

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías
Industriales

Análisis de instalaciones de generación de hidrógeno mediante energía solar fotovoltaica

Autor:

María del Rocío Benjumea Cervera

Tutor:

Francisco Javier Pino Lucena

Dpto. Ingeniería Energética

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, me gustaría agradecer a mi familia. A mi madre, por darme la oportunidad de hacer esta carrera universitaria que me ha ido enseñando muchas cosas, tanto académicas como personales. A mis hermanos, uno ingeniero, el cual ha hecho un poco de guía en este camino y una empresaria, cuyo apoyo durante estos años me han ayudado a ser constante y a no rendirme.

En segundo lugar, agradecer a todos mis compañeros de la universidad ya que sin ellos no hubiese podido acabar esta etapa. He llegado a la conclusión que en carreras tan técnicas y sufridas es fundamental tener un buen grupo de amigos que se motiven y ayuden los unos a los otros.

Por último, agradecer a todos los profesores de la escuela que han sabido despertar mi interés por aprender nuevos conceptos y así, ir adquiriendo unas capacidades que podré desarrollar en mi futuro laboral. A aquellos que me han puesto en situaciones difíciles porque en esos momentos es cuando más se aprende de uno mismo y se hace uno más fuerte.

RESUMEN

Nuestra forma de vida necesita cada vez más vatios para funcionar. Las últimas estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), publicadas a finales de 2019, prevén un aumento de la demanda energética global de entre un 25 y un 30 % hasta 2040, lo que en una economía dependiente del carbón y el petróleo significaría más CO₂ y el agravamiento del cambio climático. Sin embargo, la descarbonización del planeta nos propone un mundo distinto para 2050: más accesible, eficiente y sostenible, e impulsado por energías limpias como el hidrógeno verde.

Esta tecnología se basa en la generación de hidrógeno, un combustible universal, ligero y muy reactivo, a través de un proceso químico conocido como electrólisis. Este método utiliza la corriente eléctrica para separar el hidrógeno del oxígeno que hay en el agua, por lo que, si esa electricidad se obtiene de fuentes renovables, produciremos energía sin emitir dióxido de carbono a la atmósfera.

Las fuentes renovables más utilizadas para la producción de hidrógeno son la eólica y la solar. En este caso, se estudia la fuente de energía solar fotovoltaica que, con un correcto acoplamiento entre el sistema fotovoltaico y el electrolizador, se convierte en una de las tecnologías más desarrolladas en los últimos años.

Esta manera de obtener hidrógeno verde, como apunta la AIE, ahorraría los 830 millones de toneladas anuales de CO₂ que se originan cuando este gas se produce mediante combustibles fósiles. Asimismo, reemplazar todo el hidrógeno gris (hidrógeno procedente de combustibles fósiles) mundial significaría 3.000 TWh renovables adicionales al año (similar a la demanda eléctrica actual en Europa).

El objetivo del presente proyecto es la descripción y el análisis de las instalaciones generadoras de hidrógeno mediante energía solar fotovoltaica y de los distintos componentes que toman parte para el funcionamiento óptimo de estas.

ÍNDICES

AGRADECIMIENTOS.....	9
RESUMEN.....	11
ABSTRACT.....	13
ÍNDICES.....	14
ÍNDICE DE FIGURAS.....	16
ÍNDICE DE TABLAS.....	18
NOTACIÓN.....	19
INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	21
Objetivos.....	22
1. EL HIDRÓGENO RENOVABLE.....	23
1.1. Hidrógeno: vector energético.....	23
1.2. El contexto de la Unión Europea.....	26
1.3. El contexto nacional.....	28
1.4. Cadena de valor del hidrógeno.....	30
1.4.1. Producción del Hidrógeno: Electrólisis.....	31
1.4.2. Almacenamiento y transporte.....	33
1.4.3. Consumo final.....	37
2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	40
2.1. Tipos de células solares.....	41
2.2. Recurso solar.....	42
2.3. Baterías.....	44
3. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA.....	45
3.1. Planta solar fotovoltaica.....	45
3.1.1. Principio de funcionamiento.....	45
3.2. Planta de hidrógeno.....	49
3.2.1. Electrolizador.....	49
3.2.2. Fabricantes de electrolizadores.....	54
3.3. Acoplamiento sistema fotovoltaico-electrolizador.....	58
3.3.1. Acoplamiento directo.....	59
3.3.2. Acoplamiento con convertidor DC/DC.....	60
4. ESTADO DE LA TÉCNICA.....	62

