en ánodo y cátodo, portador de carga y el rango de temperaturas de operación.

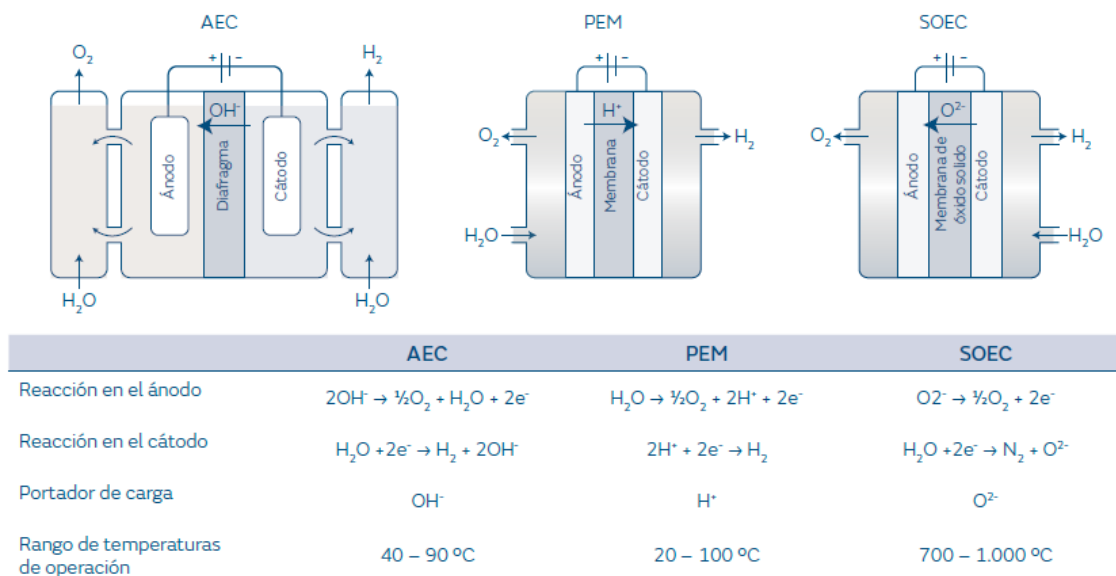


Figura 2.18 Tipos de electrolizadores [5]

#### 2.3.1.1 Electrolizador alcalino (AEC)

Es el principal tipo de electrolizador y más utilizado en la actualidad principalmente en aplicaciones industriales. Este fenómeno de electrólisis alcalina fue introducido por primera vez por Troostwijk y Diemann en 1789 y en 1800 comenzó a desarrollarse durante la primera revolución industrial cuando Nicholson y Carlisle descubrieron la descomposición electrolítica del agua. Es la tecnología con un coste de capital más bajo en comparación con el resto. [22]

Un electrolizador alcalino emplea una solución alcalina, normalmente ( $KOH$ ) como electrolito. Se emplean soluciones de hidróxido de potasio al 20 – 40%. También puede emplearse hidróxido de sodio ( $NaOH$ ), aunque tiene una menor conductividad. El proceso tiene lugar a una temperatura de entre 40 y 90°C.

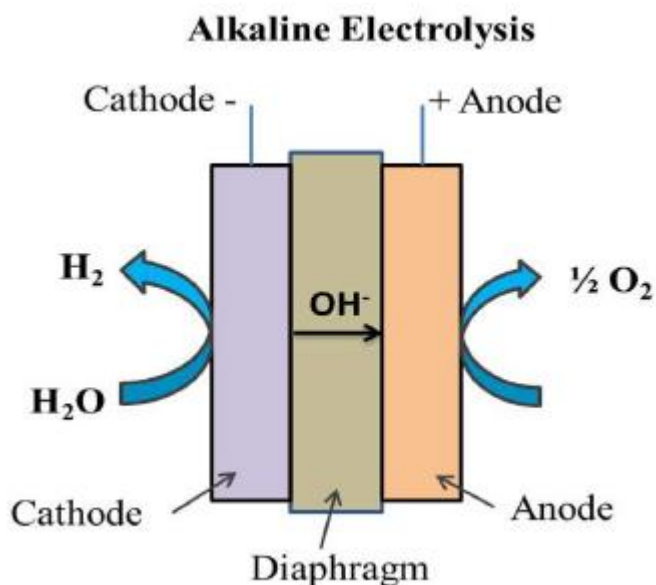
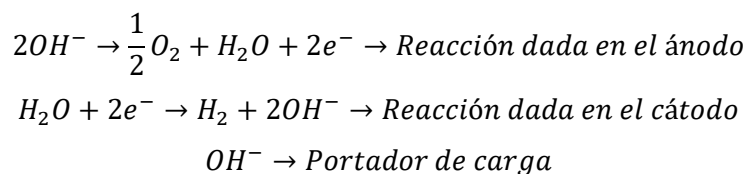


Figura 2.19 Stack de electrolizador alcalino (AEC) [23]

Las reacciones que resultan son las siguientes:



Existen dos tipos de configuraciones, siendo la primera la denominada monopolar. En este tipo de configuración, la conexión entre las celdas de electrólisis que forman una pila se realiza en paralelo, estando separados tanto ánodos como cátodos como se puede ver en la Figura 2.20.

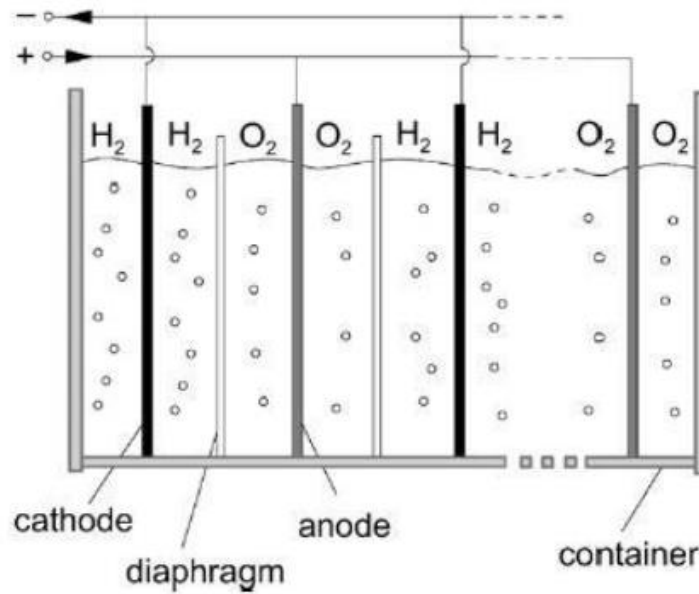


Figura 2.20 Configuración monopolar [24]

En el caso de la configuración bipolar, la conexión de las celdas electrolíticas se realiza en serie. El ánodo de una celda se conecta al cátodo de la siguiente separados por un aislante eléctrico que suele ser cerámico. Normalmente se emplea en electrolizadores que operan a sobrepresión. Estos son más complejos y requieren una mayor precisión de fabricación, pero tienen la ventaja de tener unas pérdidas óhmicas bajas. Esto es debido a que, en la configuración bipolar el flujo de electrones de una celda a otra es a través de toda la placa, mientras que, en el caso unipolar el flujo de la corriente es en dirección longitudinal. Este tipo de configuración requiere de un menor espacio, tiene mayor rendimiento y, por tanto, un mayor coste. [24]

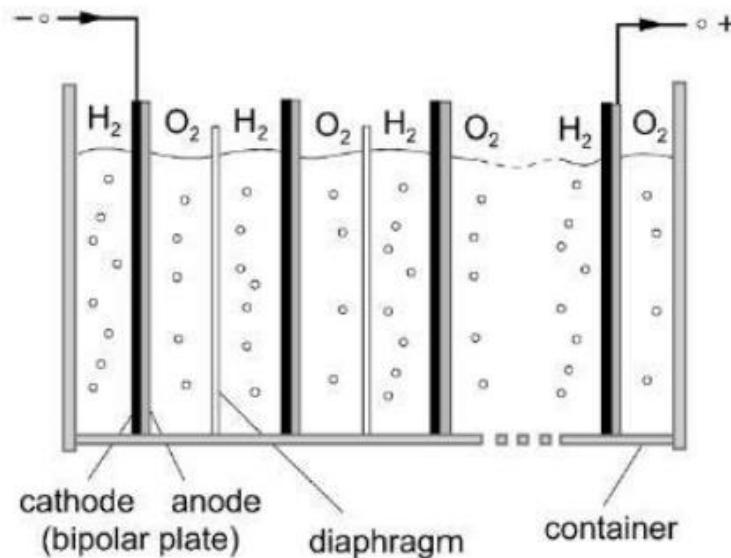


Figura 2.21 Configuración bipolar [24]

En un electrolizador alcalino, los iones hidroxilo ( $OH^-$ ) y potasio ( $K^+$ ) disueltos en el agua atraviesan el diafragma siendo portadores de la carga eléctrica. Como ya se comentó anteriormente, entre los dos electrodos se coloca una fuente de tensión continua creando una diferencia de potencial inducida. Cuando un ( $OH^-$ ) llega al ánodo, se separa en agua y oxígeno liberando un electrón que es recogido por el ánodo. Los electrones, cuando llegan al cátodo se combinan con las moléculas de agua líquida separándolas en hidrógeno gaseoso e iones hidroxilo



que se ven obligados a migrar otra vez hacia el ánodo por la acción del campo eléctrico.[24]

A continuación, se muestra la Tabla 2.6 donde se reflejan las principales ventajas y desventajas al emplear presión atmosférica o presión elevadas, entre 0,6 – 35 MPa empleando materiales especiales.

	Presión atmosférica	Presión elevada
Ventajas	Configuración simple	Diseño compacto a misma potencia
	Larga experiencia industrial	Posibilidad de aumentar número de celdas
	Costes reducidos	
	Fácil control	
Desventajas	Tamaño	Costes más elevados
	Secado de gases más complejo	Seguridad
	Número de apilamientos más reducidos	Si $P > 30$ bar, rango de funcionamiento más reducido

Tabla 2.6 Ventajas y desventajas al emplear distintos tipos de presiones [21]

El elemento principal para que tenga lugar la electrólisis es el stack, que es donde tienen lugar las reacciones electroquímicas, pero también es necesario una serie de equipos y sistemas auxiliares denominados, balance de planta (BoP). En la Figura 2.22, se representa un esquema con los distintos sistemas.

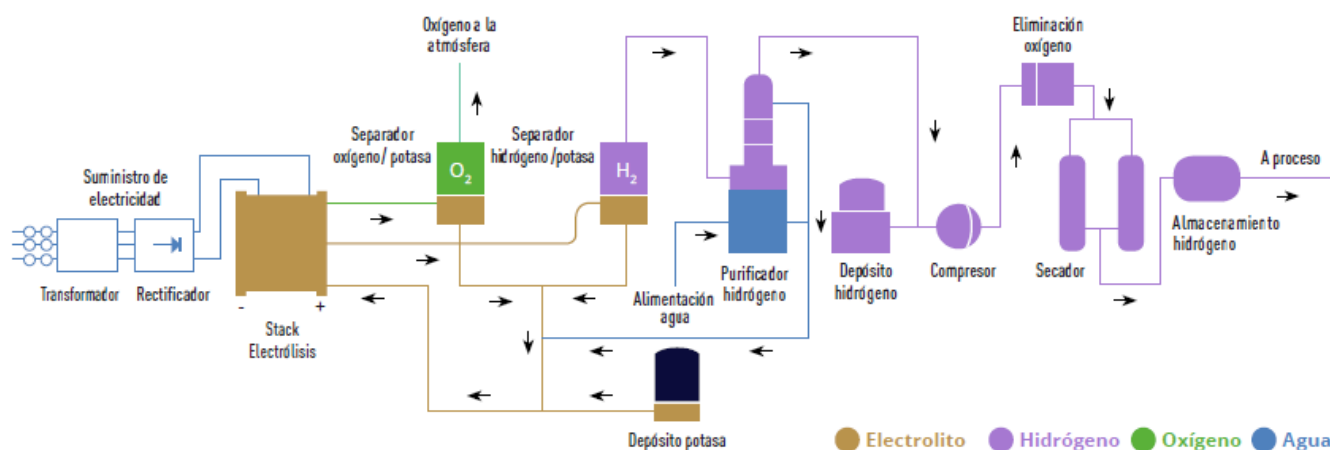


Figura 2.22 Balance de planta (BoP) electrolizador alcalino [6]

- Sistema de producción de gases: destacado por el stack, donde se genera el hidrógeno y oxígeno.
- Sistema de separación de gases: se produce la separación de gas-electrolito, donde el electrolito se recicla y el gas es redirigido a la etapa de purificación y secado.
- Sistema de eliminación de arrastre de electrolito y secado de las corrientes: filtros de coalescencia y filtros desecantes.
- Sistema de purificación y secado: reactor de-oxo para el arrastre de impurezas, basado de un catalizador de paladio donde el oxígeno residual reacciona con el hidrógeno.
- Sistema de agua desionizada: suministro continuo de agua con la pureza y conductividad requeridas.

- Sistema de gestión térmica: basado en el enfriamiento del electrolito recirculado hacia el stack. Esto se realiza porque unas temperaturas demasiado elevadas podrían provocar la degradación de los componentes del stack.
- Sistema de control de presión.
- Sistema de monitorización y control: recoge toda la información proveniente de sensores.
- Sistema de electrónica de potencia: la energía eléctrica que llega al stack debe ser continua y dentro de unos determinados rangos de tensión e intensidad.

### 2.3.1.2 Electrolizador de membrana polimérica (PEM)

Los primeros electrolizadores de tipo PEM fueron idealizados a principios de los años cincuenta por Grubb y General electric Co. No fue hasta 1987 cuando comenzaron a producirse los primeros modelos comerciales de gran potencia por ABB. Los electrolizadores PEM son la segunda tecnología más importante.

Las celdas están separadas por un polímero sólido ácido. En el ánodo se produce la reacción de descomposición del agua, teniendo como productos oxígeno y protones  $H^+$ . El protón producido se transfiere hasta el cátodo a través de la membrana, es ahí donde se reagrupa con los electrones provenientes del circuito eléctrico generándose las moléculas de hidrógeno. [25]

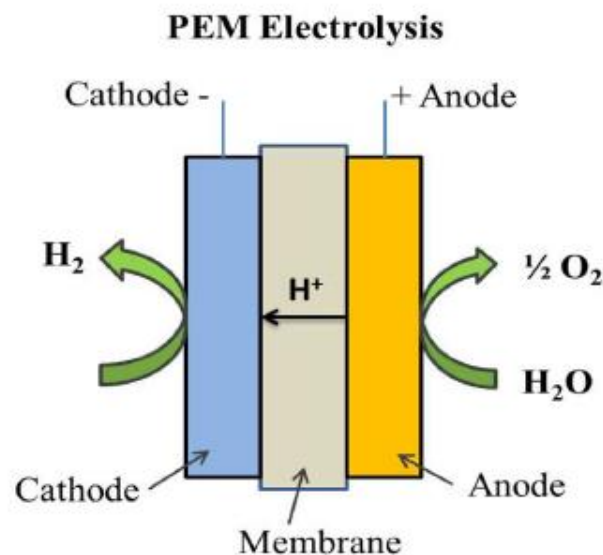
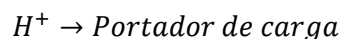
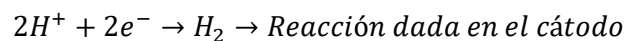
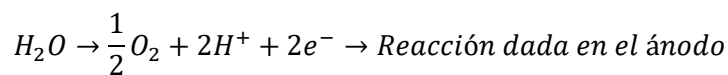


Figura 2.23 Stack de electrolizador de membrana polimérica (PEM) [23]

A diferencia de los electrolizadores alcalinos, en los electrolizadores PEM son los protones los que atraviesan la membrana. Las reacciones producidas son las siguientes:



Este tipo de electrolizadores tiene la capacidad de trabajar a elevadas densidades de corriente, tiene alta eficiencia, simplicidad en el balance de planta, buen comportamiento a carga parcial y rápida respuesta y un diseño mucho más compacto del stack. La temperatura de operación es de en torno a los 20 – 100°C, mientras que la presión oscila entre 100 bares y llegando hasta los 350. La vida útil de estos electrolizadores supera las 40.000 horas de funcionamiento continuo. Los principales retos a los que se encuentra expuesta esta tecnología son el aumento de durabilidad de los stacks y una disminución del coste capital.

La unión membrana - electrodo es denominada MEA (Membrane Electrode Assembly). Esta membrana actúa como un separador y electrolito sólido para el transporte de cationes, está cubierta por un catalizador compuesto

por platino el cátodo e iridio el ánodo actuando como acelerador en la descomposición del agua, por lo que resulta necesario optimizar su concentración, su estructura y su distribución en la membrana. Es un polímero estable químicamente y duradero.

La membrana más utilizada es el Nafión, las cuales son membranas perfluorosulfonadas y fueron desarrolladas en los años sesenta. El grupo sulfónico favorece al transporte de protones. En la Figura 2.24 se muestra la estructura molecular del Nafión.

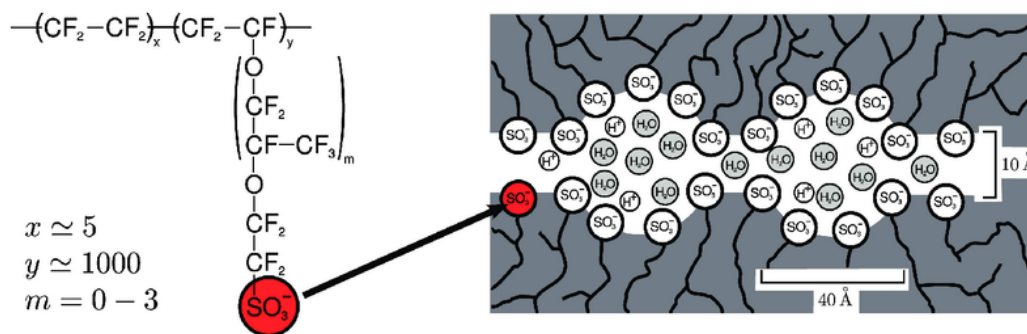


Figura 2.24 Estructura molecular del Nafión [26]

Al igual que los electrolizadores alcalinos, existen sistemas auxiliares para controlar los parámetros de funcionamiento y maximizar la eficiencia. Estos sistemas son:

- Sistema de acondicionamiento de energía eléctrica: dosifica y controla la electricidad aportada al stack.
- Sistema de alimentación de agua: suministro y control del agua de alimentación del stack.
- Sistema de gestión de productos o purificación de gases: purificación de gases y control de presión.
- Sistema de monitorización y control: recoge toda la información proveniente de sensores del sistema.

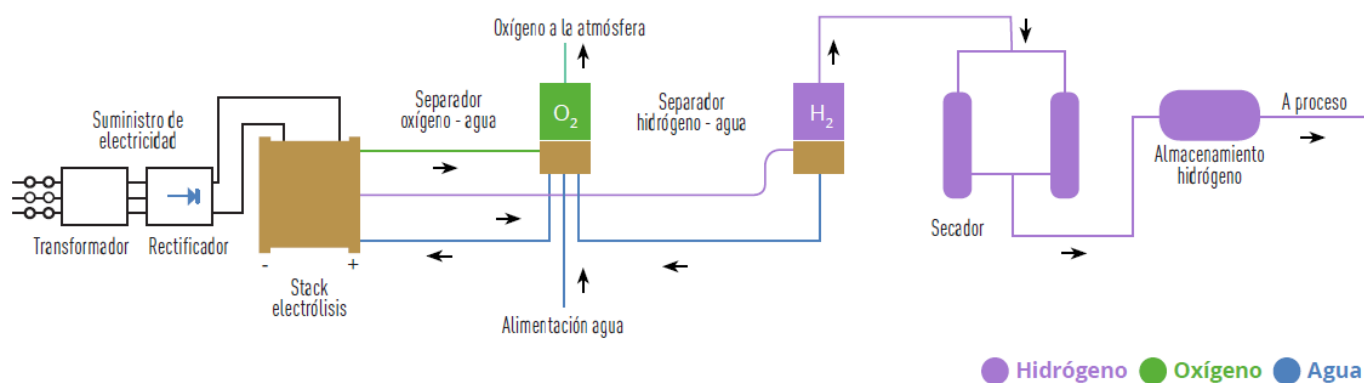


Figura 2.25 Balance de planta (BoP) electrolizador de membrana polimérica [6]

### 2.3.1.3 Electrolizador de óxido sólido (SOEC)

Los electrolizadores de óxido sólido (SOEC) representan la tecnología menos madura, pero a diferencia de las dos anteriores la que presenta una mayor eficiencia, así como, una disminución del consumo eléctrico. La celda del electrolizador de óxido sólido fue introducida en 1980 por Donitz y Erdle. El rango de temperatura de funcionamiento es bastante superior a los anteriormente mencionados, entre 700 y 1000°C. Usa el agua en forma de vapor y como fuente de energía térmica, energía solar concentrada o energía procedente de reactores nucleares. [25]

En estos electrolizadores, el gas pasa a través del electrodo hasta llegar a la superficie del electrolito sólido, los iones de oxígeno viajan al ánodo y allí se oxidan a oxígeno y ocurre la difusión fuera del electrodo. Al cátodo llegan los electrones y es donde ocurre la reacción de reducción. Las reacciones que tienen lugar son las

siguientes y en la Figura 2.26 se puede apreciar estos fenómenos:

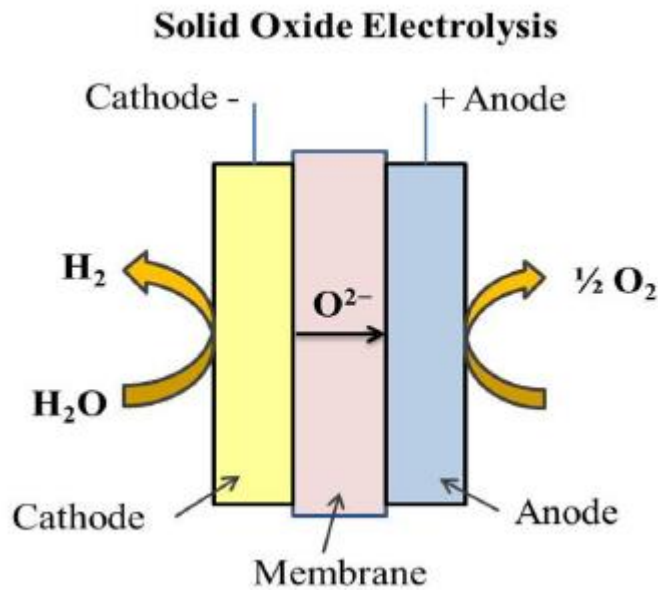
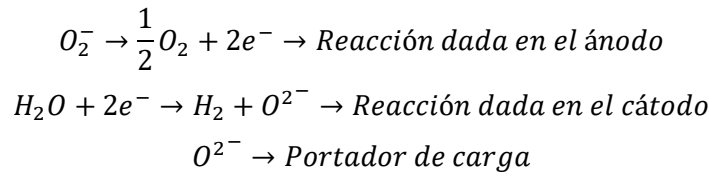


Figura 2.26 Stack de electrolizador de óxido sólido (SOEC) [23]

Las principales ventajas de estos sistemas es la alta eficiencia energética y la posibilidad de trabajar de modo reversible (RSOC), es decir, pueden trabajar como celda electrolítica para producir hidrógeno suministrando energía o como pila de combustible generando energía utilizando distintos combustibles como hidrógeno, hidrocarburos o alcoholes. Desde un punto de vista termodinámico, la energía requerida para que se lleve a cabo la disociación de la molécula de agua puede ser aportada por el propio calor residual de los procesos industriales, lo que implica una considerable reducción de la demanda eléctrica necesaria. Esto puede entenderse de una mejor manera si se expresa la fórmula de la electrólisis:

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

Donde  $\Delta H$  es la variación de la entalpía que representa la energía necesaria para que tenga lugar el proceso de la electrólisis,  $\Delta G$  es la energía libre de Gibbs (aportada de forma eléctrica) y  $T e \Delta S$  representan el resto de energía requerida procedente del ambiente y en forma de calor ( $\Delta S$  es la variación de entropía y  $T$  la temperatura). [27]

En la Figura 2.27, se puede observar que la demanda eléctrica se reduce a medida que aumenta la temperatura a la que tiene lugar el proceso, siendo mucho más radical cuando el proceso tiene lugar con vapor de agua, como ocurre con los electrolizadores SOEC. De este modo, si se opera a temperaturas elevadas, el valor representado por la energía libre de Gibbs ( $\Delta G$ ) disminuirá, lo que concluye con una disminución del coste y consumo energético.

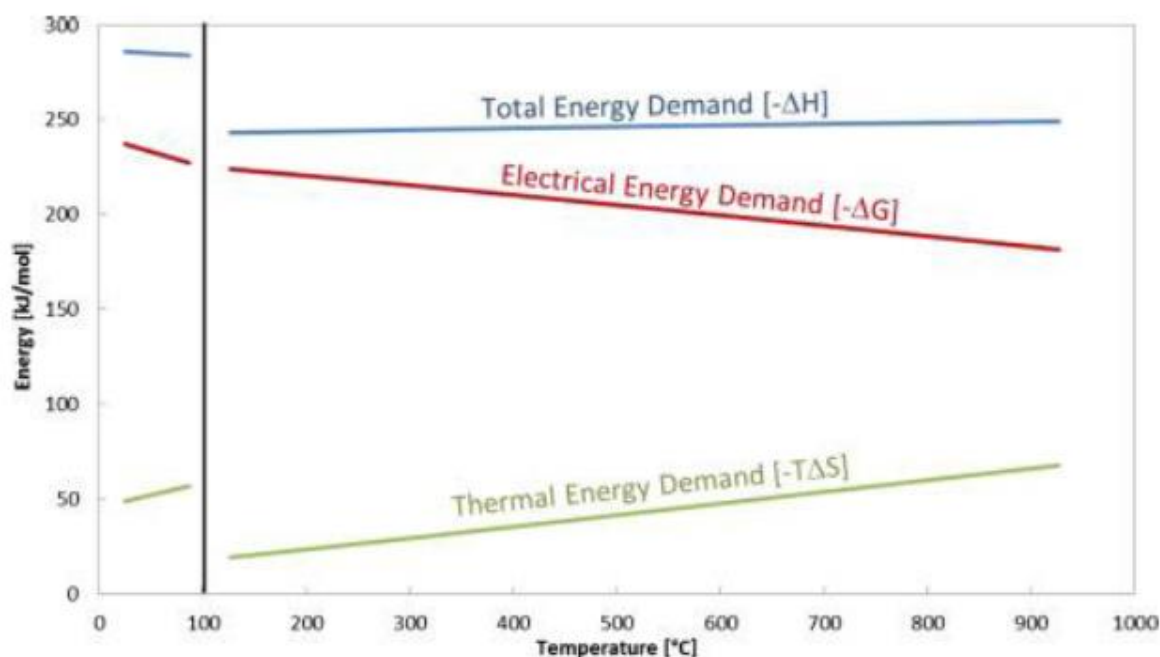


Figura 2.27 Energía requerida para la electrólisis en función de la de temperatura [25]

La electrólisis de alta temperatura tiene distintos modos de operación con respecto a la temperatura que se trabaje:

- Endotérmica: la energía eléctrica aportada es menor que la entalpía, por tanto, según la ecuación anterior, se debe aportar calor. La eficiencia de conversión puede ser superior al 100%.
- Termoneutra: la energía aportada es igual a la entalpía, con lo que la entropía es igual al calor generado por las pérdidas de reacción. La eficiencia de conversión es del 100%.
- Exotérmica: la energía de entrada es mayor que la entalpía. La eficiencia de conversión es menor del 100%.

Este desafío de altas temperaturas requiere del uso de materiales más costosos y, por tanto, métodos de fabricación más complejos. El material más común que se utiliza en el electrolito de los SOEC es el YSZ, circonio estabilizado con itrio. Este material tiene un alto punto de fusión, es económico y ofrece una gran combinación de estabilidad y conductividad iónica.

Los materiales empleados en el cátodo pueden ser metales nobles o metales no preciosos, pero tienen el inconveniente de tener un alto coste y formación de volátiles y formación de estructuras porosas a altas temperaturas. El tipo de electrodo empleado es el denominado electrodo de cermet en el que se combinan partículas de Ni con partículas conductoras iónicas.

En el caso del ánodo se emplean óxidos mixtos con estructura perovskita, denominados LSM (Lanthanum strontium manganate).

Generalmente, se suele emplear como presión de operación la atmosférica y el voltaje aplicado es menor a 1,3V.

Las altas temperaturas provocan que la vida útil de este tipo de celdas sea bastante baja, en torno a unas 1000 horas de operación. [27]

### 2.3.2 Comparación de los tipos de electrolizadores

En la Tabla 2.7, se representan las características principales de los tres tipos de electrolizadores estudiados anteriormente. Se recogen datos de presión, temperatura, portador de carga, tipo de electrolito, densidad de corriente, voltaje, eficiencia eléctrica, vida útil y eficiencia.

Stack	Electrólisis alcalina	Electrólisis PEM	SOEC
Electrolito	Solución de KOH	Membrana polimérica	Óxido sólido
Portador de carga	$OH^-$	$H^+$	$O_2^-$
Densidad de corriente ( $\frac{A}{cm^2}$ )	0,5	2,0	2,0
Voltaje (V)	1,75 – 2,4 V	1,6 – 2,0 V	1,2 – 1,3 V
Temperatura de operación (°C)	60 – 80	50 – 80	700 – 1000
Presión de trabajo (bar)	1 – 30	30 – 80	1
Eficiencia eléctrica ( $\frac{kWh}{Nm^3}$ de $H_2$ producido)	4,3 – 5,5	4,5 – 5,4	3,2 – 3,7
Vida útil	10 – 15 años	5 – 10 años	<1000 horas
Eficiencia (%)	66 – 75	98	> 100

Tabla 2.7 Características de electrolizadores. Fuente: Elaboración propia

La electrólisis alcalina opera en un rango de temperaturas prácticamente idéntico que la tecnología PEM, mientras que la SOEC opera a altas temperaturas. La tecnología SOEC opera a presión ambiental y la alcalina desde presión ambiental hasta unos 30 bares. La tecnología PEM opera a presiones elevadas pudiendo alcanzar incluso los 200 bares, lo que supone una disminución del coste de compresión del hidrógeno que se genera.

La tecnología PEM permite trabajar a altas densidades de corriente, además tienen un mayor rango de funcionamiento con posibilidad de operar a media carga o sobrecarga. El coste de inversión inicial de los electrolizadores PEM es mayor, debido a que la membrana MEA, está cubierta por un catalizador compuesto por platino encareciendo considerablemente su fabricación.

El tiempo de vida útil de la tecnología PEM es bajo, siendo el de los SOEC aún inferior, pero estos no se encuentran a la par en su estado de madurez.

La electrólisis alcalina es la que posee mayor madurez, pero la tecnología PEM al poseer unos rendimientos superiores y una mejor adaptabilidad de operación a fuentes renovables y un menor volumen, es actualmente una de las tecnologías más probadas.

Actualmente, se está desarrollando una nueva membrana de intercambio aniónico (AEM) por el grupo alemán Evonik. Esta nueva membrana presenta mejores características, ya que, no requiere de metales preciosos, lo que disminuye en coste de inversión y la forma un polímero resistente con una excelente conductividad. [28]

### 2.3.3 Materiales

Los materiales de construcción de los electrolizadores son un aspecto muy importante, entre ellos los del ánodo, cátodo, separador y electrolito.

El ánodo es el encargado de recolectar el oxígeno de la separación del agua, lugar de una posible elevada corrosión. Debe ser estable en ambientes reductores del combustible y poroso. Debe ser compatible con el electrolito en sentido químico, térmico y mecánico, ya que están en contacto. Normalmente, el material empleado es el níquel debido a su bajo coste en comparación con otros como el cobalto, platino u otros metales nobles [29]. En general debe cumplir los siguientes requerimientos:

- Conductividad electrónica elevada.
- Conductividad iónica que permita la oxidación del hidrógeno con los iones  $O^{2-}$ .
- Estabilidad química a bajas presiones parciales y en medios reductores.
- La reacción de oxidación debe tener una elevada actividad catalítica
- Coeficientes de expansión térmica similares.
- Evitar deposición del carbón.

El separador aísla el cátodo y ánodo. Normalmente está construido a base de asbesto combinado con otros materiales que mejoren sus propiedades mecánicas como pueden ser el níquel o el titanato de potasio para mejorar las propiedades como intercambiador iónico. [29]

En el cátodo se produce un sobrepotencial al reaccionar con el hidrógeno. Esto es debido a la elevada concentración de polarización y elevada energía de activación a baja temperatura. Algunos de los principales materiales presentes son el níquel y el cobalto. Algunos de los requerimientos que debe cumplir el cátodo son:

- Conductividad eléctrica alta
- Compatibilidad química con electrolito
- Estructura delgada con elevada porosidad
- Debe presentar estabilidad en medios oxidantes
- Catalizador de la disociación del hidrógeno
- Elevada conductividad iónica
- Debe tener carácter adhesivo con la superficie del electrolito
- Fabricación simple
- Empleo de materiales con bajo coste

En cuanto al electrolito, es el encargado de separar las reacciones de oxidación y reducción, transportando  $O^{2-}$ . Puede ser clasificado con respecto al número de capas que lo forman. Entre los materiales más usados destaca la circonia[29]. Debe cumplir los siguientes requerimientos:

- Ser conductor iónico
- Aislante electroquímico
- No ser poroso
- Estable químicamente, tanto a altas temperaturas como en ambientes de oxidación y reducción
- Minimizar pérdidas óhmicas
- Bajo coste de materiales
- Compatibilidad de expansión térmica con electrodos

En Figura 2.28, se muestran los distintos grupos de materiales empleados para los distintos elementos:

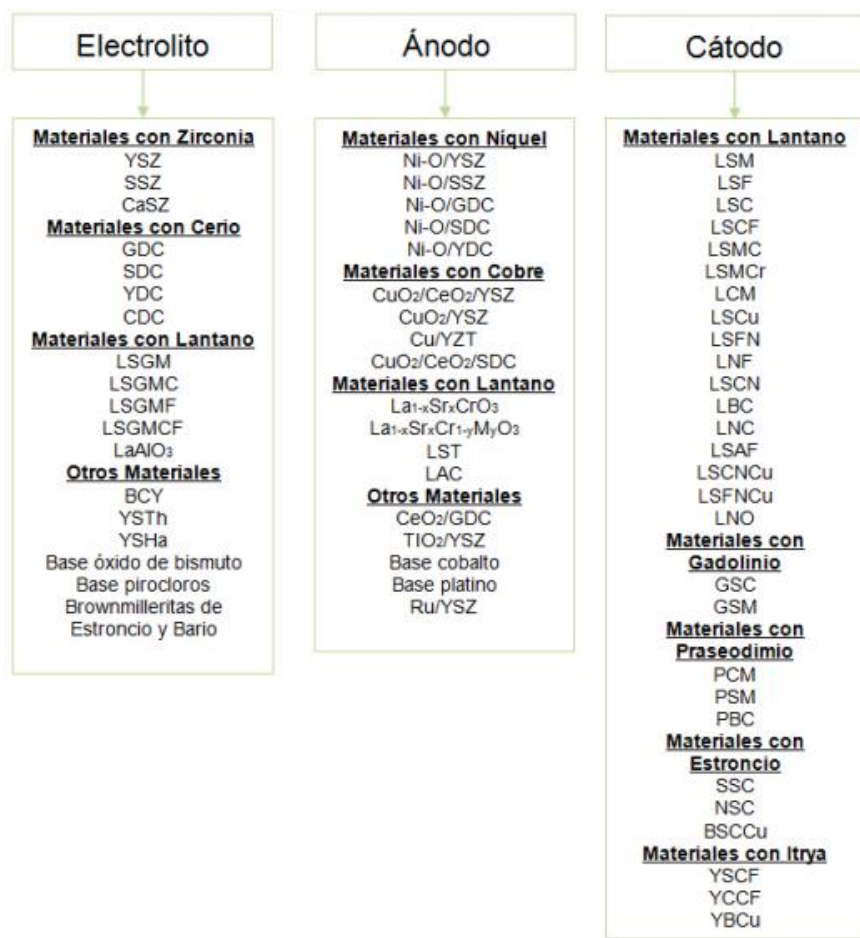


Figura 2.28 Conjunto de materiales empleados en electrolito, ánodo y cátodo [29]

### 2.3.4 Eficiencia y parámetros

Entre los distintos parámetros que influyen en el funcionamiento de los electrolizadores cabe destacar la temperatura, la presión, la resistencia eléctrica, el nivel de impurezas del electrolito, así como, la concentración y la viscosidad. Los materiales de los electrodos, la distancia y las dimensiones, el material de las membranas o el tipo de la corriente eléctrica.

Los diferentes fabricantes tienen en cuenta algunos parámetros a optimizar con el uso de materiales catalíticos en los electrodos.

- Eficiencia faradaica: para garantizar que la corriente eléctrica que se inyecta se destina en la producción de hidrógeno y no en otras reacciones secundarias.
- Eficiencia energética en condiciones de trabajo de alta productividad, en la que se usa una alta densidad de corriente por unidad de área del electrodo garantizando una alta productividad de hidrógeno y una mínima de polarización de celda  $V_{cell}$ . ( $1.23/V_{cell}$ , donde 1.23 V es la diferencia potencial mínima para que se produzca la disociación de la molécula del agua). Un aumento de las temperaturas influye en la disminución del  $V_{cell}$  y también la eficiencia faradaica.

El aumento de la eficiencia de un electrolizador puede verse influido por una disminución del voltaje de la celda o por un aumento de la densidad de la corriente por encima de los valores típicos. Debe existir un punto en común en estas modificaciones, ya que van de la mano. Un aumento de densidad de corriente, tiene asociado un aumento del voltaje. [30]



El potencial eléctrico debe ser mayor al potencial termodinámico, para que el proceso ocurra, este potencial se representa en la resistencia que el sistema interpone al paso de corriente eléctrica, resistencia que se presenta debido a los electrodos, la solución y el separador. Por tanto, se entiende que, para un mayor aumento de la eficiencia, debe reducirse el potencial aplicado al sistema, lo que se logra disminuyendo la resistencia de los componentes anteriormente señalados. Esta explicación puede verse reflejada en la siguiente ecuación:

$$E_{aplicada} = E_t + \eta_c + \eta_a + \eta_{soln} + \eta_{sep}$$

Donde:

- $E_t$ : voltaje termodinámico
- $\eta_c; \eta_a$ : sobrepotenciales catódico y anódico
- $\eta_{soln}$ : resistencia eléctrica del electrolito
- $\eta_{sep}$ : resistencia eléctrica del separador

La cantidad de hidrógeno que se produce en un electrolizador está relacionada con la densidad de la corriente eléctrica, es decir, la cantidad de corriente dividida por el área de electrodo.

Mediante las leyes de Faraday se consigue obtener una relación entre la cantidad de electricidad que pasa por una celda electrolítica y la cantidad de productos liberados en los electrodos.

$$m = k * q = k * I * t$$

Donde:

- m: masas de las sustancias liberadas o depositadas en cada electrodo.
- k: constante
- q: cantidad de electricidad
- I: intensidad de corriente
- t: tiempo de circulación

La densidad de corriente influye tanto en el voltaje necesario como en el coste de la electricidad, debido a que cuanto mayor sea la densidad de la corriente, mayor será el voltaje necesario y el coste de la electricidad por kilogramo de hidrógeno producido. Por otro lado, los altos voltajes disminuyen el tamaño total del electrolizador y, por lo tanto, el coste del equipo.

## 2.4 Almacenamiento

Las técnicas habituales de almacenamiento de hidrógeno se realizan como gas comprimido, gas licuado o absorbido en hidruros metálicos para pequeña escala y aplicaciones estacionarias, aunque las operaciones a larga escala e intercontinentales requerirán una mayor variedad de opciones para el almacenamiento. En la actualidad se está desarrollando una nueva tecnología de almacenamiento que consiste en absorber el hidrógeno en nanotubos de carbono.

Las técnicas de almacenamiento se dividen en dos grandes grupos como se puede apreciar en la Figura 2.29, la primera es la que el almacenamiento se realiza en forma de hidrógeno y la segunda es en la que se incorpora con otros compuestos.

En cuanto a las características energéticas del hidrógeno, si se compara en términos gravimétricos (energía por masa) y de densidad volumétrica (energía por volumen), se determina que en términos de masa tiene casi tres veces el contenido de otros hidrocarburos, pero menor energía por volumen. Lo que nos lleva a la conclusión de que se puede obtener una elevada energía de un kilogramo de hidrógeno, pero el volumen necesario para su almacenamiento también es muy alto. [5]

Estos dos parámetros, densidad gravimétrica y densidad volumétrica son de vital importancia para determinar que sistema de almacenaje es el más conveniente dependiendo también de la finalidad para la que se destine el hidrógeno.

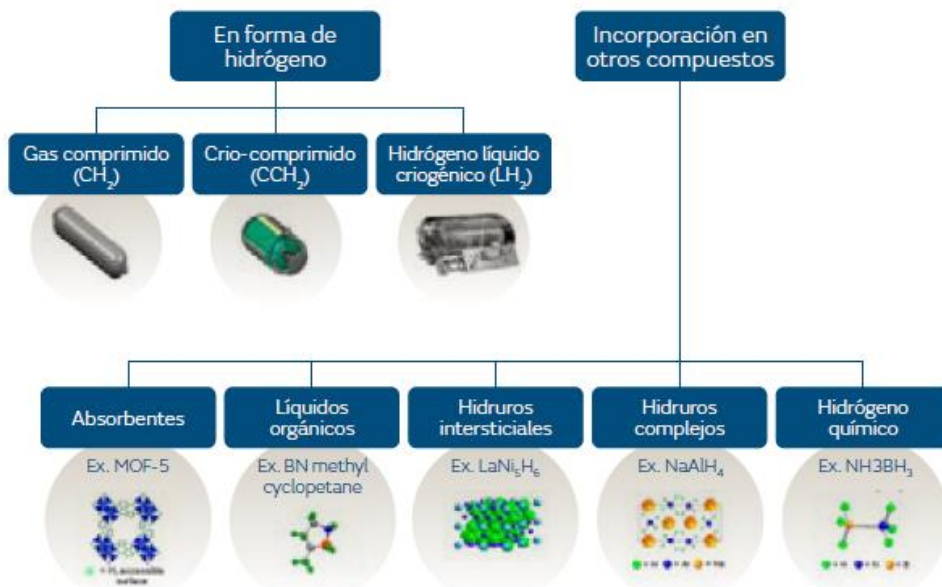


Figura 2.29 Clasificación de tecnologías de almacenamiento de hidrógeno [5]

### 2.4.1 Hidrógeno comprimido

Es la tecnología más madura y más empleada en la actualidad. Las presiones de trabajo son actualmente entre 200 y 700 bar y el principal inconveniente es el coste de fabricación de los depósitos. Los materiales empleados no deben de ser susceptibles a la fragilización del hidrógeno, ya que, debido al pequeño tamaño de las moléculas, podrían disociarse y permear en el material lo que provocaría serios cambios en la estructura. Existen cuatro tipos de tanques para el almacenamiento de hidrógeno, denominados Tipo I, II, III y IV. [5]

Los tanques de tipo I están constituidos por acero o aluminio y no disponen de costuras ni revestimientos. Pueden operar a unas presiones que oscilan entre los 150 y 300 bar dependiendo del material empleado en su construcción. La capacidad gravimétrica de este tipo de tanques es muy baja debido a su elevado peso y grosor de sus paredes. Pueden ser una buena opción para el almacenamiento en aplicaciones estacionarias. Suelen emplearse en vehículos de GNC y en laboratorios.

Los tanques de tipo II están contruidos a base de acero o aluminio, de igual manera que los anteriores tampoco disponen de costuras y en este caso están reforzados con compuestos de fibra de vidrio o carbono en la sección cilíndrica del depósito. Operan a unas presiones de alrededor de 450 y 800 bar. Son muy pesados y suelen emplearse como buffer o tanques intermedios en aplicaciones estacionarias.

Los tanques de tipo III están contruidos con un revestimiento de aluminio con o sin costuras y envueltos con fibra de vidrio y resinas compuestas con el fin de evitar fugas por difusión. La eliminación de espesores elevados en las paredes cilíndricas hace que el peso de estos tanques sea sumamente inferior a los dos descritos anteriormente. Operan a unas presiones de entre 350 y 700 bar, siendo estos últimos los que emplean fibra de carbono como material compuesto.

Los tanques de tipo IV están constituidos por un forro interior de plástico reforzado con fibras de carbono en distintas direcciones recurbiendo el primer forro. La parte exterior también puede estar constituida por recubrimiento de fibras de vidrio. Las presiones de trabajo oscilan entre 350 y 700 bar. Este tipo de tanques es mucho más ligero que todos los anteriores, pero tienen el inconveniente de que el forro plástico no es una buena barrera para la difusión del hidrógeno. Es posible alcanzar una densidad gravimétrica bastante superior.

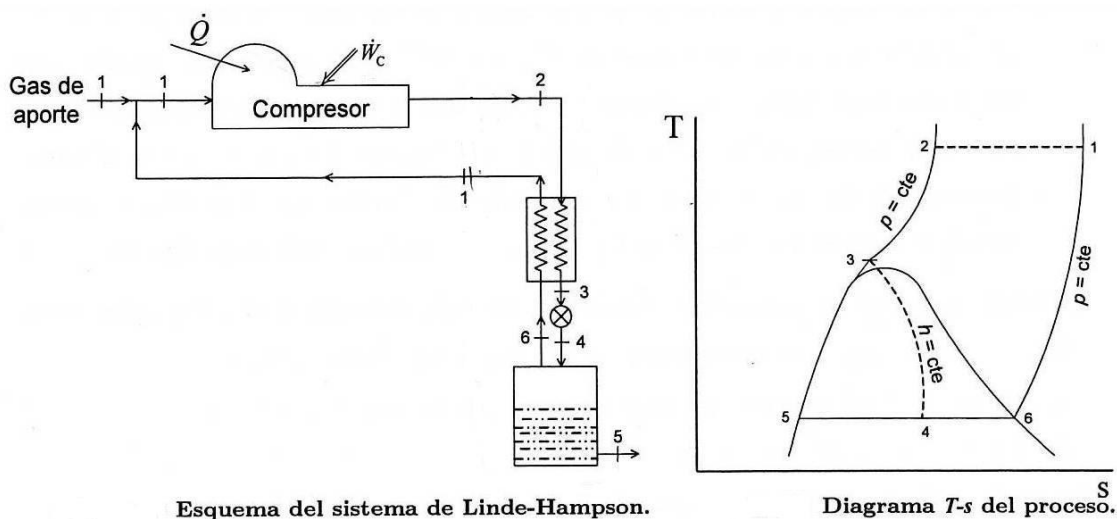
Algunas de las principales ventajas del almacenamiento de hidrógeno comprimido son su simplicidad, la posibilidad de almacenamiento indefinido, óptimo para el almacenamiento de hidrógeno producido por electrolizadores en situaciones de sobreproducción y no existen límites de pureza. [5]

## 2.4.2 Hidrógeno líquido

El almacenamiento de hidrógeno líquido es una tecnología madura, siendo su principal campo de aplicación el almacenamiento a gran escala. El hidrógeno se puede encontrar en estado líquido y presión ambiente a una temperatura inferior a  $-253\text{ °C}$ .

Se requieren, por tanto, tanques criogénicos que están diseñados para soportar un líquido criogénico, debiendo estar aislado para restringir la transferencia de calor con el exterior. Si se produce un intercambio de calor, la presión en el interior del depósito aumenta provocando la expulsión del hidrógeno a través de una válvula de alivio. Este tipo de almacenamiento es el más eficiente en términos de densidad energética por volumen.

El hidrógeno líquido se obtiene a partir de un proceso de licuación. Para llevar a cabo este proceso se emplean compresores, intercambiadores de calor y válvulas de expansión. El proceso más simple es el ciclo de Linde o ciclo de expansión de Joule-Thompson. En el proceso el gas es comprimido, siendo posteriormente enfriado en un intercambiador de calor y finalmente es sometido a una expansión isentálpica donde se obtiene el gas licuado.[27]



Esquema del sistema de Linde-Hampson.

Diagrama T-s del proceso.

Figura 2.30 Esquema del sistema de Linde-Hampson [27]

El trabajo óptimo de licuación del hidrógeno es de  $3.228 \frac{kWh}{kg}$ , siendo el del nitrógeno  $0.207 \frac{kWh}{kg}$ .

La molécula de hidrógeno se puede encontrar en la forma -para y -orto según la configuración de los electrones. A temperatura ambiente el 25% es para-hidrógeno y el 75% orto-hidrógeno. El inconveniente se encuentra en que el orto-hidrógeno se transforma en -para a través de una reacción exotérmica liberando una importante cantidad de calor, lo que provocaría la evaporación de hasta un 50% del hidrógeno. La conclusión que se obtiene es que, para almacenamientos de larga duración de hidrógeno líquido, se debe convertir el hidrógeno -orto en -para y de esta manera reducir las pérdidas de evaporación. Este fenómeno se lleva a cabo a través de catalizadores como puede ser el carbón activo.

Por tanto, los tanques están diseñados para evitar en la medida de lo posible la transferencia de calor. Están compuestos por una doble pared con una cámara intermedia de vacío. Suelen emplearse entre 30 y 100 capas de plástico aluminado Mylar, aunque una opción más económica es la perlita en las paredes internas del tanque. La presión suele mantenerse a unos 3 bar.

Los tanques suelen ser esféricos debido a que con esta forma se dispone de una menor transferencia por unidad de volumen. Al aumentar el diámetro, aumenta considerablemente el volumen con respecto al área. También se emplean cilíndricos, ya que son más económicos de construir y la relación de transferencia es la misma. A pesar de un buen aislamiento térmico, parte del hidrógeno se evapora, siendo purgado o capturado y devuelto al proceso de licuación. Este segundo proceso es beneficioso, por ejemplo, en transportes marinos de larga distancia, ya que, ese hidrógeno capturado es quemado en la caldera de vapor sirviendo como combustible.

El mayor tanque construido de volumen esférico a día de hoy tiene una capacidad de almacenamiento de 228.000 kg de hidrógeno líquido y pertenece a la NASA.

### 2.4.3 Almacenamiento en hidruros metálicos

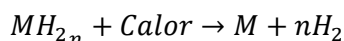
El almacenamiento basado en hidruros metálicos es el que representa una mayor garantía de seguridad y fiabilidad en comparación con el resto de tecnologías. Además, es el método de almacenamiento con mayor capacidad de volumen.

El fundamento de este tipo de almacenamiento es que los metales empleados actúen como una especie de esponja con la capacidad de atrapar los átomos de hidrógeno en su estructura cristalina. Esto se consigue empleando elementos metálicos que pueden formar enlaces covalentes reversibles con el hidrógeno.

El proceso tiene lugar dentro de una cámara aislada donde se inyecta el hidrógeno a unos 3 bar. Cuando ha terminado el proceso, la presión aumenta considerablemente en el interior, finalizando con el corte de suministro y sellamiento de la cámara. Para liberar de nuevo el hidrógeno, únicamente hay que calentar el hidruro formado.

Los hidruros presentan la ventaja de que nunca disminuyen su capacidad de almacenamiento, pudiéndose someter a ciclos infinitos de absorción y desorción. Es un proceso de coste elevado, debido a los materiales que requiere, algunos de ellos son el hierro, manganeso, níquel o titanio. Los materiales empleados se someten a un proceso de aleación para optimizar el peso y la temperatura de recuperación del hidrógeno. [27]

Las reacciones resultantes son las siguientes:



Este tipo de almacenamiento presenta algunos inconvenientes. Uno de ellos, es que a pesar de que nunca disminuyen su capacidad de almacenamiento, los hidruros metálicos pueden romperse en finas partículas cuando se someten repetidas veces al proceso de absorción y desorción del hidrógeno. El segundo inconveniente es que son sensibles a las impurezas reactivas, pudiendo llegar incluso a inactivar los hidrocarburos. Por último, los tanques empleados necesitan un aporte de energía para recuperar el hidrógeno absorbido. Estos tanques no tienen una efectividad completa del 100%, por tanto, no se recupera todo el hidrógeno. [27]

El principal inconveniente descrito se puede solventar dividiendo el hidruro en finas partículas que son encapsuladas dentro de una matriz porosa de sílice que solo permite el paso de las moléculas de hidrógeno.

Los hidruros metálicos se pueden distinguir en las siguientes categorías:

- Hidruros metálicos de base de zirconio, vanadio y níquel
- Hidruros activados de magnesio
- Hidruros metálicos complejos ligeros
- Hidruros químicos

### 2.4.4 Almacenamiento en estructuras de carbono

Este tipo de almacenamiento consiste en utilizar nano fibras o nano tubos de carbono los cuales absorberán el hidrógeno. Su principal ventaja es que el hidrógeno almacenado estaría en condiciones de presión y temperatura ambiente, se emplean materiales de bajo coste, baja densidad y un gran volumen de poros. El grafito es la forma la forma más común en la que se dispone el carbono. [27]

Este tipo de almacenamiento se produce al someter el hidrógeno a presión sobre el carbono. Dentro de los distintos tipos de configuraciones de estas nanoestructuras se encuentran las siguientes:

- Nanofibras de grafito (GNF), con una capacidad de almacenamiento baja debido a la pequeña distancia entre sus capas y área específica.
- Nanotubos de carbono de pared simple (SWNT), comprendidos por un solo tubo de entre 0,7 y 3 nm. Su capacidad de almacenamiento es menor del 1% en condiciones atmosféricas y hasta un 2,4% en situaciones criogénicas.
- Nanotubos de pared compuesta (MWNT), comprendidos por múltiples tubos concéntricos con un tamaño de entre 30 y 50 nm. Su capacidad de almacenamiento se estima del orden del 7,7%.

La adición de potasio y litio mejora la capacidad de absorción elevando el valor al 20%. Este tipo de tecnología se encuentra en la actualidad en vías de desarrollo.

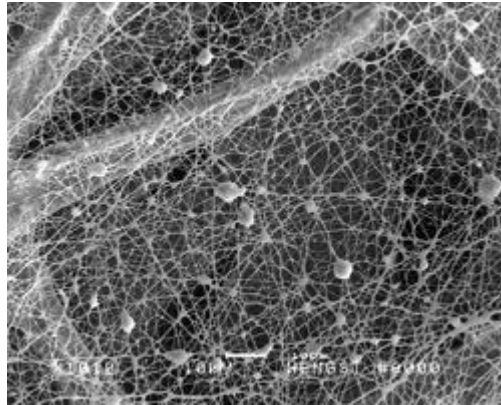


Figura 2.31 Representación de nanofibras [31]

A continuación, se muestra en la Tabla 2.8, un resumen sobre las ventajas e inconvenientes que presentan los distintos tipos de almacenaje, así como, en la Figura 2.32, una comparación de las densidades volumétricas y gravimétricas de almacenamiento de hidrógeno de las tecnologías anteriores.

Tecnologías	Ventajas	Desventajas
Gas comprimido	Tecnología óptima de 300 – 700 bar, bajo coste y disponible.	A 700 bar la densidad energética es comparable al hidrógeno líquido. Alta presión aún en desarrollo. Contenedores pesados.
Gas licuado	Buena densidad de aislamiento y tecnología avanzada. Económico para almacenamiento a largo plazo.	Temperaturas muy bajas y aislante. Elevado coste. Pérdida de hidrógeno por evaporación.
Hidruro metálico	Tecnología disponible parcialmente, más seguro que los anteriores.	Actualmente equipos con elevado coste, pesado, baja densidad de almacenamiento y posibilidad de degradación.
Estructuras de carbono	Grandes densidades de almacenaje, económicas y ligero. Mayor seguridad que los anteriores.	Tecnología en desarrollo.

Tabla 2.8 Ventajas e inconvenientes de tecnologías de almacenaje [32]

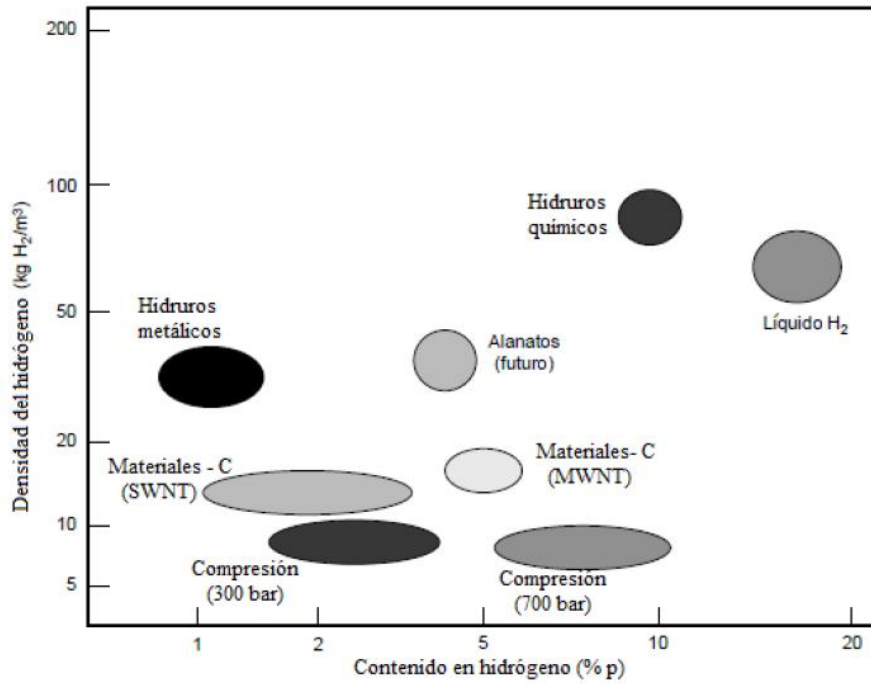


Figura 2.32 Gráfico de la densidad del hidrógeno frente al contenido en hidrógeno [27]

### 2.4.5 Almacenamiento subterráneo

Para desarrollar este tipo de almacenamiento, se requiere de formaciones geológicas (yacimientos de petróleo o gas natural agotados, acuíferos, minas de sal). Dos métodos de almacenamiento subterráneo adecuados tanto para el hidrógeno como el gas natural son las cavidades que han sido empleadas anteriormente para trabajos de minería o acuíferos. Según estudios y simulaciones realizadas pueden llegar a albergar hasta 500.000 m<sup>3</sup> y almacenarse hidrógeno hasta 200 bares.

España tiene gran capacidad en tierra, lo que sucede es que más de la mitad está a menos de 50 kilómetros de la costa. En España hay localizadas un total de 24 cuevas de sal.

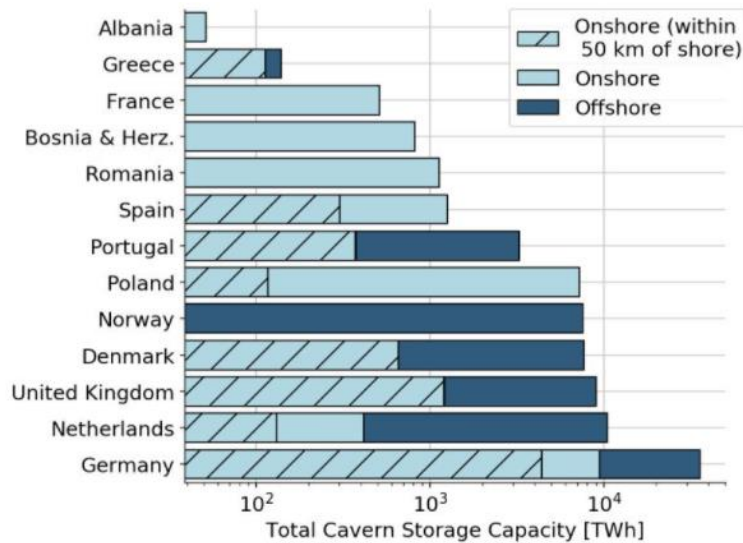


Figura 2.33 Total de cavernas en Europa cerca y lejos de la costa [33]

España tiene una capacidad de almacenamiento de 1,26 PWh-H<sub>2</sub>. Todo en tierra, solo por detrás de Alemania y de potencial de almacenamiento para cavernas en alta mar, todas en el Mar del Norte. El potencial de almacenamiento técnico general en Europa se estima en 84.8 PWh-H<sub>2</sub>, el 27% del cual constituye solo ubicaciones en tierra.

## 2.5 Transporte

Una vez producido el hidrógeno debe ser transportado hasta el usuario final. El principal inconveniente para su transporte es su baja densidad volumétrica, problema que podría solventarse si el hidrógeno se convierte en un portador energético extendido. En la actualidad existen tres formas de transporte, por vía marítima empleado para largas distancias o zonas aisladas, de forma terrestre a través de camiones y mediante tuberías.

- Transporte marítimo: es un método empleado para el transporte de hidrógeno de largas distancias. Tiene la ventaja de poder establecer conexión con zonas incomunicadas o mayormente aisladas y de este modo ampliar la red de países interventores en la producción y distribución de hidrógeno. En la actualidad, el hidrógeno no se transporta a largas distancias, sino que es consumido en localizaciones cercanas a los puntos de producción, por ello no existe una estructura aún desarrollada. La tecnología empleada sería similar a la del gas natural licuado, que supone un alto coste, debido a que se debe realizar el proceso de licuación, transportarlo y finalmente regasificar implicando la construcción y no solo de barcos, también plantas de regasificación, terminales de carga y descarga y unidades de licuación.