4.1.	Instalaciones experimentales	62
4.1.1.	Stuart Energy Renewable en Toronto.....	62
4.1.2.	Solar W. Bayern Hydrogen Project at Neunburg vorm Wald	62
4.1.3.	Schatz Solar Hydrogen Project.....	63
4.1.4.	Proyecto SAPHYS.....	63
4.1.5.	Phoebus Julich demonstration plant	64
4.1.6.	Sistema domestico solar-Hidrógeno (PV/H2) en Brunate, Italia.....	65
4.1.7.	Instalación fotovoltaica de producción y almacenamiento de hidrógeno de 5 kWp para una vivienda en Suiza	65
4.1.8.	Proyecto IOTHER	67
4.2.	Instalaciones en potencia	67
4.2.1.	Planta de hidrógeno verde de Puertollano	67
4.2.2.	Baofeng Energy	69
4.2.3.	Green Hysland en Mallorca.....	70
4.2.4.	Del carbón de La Robla al hidrógeno solar	70
4.2.5.	Estación de Arroyo Culebro	71
5.	ANÁLISIS DE INSTALACIONES.....	72
5.1.	Sistema fotovoltaico	73
5.2.	Electrolizador.....	75
5.3.	Acoplamiento.....	76
5.4.	Almacenamiento	77
5.5.	Análisis económico.....	78
6.	CONCLUSIONES	82
	REFERENCIAS	84

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Tipos de hidrógeno según su origen. Fuente: (Alonso Alvarez, Martin Uriol, Vique Sanchez, & Benjumea, 2020)	23
Figura 2: Origen del hidrógeno producido en la actualidad. Fuente: (Linares Hurtado & Moratilla Soria, 2007)	24
Figura 3: Las aplicaciones del hidrógeno verde. Fuente: (Iberdrola, 2021).....	26
Figura 4: Etapas de la cadena de valor de hidrógeno. Fuente: (MITERD, 2020)	30
Figura 5: Flexibilidad producción de hidrógeno. Actual y expectativas. Fuente: IREA	32
Figura 6: Características tecno económicas de diferentes tecnologías de electrolizadores. Fuente: (MITERD, 2020)	33
Figura 7: Métodos de almacenamiento de Hidrógeno. Fuente: (Alonso Alvarez, Martin Uriol, Vique Sanchez, & Benjumea, 2020)	35
Figura 8: Costes de transporte de Hidrógeno en función de la distancia recorrida y volumen transportado (\$/kg). Fuente: (MITERD, 2020)	36
Figura 9: Distribución del consumo de H ₂ en el sector industria a nivel global. Fuente: (IEA, 2020).....	38
Figura 10: Capacidad neta añadida de energía solar fotovoltaica por país y región, 2015-2022. Fuente: (IEA, 2020).....	40
Figura 11: Unión tipo p-n. Fuente: (LH, s.f.)	46
Figura 12: Curva característica de una célula solar en condiciones estándar. Fuente: (Lillo Bravo, 2013).....	46
Figura 13: Efecto de la irradiancia a T ^a constante. Fuente: (Lillo Bravo, 2013).....	48
Figura 14: Efecto de la temperatura a irradiancia constante. Fuente: (Lillo Bravo, 2013)	49
Figura 15: Variación de voltaje con la temperatura. Fuente: (Garcia, 2012)	53
Figura 16: Curva característica I-V de un electrolizador alcalino. Fuente: (López Ramirez)	54
Figura 17: Curvas del panel fotovoltaico y del electrolizador mostrando los puntos de funcionamiento Po y la potencia máxima Pmax en condiciones variables de funcionamiento. Fuente: (Mraoui & Benyoucef, 2018)	59
Figura 18: Diagrama esquemático del acoplamiento directo del conjunto solar fotovoltaico y el electrolizador PEM. Fuente: (Mraoui & Benyoucef, 2018).....	60
Figura 19: Esquema de producción PV de H ₂ con acoplamiento DC. Fuente: (Garcia Clua, 2013)	61
Figura 20: Vivienda unifamiliar en suiza. Fuente: (hollmuller & Joubert, 2000).....	66
Figura 21: Planta de hidrógeno verde de Puertollano. Fuente: (Iberdrola, 2021)	68
Figura 22: Radiación solar global simulada y experimental en varios ángulos de inclinación. Fuente: (Gougui, Djafour, Danoune, & Khelfaoui, 2020).....	74
Figura 23: Generación Solar de un sistema de 1000 kWp en Sevilla. Fuente: Elaboración propia de PVGIS	74
Figura 24: Curvas V-I del sistema solar fotovoltaico y del electrolizador. Fuente: (Rosa Iglesias, 2003).....	77