Existen diversos aspectos negativos, siendo el más relevante las pérdidas producidas, ya que, el transporte marítimo implica una media de unos 15 días aproximadamente y durante el transporte se deben mantener las condiciones criogénicas suponiendo una pérdida de entorno un 0.25% diario. Una alternativa sería la incorporación del hidrógeno en compuestos químicos, entre los que destaca el amoníaco o los líquidos orgánicos (LOHC) como el metanol. Son óptimos para el transporte de largas distancias, más fáciles incluso que el hidrógeno puro.

Otro inconveniente es el aislamiento empleado en los buques de carga, debido a que el hidrógeno en estado líquido se encuentra a  $-253\text{ °C}$ , suponiendo una elevada diferencia de temperatura con respecto a la temperatura ambiente y suponiendo por tanto unas posibles elevadas pérdidas de calor. Un posible material sería el acero para bajas temperaturas.

- Transporte terrestre: en la actualidad, el transporte terrestre se realiza a través de camiones para distancias menores a 300 km. Este tipo de transporte está expuesto a una elevada ineficiencia energética, ya que el consumo energético es muy elevado.

El transporte puede realizarse a través de cilindros comprimidos o tanques criogénicos dependiendo del consumo. Los cilindros suelen ser de grandes dimensiones y el hidrógeno se transporta en forma líquida para aumentar la capacidad. Los camiones también pueden ser empleados para el transporte de amoníaco o LOHC.

En general, un camión con gas comprimido a 200 bar puede transportar en torno a los 400 kg de producto, mientras que a 500 bar, unos 1100 kg. Este tipo de transporte supone un impacto medioambiental superior al de los gasoductos. [5]

El transporte a través de gasoductos se explicará en los apartados siguientes, ya que es al que está más enfocado el análisis de este proyecto.

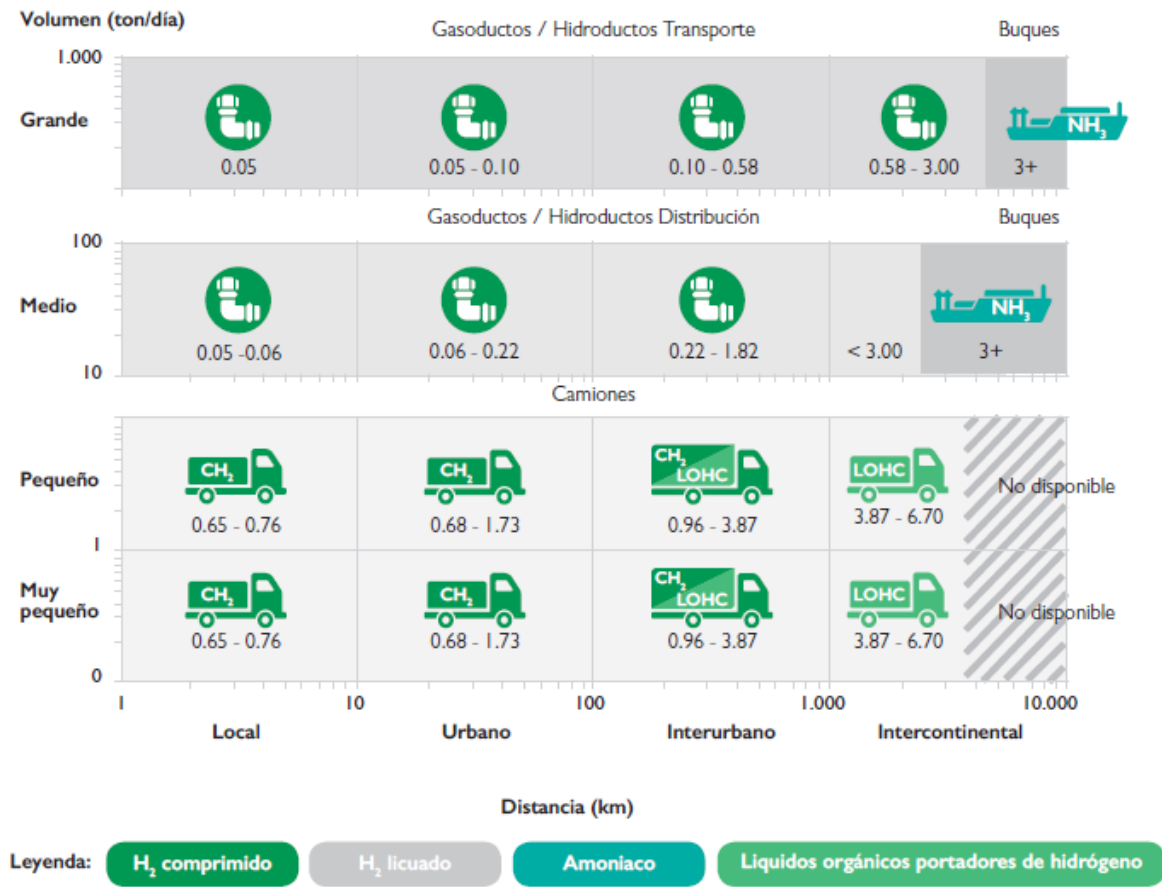


Figura 2.34 Método óptimo de transporte relacionando volumen/distancia [34]

## 2.6 Power-to-gas

Como se ha expuesto anteriormente, el hidrógeno puede producirse a través de distintas tecnologías, siendo posteriormente almacenado y transportado al usuario final. Para establecer una óptima conexión entre demandante y consumidor se pone en valor las infraestructuras de transporte ya disponibles en lugar de la creación de nuevas.

El concepto Power-to-Gas se basa en almacenar la energía eléctrica excedente del sol, viento u otras fuentes renovables produciendo hidrógeno verde a través de electrólisis y su posterior consumo o inyección en las redes principales de distribución de energía: eléctrica y gasística. Esta tecnología se está empleando actualmente en proyectos de demostración en países como Reino Unido, Francia y Alemania mostrando en algunas ocasiones costes eléctricos por debajo de cero.

En la actualidad numerosas tecnologías permiten el almacenamiento de electricidad, siendo algunas de estas las mostradas en la Figura 2.35. Destaca la inyección de hidrógeno en la red de gas natural y la inyección de metano sintético en la red de gas natural dentro del marco Power-to-Gas, aunque la forma más económica de almacenamiento de electricidad es el bombeo hidráulico entre embalses. Este tipo de tecnología es desarrollado en países con orografía positiva, es decir, este tipo de almacenamiento se basa en el bombeo de agua de un embalse inferior a otro superior, manteniendo la energía potencial y generando electricidad a través de una turbina. Se estima que a nivel mundial se pueden almacenar en torno a 9000 GWh a través de este sistema. [5]



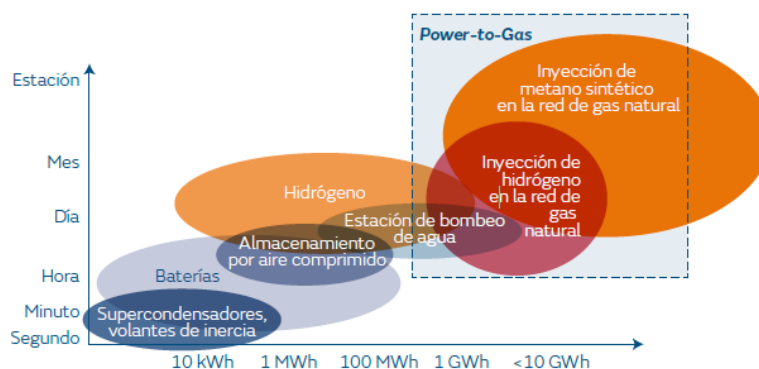


Figura 2.35 Almacenamiento de electricidad [5]

Esta tecnología presenta una serie de características y ventajas destacables, siendo algunas de estas:

- Posibilidad de usar una red de transporte existente.
- Aprovechamiento de electricidad en situaciones de excesos de generación.
- La tecnología intermedia empleada (electrólisis) es fiable.
- Ventajas de hidrógeno y gas natural.
- Posibilidad de extracción de hidrógeno o gas sintético previo a su inyección a red.

Ventajas energéticas:

- Capacidad de almacenamiento elevada.
- Costes de transporte inferiores a la red eléctrica y mayor capacidad de transporte.
- Posiblemente más rentable que el uso de baterías.
- Almacenamiento estacional

Ventajas medioambientales:

- La emisión de CO<sub>2</sub> en su combustión es igual a la usada en su formación.
- Sustitución del gas natural por hidrógeno, disminuyendo procesos de extracción y reducción de gases de efecto invernadero.
- Aprovechamiento de subproductos en sector industrial.
- Menor impacto Ambiental (tuberías bajo tierra).

También hay que destacar algunas desventajas considerables causantes que día de hoy no se haya llegado a impulsar completamente esta tecnología:

- CAPEX y OPEX de los equipos, concretamente el electrolizador.
- El coste de producción de hidrógeno verde no es competitivo.

- Necesidad de desarrollo de un marco legislativo y administrativo.
- Desarrollo de infraestructura o adaptación para inyección parcial o completa en la red actual de gas natural.
- Posibilidad de que otras opciones alcancen una cuota de mercado y competitividad con respecto al Power-to-Gas.

En la figura 2.36, se representa a través de un diagrama de bloques la relación existente entre la red eléctrica y la red de gas, cuyo nexo de unión es el proceso de la electrólisis que permite convertir la electricidad a hidrógeno. El proceso de metanación se explicará en los siguientes apartados.

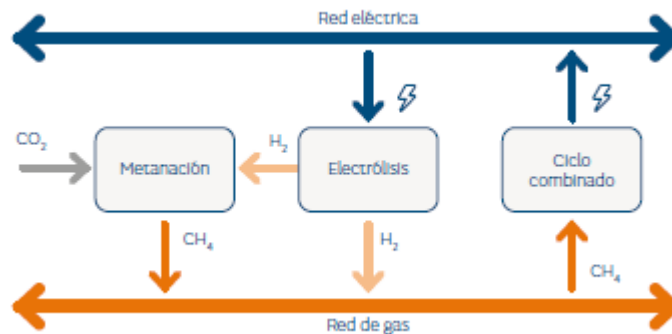


Figura 2.36 Concepto Power-to-Gas [5]

### 2.6.1 Red de gas natural

El gas natural tiene en España distintos usos, ya sean para uso comercial, doméstico o industrial. La forma de transporte del gas natural se basa principalmente en gasoductos internacionales o grandes buques en forma licuada. La red de distribución consta de más de 11.000 km de gasoductos y puntos estratégicos entre los que destacan:

- Seis terminales de gas natural licuado
- Tres almacenamientos estratégicos
- Seis conexiones internacionales unen el Sistema gasista español con Francia, Portugal y el norte de África.

Se dispone además de 18 estaciones de compresión, así como, estaciones de regulación y medida o centros de transporte. Estas estaciones están situadas en los nodos de unión de la red de transporte y distribución y su función es adaptar la presión del caudal de gas en los gasoductos de transporte a la presión requerida en la red. [35]

Las redes de distribución pueden ser diseñadas en forma de ramal o mallado, siendo estas últimas más costosas, pero tiene la ventaja de que garantiza el suministro en caso de avería o parada técnica por mantenimiento.



Figura 2.37 Red básica de gas natural [36]

El gas natural es entregado al consumidor final con una presión variable, así como, diámetro según el tipo de cliente, es decir, dependiendo si es destinado para uso industrial, para consumo en entorno doméstico o transporte. La presión oscila entre 0,05 bar y hasta presiones superiores a 40 bar para grandes consumidores. [37]

## 2.6.2 Blending de hidrógeno

El concepto “Blending de hidrógeno” es lo que se conoce como la mezcla de hidrógeno en la red gasista actual. La inyección de hidrógeno supone una gran ventaja para reducir los significantes costes en desarrollar una nueva infraestructura de transporte y distribución. [5]

Esta tecnología se enfrenta a una serie de desafíos:

- La densidad energética del hidrógeno es alrededor de un tercio de la del gas natural por lo que una mezcla supone una reducción del contenido energético volumétrico del gas suministrado (debido a su alto poder calorífico inferior,  $120 \frac{MJ}{kg}$ ), lo que supondría que los consumidores finales deberían utilizar mayores volúmenes de gas para satisfacer sus necesidades.
- El hidrógeno se quema mucho más rápido que el metano lo que provoca un mayor riesgo y posibilidad de propagación de llamas.
- La variabilidad en el volumen del hidrógeno inyectado tendrá un impacto negativo en los equipos diseñados para la adaptación de un de gas con un rango de mezcla. Podría afectar incluso a la calidad del producto final de algunos procesos industriales.
- El límite superior para la mezcla de hidrógeno en la red depende del equipo conectado. El componente con la tolerancia más baja, definirá la tolerancia de la red en general.

En la actualidad, el gas que se permite inyectar en la red no es hidrógeno, sino biometano ya que tiene unas características muy similares al gas natural. La introducción de hidrógeno puede provocar alteración en los valores de densidad, viscosidad o factor de compresibilidad entre otros. Estas alteraciones pueden afectar tanto en las líneas de distribución como en los puntos de consumo. Por este motivo, existen unos límites máximos regulatorios. Estos límites varían según el país, en la Figura 2.38 se puede observar como España se encuentra con una limitación del 5% en volumen, inferior a países como Francia, Alemania y Países Bajos que tienen una menor restricción y superior Reino Unido, Bélgica o Suiza.



Figura 2.38 Límites regulatorios de mezcla de hidrógeno según país [5]

Como ya se mencionó anteriormente, el hidrógeno presenta unas características que difieren con las del gas natural y en base a esto, surgen varias preguntas como ¿cuánto hidrógeno podría soportar la red actual o las aplicaciones de usuario final diseñadas para gas natural? Aunque la respuesta a este tipo de preguntas presenta incertidumbre y dificultad, se han realizado distintos informes en los que se recogen unos rangos de tolerancia.

En el caso de la estructura gasista permite una aceptación del 10% de hidrógeno sin modificaciones y ascendiendo a un 20% con modificaciones. Para valores superiores a este último se requiere un proceso de investigación y desarrollo. A nivel doméstico los aparatos admiten entre un 10 y 20 % sin modificaciones y para sobrepasar dicho valor se requiere de investigación y desarrollo. Por último, para usos industriales los porcentajes establecidos son menores, llegando a un máximo de 15% de hidrógeno con modificaciones. Datos mostrados en la Tabla 2.9.

	Sin modificaciones	Con modificaciones	I+D
Estructura gasista	10	20	>20
Usos domésticos	10 - 20	20	>20
Usos industriales	2 - 15	15	>15

Tabla 2.9 Tolerancia general de hidrógeno en la red de gas. Fuente: Elaboración propia.

Por tanto, se encuentran tres opciones:

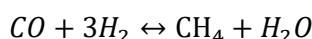
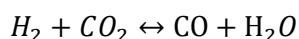
- Adaptar la infraestructura actual
- Conversión de hidrógeno a metano

- Crear una red específica de hidrógeno

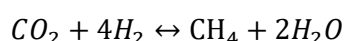
La primera opción supondría elevados costes de inversión y la gran desventaja de que la energía contenida en el hidrógeno es tres veces inferior a la contenida en el metano. Por otro lado, la conversión del hidrógeno a metano permitiría sustituir el 100% del gas natural sin la necesidad de ninguna modificación en la infraestructura. La última opción no es razonable ni económicamente ni ambientalmente a corto o medio plazo.

### 2.6.3 Metanación

La metanación es el proceso que consiste en la conversión del hidrógeno en metano a partir de la combinación de dicho gas con dióxido de carbono, reacción resultante conocida como la reacción de Sabatier.



Reacción global:



La reacción de Sabatier es altamente exotérmica y favorecida a bajas temperaturas. La selectividad del metano aumenta a bajas temperaturas y altas presiones. Por debajo de 300 °C, el aumento de presión no tiene efecto en la conversión de  $CO_2$  y en la selectividad de  $CH_4$ .

El biogás está compuesto por una mezcla de 50 – 70% de metano, 30 – 40% de dióxido de carbono y un 1% de hidrógeno. El proceso de obtención del biogás es un proceso lento, donde tienen lugar reacciones bioquímicas secuenciales. El proceso se divide en cuatro etapas: hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis. [38]

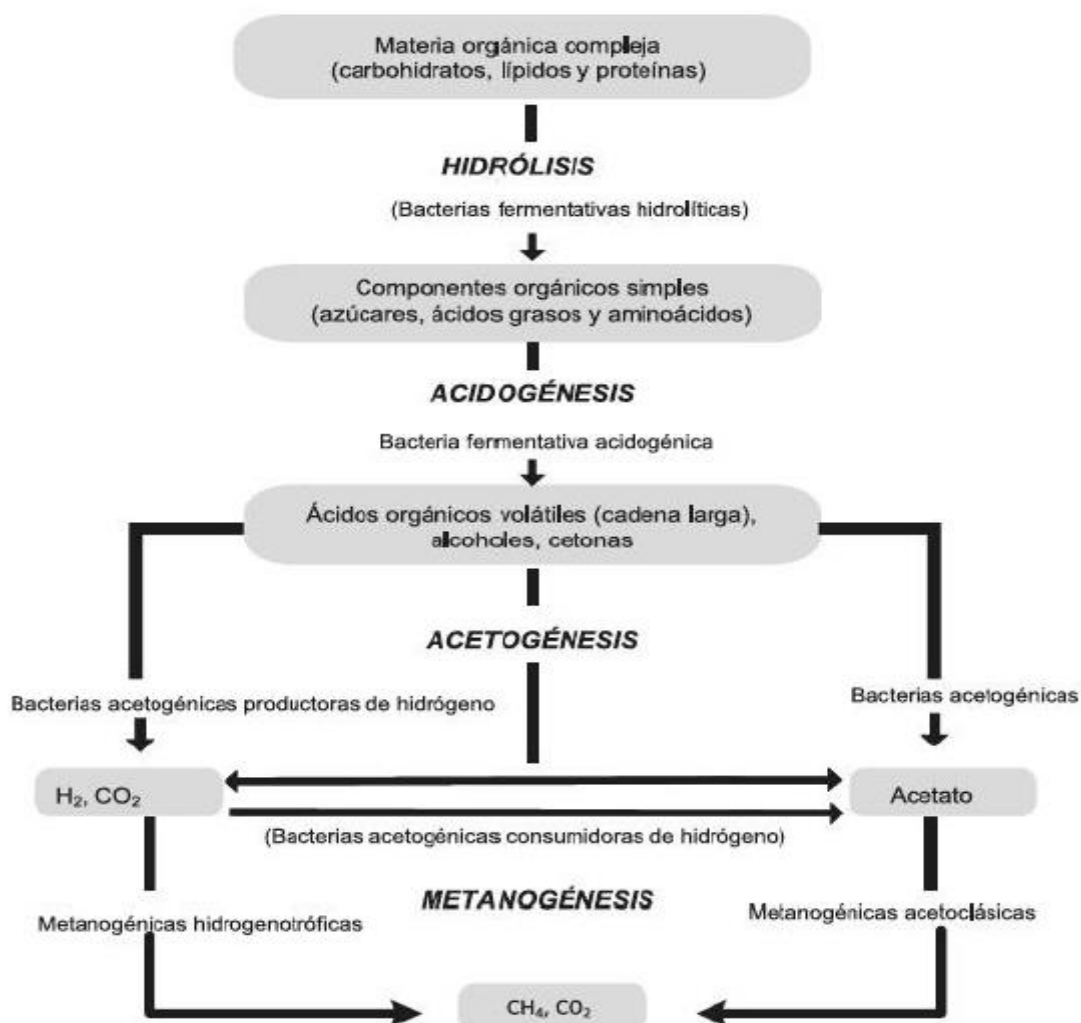


Figura 2.39 Esquema digestión anaerobia [38]

La metanación biológica emplea como catalizador unos microorganismos conocidos como arqueas metanógenas que son capaces de consumir hidrógeno y dióxido de carbono y producir metano y agua. Este tipo de tecnología es sostenible e idónea para introducir gas renovable en las redes existentes de gas natural. Se requieren condiciones de oxígeno y temperatura entre 40 °C y 70 °C. La temperatura idónea para obtener una producción de metano superior al 98% es de 65 °C. Para aumentar la producción de metano, debe aumentarse el coeficiente de transferencia del hidrógeno o aumentar la solubilidad. Otra opción es actuar sobre el reactor, entre los que se encuentran:

- Reactor de tanque agitado continuo: es el más empleado en las plantas de biogás.
- Reactor de lecho de goteo
- Reactor de membrana de fibras huecas

La biometanación puede realizarse in situ o ex situ. In situ, significa que el hidrógeno es inyectado directamente en el digestor anaerobio de producción de biogás. Presenta como ventaja principal el aprovechamiento del mismo digestor anaerobio. La inyección de hidrógeno puede provocar inhibición de la oxidación provocando desequilibrios en el sistema o fallos en el reactor. Conseguir altas tasas de conversión de metano es más fácil con la tecnología in situ, ya que, la adición de hidrógeno puede catalizar procesos que no influyan en la mejora del proceso de producción, suponiendo sobrecostes.

La biometanación ex situ tiene lugar en un reactor independiente. La mezcla de biogás con metano y dióxido de carbono se introduce en el reactor con hidrógeno. Este tipo de tecnología permite el control del pH, temperatura o presión parcial entre otras, lo que supone un factor positivo independientemente de la inversión que lleva asociado. Una ventaja a destacar es que el CO<sub>2</sub> no tiene que proceder del biogás, es decir, puede proceder de industrias o atmósfera. [38]

En la Figura 2.40 y 2.41, se muestra de forma esquemática los dos tipos de tecnologías anteriormente explicadas. En ambas se emplea el excedente de energía eléctrica provenientes de energías renovables para la producción de hidrógeno renovable. En el primer caso el hidrógeno producido es introducido en una planta de biogás y en el segundo se somete a un proceso de metanación. Tras este proceso, se realiza un proceso de purificación del gas, obteniendo biometano, óptimo para la integración en la red existente de gas natural.

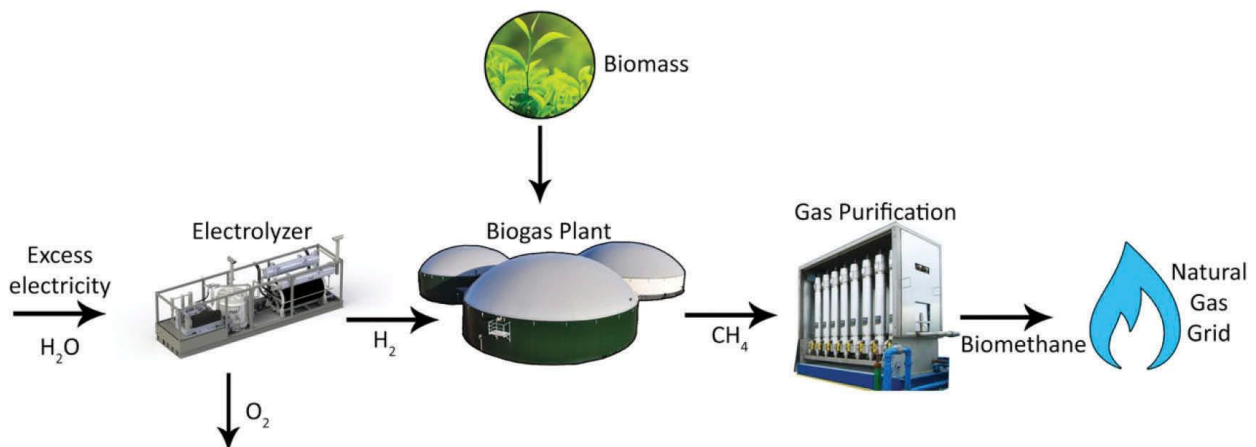


Figura 2.40 Esquema de metanación in-situ [38]

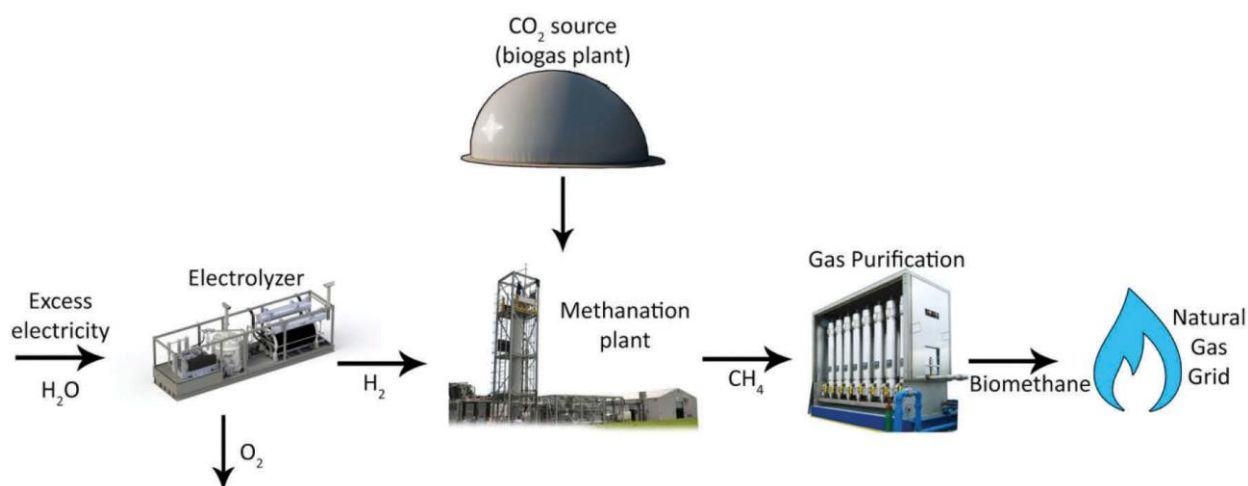


Figura 2.41 Esquema de metanación ex-situ [38]

Finalmente se encuentran algunas características destacables sobre el uso directo o indirecto del hidrógeno en forma de metano, Tabla 2.10.

CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>
Densidad energética superior, mayor autonomía	No requiere disponibilidad de CO <sub>2</sub> , flexibilidad en localización
Fácil licuación, transporte y distribución	No consume energía en la captura de CO <sub>2</sub>
Apto para la red de gas actual	Eficiencia global superior y sencilla. No se lleva a cabo el proceso de metanación

Tabla 2.10 Ventajas uso directo o indirecto de hidrógeno. Fuente: Elaboración propia.

## 2.6.4 Proyectos

Los proyectos E.ON – Falkenhagen – Reitbrook fueron inaugurados en 2013 y en octubre de 2015 respectivamente. La instalación implanta el sistema Power-to-Gas con un sistema WindGas. La planta de Falkenhagen emplea electricidad de origen renovable (procedente de parque eólico de 400 MW) para transformar a través de un equipo de electrolisis, agua en hidrógeno con su posterior inyección a la red de gas natural. Se compone de:

- Seis electrolizadores alcalinos de Hydrogenics con una potencia de 2 MW por electrolizador y con capacidad de producir  $360 \frac{m^3}{h}$  a 10 bar de presión.
- Compresor de hidrógeno 55 bar.
- Conducto de 1.6 km de distancia entre el punto de inyección a la red de gas natural y el equipo compacto
- Unidad de control de inyección de hidrógeno, con un máximo de 2% a 55 bar.

El rendimiento total es del 58%, número que puede ser superior debido a que tiene desventajas evidentes, como es la expulsión de dióxido de carbono a la atmósfera, el cual puede ser reutilizado, así como, las pérdidas de calor que se producen en el sistema.

En el caso del proyecto Reitbrook, los electrolizadores empleados son de tipo PEM, con unas medidas del stack de 55 x 70 x 90 centímetros. A pesar de las pequeñas medidas, el generador de hidrógeno permite una potencia de entrada de 1.5 MW. Se instaló en un depósito de 40 pies situado 2.5 metros de altura. El agua empleada en el proceso está sometida a un proceso de ósmosis, además se dispone en la instalación de un transformador de corriente a 400 V. El hidrógeno producido es comprimido a 15 bar antes de ser introducido en la red. El control de ambas plantas está localizado en Essen. [39]



Figura 2.42 Proyecto Falkenhagen [40]

La planta piloto de Falkenhagen fue la mayor instalación en su momento (primero Power-to-Gas a nivel global en la escala de los MW), aunque ya ha sido superada por otros proyectos. Este proyecto ha supuesto una valiosa experiencia que ha ayudado a perfeccionar múltiples aspectos de la tecnología de conversión de energía renovable a gas, dando visibilidad a corto plazo para aplicaciones industriales y en sectores de movilidad.

Algunos de estos proyectos son los recogidos en la Tabla 2.11, ordenados por orden cronológico, indicando su estado actual, tipo de tecnología implicada y la potencia nominal.

Proyecto	Fecha de comienzo	Estado	Tipo de tecnología	Potencia nominal (kW)
Lolland Hydrogen Community, Denmark	2007	En operación	PEM	104
P2G Ameland, Netherlands	2008	Finalizado	PEM	8.3
P2G Frankfurt, Germany	2013	Finalizado	PEM	315
WindGas Falkenhagen, Germany	2013	En operación	ACE	2000
P2G NFCRC, USA	2014	Finalizado	PEM	67
Hybrid Power Plant Enertrag, Germany	2014	En operación	AEC	500



Energiepark Mainz, Germany	2015	En operación	PEM	3750
WindGas Hamburg, Germany	2015	En operación	PEM	1000
Hybridwerk Solothurn, Switzerland	2015	En operación	PEM	350
RWE Ibbenburen, Germany	2015	En operación	PEM	150
Wind2Hydrogen, Austria	2015	En operación	PEM	100
H2BER, Germany	2015	En operación	AEC	500
P2G Hassfurt, Germany	2016	En operación	PEM	120
GRHYD, France	2017	En operación	AEC	Desconocido
Wind to Gas Sudermarsch, Germany	2018	En operación	PEM	2400
Kidman Park, Australia	2018	Planificado	Desconocido	Desconocido
Jupiter 1000, France	2018	En construcción	AECy PEM	1000
HPEM2GAS, Germany	2019	Planificado	PEM	180
HyDeploy, UK	2019	En construcción	PEM	500
H2V Product, France	2021	Planificado	AEC	100000
P2G Ontario, Canada	Desconocido	En construcción	PEM	2000
P2G Hanau, Germany	Desconocido	En operación	PEM	30
RH2-PTG, Germany	Desconocido	Planificado	Desconocido	Desconocido
Storag Etzel, Germany	Desconocido	Planificado	Desconocido	6000

---

P2G Wyhlen, Germany	Desconocido	Planificado	AEC	1000
------------------------	-------------	-------------	-----	------

Tabla 2.11 Proyectos Power-to-Gas con inyección de hidrógeno en la red de gas natural. [5]

## 3 ANÁLISIS ECONÓMICO

---

La transición para un mundo basado en un sistema energético descarbonizado provocará un cambio en la forma de generación, distribución, venta y consumo de energía. El hidrógeno, es un elemento fundamental en esta transición, ya que proporciona a largo plazo una posible integración de la energía renovable permitiéndola convertir y almacenar como un gas renovable. El potencial del hidrógeno verde es aún más potente que los combustibles fósiles, ya que está vinculado a energías renovables como son la energía solar o eólica.

Una de las medidas que pueden contribuir mucho a hacer el hidrógeno más competitivo es ponerle precio al carbono, no sólo reducir el precio de las energías renovables, poner precio al que contamina que pague.

La tecnología Power-to-Gas está aún en desarrollo cuyos costes dependen de la distribución y variedad operacional de cada planta, por lo que resulta complicado analizar con exactitud su coste de inversión.

En España es posible producir hidrógeno en torno a 4.3 €/kg, según la Agencia Internacional de Energía, aunque se estima la capacidad de reducir este coste del hidrógeno renovable en España a cantidades que oscilan entre 1 y 2 €/kg de hidrógeno para el año 2030.

Aproximadamente el 60 % del coste final del hidrógeno verde, está relacionado con los costes eléctricos, un 20 % con el capex del electrolizador, el 15 % con costes de instalación y equipos de manejo de hidrógeno y el 5 % restante con obra civil o mantenimiento entre otros.

Para reducir el coste del hidrógeno, el principal bloque que se tiene es el coste de la electricidad. Respecto del impacto que tiene el CAPEX, las principales placas que se tienen son la reducción de los costes de fabricación, pero también los costes de capital que se asocian al proyecto en función de los riesgos percibidos y que influyen también en el coste final y las horas de operación. La planta operará cuando el precio de la electricidad sea mínimo, por lo que idealmente esta electricidad será el excedente eléctrico de fuentes renovables. El coste también dependerá de las horas de operación de estas plantas, es decir, su factor de carga.

El principal inconveniente en el sector eléctrico es que no puede ser todo renovable debido a que es necesario almacenamiento. El hidrógeno verde a día de hoy no es competitivo, pero en un futuro si puede servir en balance con la red eléctrica almacenando en forma de hidrógeno grandes cantidades y después volviéndolo a convertir a través de pilas de combustible o con turbinas de hidrógeno que no tienen emisiones y dan estabilidad a la red.

La actuación principal para que el hidrógeno sea competitivo es crear un mercado y que las empresas vean el hidrógeno una opción para reducir sus emisiones y de esta manera descarbonizarse. A través de las regulaciones y de los incentivos potenciar ese mercado, con facilidades regulatorias y logísticas para que el hidrógeno pueda llegar a los consumidores finales.

Es relevante la reducción de los costes de la fabricación del hidrogeno, ya sean los electrolizadores u otros componentes. Un gran consumidor del hidrogeno puede ser todo el sector de la cogeneración en España, ayudando a las industrias subyacentes a descarbonizarse y ser más competitivas a parte de que esas cogeneraciones van a ser las instalaciones que van a quemar el hidrógeno de manera más eficiente frente a otro tipo de generación. Con lo cual deberían ser unas instalaciones pioneras para desarrollar el hidrógeno como sustitución al gas natural a gran escala.

Un claro ejemplo visible es la fotovoltaica hace 25 años, la cuál fue subvencionada y a día de hoy es competitiva, se ha duplicado la capacidad de producción mundial, el coste ha bajado entre un 20 y un 40%, por tanto, se espera que sea posible esa reducción. La reducción de los costes de generación renovable y la mayor inclusión de esta en el sistema eléctrico en los próximos años lleva a una reducción del precio marginal del MWh de electricidad. Los electrolizadores muy posiblemente pueden estar en esa situación ya que gracias a subvenciones que son necesarias para acelerar esa economía de escala e inversiones en I+D para conseguir tener unos equipos con un CAPEX mas competitivo.

Otro de los principales objetivos es darle trazabilidad al hidrógeno renovable asegurando el origen del hidrogeno verde, así como el origen de la energía eléctrica renovable que se genera.

Un hecho muy importante es que se pueda conectar producción con demanda, así como, que esa producción se pueda alimentar de grandes desarrollos de producción renovable. Para alcanzar los objetivos de la descarbonización es necesario una gran red que conecte el centro de producción con los centros de demanda. Es muy relevante reducir el coste de producción, pero también hay otros componentes del coste en la economía del hidrogeno que es el coste del transporte del hidrogeno o el coste de propiedad.

El papel de las redes de distribución de gas a largo plazo será muy relevante, así como, a corto plazo la inyección de hidrogeno en la red de gas porque puede alcanzar reducciones de CO2 a corto plazo con un coste del sistema menor que otras alternativas.

Cuando se dice el coste de un kilo de hidrogeno un mayor porcentaje del coste procede de la energía eléctrica y el resto del electrolizador eso está pensado en un funcionamiento 24/7, es decir, si en lugar de trabajar 8000 horas al año, el trabajo se invierte, entonces la contribución al precio viene del coste del electrolizador.

Si se hace la suposición de que se vende la energía eléctrica a 3 céntimos y el electrolizador funciona el 100 % del tiempo, entonces se podría vender el hidrógeno a 2,5 €/kg prácticamente compitiendo con la energía eléctrica y con una rentabilidad como dueño del electrolizador de más de un 11 %. Si ahora se supone que esos 3 céntimos el kilovatio se tiene un 33 % del tiempo para mantener esa rentabilidad, se tendría que vender en 4.5 €. Por tanto, lo que se indica es que hay que meter en la misma tabla el precio de la electricidad y cuantas horas vamos a hacer funcionar el electrolizador.

Para lograr que las plantas de Power-to-Gas sean competitvas se necesita una inversión en I+D que permita reducir los costes de los equipos y la posibilidad de exención de impuestos por la compra de electricidad. Esto resalta que el mayor impulsor para lograr la competencia económica del Power-to-Gas es el objetivo de lograr la descarbonización del sistema energético que debe ser impulsado más por políticas verdes de los gobiernos que por una economía puramente comercial.

En la Figura 3.1, se observa como las tecnologías Power-to-Gas y Power-to-Gas-to-Power son las únicas que permiten almacenamiento a largo plazo, suponiendo unos altos costos de inversión iniciales.

Options for stabilizing RES system		Suitability			Assessment	Suitability for long-term storage?
		Intra-day	Intra-month	Seasonal		
Over-supply	Reduce supply	Shut down RES			<ul style="list-style-type: none"> <li>Technically feasible</li> <li>Inefficient, losses of investment</li> </ul>	✗
	Sector coupling	Power-to-material (P2M)			<ul style="list-style-type: none"> <li>No reconversion to power possible</li> <li>In R&amp;D stage</li> </ul>	✗
		Power-to-gas (P2G)			<ul style="list-style-type: none"> <li>Technically feasible in number of use cases</li> <li>Currently high investment cost</li> </ul>	✓
		Power-to-heat			<ul style="list-style-type: none"> <li>Efficient, discharge only to heat (not power) possible</li> <li>Suitable for short-term balancing only</li> </ul>	
Store and discharge	Power-to-gas-to-power (P2G2P)			<ul style="list-style-type: none"> <li>Reconversion possible</li> <li>Low full cycle efficiency</li> <li>Only if P2G not suitable/sufficient</li> </ul>	✓✓	
	Battery	Hydro reservoir (Scandinavia; Alps; ...) incl. interconnectors			<ul style="list-style-type: none"> <li>Technically feasible</li> <li>Only short-term supply economically viable</li> </ul>	✗
	Compressed air, flywheel	Pumped hydro			<ul style="list-style-type: none"> <li>Limited storage capacity due to natural limitations</li> </ul>	✗
Under-supply	Reduce demand	Demand side management (DSM)			<ul style="list-style-type: none"> <li>Consumption pattern only allows for limited shift within day</li> </ul>	✗
	Increase supply	Structural renewables oversupply			<ul style="list-style-type: none"> <li>Technically feasible</li> <li>Highly inefficient and capital intensive, losses of investment</li> </ul>	✗
		Conventional backup (e.g., gas plants)			<ul style="list-style-type: none"> <li>Feasible if power generation is decarbonized (e.g., pre-combustion CCS)</li> </ul>	

Figura 3.1 Viabilidad de las distintas tecnologías [41]

### 3.1 Costes energía solar fotovoltaica

El coste de la electricidad renovable se ha reducido en la última década considerablemente gracias a los avances de las tecnologías y economías de escala. Es interesante introducir un término denominado costo nivelado de la electricidad (LCOE), el cuál, permite valorar el coste de un sistema de generación de electricidad incluyendo los costes de inversión inicial, operación y mantenimiento, coste de combustibles o capital entre otros.

Según informes proporcionados por la Agencia Internacional de Energías Renovables, IRENA, concretamente (Costos de energía renovable en 2019), los costes de la energía solar fotovoltaica han descendido un 82 % con respecto al año 2010 [42]. Tras ella, se encuentra la energía solar de concentración con un descenso del 47 %, la energía eólica terrestre con un 39 % y la marina con un descenso de un 29 %. Datos reflejados en la Figura 3.2.

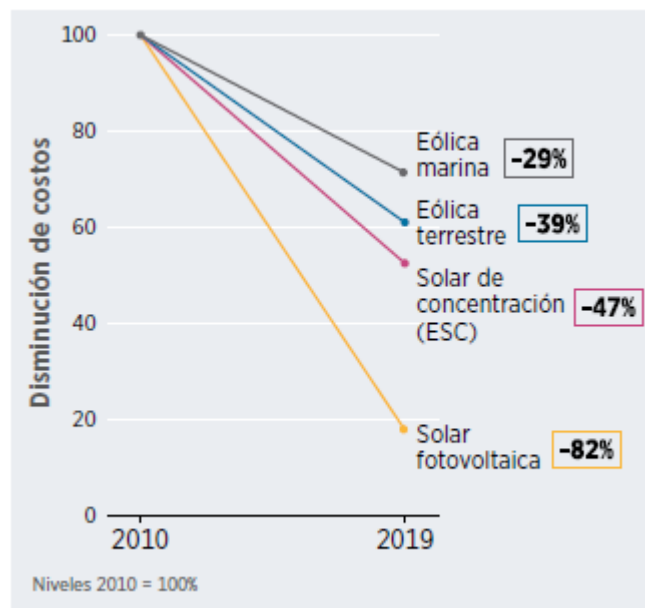


Figura 3.2 Reducción costes 2010 – 2019 [42]

Las energías renovables están a un nivel altamente competitivo, cuanto más la energía solar, siendo muy atractiva para innumerables países como estímulo económico. En el caso de la solar fotovoltaica, aporta un despliegue fácil y rápido, por lo que permiten una recuperación sostenible-energética a corto plazo y climática a largo plazo.

Esta mejora de los costos se ha debido principalmente a la reducción del 90 % en los precios de los módulos fotovoltaicos y a la disminución de los costes del balance del sistema. [42]

- El coste medio de la energía producida para grandes plantas fotovoltaicas se estima en un rango de entre 0,04 – 0,07 €/kWh.
- El coste medio de la energía producida para plantas en tejado residencial se estima en un rango de entre 0,10 – 0,27 €/kWh.

Cabe destacar que el coste ha llegado a reducirse hasta 2 – 3 céntimos por kWh en una gran cantidad de localizaciones. Se muestra en la Figura 3.3.

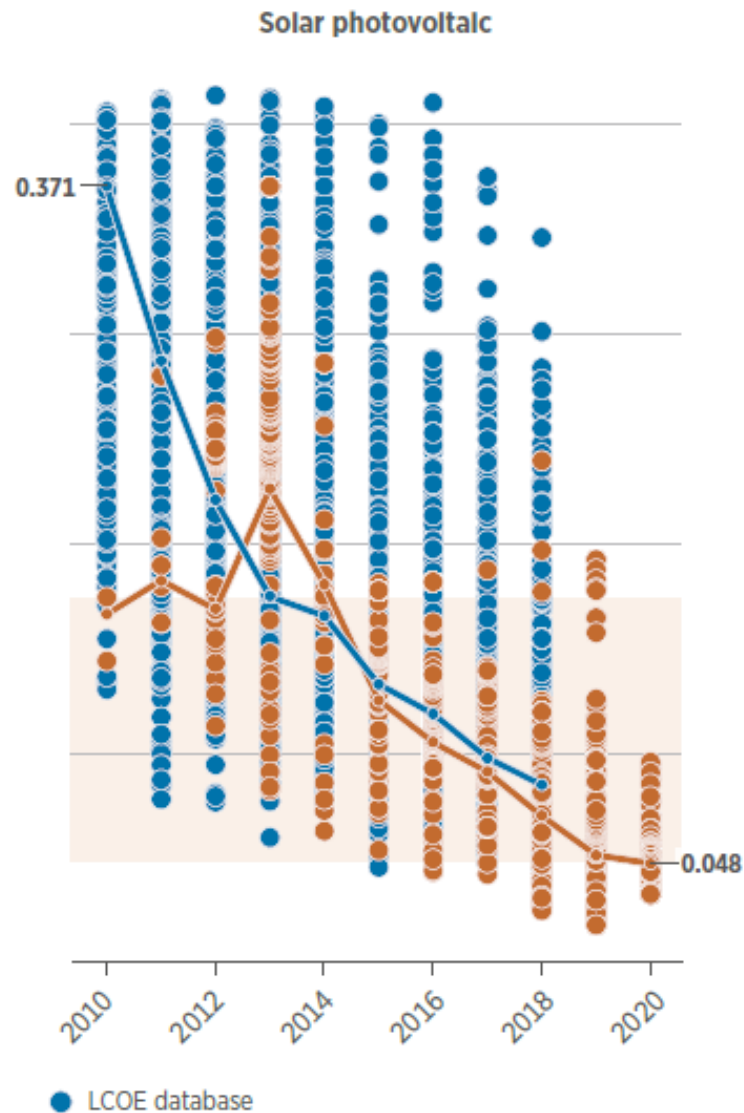


Figura 3.3 Costes globales FV [43]

Se pueden observar distintos puntos, siendo los azules indicadores de los proyectos encargados y los naranjas indican datos de subastas y acuerdos de energía.

En la Figura 3.4 se observa la caída de los precios de los distintos módulos fotovoltaicos en la última década. Esta bajada ha supuesto en torno a un 90%.

Los países que se han visto involucrados en un mayor porcentaje son: Francia, Arabia Saudí y China. Entre los años 2013 y 2018 ha supuesto un descenso del 64 %, 62% y 61% respectivamente. A la cola se encuentran Sudáfrica y Canadá con un 16 % y 2020% de descenso. Entre los distintos paneles reflejados, se distinguen por: cristalino Europa, cristalino Japón, cristalino China, película delgada de Si, película delgada CdS/CdTe, “all black”, alta eficiencia, media eficiencia, bajo coste y convencional. [44]

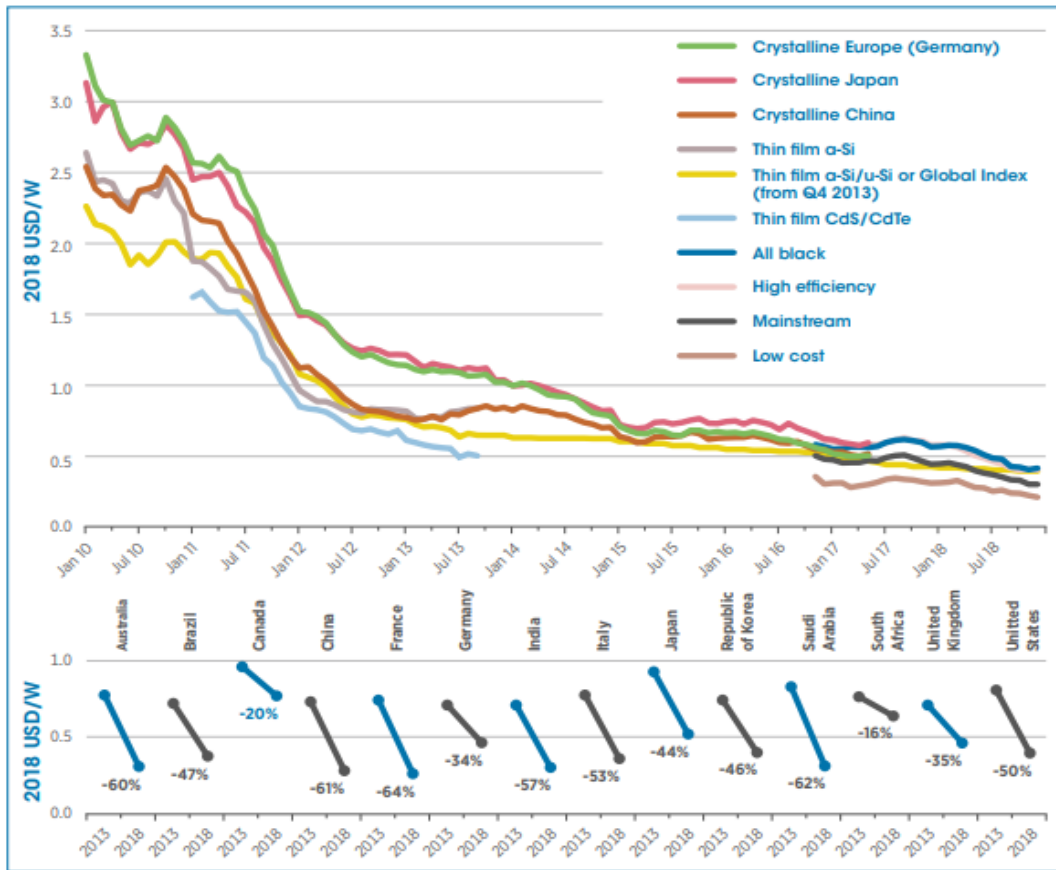


Figura 3.4 Decrecimiento coste de módulos [44]

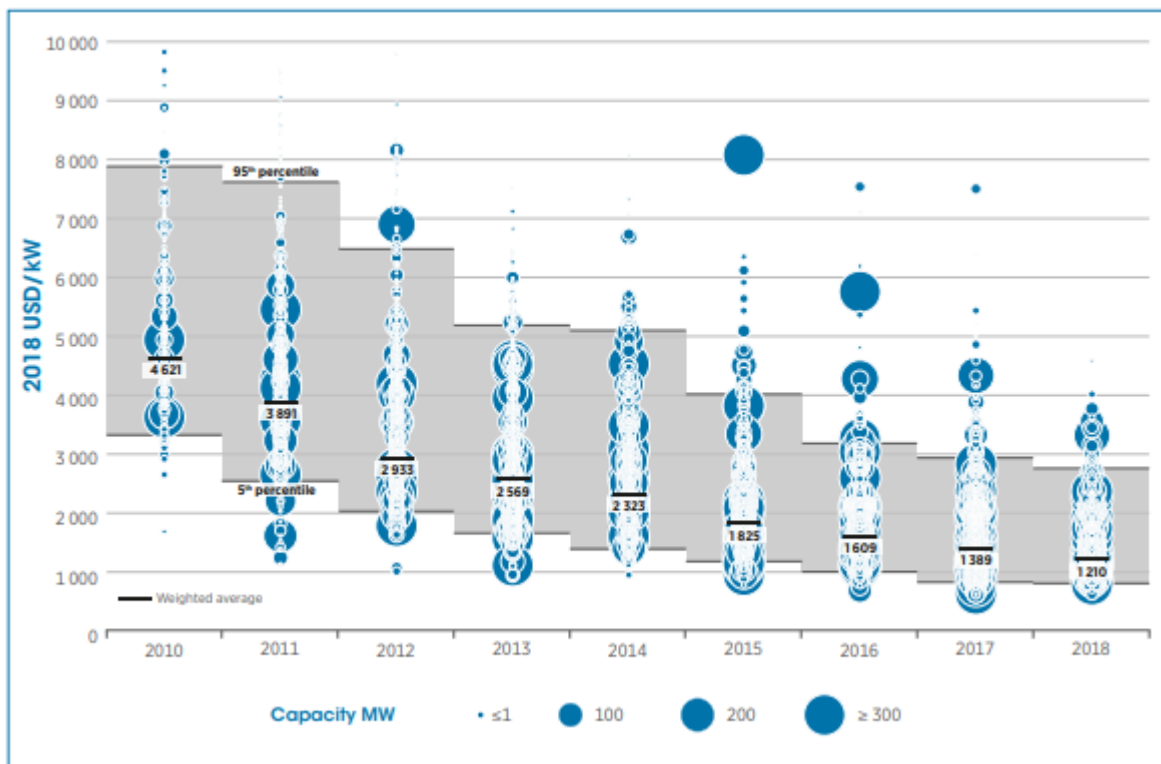


Figura 3.5 Coste instalado total por tamaño [44]

En la Figura 3.5 se representa el coste total de la potencia instalada con respecto a cada año. Este coste total ha disminuido un 75 % entre los años 2010 y 2018. Estos costes cada vez se han ido aproximando más a un coste intermedio entre el 5 y 95 %, pasando de 3300 – 7900 USD/kW en el año 2010 y 800 – 2700 USD/kW en 2018. Este decrecimiento, supone una disminución del LCOE lo que supone unos precios aún más competitivos con otras energías renovables o no renovables provenientes de combustibles fósiles. [44]

### 3.2 Costes de producción de hidrógeno

Este proyecto está relacionado con la producción de hidrógeno a través de la electrólisis, por tanto, este apartado estará enfocado al coste de los distintos electrolizadores y posibles opciones para disminuirlo.

El coste relacionado con la electrólisis puede vincularse con varios aspectos: CAPEX, eficiencia de conversión, coste de electricidad, horas de operación y cualquier coste de limpieza, secado o compresión del hidrógeno.

El CAPEX, no es más que el coste capital que en este caso es referido al electrolizador y siendo un 55 % de este valor el stack de los electrolizadores alcalinos y PEM. Para un electrolizador alcalino, oscila entre 500 y 1400 USD/kW, 1100 y 1800 USD/kW para uno tipo PEM y una estimación de 2800 y 5600 USD/kW para los tipos SOEC. Las horas de operación son un factor clave, ya que, si aumentan, disminuye el LCOE y aumenta el coste eléctrico y el bajo coste de la electricidad es esencial para garantizar una producción de hidrógeno a bajo coste. [45]

En cuanto a los costes operativos (OPEX), es normalmente el 3 – 4 % del capital inicial anual, siendo muy sensible al coste de mano de obra, coste de mantenimiento y al tamaño de la planta. [46]

Tamaño de la planta	Copex
[MW]	[% capital anual]
1	5
5	2.2
10	2.2
20	1.85
50	1.64
100	1.61
250	1.54
1000	1.52

Tabla 3.1 % Costes operacionales frente al tamaño de la planta [46]



La relación entre el coste eléctrico y las horas de operación resulta interesante cuando el electrolizador emplea electricidad proveniente de la red eléctrica, ya que los costes de la electricidad son relativamente bajos durante muy poco tiempo anualmente y aprovecharlo supone producción a menor coste. El incremento de horas, conlleva un incremento del coste de electricidad, pero la mayor utilización del electrolizador conduce a una disminución del coste de producir una unidad de hidrógeno hasta un punto óptimo entre 3000 y 6000 horas a plena carga. [45]

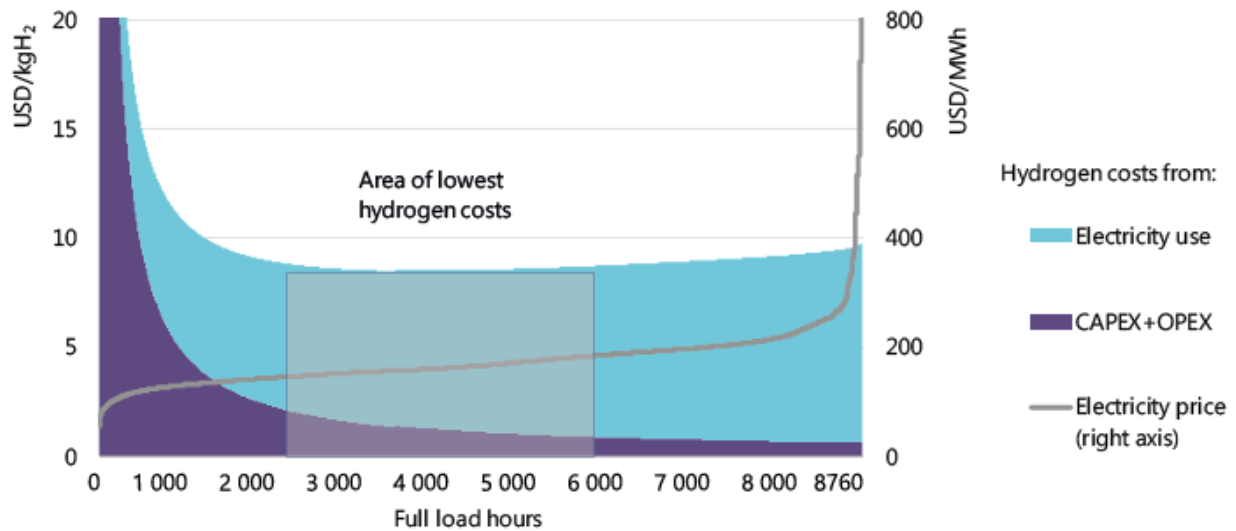


Figura 3.6 Costes de producir hidrógeno con la red eléctrica [45]

Como ya se ha descrito en este proyecto, la alternativa existente es utilizar la electricidad producida a través de la energía solar fotovoltaica. El principal motivo es la reducción de su precio. La instalación de plantas de producción de hidrógeno en localizaciones con elevado recurso solar supondrá una opción a más bajo coste.

Algunas zonas prometedoras son: Patagonia, Nueva Zelanda, Norte de África, Medio Este, Mongolia, la mayor parte de Australia, parte de China y los Estados Unidos.

Uno de los factores a tener en cuenta es la compresión del hidrógeno, ya que se encuentra en estado gaseoso a una presión de 30 bar. Para facilitar el transporte, se requiere un volumen menor, lo que implica un aumento de la presión o licuefacción del gas. Desde una perspectiva económica, para un electrolizador alcalino de 100 MW se requiere un compresor de unos 4 MW. Los costes de compresión son relativamente pequeños en comparación con el resto de costes de producción. Solo destacar dos factores a tener en cuenta, siendo uno el tamaño, ya que los compresores de mayor tamaño son más eficientes y resultará un menor coste en la producción de hidrógeno. El segundo factor es la presión final, en caso de una presión superior a la de operación será necesaria una compresión mecánica. [47]

En cuanto a la estimación de costes de los electrolizadores, existen dos problemas:

- Disponibilidad de datos (Confidencialidad)
- Estimaciones no consistentes

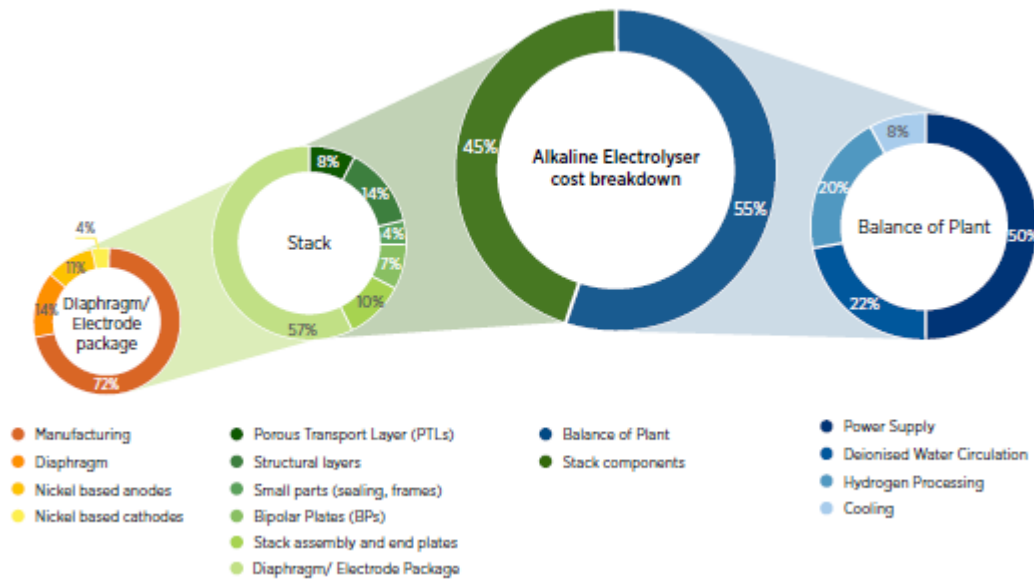


Figura 3.7 Desglose de costes electrolizador Alcalino [47]

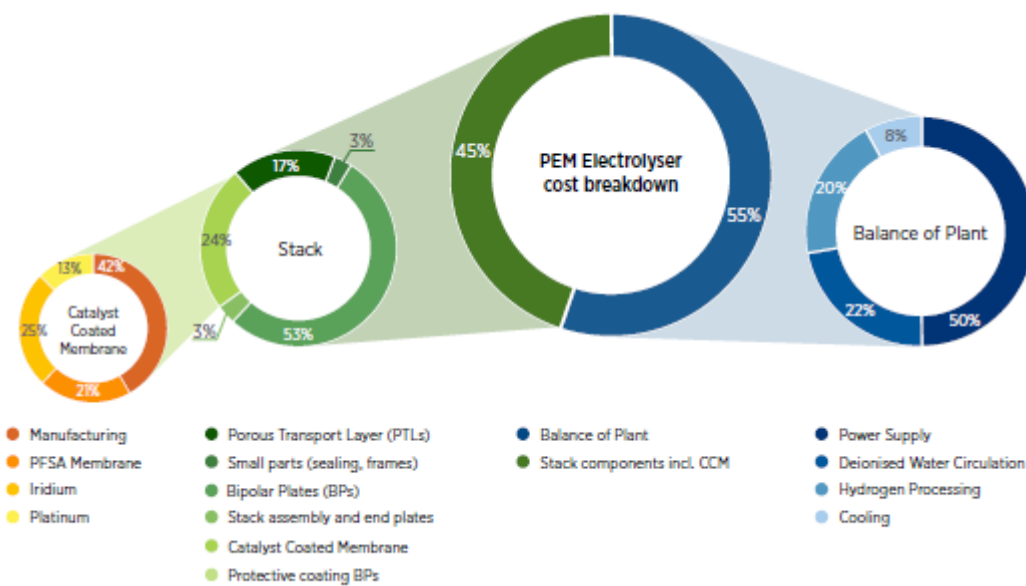


Figura 3.8 Desglose de costes electrolizador PEM [47]

En la Figura 3.7 y 3.8 se representan respectivamente un desglose de los costes de los dos tipos de electrolizadores con los que se trabaja en la actualidad. El electrolizador tipo PEM, presenta un cuello de botella en la construcción de la membrana del catalizador, ya que el material empleado es iridio, puede suponer un coste de hasta el 65 % del total. A diferencia, los electrolizadores alcalinos emplean níquel.

La electrónica empleada es individualizada, es decir, no existe en la actualidad un nivel de producción en masa. Por tanto, el hecho de que los precios disminuyan, lógicamente están asociados a un incremento en el volumen de ventas.

La Figura 3.9 muestra una representación de los distintos materiales empleados para su uso en electrolizadores en la que se refleja el calentamiento global y energía requerida para su extracción.