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Densidades energéticas de diversos combustibles. Fuente: (Linares Hurtado & Moratilla Soria, 2007)	25
Tabla 2: Unidades de radiación solar. Fuente: (Alonso Alvarez, Martin Uriol, Vique Sanchez, & Benjumea, 2020)	43
Tabla 3: Datos técnicos del electrolizador. Fuente: (hollmuller & Joubert, 2000)	67
Tabla 4: Datos de algunas instalaciones experimentales. Fuente: Elaboración propia ..	72
Tabla 5: Datos de algunas instalaciones en potencia. Fuente: Elaboración propia	72
Tabla 6: Precios de mercado de los componentes propuestos. Fuente: (Temiz & Javani, 2020).....	80
Tabla 7: Coste actual neto de todo el sistema. Fuente: (Temiz & Javani, 2020)	80
Tabla 8: Resumen económico. Fuente: (Temiz & Javani, 2020)	80

NOTACIÓN

CO₂: Dióxido de carbono
AIE: Agencia Internacional de la energía
IEA: International Energy Agency
PV: Photovoltaic energy
EOI: Escuela de Organización Industrial
IREA: International Renewable Energy Agency
H₂: Hidrógeno
H₂O: agua
O₂: oxígeno
T^a: Temperatura
GW: gigavatios
MW: megavatios
kW: kilovatios
kWh: kilovatios hora
kWp: kilovatios pico
kW_{el}: kilovatios eléctricos
kW_{térmico}: kilovatios térmicos
UE: Unión Europea
PEM: Proton Exchange Membrane
AEM: Anion Exchange Membrane
SOEC: Celda electrolizadora de óxido sólido
Nm³: Normal metro cúbico
m²: metro cuadrado
m³: metro cúbico
FCEV: Fuel Cell Electric Vehicle
FCHV: Fuel Cell Hybrid Vehicle
PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
OPEX: Costes operacionales
ΔH: Variación de entalpía
ΔS: Variación de entropía
Imp: Intensidad de máxima potencia

Ump: Tensión de máxima potencia

KOH: hidróxido de potasio

Ah: Amperios hora

V-I: Voltaje-Intensidad

E: Potencial

FV: Fotovoltaica

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

El uso de energías renovables y limpias es un objetivo esencial para la subsistencia del ecosistema mundial. A diferencia de los combustibles fósiles tradicionales, se caracterizan principalmente por su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta, pero sobre todo en que no producen gases de efecto invernadero, causantes del cambio climático, ni emisiones contaminantes.

Sin embargo, el principal inconveniente es su disponibilidad intermitente, lo que provoca que no sean gestionables. Esta consecuencia produce problemas y desequilibrios en la red, que no solo afectan al sistema eléctrico si no que afectan a la rentabilidad de los propios proyectos renovables en la que se pretende basar la transición energética.