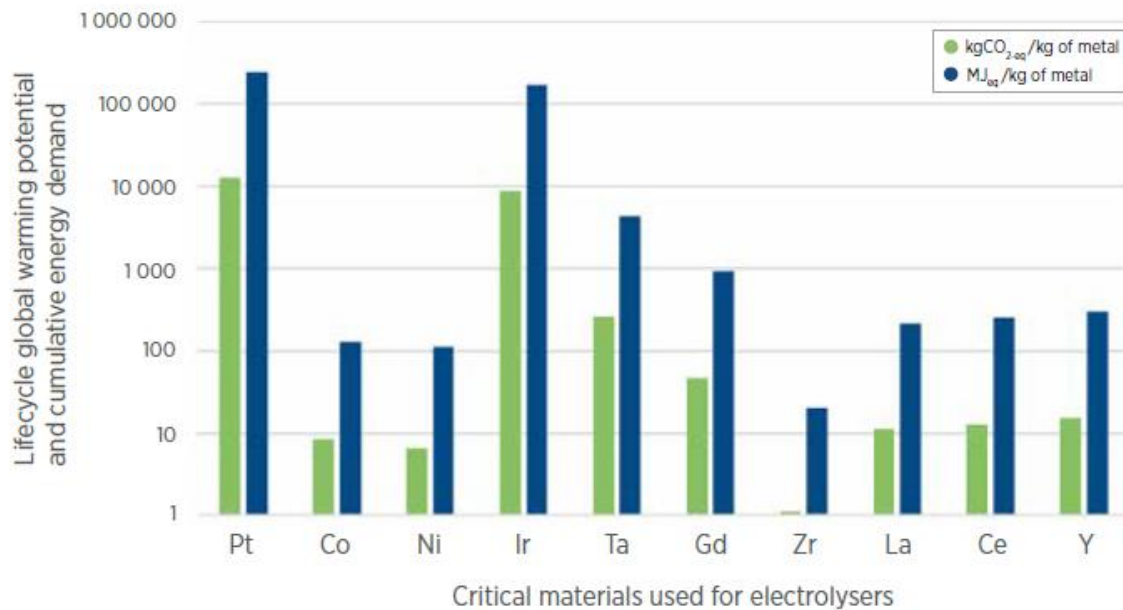


Figura 3.9 Materiales críticos para electrolizadores [47]

Un aspecto fundamental en las tecnologías del hidrógeno se basa en las economías de escala, es decir, cuantas más unidades se fabrican menor es el coste unitario por unidad de fabricación. Por tanto, es importante incentivar el conocimiento y desarrollo tecnológico sobre este tipo de producción, almacenamiento y posterior inyección. También es fundamental incentivar el crecimiento de la demanda en sectores sobre todo industriales para afrontar el desafío de la descarbonización y crear una conexión oferta – demanda junto con la creación de nuevas plantas piloto que permitan el avance tecnológico. Todos estos aspectos, incentivarán a la reducción de los costes.

Para conseguir bajos costes en el stack, se pueden seguir las dos siguientes estrategias:

- Diseño del stack
- Incrementar tamaño del módulo

Para el diseño de electrolizadores alcalinos, un aumento de la eficiencia conllevaría:

- Incremento de la temperatura operativa
- Reemplazo de diafragmas gruesos
- Rediseño de los componentes catalíticos
- Introducción de conceptos PTL/electrodo

En el caso de electrolizadores PEM:

- Reemplazo de membranas gruesas
- Eliminar o sustituir revestimientos con elevado coste
- Desarrollo de conceptos novedosos para catalizadores

		2020	2050
Coste capital (Stack)	PEM	USD 400/kW	< USD 100/kW
Coste capital (Sistema)	PEM	700-1400 USD/kW	< 200 USD/kW
Coste capital (Stack)	Alcalino	USD 270/kW	< USD 100/kW
Coste capital (Sistema)	Alcalino	USD 500-1 000/kW	< USD 200/kW
Coste capital (Stack)	AEM	Desconocido	< USD 100/kW
Coste capital (Sistema)	AEM	Desconocido	< USD 200/kW
Coste capital (Stack)	Sólido óxido	> USD 2 000/kW	< USD 200/kW
Coste capital (Sistema)	Sólido óxido	Desconocido	< USD 300/kW

Tabla 3.2 Costes actuales y previsión. Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 3.2 representa los costes capitales referidos al Stack y al Sistema de los distintos electrolizadores: alcalino, PEM, sólido óxido y AEM en la actualidad y una previsión para el año 2050.

En cuanto al balance de planta, existen dos estrategias para reducir el coste. [47]

- Incrementando la escala de fabricación de la planta, permitiendo la reducción de los costes y aumentando el rendimiento con una operación automatizada.
- “Aprender haciendo”, basado en el conocimiento adquirido tras los distintos procesos desarrollados que servirán para implementarlos y llevarlos a cabo en la ejecución de nuevos proyectos.

### 3.3 Costes transporte

El hidrógeno puede ser transportado tanto a corta, como larga distancia. Este transporte hasta los centros de demanda se puede ver reducido gracias al uso de las redes de transmisión actuales. Actualmente, la mejor opción es transportar la electricidad, aunque esto suponga costes de transmisión y producir el hidrógeno cerca de las zonas de demanda. Existen distintas opciones para el transporte como se ha ido comentando en los distintos apartados.

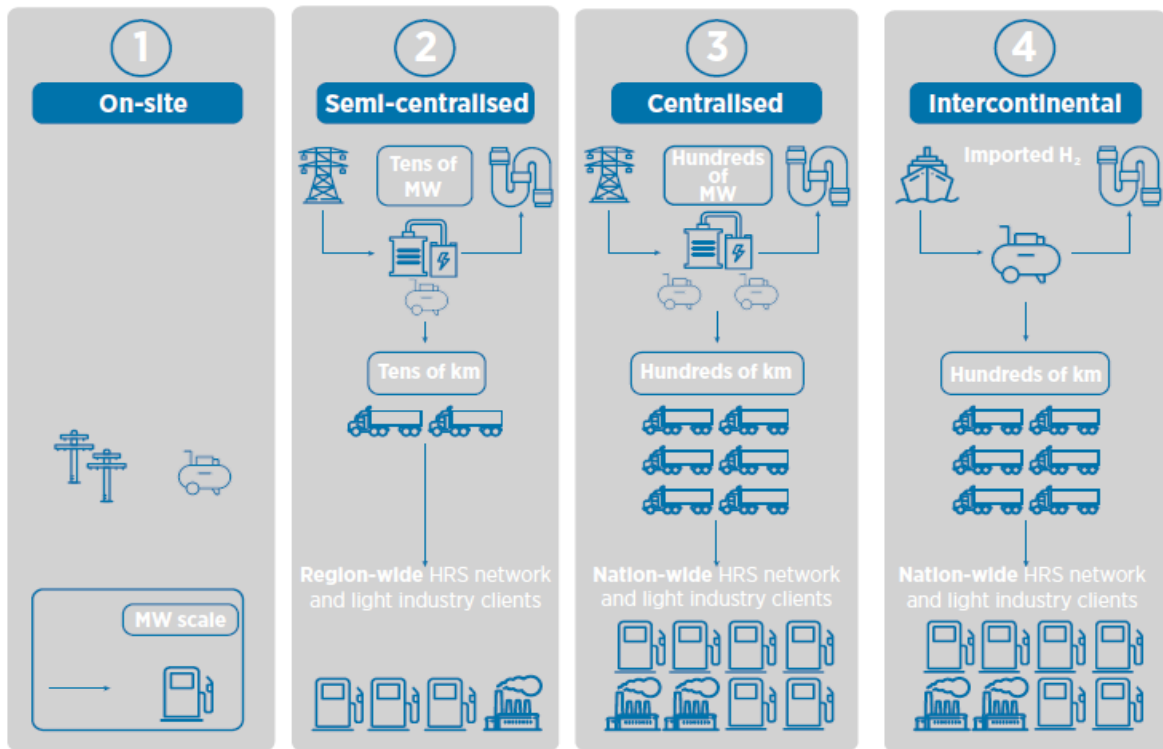


Figura 3.10 Opciones futuras de transporte [43]

En la Figura 3.10 se muestran los distintos métodos de distribución: en el sitio, semicentralizada, centralizada e intercontinental.

Para el transporte a larga distancia, puede considerarse el uso de tuberías o transporte marítimo. Basándose en distintos estudios del IEA (International Energy Agency) [45]. En el caso de tuberías, considerando el coste capital y costes de operación se estima que para el transporte de hidrógeno en estado gaseoso para una distancia de 1500 km rondaría el dólar por unidad de kg hidrógeno, coste similar al de conversión en amoníaco.

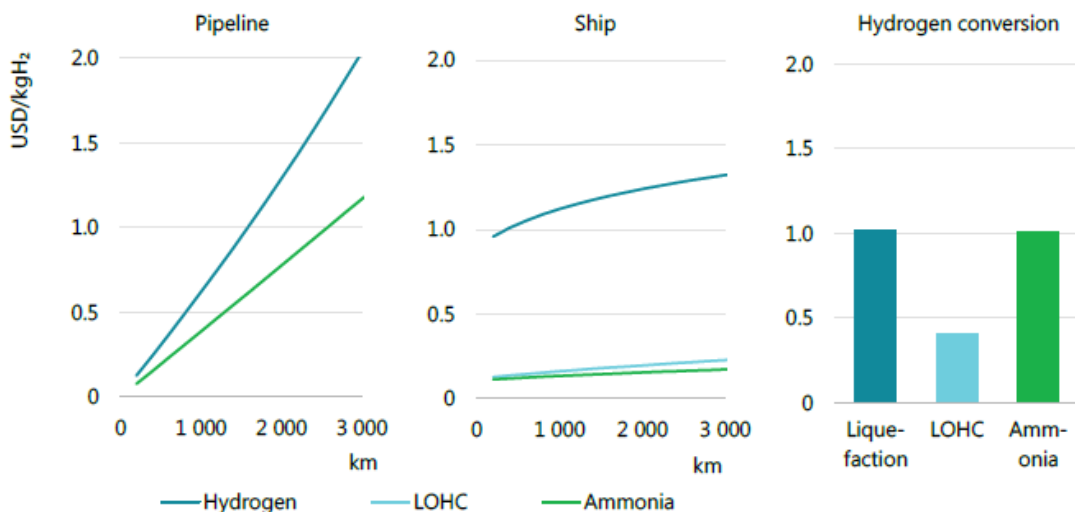


Figura 3.11 Comparación costes de transporte por tubería, barco y conversión [45]

En la Figura 3.11 se identifican los métodos que se han descrito. Para ambos casos, el coste del transporte del amoniaco es inferior al del hidrógeno, a pesar de requerir el proceso intermedio de transformación del gas. Para una distancia de 1500 km el coste ronda 1,5 USD/kg de hidrógeno y para 2500 km alrededor de 2 USD/kg de hidrógeno.

Para el transporte marítimo es preciso la licuefacción del hidrógeno, lo que supone un coste adicional. Basándonos en la Figura 3.11, el coste de conversión y transporte para una distancia de 1500 km con líquido orgánico es de 0,7 USD/kg de hidrógeno, 1,2 USD/kg de hidrógeno como amoniaco y 2 USD/kg de hidrógeno como hidrógeno en estado líquido. Lógicamente si la distancia es mayor, el coste también lo será con todas las implicaciones. En comparación con el transporte por tuberías, el transporte marítimo tiene un coste inferior.

El transporte a “corta distancia” puede desarrollarse tanto en camión como por tuberías. Este coste es muy relativo y está relacionado con la cantidad y la distancia final al punto de distribución. En el caso de que el volumen requerido sea muy grande, es más conveniente el uso de tuberías, pero si el punto de distribución está localizado a cierta distancia del punto de destino final, entonces ya no lo sería tanto. En la actualidad y en un futuro cercano, el principal método de transporte seguirá siendo a través de remolques, ya que no se requieren costes de inversión iniciales o estudios involucrados en nuevos avances. Además, para el transporte en tuberías se plantea la posibilidad de la construcción de una nueva red únicamente dedicada al hidrógeno en lugar de compartir la actual de gas natural.

El coste del hidrógeno también dependerá de la pureza que requiera el consumidor final, siendo otro factor fundamental el coste de reconversión. [45]

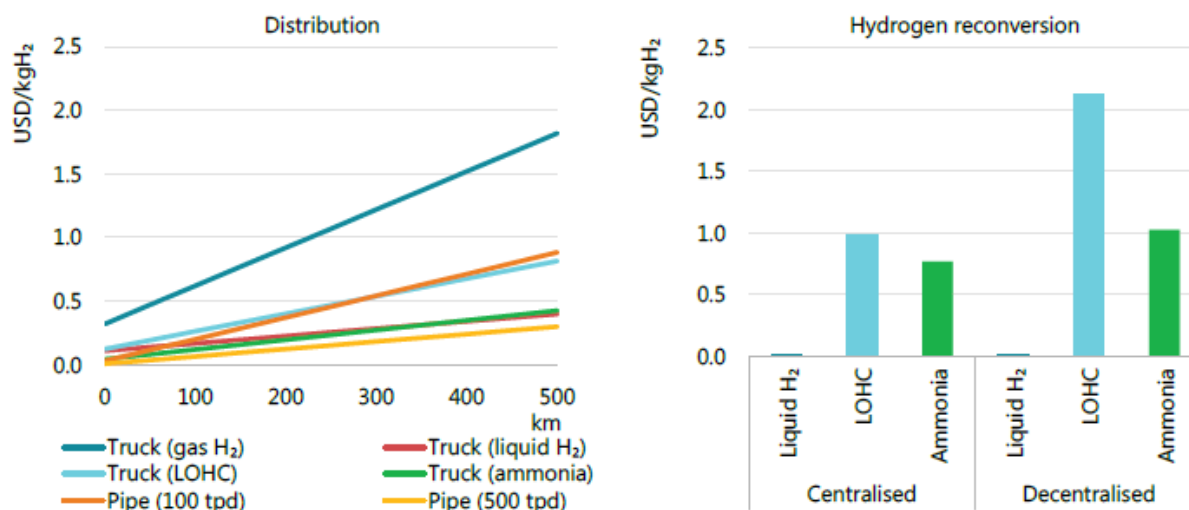


Figura 3.12 Comparación costes de transporte por tubería o camión [45]

De nuevo, en la Figura 3.12, se reflejan los estudios realizados por el IEA (International Energy Agency) [45]. Estos estudios estiman que el coste de distribución en camión para un trayecto de 500 km es de unos 1,8 USD/kg de hidrógeno para hidrógeno en estado gaseoso, mientras que en estado líquido es de 0,45 USD/kg de hidrógeno.

Para líquidos orgánicos el coste es de 0,8 USD/kg de hidrógeno, siendo el coste de reconversión centralizada 1 USD/kg de hidrógeno y descentralizada 2,1 USD/kg de hidrógeno, lo que supone unos costes totales de entre 1,8 USD/kg de hidrógeno y 2,9 USD/kg de hidrógeno.

En el caso del amoniaco, el coste es de 0,45 USD/kg de hidrógeno, siendo el coste de reconversión centralizada 0,8 USD/kg de hidrógeno y descentralizada 1 USD/kg de hidrógeno. Los costes totales oscilan entre 1,25 USD/kg de hidrógeno y 1,45 USD/kg de hidrógeno.

Las diferentes tecnologías involucradas en el transporte y distribución requieren un proceso de maduración para así obtener una futura reducción de los costes. Este coste también se verá claramente influenciado de la infraestructura disponible en los distintos países importadores y exportadores involucrados, así como, las distancias de transmisión, la demanda final o los métodos de transportes empleados. Para distancias de entorno a 3500 km el hidrógeno gas será la opción más ventajosa, mientras que, para distancias mayores resultará más interesante la opción del amoniaco. [45]

### 3.4 Costes inyección de hidrógeno

El hidrógeno puede ser introducido en la red de gas actual, mezclado con el gas natural, mezclado con dióxido de carbono en el proceso de metanación o 100 % puro como ya se ha descrito en anteriores apartados de este estudio. El estudio económico sobre la inyección de hidrógeno es bastante complejo, ya que el coste del gas natural es más bajo que el de la propia electricidad, causando una baja probabilidad de competencia que dependerá de una disminución de los costes eléctricos o el uso de excesos de electricidad y una disminución del coste capital de los electrolizadores.

Una de las ventajas principales que supone la inyección, es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. En cuanto a pequeñas inyecciones de hidrógeno, un 20 % equivale a una reducción del 7 % de gases.

El principal inconveniente que puede existir en la red es que la baja densidad másica del hidrógeno, hace que tenga una menor densidad energética comparado con el gas natural lo que significa que el hidrógeno alcanzará unos caudales volumétricos bastante mayores para unas mismas condiciones de presión y temperatura. Además, existen algunos factores que pueden causar diferencias en la red, como son el factor de compresibilidad o la viscosidad, que ambos en común son complejos de estudiar y dependen de la geometría y la presión absoluta de la tubería. Esta densidad también implica una menor flexibilidad del gasoducto, siendo más severo a mayor presión.

Se han realizado algunas estimaciones sobre el coste de inyección a pesar de ser un poco incierto. En las estimaciones se ha tenido en cuenta los costes de los distintos equipos requeridos, las actualizaciones necesarias en las redes de gas existentes, así como, la preparación de viviendas para la conversión parcial o completa.

El hecho de realizar una inyección parcial, supone una intervención más limitada que si fuera completa con unos costes más bajos, siendo los costes iniciales dedicados a la instalación de controles de seguridad en los equipos ya existentes y equipos de inyección.

El proyecto HyDploy demuestra la viabilidad de una inyección de hasta el 20 % en una instalación privada con demanda pico de 25 MW, con unos costes de 655.000 libras, dando un coste de inversión de 26 libras por kW de capacidad. El equipo de inyección incluido el electrolizador se estima de 1.900.000 libras. [48]

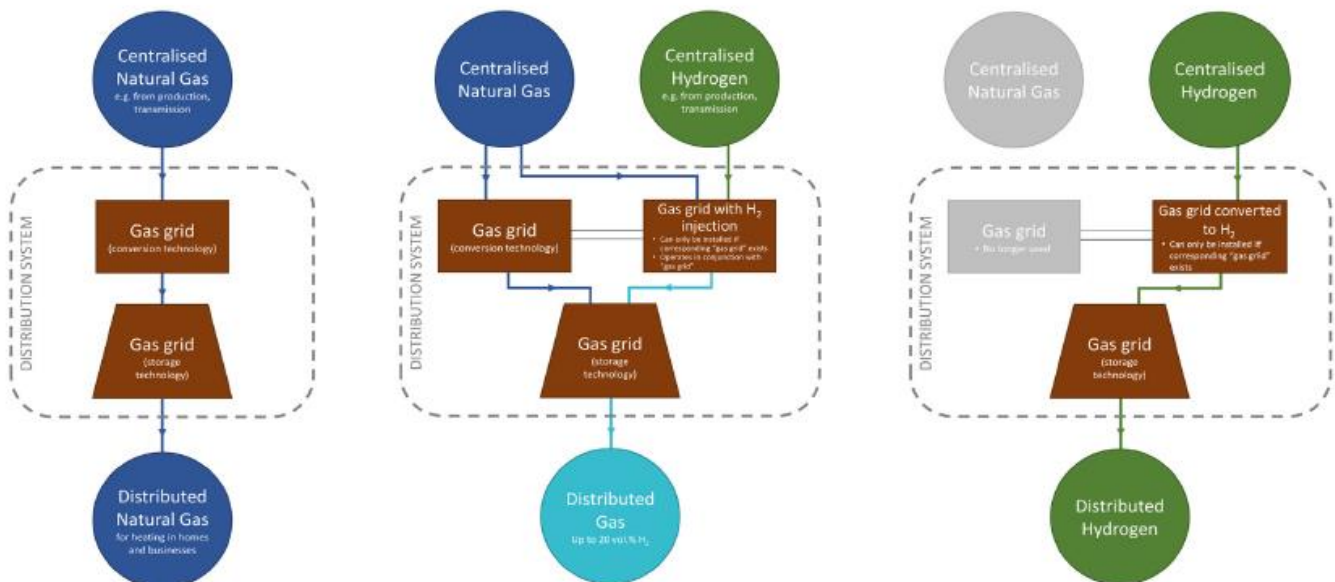


Figura 3.13 Redes de distribución de gas [48]

En la Figura 3.13, se representan los distintos modelos. En el primero se representa la distribución estándar del gas natural en la que incluye una conversión centralizada y distribuida del gas, así como, tecnología de almacenamiento. En el segundo, se representa una inyección parcial de hidrógeno y gas natural en la red actual. Con esta disposición se tiene una tecnología de conversión y de almacenamiento. En la tercera, se representa una conversión total de la red existente a hidrógeno.

### 3.5 Mecanismos de financiación

Para el Desarrollo de este y el siguiente subapartado, se hará uso de la “Hoja de ruta del hidrógeno” [34] llevada a cabo en España por el Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico.

El hidrógeno es un elemento fundamental para conseguir la descarbonización y una evolución energética. En la actualidad, se encuentra en proceso de estudio y poco a poco se van abriendo puertas que favorecen a su desarrollo gracias al apoyo público y a los recursos financieros públicos y privados.

Tanto a nivel nacional, como europeo se han desarrollado algunos proyectos de financiación encarados al hidrógeno renovable y la descarbonización. Algunos de ellos son los siguientes:

#### Proyectos CIEN

Se trata de un proyecto de financiación integrado en la categoría de “proyectos CDTI” de I+D. Son ayudas parcialmente reembolsables y orientadas a la realización de una investigación planificada en áreas estratégicas de futuro y con potencial proyección internacional, por lo que no tienen limitación en cuanto al sector o tecnología a desarrollar.

Este proyecto está dirigido a agrupaciones de empresas, constituidas por consorcios de un mínimo de tres y máximo de ocho empresas de las cuales dos deben de ser autónomas y una consideración de PYME. Se persigue fomentar la cooperación público-privada en I+D.

El presupuesto solicitado deberá estar entre 5 y 20 millones de €, siendo el 50 % destinado a la investigación industrial y al menos el 15% del total del presupuesto del proyecto aprobado debe subcontratarse con organismos de investigación; uno de los cuales, al menos, será de titularidad pública. La duración es de 36 a 48 meses.

#### Misiones Ciencia e Innovación

Se trata de un programa de apoyo, impulsado por el CDTI. Estas ayudas están destinadas a grandes iniciativas estratégicas e intensivas en I+D. Las agrupaciones deben contribuir en el desarrollo de cinco misiones relevantes para el futuro del país. En las que tres de ellas están relacionadas con el hidrógeno verde:

- Energía, segura, eficiente y limpia para el siglo XXI
- Movilidad sostenible e inteligente
- Impulsar a la industria española en la revolución industrial del siglo XXI

La aportación es de 70 millones de € divididas en dos categorías:

- Grandes empresas dirigidas por un consorcio de entre tres y ocho socios, de los que una al menos debe ser PYME. Dotada de 60 millones de €. Los proyectos deben de ser de entre 5 y 10 millones, siendo el 85 % destinado a la investigación y el 20 % subcontratado.
- PYMES, a las que se destina 10 millones de €. Consorcio de entre tres y seis PYME, proyectos entre 1,5 y 3 millones con un 60 % dedicado a la investigación y un 15 % subcontratado.

#### Plan MOVES II

Se trata de un programa incentivado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), llevado a cabo con objetivo de contribución en la descarbonización en el sector del transporte impulsando las energías alternativas.

El programa distingue varias actuaciones:

- Adquisición de vehículos de energías alternativas
- Implantación de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos
- Implantación de sistemas de préstamos de bicicletas eléctricas
- Implantación de medidas de movilidad sostenible al trabajo

El programa tiene un presupuesto de 100 millones de €, siendo variable la cantidad destinada dependiendo de la actuación que sea.



En el ámbito de la Unión Europea también se desarrollan distintos proyectos de financiación y apoyo al hidrógeno renovable, algunos de ellos son los siguientes:

- Innovation Fund: proyecto de financiación en tecnologías bajas en carbono. Dotado de 10.000 millones de € destinado a proyectos con un CAPEX de al menos 7,5 millones de €.
- European Green Deal call: convocatoria de 1000 millones de € en el marco del Pacto Verde Europeo. Cuatro de las áreas a las que va destinada está centradas en el hidrógeno verde.
  - Energía limpia, asequible y segura
  - Industria para una economía limpia y circular
  - Movilidad circular y sostenible
  - Acelerar la transición y el acceso a la energía limpia en colaboración con África
- Horizon Europe: presupuesto de 75.900 millones de € entre 2021 y 2027, siendo el 35 % destinado a desafíos de cambio climático por lo que apoya la economía baja en carbono y la protección del medio ambiente.
- Clean Hydrogen Alliance: destinado al desarrollo de tecnologías del hidrógeno y pilas de combustible. Se estiman unos 2.600 millones de € con tres pilares fundamentales:
  - Pilar de producción: Producción de hidrógeno a través de electrólisis integrado con energía solar o eólica que favorezca a la descarbonización industrial.
  - Pilar de distribución.: Distribución y almacenamiento de hidrógeno a gran escala y desarrollo de la infraestructura.
  - Pilar de aplicaciones: movilidad, calor, potencia e industria
- InnovFin Energy Demonstration Projects: fomentado por el Banco Europeo de Inversiones (BEI), que realiza préstamos o financiación del patrimonio de una cantidad entre 7,5 y 75 millones de € para proyectos innovadores en el sector energético.
- Connecting Europe Facility (CEF): destinado al sector de energía, transporte y servicios digitales. Se estima que en los años 2021 – 2027 se destinen 28.396 millones de €, siendo 21.384 destinados al transporte, 5.180 al sector de la energía y 1.832 al sector digital.
- InvestEU: instrumento de la UE para movilizar la financiación pública y privada. 2.800 millones de € en el periodo de 2021 – 2027 aunque espera que se movilicen mas de 650.000 millones de € adicionales. Se destinarán 11.500 millones de € para infraestructuras sostenibles, 11.250 millones de € para investigación, innovación y digitalización, 11.250 millones de € para PYMES y 4.000 millones de € para inversión social.
- Fondo de Transición Justa: centrado en regiones con necesidad de abandonar un modelo basado en los combustibles fósiles. 7.500 millones de € y 10.000 millones de € procedentes del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia.
- Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas (FEIE): proyecto impulsado tras la crisis financiera permitiendo al Grupo del Banco Europeo de Inversiones financiar más proyectos con un mayor riesgo. Financia la infraestructura, investigación, innovación, educación, energías renovables y eficiencia energética.
- Next Generation EU: recuperación de 750.000 millones de €. Serán susceptibles de financiar el hidrógeno verde ya que tiene algunos objetivos como el apoyo a la transición ecológica basado en una economía neutra y descarbonizada.

A continuación, se nombrarán algunos de los proyectos que se encuentran en curso España e integrados en la Hoja de Ruta del Hidrógeno, así como, las empresas que los gestionan. [34]

- H2SPORTS (Autoridad portuaria de Valencia, Valenciaport, Centro Nacional del Hidrógeno, MSC Terminal Valencia, Grupo Grimaldi, Hyster-Yale, Enagás)
- SUN2HY (Repsol, Enagás)
- SEAFUEL (Enagás asociado)
- HIGGS (Hydrogen In Gas Grids) (Fundación Hidrógeno de Aragón, Redexis, Tecnalia, DVGW, HSR, ERIG)
- GREEN HYSLAND (Acciona, Enagás, Cemex, IDEA, Redexis, FHa)

### 3.6 Visión 2030 – 2050

El hidrógeno es un elemento clave para la descarbonización y tratar de mantener el incremento de la temperatura mundial cerca de 1.5 grados. Para garantizar su contribución, se ha desarrollado por parte de la Estrategia Europea del Hidrógeno unos marcos temporales con unos objetivos como meta, que se detallarán a continuación. Las fases se dividen entre 2024, 2030 y 2050.

Durante la primera fase entre los años 2020 y 2024, se ha establecido la instalación de al menos 6 GW de electrolizadores con una producción de un millón de toneladas de hidrógeno. Mientras que en el tramo del 2025 al 2030, se establece la instalación de 40 GW de electrolizadores y por tanto el aumento de producción de hidrógeno hasta 10 millones de toneladas. [34]

La instalación de los electrolizadores se localizará cerca de las zonas de consumo para así disminuir costes de transporte, almacenamiento y desarrollo de infraestructuras. También se prevé que al menos el 25 % del hidrógeno consumido en industrias sea de origen renovable. [34]

En cuanto al transporte en el contexto nacional, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021 – 2030 (PNIEC) contempla una cuota del 28 % de energías renovables para el sector transporte. [34] Para cumplirlo, se proponen los siguientes objetivos:

- Flota de autobuses impulsados con pila de combustible de hidrógeno renovable repartidos por España.
- Transporte de mercancías a través de coches impulsados con pila de combustible.
- Hidrogeneras públicas para la carga de vehículos. Fácil acceso y una distancia entre ellas de 250 km máximo.
- Propulsión de trenes con hidrógeno.
- Maquinaria handling accionada con pilas de combustible de hidrógeno renovable.

Todas estas propuestas llevan asociadas una inversión de 8.900 millones de € para su puesta en marcha y además supone una reducción en las emisiones de 4,6 Mton de dióxido de carbono.

Para la tercera fase, con visión hasta 2050 se prevé que la tecnología haya alcanzado la madurez necesaria para poder desarrollarse en gran escala. [34]

Para poder llevar a cabo todas estas previsiones, deben ir de la mano de una disminución del coste y desarrollo en el sector fotovoltaico, coste de electrolizadores, inyección de hidrógeno, suministro y transporte y por último y no menos importante crear mecanismos de contratación de hidrógeno.

La hoja de ruta del hidrógeno europeo indica que el hidrógeno podría proporcionar un 24% del total de la demanda de energía, correspondiendo a 2251 TWh en Europa y Reino Unido. [49]

Estando dedicado según cantidad a los siguientes sectores:

- 675 TWh en transporte
- 579 TWh en calefacción y energía para edificios
- 391 TWh en materia prima de industria existente
- 257 TWh en materia prima de nuevas industrias
- 112 TWh en generación de energía

En la actualidad no existe un mercado mayorista mundial de hidrógeno, siendo este minorista y centrado en productores y consumidores finales. Los objetivos, por tanto, son crear un tamaño de mercado mínimo y estandarizar el producto. [50]

Estos objetivos están asociados a un desarrollo de la tecnología y de las innovaciones regulatorias.

Analista	Fecha	Periodo	Tasa de crecimiento (CAGR) (%)
MarketsandMarkets	Noviembre 2018	2020-2023	8
Baker McKenzie	Enero 2020	2020-2030	8
ResearchAndMarkets	Febrero 2020	2020-2024	6.09
Grand View Rechearch	Febrero 2020	2020-2027	4.32
Persistence Market Research	Marzo 2020	2019-2029	5.9
Global Market Insights	Marzo 2020	2020-202	6.25
ResearchAndMarkets	Marzo 2020	2019-2027	7.3
Grand View Research	Julio 2020	2020-2027	14.24
Market Research Future	Julio 2020	2020-2023	7.8
Emergen Research	Diciembre 2020	2020-2027	14.8

Tabla 3.3 Estimación crecimiento del valor de mercado [50]

La Tabla 3.3, muestra a modo resumen los distintos análisis llevados a cabo por las empresas analistas, donde recoge la fecha de realización del estudio y el periodo que recoge, así como, el porcentaje de de crecimiento del valor de mercado del hidrógeno.

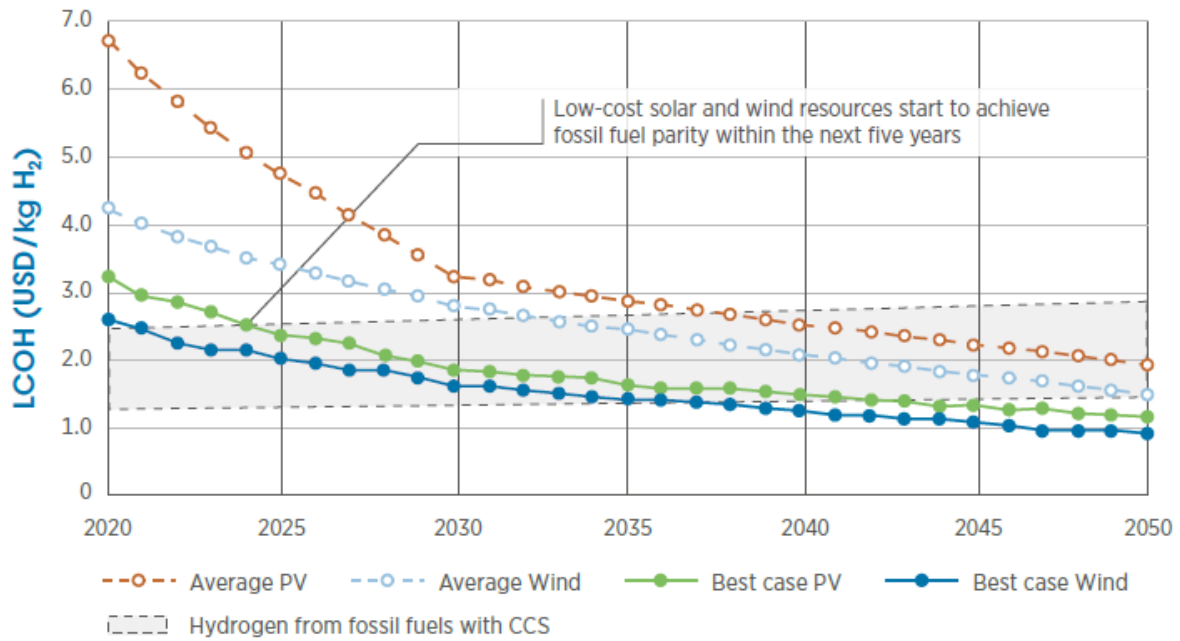


Figura 3.14 Evolución coste de producción 2020 – 2050 [47]

En la Figura 3.14 se representa la evolución de los costes de la producción de hidrógeno empleando las distintas tecnologías vigentes. Todos los costes decrecen, encontrándose con un valor un poco superior al dólar por kg de hidrógeno en el 2050.

Para el sector fotovoltaico también se prevén mejoras. En el año 2050, se estima que se encontrará entre las primeras fuentes de generación de energía eléctrica generando en torno al 25 % del consumo global. Para este desarrollo, es crucial una inversión global, que se estima un 78 % superior hasta 2050, en el año 2018 la inversión fue de 114.000 millones de dólares al año. [51]

El continente asiático es la principal localización donde se espera un mayor auge, concretamente en China, donde la cuota de capacidad total instalada será del 50 % para el año 2050.

Se espera que el LCOE de la energía solar fotovoltaica seguirá bajando de la cifra grabada en 2018 de 0,085 USD/kWh, a entre 0,02 y 0,08 USD/kWh en 2030 y 0,014 y 0,05 USD/kWh en 2050.

Todas estas mejoras supondrían un incremento en el sector empleo muy significativo, donde se estiman que obtendrían trabajo 18 millones de personas hasta el año 2050. Debe prestarse atención al marco político, tanto sectorial, como financiero, educativo y formativo. [51]

## 4 REVISIÓN DE NORMATIVA

### 4.1 Normativa

La normativa o marco regulatorio específico para el hidrógeno o más concretamente para el concepto Power-to-Gas a día de hoy no existe debido a la incertidumbre sobre los desarrollos tecnológicos y regulatorios. Será fundamental distinguir entre los distintos métodos de producción, así como, facilitar el desarrollo de infraestructuras de producción, almacenamiento o transporte. Desarrollar normas específicas y técnicas adaptadas a los distintos métodos antes mencionados. Además, la producción de hidrógeno se considera como una actividad industrial de producción química, por tanto, sólo puede realizarse en suelos industriales. Estas actividades están sometidas a grandes evaluaciones de impacto ambiental, lo que supone una involución considerable en el desarrollo de proyectos a pequeña escala, ya que no existe una diferenciación entre producciones a pequeña y grande escala, por lo que están expuestos a las mismas inspecciones y requisitos. [34]

Como mínimo se deberá actuar sobre:

- Ley 16/2002, de 1 de julio, sobre prevención y control integrados de la contaminación.
- Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y de la Ley 54/1997, del sector eléctrico.
- Adaptar reales decretos clave:
  - RD 815/2013 (Reglamento de emisiones industriales)
  - RD 840/2015 (medidas de control de riesgos de accidentes con sustancias peligrosas)
  - RD 639/2016 (infraestructuras para combustibles alternativos, incluyendo especificaciones para puntos de repostaje)
  - RD 656/2017 (almacenamiento de productos químicos).
- Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (NGTS) en aspectos concretos (como la inyección de hidrógeno).

En la Hoja de Ruta del Hidrógeno en España se han establecido una serie de medidas regulatorias, sectoriales y transversales que se mostrarán en el apartado Anexos del trabajo. [34]

El correcto uso del hidrógeno debe estar reglado por una normalización o reglamentación llevada a cabo internacionalmente. Organización Internacional de Estandarización (ISO), Comisión Internacional Electrotécnica (IEC) y a escala europea, Comité Europeo de Estandarización (CEN) y Comité Europeo de Estandarización Electrotécnica (CENELEC). [52]

AENOR es el organismo de normalización español, que fue designado en el RD 2200/1955. La normativa sobre el hidrógeno que recoge AENOR es la siguiente:

- CTN 181 “Tecnologías del Hidrógeno”: encargada de “la normalización de los aspectos relacionados con sistemas y dispositivos para la producción, almacenamiento, transporte, medición y utilización del hidrógeno” con la exclusión de “Todos los productos y aplicaciones relacionados con el hidrógeno que ya sean competencia de otros CTN constituidos en UNE” y con relaciones internacionales “CEN/TC 268/WG 5 Aplicaciones específicas de tecnologías de hidrógeno”, “CEN/CLC/JTC 6 Hidrógeno en sistemas de energía”, “ISO/TC 197 Tecnologías del hidrógeno”.

En la Tabla 4.1, destacar la normativa ISO/TC, que fue creada con el objetivo de desarrollar normas en el campo de la producción de hidrógeno, estaciones de servicio y pilas de combustible.

Descripción	Norma
Producción de H <sub>2</sub> Estaciones de servicio	ISO/TC 197
Conectores de carga	ISO/TC 197; ISO/TC 22
Pilas de combustible	IEC/TC 105
Equipamiento de Pilas de combustible	ISO/TC 197, ISO/TC 22 y IEC/TC105
Hidrógeno líquido: Interfaz de sistema de vehículos de tierra	ISO 13984:1999
Hidrógeno líquido: Tanques de combustible para vehículos terrestres.	ISO 13985:2006
Combustible Hidrógeno: Especificación de producto.	ISO 14687:1999/Cor 1:2001
Funcionamiento de instalaciones de hidrógeno en aeropuertos.	ISO/PAS 15594:2004
Consideraciones básicas para la seguridad de sistemas de hidrógeno.	ISO/TR 15916:2004
Generadores de Hidrógeno usando tecnologías de procesamiento de combustible	ISO 16110-1:2007
Dispositivos transportables para almacenamiento gaseoso-hidrógeno absorbido en hidruros metálicos reversibles	ISO/TS 16111:2006
Conectores de carga para vehículos terrestres de hidrógeno comprimido	ISO 17268:2006

Tabla 4.1 Normas Hidrógeno. Fuente: Elaboración propia.

El despliegue del hidrogeno como vector energetico vendrá de la mano de una legislación que ya se vislumbra en el horizonte: desde reducciones drásticas en las emisiones contaminantes en sectores con un uso intensivo de combustibles fosiles. [5]

En la actualidad, existe el denominado “Proyecto Hylaw”[53], programa encargado de incrementar las tecnologías del hidrógeno y pilas de combustible informando sobre el estado de la normativa y legislación en el sector, así como, la eliminación de barreras legales. Lo que se propone en España es:

- Incentivar la movilidad sostenible basada en el hidrógeno
- Introducción de flotas propulsadas por pilas de combustible
- Integración de fuentes renovables para favorecer a una transición limpia
- Motivar al sector industrial al empleo de materias primas renovables
- Limitar las barreras legales y administrativas

En cuanto al sistema de producción de hidrógeno, Hylaw promueve una lucha en la diferenciación de la producción a gran escala o pequeña escala. Como ya se comentó, la producción de hidrógeno está considerada como producción química, cuando un electrolizador tiene más similitud a un transformador que a una industria química. Por tanto, debe diferenciarse la producción a nivel industrial de la producción de hidrógeno verde a través de electrólisis con fines energéticos de almacenamiento. [53]

El RD 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, tiene el carácter de legislación básica y en su anejo 1 figuran las categorías de actividades e instalaciones contempladas en el artículo 2 del Texto Refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación. Concretamente en el apartado 4.2 a) “Instalaciones químicas para la fabricación de productos químicos inorgánicos” figura el hidrógeno. Los establecimientos que disponen de este tipo de instalaciones están sometidas al régimen de autorización ambiental integrada. [54]

Estos procedimientos son lentos a la vez de costosos, en manos de autoridades locales y nacionales que son los responsables de simplificar estos trámites. A día de hoy, no existe una guía para establecer diferentes pautas a abordar en procedimientos administrativos. Es fundamental revisar los criterios de Evaluación Ambiental, para establecer procedimientos razonables.

El proyecto Hylaw también lucha por la normalización referente a las estaciones de servicio, almacenamiento transporte, cogeneración y Power-to-Gas. [53]

En cuanto a la tecnología Power-to-Gas, las plantas no están reconocidas como energéticas dedicadas al almacenamiento por ningún sector. Los electrolizadores no pueden intervenir en los sistemas de ajuste eléctrico, ya que no existe ningún ajuste de demanda. El acceso al servicio de interrumpibilidad requiere un electrolizador de al menos 5 MW. Las ventajas son claras, pero no lo son las restricciones en el ámbito normativo, legal o de seguridad. [53]

Alemania, tiene totalmente desarrollado una normativa técnica y de remuneración respecto a la inyección de hidrógeno permitiendo la inyección directa del gas. Esta inyección requiere lógicamente modificaciones en las redes existentes. [53]

En España, no está permitido la inyección directa. Las Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS) actuales ya tienen en consideración las condiciones singulares de la inyección de gases en la red, relativas tanto a su calidad como a la medición para el balance del sistema. Aunque esa regulación actualmente está orientada a la introducción de biogás se podría extender a la introducción de hidrógeno puesto que se contempla la adición de “otros gases”. Existe un comité de normalización (CEN/TC 234 Gas infrastructure) que está trabajando en la normalización de la inyección de hidrógeno en las redes de gas natural, fruto de cuyo trabajo se ha publicado la norma EN 16726:2015+A1:2018 Gas infrastructure. Quality of gas. Group H, que incluye un anexo informativo sobre las concentraciones admisibles de hidrógeno en los sistemas de gas natural. [54]

Por tanto, es fundamental y prioritario para el desarrollo de esta tecnología la definición de unas bases legales y técnicas en la que se considere como un sistema de almacenamiento energético en la que se combinan el uso de energía eléctrica procedente de la red o de recursos renovables en electrolizadores y métodos de almacenamiento, pudiendo ser baterías, pilas de combustible, depósitos o inyección directa en la red gasista.

También es prioritario que los requerimientos de seguridad estén recogidos por la legislación vigente.

Se debe dotar de una legalidad a los equipos recomendados para esta tecnología, hecho que podría marcar un antes y un después en el desarrollo del sistema energético.

Se detallan los siguientes puntos a establecer:

- Base legal Power-to-Gas y tecnologías de conversión de hidrógeno renovable.
- Marco operacional para la intervención de electrolizadores en la red eléctrica
- Aspectos técnicos y de calidad del gas.
- Mecanismos legales de fomento.
- Marcos legales, jurídicos y técnicos para establecer conexión con las redes de gas europeas.
- Requisitos de seguridad, medición, facturación y administración.
- Modificación de elementos de la red gasista para inyección directa de hidrógeno

La norma UNE-ISO 22734-1:2008 como la ISO 22734-2: 2011 definen los requisitos de construcción, funcionamiento y seguridad de los equipos generadores de hidrógeno previstos, respectivamente, para interiores o exteriores con usos industriales y comerciales, y para interiores o exteriores con uso residencial, que emplean reacciones electroquímicas para electrolizar el agua y producir gas de hidrógeno y oxígeno. [54]

Estas dos respectivas normas no incluyen a los generadores que se usan para la generación de electricidad.

En cuanto al almacenamiento del hidrógeno es preciso diferenciar entre almacenamiento en el lugar de producción o almacenamiento en el lugar de consumo, ya que la primera opción se encuentra ya regulada por: Reglamento de Equipos a Presión, aprobado mediante el Real Decreto 2060/2008, de 12 de diciembre, y el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos y sus instrucciones técnicas complementarias MIE APQ 0 a 10, aprobados mediante el Real Decreto 656/2017, de 23 de junio. [54]

En la segunda opción, se distingue entre almacenamiento en estaciones de servicio a vehículos de transporte terrestre, en el lugar de consumo, tanto en establecimientos industriales, como para el suministro de residencias.

Para estaciones de servicio se solventa con el Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, además de añadir la instrucción técnica complementaria ITC-ICG 05. [54]

El almacenamiento en establecimiento industriales no requiere desarrollo regulatorio ya que viene recogido en la APQ-5. El almacenamiento para suministro en residencias requiere una elaboración normativa y regulatoria en el ámbito de la seguridad, para la que se sugiere incluirla dentro o del ámbito de aplicación del Reglamento Técnico de Distribución y Utilización de Combustibles Gaseosos, con una nueva instrucción técnica complementaria específica, para aprovechar las similitudes con la infraestructura de seguridad asociada a la aplicación de ese reglamento. [54]

En cuanto al transporte por carretera, se encuentra regulada por el ADR, por tanto, no requiere desarrollo adicional.



## 4.2 Seguridad

Desde el punto de vista de la seguridad, es primordial conocer los pros y los contras del elemento. Sus propiedades implican riesgos que se detallarán a continuación, así como, algunas medidas de seguridad necesarias.

El hidrógeno, es un gas inflamable, no tóxico, no corrosivo, incoloro, inodoro e insípido. Posee una baja densidad, por lo que al ser un gas sumamente volátil evitando la formación de grandes concentraciones. Tiene una baja densidad energética por lo que su energía liberada es inferior respecto a otros combustibles. Tiene un riesgo de explosión mucho menor en comparación con otros combustibles ya que tiene altos límites de inflamabilidad por lo que no se producen combustiones con concentraciones pobres. Su alta temperatura de combustión espontánea es otra ventaja. [4]

### HOJA DE SEGURIDAD DEL MATERIAL (MSDS) HIDROGENO

<b>PRODUCTO</b> Hidrógeno	<b>CAS</b> 133-74-0 <b>DOT. N°</b> UN 1049 <b>Ficha de intervención:</b> N° 04
<b>NOMBRE COMERCIAL Y SINONIMOS</b> Hidrógeno comprimido, Gas de agua, Hidrógeno Normal	<b>Clase de riesgo:</b> División 2.1
<b>NOMENCLATURA QUÍMICA Y SINONIMOS</b> Hidrógeno	<b>Fórmula:</b> H <sub>2</sub>
<b>FECHA DE EMISIÓN Y REVISIONES</b> Revisado en Marzo de 1991	<b>Familia Química:</b> Gas inorgánico inflamable

Figura 4.1 Hoja de seguridad del hidrógeno [52]

En cambio, esa alta densidad energética supone una desventaja en cuanto a seguridad, al igual que su baja energía de activación que puede causar riesgo de incendio o explosión con una simple chispa. Su baja temperatura de licuefacción complica también la seguridad asociada. El pequeño tamaño de la molécula de hidrógeno, hace que sea un gas altamente fugable, implicando un buen sellamiento de las instalaciones o depósitos donde se encuentre, así como, sensores de fugas e inspecciones rutinarias. Es un gas indetectable a simple vista por lo que requiere equipos de detección, además su llama es invisible suponiendo un riesgo aún mayor. [4]

Algunos de los riesgos asociados al hidrógeno pueden ser:

- Fugas
- Explosiones
- Fuegos
- Dispersión
- Fallos en tanques o sistemas

Daños fisiológicos:

- Asfixia
- Hipotermias (tras larga exposición)
- Quemaduras
- Daños por sobrepresión debido a ondas explosivas
- Riesgo de radiación por exposición a llama

Entre las medidas que se pueden tomar para extremar la seguridad al trabajar en una instalación con hidrógeno, se pueden destacar las siguientes:

- Construcción de plantas con áreas bien ventiladas
- Plantas a prueba de fugas
- Botellas de hidrógeno en el exterior de los recintos
- Equipos de seguridad intrínseca
- Detectores de concentración de hidrógeno
- Líneas de escape de las válvulas de seguridad o bombas de vacío en el exterior
- Las líneas de suministro deben de tener una válvula de cierre
- Los trabajos de ensamblaje no están permitidos cuando se hidrógeno se está fugando,
- El trabajo con fuego sólo debe estar permitido si el área está libre de hidrógeno
- Si el hidrógeno se combina con aire, debe mantenerse la concentración y presión máxima admisible
- Bombeo de aire antes de puesta en marcha
- Asegurar renovación continua de aire
- Los dispositivos deben ser aprobados para trabajar en ambientes con hidrógeno, denominado explosivos
- Prohibir fuentes de ignición

## 5 CASO PRÁCTICO

Una vez analizadas las tecnologías disponibles para la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis del agua, sector fotovoltaico, almacenamiento, transporte de hidrógeno e inyección en gasoducto, en este bloque se realizará un breve análisis en el que se integrará un sistema solar fotovoltaico-hidrógeno a modo de proyecto viable.

### 5.1 Diagrama del proceso

El proceso, por tanto, consistirá en la producción de hidrógeno verde. Se llevará a cabo gracias al exceso de energía producido por el parque solar fotovoltaico y a través de un electrolizador alcalino se transformará la energía eléctrica en energía química en forma de hidrógeno, es decir, se utilizará como almacenamiento de energía.

Este exceso de energía se lleva a un transformador eléctrico donde se elevará la tensión y siendo necesaria la conversión a corriente continua. Posteriormente, esta tensión será llevada al electrolizador para su alimentación, teniendo en cuenta de que el equipo dispone de una potencia máxima de absorción, por lo que, si se sobrepasa el límite se desechará a la red eléctrica suponiendo una pérdida económica, en caso de que no se realice venta a la red. Si por lo contrario, la demanda eléctrica es superior y la planta fotovoltaica no puede satisfacer las necesidades, el hidrógeno producido será almacenado. El proceso de electrólisis requiere inyección de agua como principal materia prima y como productos hidrógeno y oxígeno. Una vez producido el hidrógeno, éste puede ser almacenado a baja o alta presión, directamente inyectado en la red de gas natural existente, plantas de cogeneración, o para carga eléctrica y estaciones de recarga de hidrógeno.

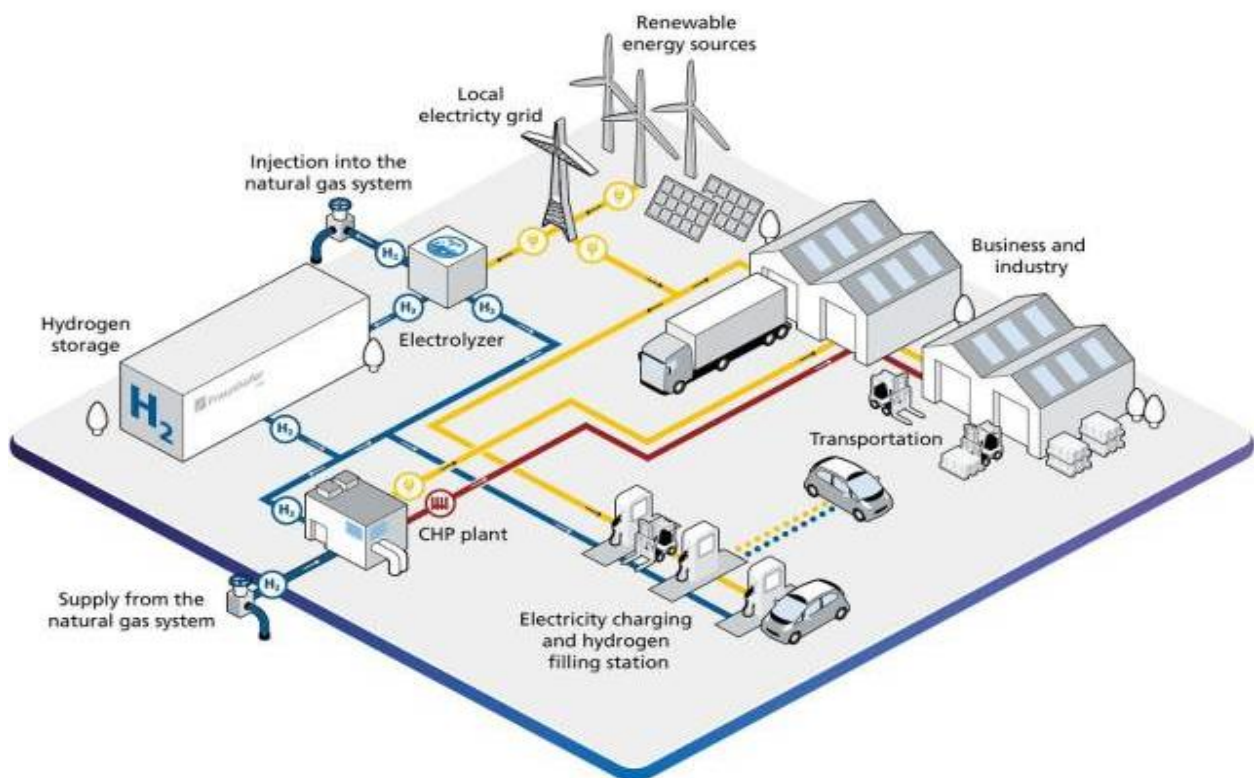


Figura 5.1 Sistema integrado solar-hidrógeno [55]

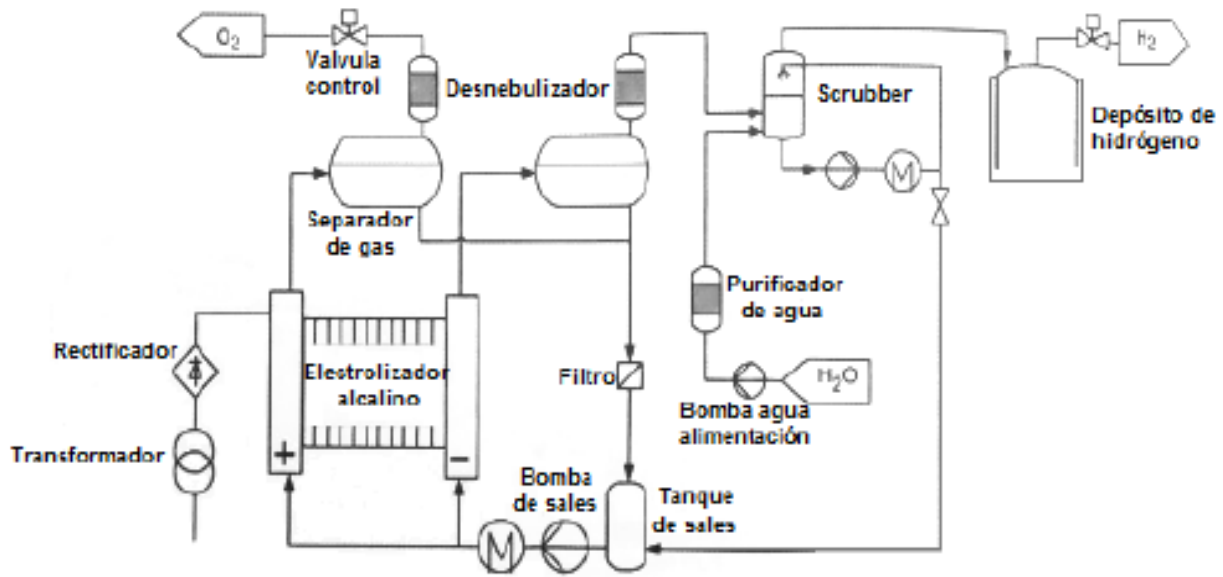


Figura 5.2 Diagrama electrolizador alcalino [27]

La Figura 5.1 muestra un esquema de un sistema integrado de producción de hidrógeno a partir de renovables. La Figura 5.2 muestra un diagrama sobre como se realiza la electrólisis en un electrolizador de tipo alcalino. La totalidad de la planta se compone de un transformador y un rectificador para elevar la corriente a la entrada y convertirla en continua. El equipo electrolizador en sí, junto con un separador de gas, desnebulizador, scrubber, purificador de agua, bombas tanto de alimentación como de sales, tanque de sales y depósito de hidrógeno y equipamiento de valvulerías.

## 5.2 Emplazamiento y características planta solar

El emplazamiento de la planta podría suponerse en Alemania, así como, la planta de hidrógeno debido a que es la nación guía en implantaciones del sector, pero con vistas a los futuros desarrollos españoles y a pesar de la necesidad de establecer un marco regulatorio, se hará la suposición de una instalación en España, concretamente en Puertollano, donde Iberdrola tiene previsto la inauguración de la mayor planta de producción de hidrógeno verde para uso industrial a nivel europeo y muy próximo a la planta de fabricación de amoniaco de Fertiberia.

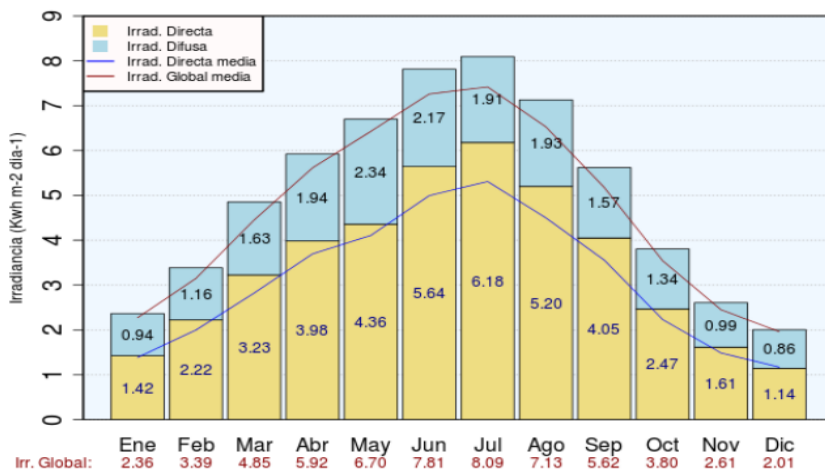


Figura 5.3 Radiación solar en Ciudad Real [46]

Analizando la topografía de la zona, se llega a la conclusión de que es una zona apta ya que no se requiere un tratamiento específico del terreno, además de estar dotado de conexión de carreteras (CR-5031 y CR-5033). Además, en la Figura 5.3, se observa la capacidad que tiene la zona para el sector solar, alcanzando irradiancias globales en julio de hasta  $8,09 \text{ kWh} - \text{m}^2 - \text{dia}$ .



Figura 5.4 Mapa de localización planta solar y electrolítica [56]

- Latitud  $38.94^\circ\text{N}$
- Longitud  $-3.84^\circ\text{W}$
- Altitud 651 m

La planta solar constará de una potencia de 100 MW. Se han realizado varios estudios a través del programa PVsyst [57]. La instalación dispondrá de paneles de paneles bifaciales, que tiene la característica de generar una mayor potencia al tener una superficie captadora en ambas caras, permiten también una mayor vida útil.

Se ha optado por paneles de la marca Jinko Solar, modelo JKM405M-72H-TV-Bifacial de 405 Wp. Se instalarán por tanto una cantidad de 246.904 unidades con posición fija y una inclinación de  $35^\circ$  en un terreno total de  $505.474 \text{ m}^2$ . En cuanto al inversor, se opta por el modelo Ingecon Sun 3600TL C690 con una potencia de 3227 Kwac/unidad con una cantidad total de 24 unidades. La energía total anual recibida por el panel es de 181.833 MWh, mientras que la producida será 178.922 MWh/año con un performance ratio anual del 85.63 %.

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	64.9	31.73	4.63	105.8	104.1	10047	9875	0.934
February	70.1	37.63	6.83	95.4	93.6	8873	8716	0.914
March	149.5	52.10	9.86	191.3	188.0	16978	16697	0.873
April	172.6	64.84	15.07	186.8	182.9	16192	15926	0.852
May	213.0	75.80	15.78	203.5	198.5	17703	17418	0.856
June	226.1	69.24	21.45	206.8	201.8	17589	17312	0.837
July	250.8	58.34	25.52	235.4	229.8	19442	19149	0.813
August	223.2	54.97	27.34	232.6	227.8	18906	18627	0.801
September	153.0	55.96	20.87	179.9	176.5	15371	15131	0.841
October	132.1	38.21	17.78	190.1	187.0	16437	16180	0.851
November	75.0	33.84	10.11	120.6	118.8	11133	10948	0.908
December	73.8	22.45	5.47	141.1	139.2	13161	12942	0.917
Year	1804.1	595.11	15.11	2089.5	2048.1	181833	178922	0.856

Figura 5.5 Balance de resultados sin seguimiento. Fuente: Elaboración propia. PVsyst.

El segundo estudio realizado consta de los mismos modelos tanto de paneles, como inversores y mismas cantidades totales. La única diferencia es que en este caso la instalación estaría dotada de un sistema de seguimiento, por lo que la producción anual aumenta considerablemente pero también lo haría el coste de inversión inicial de la planta, así como, el coste de mantenimiento y reparación.

Para este caso, se obtiene una energía total anual recibida por el panel de 223.108 MWh, mientras que la producida será 219.660 MWh/año con un performance ratio anual del 86,15 %. Por lo que a pesar del incremento de los costes se optará por esta segunda opción.