En las últimas décadas, el crecimiento de las energías renovables es imparable, como se puede comprobar en las estadísticas aportadas anualmente por la Agencia Internacional de la Energía (AIE). Según las previsiones de la dicha institución, la aportación de las renovables en el suministro eléctrico global pasará del 26% en 2018 al 44% en 2040, y proporcionarán 2/3 del incremento de demanda eléctrica registrado en ese período, principalmente a través de las tecnologías eólica y fotovoltaica. (IEA, 2020)

Esta transición energética es clave para la Unión Europea, Estados Unidos, Canadá y Japón, ejes principales para el desarrollo y aplicación de las nuevas tecnologías asociadas a la utilización de energías renovables.

En una economía totalmente descarbonizada, hay dos fuentes de energía alternativas principales que pueden reemplazar a las tradicionales: la energía nuclear y las energías que provienen de fuentes renovables, como la solar y la eólica. Si bien la energía nuclear es una fuente de energía casi inagotable y barata a medio-largo plazo, su uso está muy restringido por los desechos que generan este tipo de reactores y que son fuertemente perjudiciales para la población y medio ambiente. Mientras no se tomen medidas, las energías renovables se posicionan como la alternativa más prometedora.

Para promover las energías renovables, es esencial un buen vector energético: el hidrógeno. No es un recurso energético como lo son el carbón, gas natural o petróleo. A diferencia de estos, el hidrógeno no se encuentra de manera aislada en la naturaleza, sino que está presente formando moléculas indispensables como el agua o compuestos

orgánicos. Es un vector energético limpio y sostenible, seguro y eficiente, que complementará en un futuro a la electricidad a la hora de garantizar el suministro energético de la población e incrementará la penetración de las fuentes de origen renovable. Este hidrógeno se le denomina “hidrógeno verde”.

Por otra parte, la energía solar es una energía limpia e inagotable, además de estar disponible en cualquier parte del mundo, lo cual la hace esencial en el desarrollo de nuevas fuentes de energía.

En consecuencia, el desarrollo de proyectos de plantas generadoras de hidrógeno con origen renovable procedente de la energía solar a gran escala es una apuesta clave para alcanzar los objetivos en materia energética y para el desarrollo de una industria sostenible y competitiva a escala global

Objetivos

El objetivo de este trabajo es un estudio y análisis de las instalaciones de producción de hidrógeno verde mediante energía solar fotovoltaica. Para ello, en el apartado uno se analiza el hidrógeno como vector energético, su desarrollo y objetivos en la Unión Europea y en España. Además, se describen las diferentes etapas que engloban la cadena de valor del hidrógeno para entender su importancia en el ámbito energético.

Seguidamente, en el apartado dos se explica la fuente de energía renovable que se utiliza para producir el hidrógeno: la energía solar fotovoltaica.

En el apartado tres se realiza una descripción de la planta que se estudia y el acoplamiento entre el sistema fotovoltaico y el electrolizador. En el apartado cuatro se nombran y explican unas instalaciones con una antigüedad de 30 años y unas instalaciones de la actualidad que están en proceso de desarrollo.

Por último, en el apartado cinco se lleva a cabo un análisis de los distintos factores que intervienen en una planta de producción de hidrógeno a partir de energía solar.

1. EL HIDRÓGENO RENOVABLE

1.1. Hidrógeno: vector energético

El hidrógeno no es una fuente de energía primaria sino un vector energético, esto es, un producto que requiere de una aportación de energía para ser obtenido y que cuenta con la particularidad de ser capaz de almacenar energía para, posteriormente, ser liberada de forma gradual cuando sea requerida.

Atendiendo a la materia prima necesaria y a las emisiones de CO₂ generadas para su obtención, el hidrógeno es generalmente clasificado en los siguientes tipos:

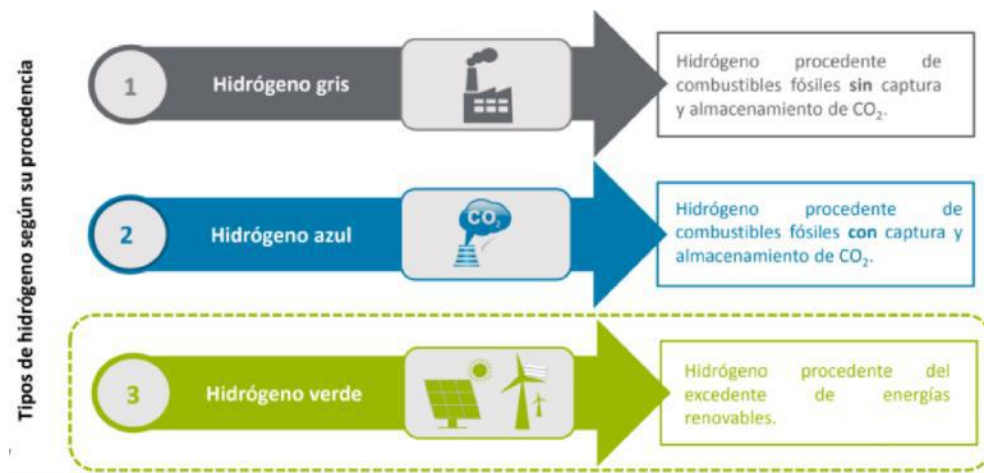


Figura 1: Tipos de hidrógeno según su origen. Fuente: (Alonso Alvarez, Martín Uriol, Vique Sanchez, & Benjumea, 2020)

Además de los explicados en la Figura 1, existen otros tipos con un impacto medioambiental muy diverso, como el hidrógeno negro o marrón cuya materia prima es el carbón, la energía nuclear o la electricidad de la red, no estando incluidos en la clasificación anterior por ser difícil cuantificar el impacto ambiental de su producción y consumo.

El hidrógeno se utiliza para almacenar la energía obtenida de fuentes de energía renovables con el fin de utilizarla más tarde (almacenamiento estacional) o transportarla a lugares remotos. La producción de hidrógeno por electrólisis es adecuada para sistemas basados en energías renovables (solar, eólicas, mareas...) que no están integrados en la red.

Asimismo, es muy atractiva ya que sólo es necesario la aplicación de una corriente eléctrica para disociar la molécula del agua en hidrógeno y oxígeno en su estado fundamental. De esta forma, la integración del proceso electrolítico con las fuentes renovables, como la solar y la eólica, es completa. Esta solución permitiría producir hidrógeno de manera sostenible e indefinida al utilizar, únicamente, dos fuentes prácticamente inagotables: agua y energía del sol.

Aunque el proceso de electrolisis del agua se conoce desde hace más de un siglo, sólo producimos el 4% de hidrógeno con este proceso debido al elevado coste de producción. Sin embargo, la electrolisis del agua está recibiendo atención especial como posible actor relevante en el campo de almacenamiento de energía, ya que los electrolizadores podrían operar cuando la generación de electricidad está disponible a precios bajos o cuando hay excesos de la producción debido a la introducción de renovables.

En la Figura 2 se representan las fuentes energéticas de las que se obtiene el hidrógeno actualmente, produciéndose casi la mitad a partir del gas natural. En concreto, el 96% del hidrógeno requiere como energía primaria combustibles fósiles, siendo el 95% de la producción “cautiva”, es decir, se produce para consumo propio de las industrias que lo demandan. En cuanto a los usos que actualmente se dan al hidrógeno, el tipo químico abarca el 72% mientras que para fines energéticos apenas un 8%. Estas cifras demuestran que los sistemas productivos actuales no están preparados para satisfacer las demandas de la “sociedad del hidrógeno”, siendo preciso actualizarlos. (Linares Hurtado & Moratilla Soria, 2007)

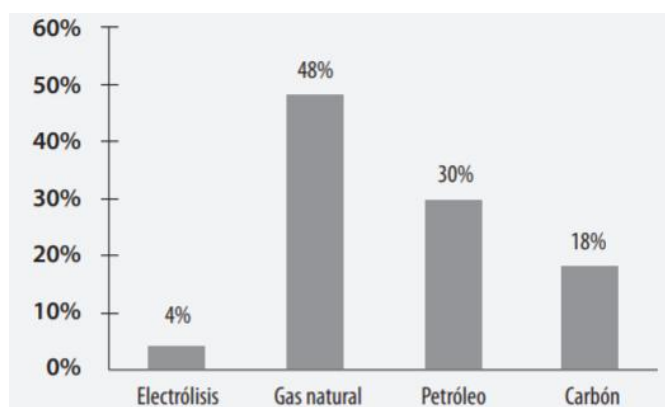


Figura 2: Origen del hidrógeno producido en la actualidad. Fuente: (Linares Hurtado & Moratilla Soria, 2007)