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	64.9	31.73	4.63	95.5	93.3	9154	8999	0.943
February	70.1	37.63	6.83	95.4	93.7	9029	8873	0.930
March	149.5	52.10	9.86	211.3	209.3	19356	19045	0.901
April	172.6	64.84	15.07	239.3	237.4	21180	20846	0.871
May	213.0	75.80	15.78	289.9	287.8	25180	24781	0.855
June	226.1	69.24	21.45	308.6	306.9	26148	25750	0.834
July	250.8	58.34	25.52	350.8	349.3	28904	28480	0.812
August	223.2	54.97	27.34	315.9	314.4	26083	25711	0.814
September	153.0	55.96	20.87	212.8	211.0	18552	18275	0.859
October	132.1	38.21	17.78	200.7	198.7	17887	17618	0.878
November	75.0	33.84	10.11	109.8	107.5	10268	10100	0.920
December	73.8	22.45	5.47	120.0	117.2	11367	11183	0.932
Year	1804.1	595.11	15.11	2549.9	2526.6	223108	219660	0.861

Figura 5.6 Balance de resultados con seguimiento. Fuente: Elaboración propia. PVsyst.

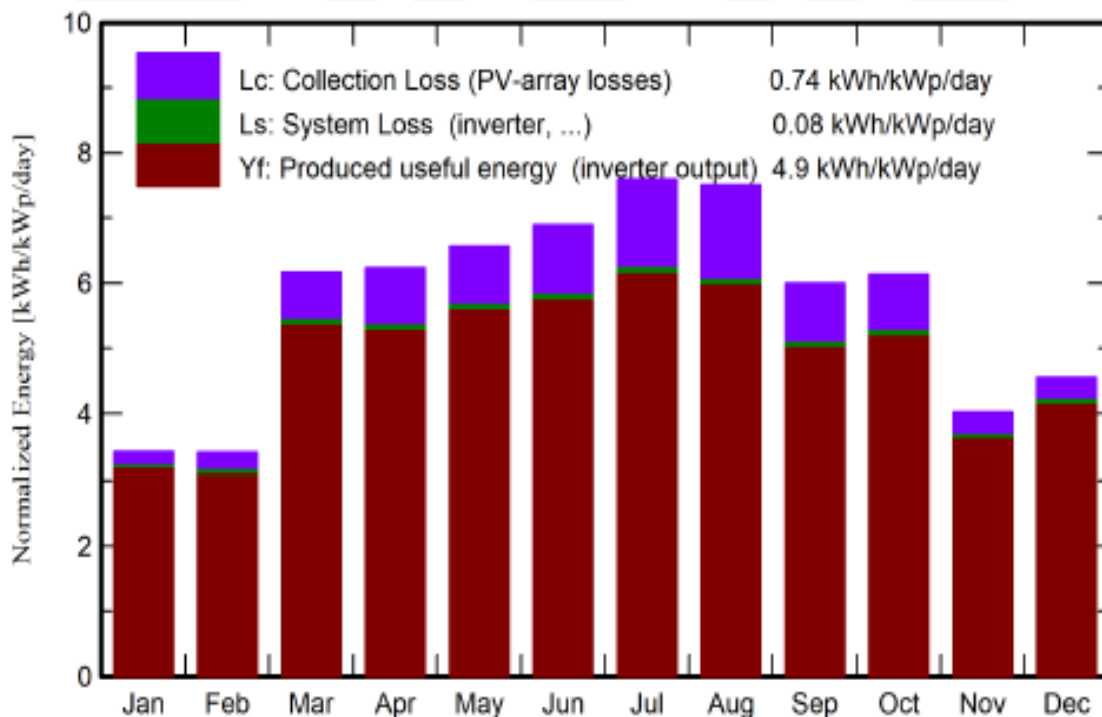


Figura 5.7 Representación de la producción normalizada por kWp instalado mensualmente sin seguimiento. Fuente: Elaboración propia. PVsyst.

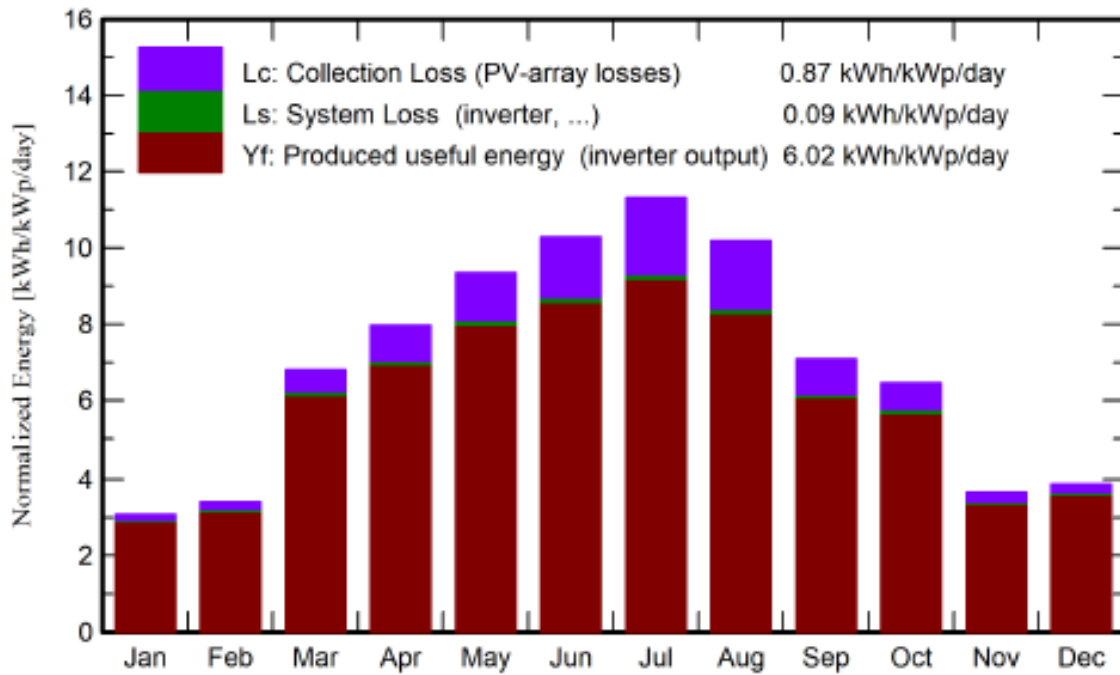


Figura 5.8 Representación de la producción normalizada por kWp instalado mensualmente con seguimiento.  
Fuente: Elaboración propia. PVsyst.

### 5.3 Emplazamiento y características planta electrolítica

Considerando las características de la planta solar fotovoltaica, su ubicación y equipos empleados, se opta por situar la planta electrolítica lo más cercano posible.

De este modo, al situarlos en una localización cercana, se evita la construcción de una red eléctrica para abastecer a la planta. Esto supone una disminución de los costes de infraestructura y transporte. El emplazamiento más adecuado de la instalación es en las inmediaciones del centro de transformación eléctrica del parque fotovoltaico.

Teniendo en cuenta las características de los distintos tipos de electrolizadores estudiados durante el trabajo, se opta por la tecnología PEM, ya que, aunque la electrólisis alcalina es la que posee mayor madurez, la tecnología PEM al poseer unos rendimientos superiores y una mejor adaptabilidad de operación a fuentes renovables y un menor volumen, es actualmente una de las tecnologías más probadas, además de ser el electrolizador más adecuado para cargas variables, típicas de las renovables. Por otra parte, es más caro que el electrolizador alcalino debido a la presencia de materiales como el platino y tiene una menor vida útil del stack. Esta elección, es una de las más importantes, requiriendo distintas simulaciones en el stack para calcular la energía absorbida.

Stack	Electrólisis PEM
Electrolito	Membrana polimérica
Portador de carga	$H^+$
Densidad de corriente ( $\frac{A}{cm^2}$ )	2,0
Voltaje (V)	1,6 – 2,0 V

Temperatura de operación (°C)	50 – 80
Presión de trabajo (bar)	30 – 80
Eficiencia eléctrica ( $\frac{kWh}{Nm^3}$ de $H_2$ producido)	4,5 – 5,4
Vida útil	5 – 10 años
Eficiencia (%)	98

Tabla 5.1 Tabla características electrolizador PEM. Fuente: Elaboración propia.

Realizando una comparación con varios modelos de distintas empresas:

Modelo	Presión (bar)	Temperatura ambiente (°C)	Energía consumida ( $\frac{kWh}{Nm^3} H_2$ )	Capacidad de producción ( $\frac{Nm^3}{h}$ )	Pureza (%)
M series 4000 (Nel)	30	10 - 40	4.5	4000	99,9995
M series 5000 (Nel)	30	10 - 40	4.5	5000	99,9995
H-TEC PEM ME450/1400	15 – 30	-20 – 40	4,8	210	98

Tabla 5.2 Comparativa modelos PEM. Fuente: Elaboración propia.

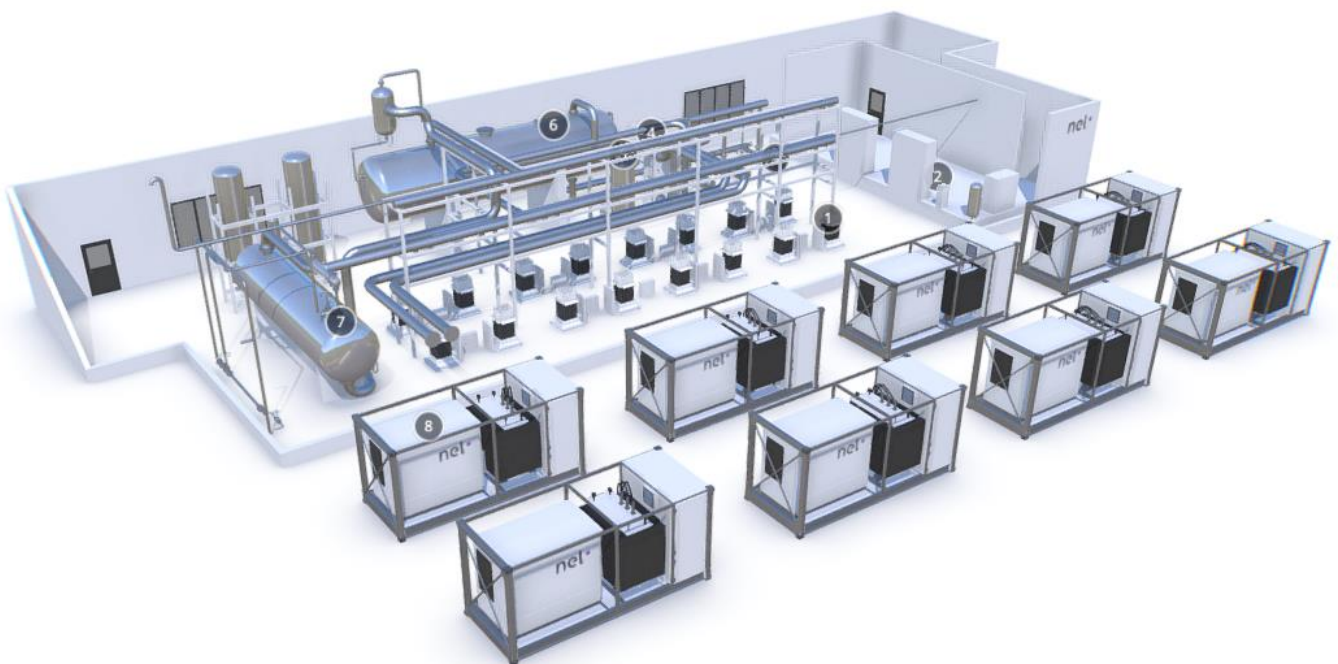


Figura 5.9 Electrolizador PEM fabricante Nel. [58]



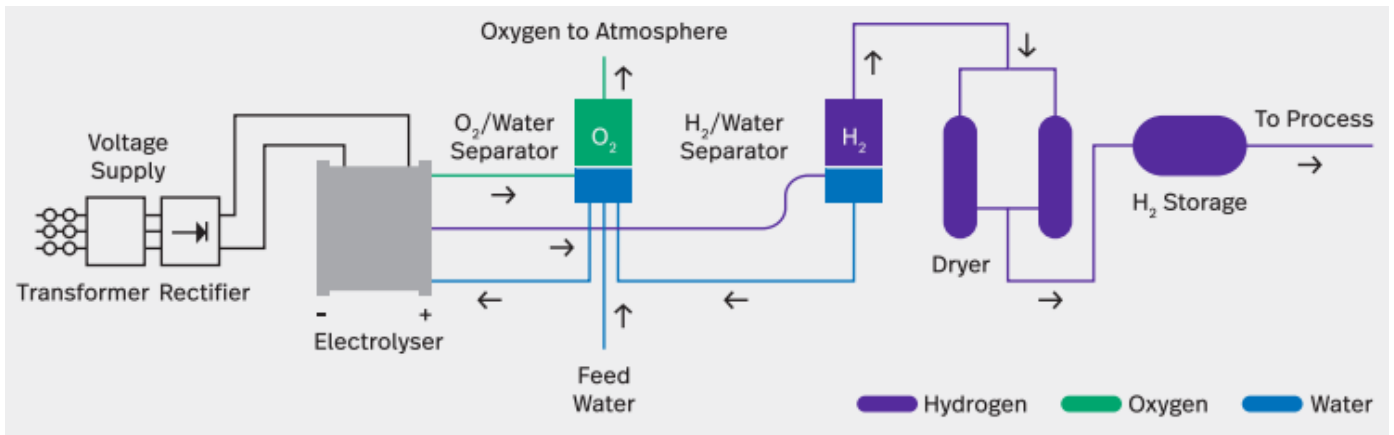


Figura 5.10 Esquema electrolizador PEM [59]

Para determinar el electrolizador, se compara las características principales como son: consumo energético, presión del hidrógeno producido, producción de hidrógeno. Se optará por el modelo M series 4000 del fabricante Nel ASA. Este es un modelo intermedio de la gama, con una capacidad de producción de  $4000 \frac{Nm^3}{h}$  de hidrógeno ( $360 \frac{kg}{h}$ ). El modelo superior es el M5000 con una capacidad de  $5000 \frac{Nm^3}{h}$ . Estos electrolizadores presentan un tiempo de respuesta rápido y flexibilidad para la producción, además disponen de un diseño modular escalable permitiendo su distribución en contenedores, idóneos para aplicaciones industriales. [58]

Por tanto, el total de la planta estará dotado de una planta solar fotovoltaica de 100 MW y una planta electrolítica tipo PEM de 20 MW.

La instalación electrolítica está dotada por las células de los stacks, una habitación de control y monitoreo de la planta, bombas para la circulación, intercambiador de calor para eliminar el exceso de calor del sistema asegurando el correcto funcionamiento. Una cama de pulido de agua, para garantizar el contacto con la célula del stack, separador de oxígeno, separador de hidrógeno del agua y rectificadores/conversores para transformar la corriente eléctrica en continua. [58]

En cuanto al almacenamiento, se realiza en depósitos a presión, ya que, disminuir la temperatura del hidrógeno para almacenarlo mediante gas licuado es un proceso que conlleva unos costes elevados. Las medidas de seguridad y normativa quedan recogidas en el bloque cuatro de este trabajo. El oxígeno resultante también puede ser almacenado o comercializado como subproducto, se obtiene en torno a la mitad del hidrógeno.

En cuanto al proceso de inyección en la red de gas natural existente presenta la ventaja de la cercanía de una estación de compresión de Enagás localizada en Puertollano a unos 45 km de Ciudad Real. Esta estación consta de un sistema 2 + 1 en compresores con una potencial total instalada de 10.515 y un caudal autorizado de  $450 \frac{km^3(n)}{h}$ . Además está previsto de que se instale en esta estación el primer compresor de pistón hidráulico de hidrógeno para movilidad sostenible, con la capacidad de suministrar el combustible a 900 bar de presión y 260 kg al día, es decir, en torno a 43 vehículos diarios.

Puntualizar que es fundamental y prioritario para el desarrollo de esta tecnología la definición de unas bases legales y técnicas a nivel nacional, en la que se considere como un sistema de almacenamiento energético en la que se combinan el uso de energía eléctrica procedente de la red o de recursos renovables en electrolizadores y métodos de almacenamiento, pudiendo ser baterías, pilas de combustible, depósitos o inyección directa en la red de gas natural.

A continuación, se tomará como referencia para este caso presentado, los cálculos realizados por la compañía TCI GECOMP para una instalación de producción de hidrógeno de 100 MW. [60]

DATOS DE PARTIDA	
Coste Electricidad	$40 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
Horas de funcionamiento	$8.760 \frac{\text{h}}{\text{año}}$
CAPEX electrolizador (PEM)	$700 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$
OPEX electrolizador	2 – 4 % CAPEX
Licencias instalación	$40.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$
Canalizaciones y parte eléctrica	3,5 % CAPEX
Obra civil	20 % CAPEX
Stack	30 % CAPEX
Almacenamiento a 30 bar	3 % CAPEX
Años de amortización	20 años

Tabla 5.3 Datos de partida de la instalación de producción de hidrógeno [60]

COSTES ESTIMADOS	PEM
Plazo desde el pedido a puesta en marcha	2 años
CAPEX	$700 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$
Acondicionamiento del agua y la energía	8,5 %
Planta de electrólisis	72 %
Canalización y obra civil	16 %
Post tratamiento (almacenamiento y compresión)	3,5 %
CAPEX total	100 %
ANUAL OPEX (% CAPEX)	3 %

Tabla 5.4 Costes estimados CAPEX y OPEX electrolizador PEM. [60]

DATOS TÉCNICOS ELECTROLIZADOR	
Capacidad instalada	20 MW
Consumo eléctrico específico	$4,5 \frac{kWh}{Nm^3}$
Capacidad de producción	$360 \frac{kg}{h}$
Días de disponibilidad anual	$358 \frac{días}{año}$
Días de mantenimiento	$7 \frac{días}{año}$
Producción anual	$3.093.120 \frac{kg}{año}$
Mantenimiento	2 % CAPEX
Factor de disponibilidad	98 %
Pureza	99,9995 %
Contenido $O_2$ en $H_2$ y $H_2O$ en $H_2$	<1 ppm v y <5 ppm v

Tabla 5.5 Datos técnicos del electrolizador [58]

Llevando a cabo una simulación de rentabilidad en la que el precio de venta es de  $2,5 \frac{€}{kg}$  y el coste de la electricidad es  $30 \frac{€}{MWh}$  desarrollando un modelo alimentado por un mix de energía renovable (eólica y solar) con un periodo de actividad de 4500 horas. Se obtienen los siguientes resultados:

- VAN (Valor Actual Neto) positivo, por tanto, el proyecto sería viable.
- TIR (Tasa Interna de Rentabilidad) positivo.

Como alternativa, se propone un modelo PPA (Power Purchase Agreement) renovable 24 horas. Es un contrato compraventa de energía a largo plazo entre el desarrollador y el consumidor. El precio de venta es de  $2,5 \frac{€}{kg}$  y el coste de la electricidad es  $30 \frac{€}{MWh}$ . Para este caso el VAN obtenido es aproximadamente 10 veces mayor al anterior y una TIR con un valor casi triplicado. Lo que muestra un proyecto altamente viable.

Finalmente, se propone otro modelo PPA renovable 24 horas, pero en este caso con un coste de electricidad de  $40 \frac{€}{MWh}$ . Para este caso se obtiene un VAN negativo, lo cual indica que la inversión no es rentable y con un TIR positivo pero muy cercano a cero.

Tras un análisis de los resultados obtenidos, se obtiene que el coste de producción de hidrógeno renovable está dominado por el coste de la electricidad en mayor medida. El coste promedio de la electricidad será el factor que fije el precio de los electrolizadores a gran escala. La eficiencia es un factor fundamental del proceso electrolítico, que será el que establezca la demanda de energía eléctrica. Es importante hacer una comparativa con Alemania, donde la venta al por mayor de los precios de la electricidad es menor, con una reducción de costes de distribución y transporte para los usuarios de electrolizadores, encargados de modificar la demanda eléctrica gracias a una señal del operador de red, por la que reciben una retribución. [30]

## 5.4 Impacto

La implantación de un proyecto de estas características puede suponer algunos impactos tanto positivos como negativos económicos y medioambientales.

- Avance en el ámbito de los electrolizadores, mejorando la tecnología de implementación consiguiendo una mayor potencia nominal y favoreciendo a una economía de escala, viéndose reflejado en los futuros costes. Investigación para el empleo de materiales más novedosos y menor coste.
- Favorece a la penetración de las energías renovables en la red, integrando el hidrógeno como un método de almacenamiento.
- Reducción considerable de emisiones de  $CO_2$ .
- Conexión producción – demanda, consiguiendo aumentar la visibilidad del hidrógeno generando opciones de mercado.

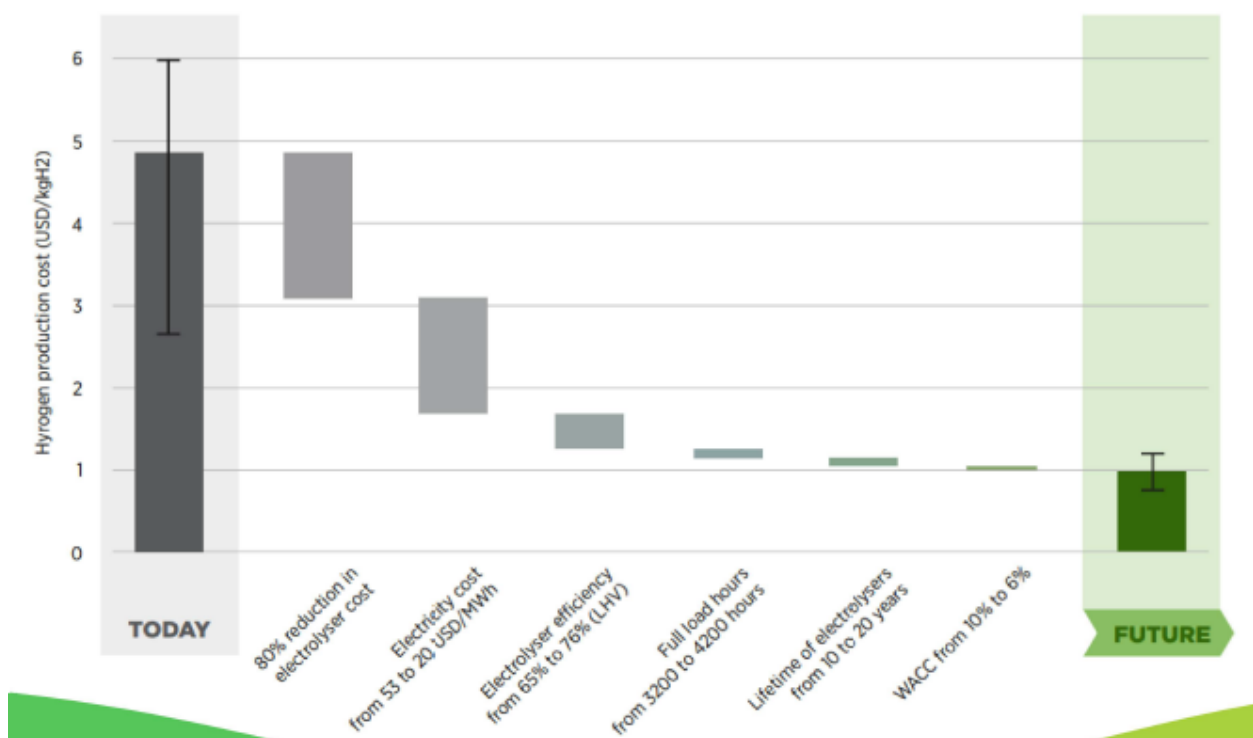


Figura 5.11 Impacto económico en la producción futura de hidrógeno. [44]

Según la Figura 5.11 basada en los análisis de IRENA, el coste de la producción de hidrógeno renovable descendería considerablemente junto con un 80 % de reducción en el coste de electrolizadores. El coste de electricidad de 53 USD/MWh a 20 USD/MWh. Un incremento de eficiencia de los electrolizadores de en torno al 11%, asociado a un aumento de más de 1000 horas de carga máxima. Un aumento de años de vida de estos equipos y una reducción del 4 % del coste medio ponderado del capital. [44]

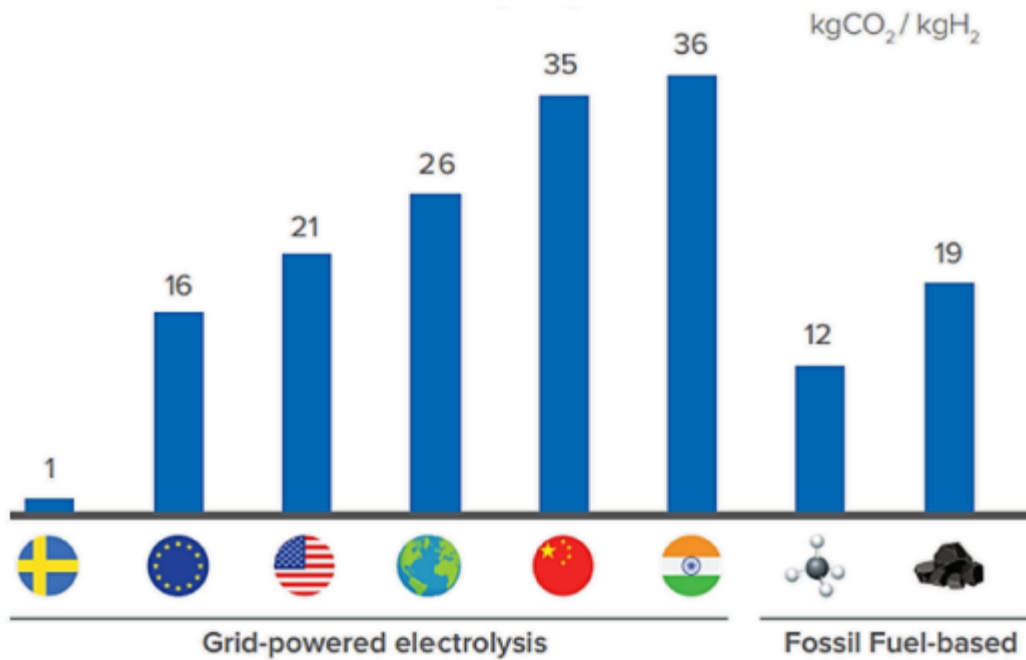


Figura 5.12 Emisiones generadas con la producción de hidrógeno. [61]

Para economías con gran porcentaje de carbón en su red, como es el caso de India o China, el hidrógeno verde podría ser fundamental para reducir las emisiones generadas en la industria.

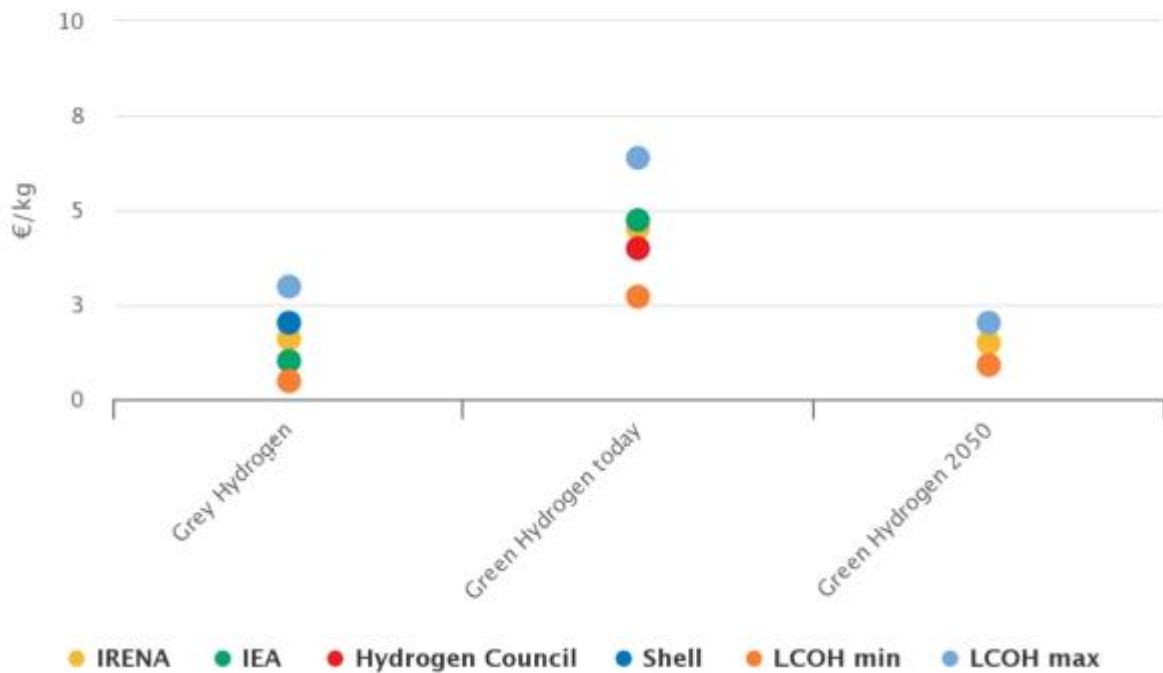


Figura 5.13 LCOE hidrógeno en la actualidad y en 2050 [44]

Algunos impactos negativos son:

- Conseguir una financiación pública o privada para el proyecto.
- Hoy en día no es viable ni técnica ni económicamente un electrolizador capaz de absorber grandes potencias.
- Un aumento de los CAPEX y OPEX.

$$Costes\ iniciales = C_0 = CAPEX - C_{0, equipos} - CAPEX_{H_2} - CAPEX_{st}$$

$$C_{totales\ operación\ y\ mantenimiento} = OPEX_{solar} - OPEX_{H_2}$$

- Adaptación o creación de nuevas medidas de seguridad.
- Necesidad de marco regulatorio y legislativo.
- Rechazo de la sociedad debido al desconocimiento repercutiendo en la demanda.

## 5.5 Implementación

La implementación de un proyecto de estas características requiere:

- Análisis previo, basado en un estudio solar de la zona donde se analizan las características del terreno, localización exacta, impacto medioambiental.
- Estudio de viabilidad del proyecto. Tipo de electrolizador a usar, cercanía a la red de gas natural, estudio de mercado nacional para ver si es óptimo un futuro mercado.
- Generación de un marco normativo.
- Construcción de la instalación. Montaje, instalación y acoplamiento de todos los equipos.
- Puesta en marcha y estudio de resultados. Periodo de demostración 2 – 3 años.