Las principales alternativas que en la actualidad están disponibles para el uso del hidrógeno como fuente de energía son:

- El uso de pilas de combustible para vehículos, para descarbonizar el sector de los transportes ya que solo emitiría agua como desecho.
- La inyección de hidrógeno generado a la red de gas, para consumo en el sector residencial.
- El almacenamiento de hidrógeno para futura generación de electricidad como alternativa al almacenamiento mediante baterías electroquímicas para poder suavizar los efectos de las interrupciones de otras fuentes de generación eléctrica debido a fenómenos naturales o como solución a problemas de evacuación de energía de la red.

Como ya se ha dicho, el hidrógeno no es un recurso sino un vector energético, es decir, un portador de energía. Esto supone que se ha de producir a partir de fuentes energéticas, conteniendo una cierta cantidad de energía una vez producido. En la Tabla 1 se muestran las densidades energéticas (volumétricas y másicas) de diversos combustibles en su forma habitual de suministro. Se observa que el hidrógeno es capaz de almacenar aproximadamente el triple de energía por unidad de masa que los demás, pero al ser tan ligero es el que menor energía almacena por unidad de volumen (aproximadamente la tercera parte del gas natural, que se sirve canalizado). Este hecho implica ciertos problemas en el transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno, comparado con la gasolina o el butano, especialmente en aplicaciones en las que el hidrógeno deba ser desplazado por el sistema (aplicaciones de transporte y portátiles).

	Densidad [kg/m ³]	Energía almacenada		
		Volumen [kWh/m ³]	Volumen [kWh/Nm ³]	Masa [kWh/kg]
H ₂ líquido (1 bar; -252,8°C)	70,71	2.375	3	33,59
H ₂ gas (300 bar; 25°C)	20,55	690		
H ₂ gas (700 bar; 25°C)	47,96	1.611		
Gas natural (1 bar; 25°C)	0,65	9,1	10	13,93
Butano líquido (25°C)	550	7.000	33	12,73
Gasolina	750	9.270	–	12,36

Tabla 1: Densidades energéticas de diversos combustibles. Fuente: (Linares Hurtado & Moratilla Soria, 2007)

La necesidad de una descarbonización del sector eléctrico, y de la economía en término último, presenta una situación única e inigualable para desarrollar una economía basada en el hidrógeno, capaz de enfrentarse a los combustibles convencionales y asegurar un futuro sostenible.