La estimación de inversión de una planta de las características presentadas en este caso práctico es de en torno a unos 150 millones de euros. Con capacidad de crear unos 700 – 800 puestos de trabajo y una reducción de emisiones de  $48.000 \frac{tCO_2}{año}$ . [62]

Para su desarrollo, se requerirá de un gran conjunto de empresas asociadas. Algunas de las interesadas en la Hoja de Ruta del Hidrógeno español [34] son las mostradas en la Tabla 5.3:

Acciona	Fundación CIDAUT	H2B2	Tecnalia
Asociación Empresarial Eólica (AEE)	Confederación Española de Empresarios de Estaciones de Servicio (CEEES)	H2GZ Energizing	Técnicas Reunidas
Asociación Española del hidrógeno (Aelec)	Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2)	Haffner Energy	TOYOTA
AENA	COGEN España	Iberdrola	Unión Española Fotovoltáica (UNEF)
Asociación Empresarial Small Scale Gas Natural (AESGAN)	Consejería de Industria, Empleo y Promoción Económica Principado Asturias	INDHO	Universidad Pablo de Olavide de Sevilla (UPO)
Air Liquide España	Consejo General de Colegios Oficiales de Ingenieros Industriales	Institut Català d'Energia	VERTEX Bioenergy
Asociación Española de	Dhamma Energy	Lean Hydrogen	WWF España

Operadores de Productos Petrolíferos (AOP)			
Asociación de Empresas de Energías Renovables	EDP	Logistop	
Asociación Española de Pilas de Combustible	ENAGÁS	Madrileña Red de Gas	
Asociación Española del Gas (SEDIGAS)	ENDESA	MIBGAS	
Agrupación de empresas Innovadoras	Enterpriseholdings (Ehi)	Naturgy	
Ariema	Ente Vasco de la Energía (EVE)	Nortegás	
Asociación Española de Almacenamiento de Energía (ASEALEN)	Exolum Solutions (Grupo CLH)	Redexis	
Asociación de Empresas Eléctricas (ASEME)	Federación de Asociaciones de Ingenieros Industriales de España (FAIIE)	Reganosa	
Asociación Andaluza de Hidrógeno (AAH2)	Federación Europea de Comerciantes de Energía (EFET)	Repsol	
Asociación de la Industria Navarra (AIN)	FEQUIE	RWE Renewables	
Autoridad Portuaria de Valencia (APV)	Fundación Hidrógeno Aragón (Fha)	Sener	
Calvera	Fundación Asturiana de la Energía (FAEN)	Secretaría General de Industria, Energía y Minas de Andalucía (SGIEM)	
Capital Energy	Gas Extremadura	Siemens Gamesa Renewable Energy	
Confederación de Consumidores y Usuarios (CECU)	GASNAM	Smartenergy Invest AG	

Tabla 5.6 Entidades integrantes de la Hoja de Ruta del Hidrógeno. [34]

## 6 CONCLUSIÓN

Tras haber realizado un estudio en profundidad sobre los métodos de producción de hidrógeno y la tecnología Power-to-Gas, se llega a la conclusión de que es un método ideal para el almacenamiento de energía eléctrica excedente de las renovables. El hidrógeno, permitirá limitar las emisiones de gases de efecto invernadero y gases contaminantes a la atmósfera. También, posibilitará la disminución de la dependencia de otros países en cuanto a recursos energéticos y materias primas.

Como ya se ha analizado, a día de hoy, aproximadamente el 95 % del hidrógeno producido es gris pero el hidrogeno verde lo podría reemplazar en los próximos años si se superan distintos factores económicos y normativos. Además, habrá que considerar también otras alternativas que puedan ser económicamente más rentables.

Las principales barreras con las que se encuentra es la tecnoeconómica y la normativa, ya que inyectar hidrógeno en la red de gas natural no está generalmente aprobado. No es barato producir hidrógeno, es más, tiene un precio superior al gas natural u otros combustibles y estos costes vienen asociados, por ejemplo, a los materiales que se usan para la construcción de las membranas de los electrolizadores. La necesidad de grandes inversiones estructurales complica la penetración del hidrogeno por lo que requiere una estrategia a largo plazo, debido a que implican a innumerables sectores sociales privados y públicos. El transporte y almacenamiento son otros de los factores a tener en cuenta, es necesario reducir las distancias de conexión entre proveedor-consumidor hasta que no se consiga incrementar la demanda del hidrógeno conllevando a la disminución del coste. El consumidor será quien decida el futuro de esta tecnología. El gas que se permite inyectar a día de hoy es biometano ya que tiene unas características muy similares al gas natural. La introducción de hidrógeno puede provocar alteración en los valores de densidad, viscosidad o factor de compresibilidad entre otros, pudiendo afectar tanto a las líneas de distribución como en los puntos de consumo.

Otro de los factores indispensables es el normativo, ya que en cuanto a la producción no existe un marco regulatorio. Siendo recomendable elaborar procedimientos administrativos para la producción a pequeña escala y para procesos libres de emisiones que permita diferenciar las licencias ambientales. Una normativa legal y técnica sobre las instalaciones Power-to-Gas considerándolo como sistema de almacenamiento energético, así como, un reconocimiento del hidrógeno en la red gasista que permita la elaboración de un marco normativo.

Es indispensable tomar como referencia a Alemania, que ha conseguido una reducción en los costes operativos de los electrolizadores, debido a las retribuciones nacionales asociadas hacia estos usuarios. Además de ser pioneros en la tecnología del hidrógeno y contar con una importante industria en expansión en estas tecnologías.

Tras haber desarrollado el caso práctico y analizando todos los factores implicados, se concluye con que es viable económicamente instalar una planta de estas características para la obtención de hidrógeno aprovechando el exceso de energía generada por la planta solar, ya que, el coste de la producción está dominado por el coste de la electricidad en mayor medida. Uno de los factores indispensables es disponer de la producción de electricidad a partir de la planta fotovoltaica, permitiendo vender los excedentes a la red en circunstancias en la que no esté trabajando la planta electrolítica. El coste promedio de la electricidad será el factor que fije el precio de los electrolizadores a gran escala.

El Power-to-Gas será competitivo con una inversión en I+D que permita reducir los costes de los equipos y la posibilidad de exención de impuestos por la compra de electricidad. Esta tecnología no deja de ser relativamente nueva e inmadura implementándose en la actualidad, por lo que existen muchos factores a nivel técnico-económico-normativo que se desconocen y requieren tiempo para su elaboración y correcto desarrollo. Las instalaciones que se han llevado a cabo son básicamente plantas piloto y de demostración que ayudarán a consolidar una base de desarrollo y conocimiento que favorecerá posiblemente en un futuro no muy lejano a futuras instalaciones. Las energías renovables siguen avanzando y el Power-to-Gas es uno de los mejores conceptos para poder lidiar su intermitencia.



## 7 ANEXOS

### 7.1 Medidas Regulatorias

- Modificar la clasificación como actividad industrial de la producción de hidrógeno renovable in situ en las estaciones de servicio.
- Analizar los distintos procedimientos para la tramitación de la operación y ejecución de instalaciones de producción de hidrógeno verde a pequeña escala y evaluar su simplificación sin menoscabar la protección medioambiental y asegurando criterios de sostenibilidad.
- Promover el desarrollo de medidas regulatorias que simplifiquen y faciliten el despliegue de líneas directas de electricidad dedicadas a la producción de hidrógeno renovable en el marco de la normativa del sector eléctrico, así como de los hidroductos que transporten hidrógeno renovable en el marco de la normativa del sector de hidrocarburos.
- En colaboración con las instituciones europeas, establecer un sistema de Garantías de Origen de hidrógeno renovable que permita proporcionar las señales de precio adecuadas a los consumidores.
- Considerar en el marco de la fiscalidad verde y, en concreto, en los impuestos indirectos, los efectos positivos en el medioambiente del hidrógeno renovable. Asimismo, la fiscalidad deberá incentivar el hidrógeno renovable frente al hidrógeno sobre cuyo origen no exista trazabilidad.

### 7.2 Medidas Sectoriales

- Establecer un sistema estadístico nacional sobre el consumo y producción de hidrógeno en España, diferenciando por tipos de hidrógeno y por sectores de consumo.
- Evaluar la viabilidad de establecer objetivos de penetración de hidrógeno renovable para el periodo 2025-2030, siguiendo la senda marcada en la Estrategia Europea del Hidrógeno, en aquellos sectores en los que la electrificación no es la opción más eficiente ni existe una alternativa sostenible que sea viable.
- Diseñar instrumentos financieros de apoyo a la industria española consumidora intensiva de hidrógeno para la adaptación de sus procesos e infraestructuras al suministro continuo de hidrógeno renovable.
- Elaborar estrategias de descarbonización a nivel nacional a largo plazo basadas en el hidrógeno renovable en aquellos sectores más difícilmente electrificables. Se basarán en el diálogo específico con cada sector.
- Identificar los polos de consumo de hidrógeno en la actualidad, fomentando e incentivando la creación de “*valle o clústers de hidrógeno*”. Se promoverá la constitución de Mesas del Hidrógeno Industrial junto a comunidades autónomas, administraciones locales, consumidores de hidrógeno y promotores de proyectos de producción de hidrógeno renovable, fomentando el desarrollo de proyectos piloto.
- Fomentar el consumo de hidrógeno renovable en el sector del transporte a través de la transposición de la DER II.
- Colaborar en los foros internacionales para impulsar el desarrollo de una metodología armonizada para la determinación del consumo en vehículos pesados propulsados por hidrógeno.
- Desarrollar planes que establezcan incentivos a la compra de vehículos e implementación de infraestructura (bonificaciones fiscales, cuota de compras mínimas para entidades públicas a través de la adopción de criterios de compra pública innovadora, fomentar la compra de flotas cautivas: policía, bus, taxi).
- Apoyar a la industria española del automóvil para favorecer la producción de vehículos eléctricos de pila de combustible alimentados con hidrógeno. Esta producción de vehículos eléctricos de pila de

combustible alimentados con hidrógeno ejercerá un efecto tractor sobre la industria de equipos y componentes para automoción.

- Promover los estudios y ensayos de viabilidad de la sustitución de los trenes diésel por trenes de pila de combustible de hidrógeno para su circulación por líneas parcialmente o no electrificadas, en línea con propuesto en la Estrategia Europea del Hidrógeno.
- Determinar medidas para el desarrollo de una infraestructura nacional ferroviaria de repostaje de hidrógeno.
- Desarrollar una legislación específica para hidrogeneras, que concrete los requisitos administrativos y delimite los permisos necesarios para su construcción y gestión.
- Incluir la implantación de hidrogeneras dentro de las actuaciones subvencionables en los futuros Planes MOVES o similares, con especial énfasis en la construcción de hidrogeneras estratégicas que favorezcan la progresiva penetración del hidrógeno en flotas logísticas.
- Equiparar la consideración de las hidrogeneras a las tradicionales estaciones de servicio desde la perspectiva del suelo, de forma que se puedan introducir surtidores de hidrógeno en las estaciones de servicio actuales.
- Crear reglas que clarifiquen y simplifiquen el proceso de homologación y/o certificación de buques con pilas de combustible y cámaras de combustión de hidrógeno para uso marítimo, y unificar las mismas con las normativas europeas en la materia.
- Determinar medidas para el desarrollo de una infraestructura nacional portuaria de repostaje de hidrógeno.
- Establecer acciones para promover y fomentar el uso de nuevas tecnologías cero emisiones en las costas y puertos nacionales.
- Destinar ayudas de la SGIPYME al sector naval para el impulso de la utilización de la tecnología del hidrógeno en la construcción de buques en nuestro país, en proyectos de I+D+i con la participación de los astilleros.
- Fomentar el desarrollo de plantas de producción de queroseno sintético producido a partir de hidrógeno renovable o biocombustibles de nueva generación para descarbonizar el transporte aéreo.
- Analizar las condiciones necesarias para el rediseño y modificaciones pertinentes que permitan la utilización de aeronaves que empleen combustibles sintéticos a partir de hidrógeno renovable o biocombustibles de nueva generación.
- Establecer requisitos ambientales en los pliegos técnicos que regulan los contratos de los agentes de handling que prestan servicios de asistencia en el lado aire de los aeropuertos.
- Establecer una base legal para las plantas energéticas de *Power to X* (P2X) y las instalaciones de electrólisis.
- Clarificar el marco operacional para que los electrolizadores participen en los servicios de ajuste necesarios para garantizar un suministro adecuado del sector eléctrico, así como las bases legales para su participación.
- Flexibilizar el uso de hidrógeno verde en motores de plantas de generación y cogeneración, proporcionando una mayor garantía de suministro al sistema eléctrico.
- Revisar los aspectos técnicos, regulatorios y de calidad de los gases necesarios para la inyección y el uso de hidrógeno en la red de gas natural, con especial énfasis en el uso de determinadas instalaciones existentes para el transporte y/o almacenamiento dedicado de hidrógeno renovable.
- Evaluar simultáneamente la necesidad de modificar los dispositivos que utilizan gas en la industria y en la generación de electricidad para permitir un funcionamiento seguro con concentraciones mayores de hidrógeno renovable.
- Realizar un análisis prospectivo de las necesidades de adecuación de equipos de gas para uso doméstico

(calderas, calentadores etc.) para permitir la integración gradual del hidrógeno renovable.

- Evaluar conjuntamente de las implicaciones para vehículos de gas natural derivadas del uso de una mezcla enriquecida con H<sub>2</sub> (HGNC).
- Analizar la viabilidad de producción de hidrógeno renovable a partir de residuos.

### 7.3 Medidas Transversales

- Crear un punto de información accesible (*hub* del hidrógeno renovable) a todos los públicos, gestionado por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) para ampliar el grado de conocimiento de las tecnologías del hidrógeno y de las opciones que presenta.
- Adaptar los perfiles e inspecciones técnicas para tratar labores relacionadas con las tecnologías del hidrógeno, tales como formación para bomberos, asistentes en carretera, técnicos de talleres, así como guías y manuales que especifiquen lo relativo a estas tareas.
- Impulsar el estudio de las tecnologías del hidrógeno en los planes educativos de titulaciones existentes que tengan relación temática, a nivel de grado universitario y ciclo formativo de grado medio y superior, analizando por parte de las universidades y las autoridades educativas competentes la necesidad de titulaciones específicas dedicadas al conocimiento y desarrollo del sector del hidrógeno.
- Posicionar a España en la celebración de congresos y foros de encuentros sectoriales del hidrógeno, nacional e internacionalmente.
- Realizar un análisis prospectivo de producción, logística y consumo de hidrógeno en España a 2030 y 2050 distinguiendo entre las distintas maneras de producirlo.
- Realizar un análisis de impacto socioeconómico de la materialización de la Visión 2030, en términos de contribución al valor añadido nacional, creación de empleo y conocimiento.
- Potenciar nuevos núcleos energéticos de producción de hidrógeno renovable que contribuyan a evitar la despoblación rural y a conseguir los objetivos de reto demográfico, con especial atención a las regiones de transición justa.
- Trabajar para que los diferentes mecanismos de apoyo al hidrógeno ponderen entre los criterios para su adjudicación, un criterio de priorización para las zonas de Transición Justa, respetando en todo caso los principios de prudencia, proporcionalidad y de eficiencia económica para integrar la Transición Justa en las medidas de apoyo al hidrógeno.
- Buscar sinergias entre las infraestructuras energéticas de las zonas TJ y las líneas de actuación de la Hoja de Ruta de Hidrógeno.
- Favorecer la producción de hidrógeno a partir de biogás sostenible en los casos en los que suponga una solución medioambiental y económicamente más eficiente que el hidrógeno renovable procedente de electrólisis, especialmente cuando el biogás proceda de residuos para los que no existan objetivos de reciclado, como los residuos agrarios e industriales.
- Evaluar la consecución de las medidas implementadas y establecer nuevas acciones y actuaciones. Estas acciones se abordarán conjuntamente con todas las administraciones y organismos públicos de investigación en materia de hidrógeno a través de los foros actualmente constituidos para su cooperación y coordinación, como por ejemplo las Conferencias Sectoriales.
- Actualizar la “Hoja de Ruta de Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable” en la década 2020-2030 al menos una vez cada 3 años.
- Incentivar del diálogo con Portugal, Francia y otros países de la UE para impulsar la cooperación regional en el campo del hidrógeno renovable, bajo mecanismos europeos como el Connecting Europe Facility (CEF), favoreciendo el posicionamiento de la Península Ibérica en la producción del hidrógeno renovable y el potencial suministro de futuros excedentes a otros Estados miembros de la UE.
- Garantizar y fomentar la participación de las empresas y las instituciones españolas en los principales

foros sobre hidrógeno europeos e internacionales.

- Fomentar la participación activa de las empresas españolas en los Comités Internacionales de Normalización relativos al hidrógeno renovable.
- Proporcionar asesoramiento y apoyo institucional a los proyectos españoles sobre hidrógeno renovable que concurren a procedimientos para acceder a mecanismos de financiación europeos.

## 7.4 Impulso I+D+i

- Propiciar el desarrollo nacional de electrolizadores de grandes potencias (100 MW), que dispongan de mejores márgenes de eficiencia y rentabilidad, así como impulsar su fabricación en masa y la aplicación de nuevos materiales.
- Crear una línea de financiación exclusiva para proyectos de la cadena de valor del hidrógeno renovable en los sucesivos Planes Estatales de Investigación Científica y Técnica y de Innovación.
- Fomentar la innovación y el desarrollo tecnológico empresarial en la economía del hidrógeno renovable a través del Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) como impulsor de proyectos y facilitador de la internacionalización de la innovación.
- Reforzar el papel del Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2) como centro de I+D+i público de referencia.
- Fomentar la I+D+i en las tecnologías de reciclado de electrolizadores, pilas de combustible y otros sistemas y componentes utilizados en la cadena de valor del hidrógeno.
- Impulsar el desarrollo de tecnologías de producción de calor basadas en hidrógeno, incluyendo la cogeneración y la cogeneración mediante pilas de combustible.
- Abogar en la Unión Europea por la creación de líneas de financiación exclusivas para la I+D+i de las tecnologías de la cadena de valor del hidrógeno renovable.
- Facilitar la demostración de tecnologías innovadoras basadas en el hidrógeno renovable mediante el lanzamiento de convocatorias en el marco del Fondo de Innovación del Régimen de Comercio de Emisiones y de la Clean Hydrogen Alliance, de acuerdo con lo establecido en la Estrategia Europea del Hidrógeno.
- Impulsar, en el medio plazo, un Centro de Excelencia para la investigación en almacenamiento energético, con especial énfasis en el almacenamiento mediante hidrógeno renovable, en línea con lo establecido en la Estrategia de Almacenamiento.
- Evaluar el potencial de las turbinas de hidrógeno para su utilización en el transporte aéreo, permitiendo minimizando las emisiones de NOx derivadas del uso del combustible.

## 8 BIBLIOGRAFÍA

- [1] IRENA, *Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050*. 2020.
- [2] J. R. Ares, F. Leardini, C. Sánchez, J. F. Fernández, and I. J. Ferrer, “El Hidrógeno Como Vector Energético: Mucho Hecho Pero Casi Todo Por Hacer,” *Encuentros Multidisciplinarios*, pp. 1–10, 2019.
- [3] Quimica.es, “Hidrógeno,” *Quimica.es*. <https://www.quimica.es/enciclopedia/Hidrogeno.html>.
- [4] J. I. Linares Urtado and B. Y. Moratilla Soria, *El hidrógeno y la energía*. Madrid.
- [5] A. Tarancón, T. Andreu, J. R. Morante, G. García, J. Guilera, and M. Torrel, *Hidrógeno Vector de una economía descarbonizada*, 2ª Edición. Madrid, 2020.
- [6] C. Fúnez Guerra and L. Reyes-Bozo, *El hidrógeno como vector energético - digital*, Primera ed. Santiago, Chile, 2019.
- [7] C. Fernández-Bolaños Badía, “Sistema de Energía del Hidrogeno,” *Energética del Hidrogeno. Context. Estado Actual y Perspect. Futur.*, pp. 91–126, 2005, [Online]. Available: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/3823>.
- [8] M. J. Montes, A. Abánades, and J. M. Martínez-Val, “Producción de hidrógeno a partir de energía solar,” *Prod. hidrógeno a partir energía Sol.*, pp. 1–14, 2011.
- [9] J. M. Rodríguez Cuesta, “Electrolisis Altas Temperaturas,” *Univ. Sevilla*, 2016, [Online]. Available: [https://idus.us.es/xmlui/bitstream/handle/11441/53557/TFG-JOSERODRÁ\\_GUEZCUESTA.pdf?sequence=1](https://idus.us.es/xmlui/bitstream/handle/11441/53557/TFG-JOSERODRÁ_GUEZCUESTA.pdf?sequence=1).
- [10] D. Barberá Santos, “Introducción a La Energía Fotovoltaica,” pp. 1–20, 2017, [Online]. Available: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70271/fichero/02+INTRODUCCIÓN+A+LA+ENERGÍA+FOTVOLTAICA%252FIntroducción+a+la+Energía+Fotovoltaica.pdf>.
- [11] S. Varea Pérez, “Diseño planta fotovoltaica de 300 kW con seguimiento solar y conexión a red en Navarra,” Universidad de Pamplona, 2013.
- [12] O. Planas, “Historia de la energía solar,” *Energía Solar*, 2015. <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/historia>.
- [13] O. Planas, “Efecto fotovoltaico,” *Energía solar*, 2015. <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/efecto-fotovoltaico>.
- [14] E. Rodríguez, “Paneles Solares,” *Área Tecnología*. <https://www.areatecnologia.com/electricidad/paneles-solares.html>.
- [15] O. Planas, “¿Qué es la radiación solar?,” *Energía solar*, 2015. <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/radiacion-solar>.
- [16] HelioEsfera, “La radiación solar,” *HelioEsfera*, 2019. <https://www.helioesfera.com/la-radiacion-solar/>.
- [17] R. Germán Cordero, “Tipos de paneles solares,” *Sunfields Europe*. [https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/tipos/#Tipos\\_de\\_placas\\_solares\\_segun\\_su\\_aplicacion](https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/tipos/#Tipos_de_placas_solares_segun_su_aplicacion).
- [18] R. Serrano, “Tipos de paneles fotovoltaicos,” *Tritec Intervento*, 2017. <https://tritec-intervento.cl/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/>.
- [19] I. Mártil, “Energía solar fotovoltaica: panorama mundial,” *Blog C de Comunicación*, 2019. <https://blogs.cdecomunicacion.es/ignacio/2019/11/25/energia-fotovoltaica-panorama-mundial/>.
- [20] J. D. Velasquez Piedrahita and J. F. Quiceno Castañeda, “Diseño de un sistema de generación de hidrógeno por electrólisis,” Universidad tecnológica de Pereira, 2013.
- [21] A. Ruíz García, “Sistema power to gas: contribución a la implementación de fuentes de energía renovables,” Universidad de Sevilla, 2018.
- [22] U. de Pino Pliego, Antonio. Sevilla, “Electrolizadores,” pp. 26–35, 2009, [Online]. Available:

- <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/30127/fichero/Capítulo+3+-+Electrolizadores.pdf>.
- [23] S. Shiva Kumar and V. Himabindu, “Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review,” *Mater. Sci. Energy Technol.*, vol. 2, no. 3, pp. 442–454, 2019, doi: 10.1016/j.mset.2019.03.002.
- [24] J. R. López Ramírez, “Modelo dinámico de un electrolizador alcalino,” *Univ. Sevilla MSc Thesis*, p. 110, 2010.
- [25] E. Flores, “Estado del arte de electrolizadores de óxido sólido,” Universidad de Sevilla, 2020.
- [26] G. Gilabert, R. García-Valls, and M. Giamberini, “Membranas para la fotosíntesis artificial,” *Mapfre Fund. Segur. y medio Ambient.*, pp. 48–57, 2012.
- [27] D. Martínez Brihuega, “Integración Del Hidrógeno Electrolítico En El Sector Eólico Como Regulador Energético,” 2017.
- [28] J. A. Roca, “La alemana Evonik desarrolla una nueva membrana que abarata la electrólisis del hidrógeno verde,” *El periódico de la energía*, 2020. <https://elperiodicodelaenergia.com/la-alemana-evonik-desarrolla-una-nueva-membrana-que-abarata-la-electrolisis-del-hidrogeno-verde/>.
- [29] J. Alvarado-Flores and L. Ávalos-Rodríguez, “Materiales para ánodos, cátodos y electrolitos utilizados en celdas de combustible de óxido sólido (SOFC),” *Rev. Mex. Fis.*, vol. 59, no. 1, pp. 66–87, 2013.
- [30] P. M. Carlos Alberto, “Producción de hidrógeno a partir del excedente de energía eléctrica proveniente de renovables,” p. 115, 2018, [Online]. Available: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/91737/fichero/TFG-1737-MOECKEL.pdf>.
- [31] B. Hdezsan, “Nanofibras,” *Betty Hdezsan Blogspot*, 2014. <http://bettyhdezsan.blogspot.com/p/nanofibras-antecedentes-lasnano-fibras.html>.
- [32] C. Fernández-Bolaños Badía, “Almacenamiento del Hidrógeno,” p. 23, 2005, [Online]. Available: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/3823>.
- [33] R. Roca, “España tiene un gran potencial de almacenamiento de hidrógeno en grandes cuevas de sal,” *El periódico de la energía*, 2019. <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-tiene-un-gran-potencial-de-almacenamiento-de-hidrogeno-en-grandes-cuevas-de-sal/>.
- [34] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), “Hoja de Ruta del Hidrógeno. Una apuesta por el hidrógeno renovable,” *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2013.
- [35] Naturgy, “¿Cómo está configurada la red de distribución de gas natural en España?,” *Naturgy*, 2018. [https://www.naturgy.es/empresas/blog/red\\_distribucion\\_gas](https://www.naturgy.es/empresas/blog/red_distribucion_gas).
- [36] E. superiores abiertos SEAS, “Suministro, transporte y distribución de gases combustibles de origen fósil,” *SEAS, Estudios superiores abiertos*, 2015. [https://www.seas.es/blog/energias\\_renovables/suministro-transporte-y-distribucion-de-gases-combustibles-de-origen-fosil/](https://www.seas.es/blog/energias_renovables/suministro-transporte-y-distribucion-de-gases-combustibles-de-origen-fosil/).
- [37] E. y Sociedad, “Distribución de gas natural,” *Energía y sociedad*. <https://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-6-distribucion-de-gas-natural/>.
- [38] S. González Arranz, “Power To Gas Y Metanación Subterránea,” E.T.S.I. de Minas y Energía (UPM), 2020.
- [39] “E.ON inaugurates first 2 MW Power-to-Gas unit in Falkenhagen,” *Fuel Cells Bull.*, vol. 2013, no. 9, p. 9, 2013, doi: 10.1016/s1464-2859(13)70325-0.
- [40] E. periódico de las energías limpias Energías Renovables, “E.ON convierte el viento en hidrógeno,” *Energías Renovables, El periódico de las energías limpias*, 2014. <https://www.energias-renovables.com/eolica/e-on-convierte-el-viento-en-gas-20140902>.
- [41] Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH), *Hydrogen Roadmap Europe*. 2019.
- [42] IRENA, “Costos de las Energías Renovables en 2019,” *Int. Renew. Energy Agency*, p. 2, 2020, [Online]. Available: <https://www.irena.org/>

- /media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA\_Costs\_2019\_ES.PDF.
- [43] IRENA, *Hydrogen: a Renewable Energy Perspective*, no. September. 2019.
- [44] IRENA, *Renewable Power Generations Costs*. 2018.
- [45] IEA, “The Future of Hydrogen: Seizing today’s opportunities,” *Propos. Doc. Japanese Pres. G20*, no. June, p. 203, 2019.
- [46] L. Bertuccioli, D. Hart, F. Lehner, B. Madden, E. Standen, and A. Chan, “Study on development of water electrolysis in the EU,” *New Energy World*, vol. Final Repo, p. 160, 2017, [Online]. Available: <https://www.fch.europa.eu/node/783>.
- [47] I. Renewable and E. Agency, *Reduction Hydrogen*. 2020.
- [48] C. J. Querton and S. Samsatli, “Should we inject hydrogen into gas grids? Practicalities and whole-system value chain optimisation,” *Appl. Energy*, vol. 275, no. November 2019, p. 115172, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115172.
- [49] G. Kakoulaki, I. Kougiyas, N. Taylor, F. Dolci, J. Moya, and A. Jäger-Waldau, “Green hydrogen in Europe – A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 228, no. October 2020, 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113649.
- [50] J. Fenández Gómez, R. Á. Hermana, and J. Menéndez Sánchez, “PERSPECTIVAS DE DESARROLLO DE UN MERCADO GLOBAL DE HIDRÓGENO IMPLICACIONES PARA LA CAPV,” *Inst. Vasco Compet. – Fund. Deusto*, p. 91, 2021.
- [51] E. Asmelash and P. Gayathri, “El Futuro de La Energía Solar Fotovoltaica,” *Interniational renewables energy agency*, vol. 1, p. 73, 2019, [Online]. Available: <https://irena.org/publications/2019/Nov/Future-of-Solar-Photovoltaic>.
- [52] I. Cid Jiménez, “Hidrógeno: Vector Energético en el diglo XXI,” Escuela Universitaria Técnica Industrial Zaragoza.
- [53] A. Bernad and M. Zarzuela, “Informe de Recomendaciones Legislativas para el Sector del Hidrógeno en España,” *HyLaw Proj.*, 2018, [Online]. Available: [https://www.hylaw.eu/sites/default/files/2019-02/HyLAW\\_National\\_policy\\_Paper\\_SPA\\_Final.pdf](https://www.hylaw.eu/sites/default/files/2019-02/HyLAW_National_policy_Paper_SPA_Final.pdf).
- [54] M. De Industria and C. Turismo, “Informe sobre la Reglamentación Actual y Necesidades de Desarrollo Legislativo del Hidrógeno en España (noviembre - 2019),” 2019, [Online]. Available: [http://www.f2i2.net/documentos/lsi/Hidrogeno/INFORME\\_SUBGRUPO\\_DE\\_TRABAJO\\_DEL\\_HIDROGENO\\_NOV19.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsi/Hidrogeno/INFORME_SUBGRUPO_DE_TRABAJO_DEL_HIDROGENO_NOV19.pdf).
- [55] F. IFF, “The Hydrogen Factory of the Future,” *Fraunhofer IFF*, 2020. <https://www.iff.fraunhofer.de/en/press/2020/hydrogen-factory-of-the-future.html>.
- [56] J. Sancho, J. Riesco, and C. Jiménez, “Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT,” *Minist. Agric. ...*, p. 162, 2012, [Online]. Available: <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Atlas+de+Radiación+Solar+en+España+utilizando+datos+del+SAF+de+Clima+de+EUMETSAT#0>.
- [57] PVsyst, “PVsyst,” *PVsyst*. <https://www.pvsyst.com/>.
- [58] N. H. Electrolysers, “PEM Electrolyser.” <https://nelhydrogen.com/product/m-series-3/>.
- [59] N. H. Electrolysers, “Nel Hydrogen Electrolyzers Rev C,” p. 16, 2019, [Online]. Available: <https://nelhydrogen.com/assets/uploads/2016/05/Nel-Electrolysers-Brochure-2018-PD-0600-0125-Web.pdf>.
- [60] TCI GECOMP, “Estudio Base Planta H2 Verde 100 Mw,” *Int. Energy Agency, OECD*, [Online]. Available: <https://www.tci-gecomp.com/wp-content/uploads/2020/10/TCI-PPT-100-MW-H2.pdf>.
- [61] Hydrogen Council, “Hydrogen Insights,” no. February, p. 58, 2021, [Online]. Available: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021.pdf>.
- [62] Iberdrola, “Planta de hidrógeno verde de Puertollano,” *Iberdrola*.

<https://www.iberdrola.com/conocenos/lineas-negocio/proyectos-emblematicos/puertollano-planta-hidrogeno-verde>.