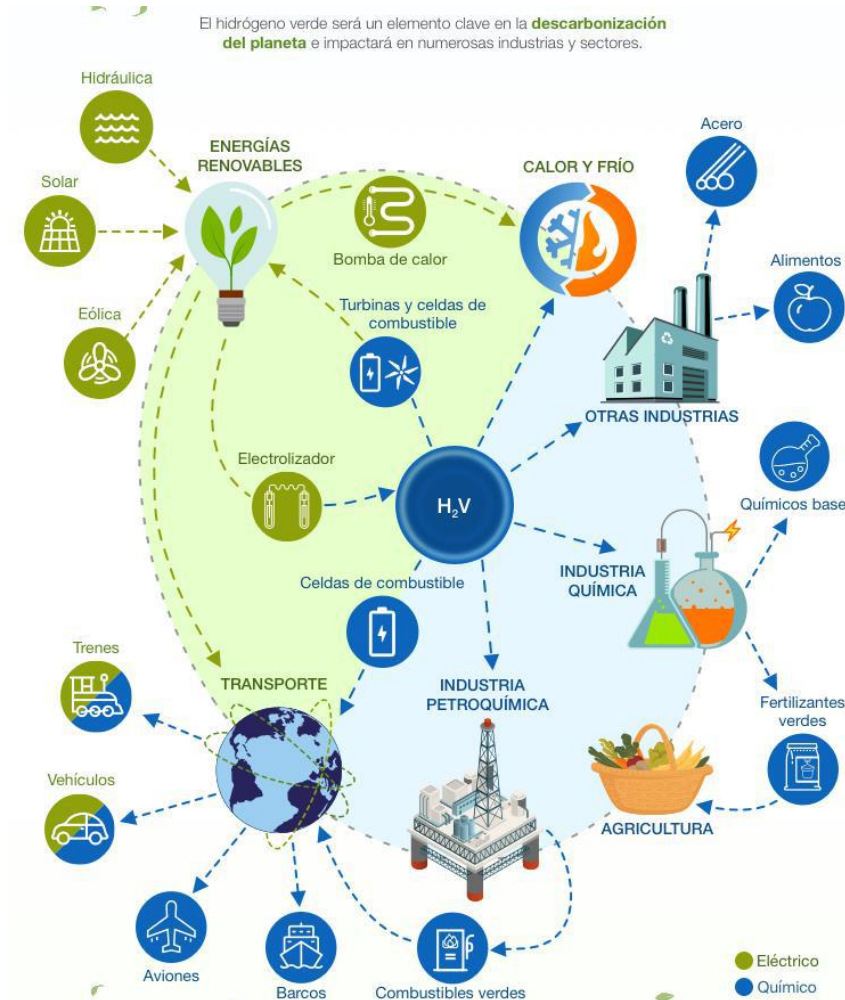


Figura 3: Las aplicaciones del hidrógeno verde. Fuente: (Iberdrola, 2021)

1.2. El contexto de la Unión Europea

Las políticas y objetivos están alineados con las acciones previstas en el contexto europeo. De entre estas acciones, destaca la inclusión del hidrógeno renovable en la Directiva 2018/2001, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, y la Iniciativa del Hidrógeno, lanzada en Linz en 2018, consistente en una declaración en la que los Estados miembros de la Unión Europea, la Comisión Europea, y otros países y organizaciones, destacan el poder de las tecnologías de

hidrógeno sostenible para la descarbonización de múltiples sectores de la economía, la seguridad de suministro en el largo plazo y la competitividad económica europea.

Asimismo, el Pacto Verde Europeo (European Green Deal) incluye en su previsión de desarrollo la aprobación de varias estrategias y mecanismos de financiación para la promoción y el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno renovable. Dentro de las políticas a desarrollar en el marco del Pacto Verde Europeo, la Estrategia Europea del Hidrógeno (EU Hydrogen Strategy), tiene por objeto establecer las pautas necesarias para desarrollar el papel del hidrógeno limpio en la reducción de emisiones de la economía de la UE de una manera eficiente. Para ello, la estrategia aborda los principales campos de actuación a considerar, en concreto inversiones, marco regulatorio, nuevo liderazgo de mercados, I+D en tecnologías y mercados, red de infraestructuras y la cooperación con terceros países.

Para garantizar el avance de las tecnologías del hidrógeno renovable, la Estrategia establece tres horizontes temporales (2024, 2030 y 2050) para los que determina una sucesión de hitos a alcanzar:

- Primera fase 2020-2024: Instalación de al menos 6 GW de electrolizadores en la UE y la producción de hasta 1 millón de toneladas de hidrógeno renovable, para descarbonizar la producción de hidrógeno existente, por ejemplo, en el sector químico. Se facilitará el consumo del hidrógeno renovable en nuevas aplicaciones de uso final, como por ejemplo en procesos industriales y en el transporte pesado. Los electrolizadores principalmente se instalarán junto a los centros de demanda existentes en refinerías, plantas de acero y complejos químicos. Lo ideal sería que se alimentaran directamente de fuentes locales de electricidad renovable. Adicionalmente, se necesitarán hidrogeneras para el repostaje de los autobuses eléctricos de pilas de combustible alimentadas con hidrógeno y en una etapa posterior de camiones eléctricos de pila de combustible. Por lo tanto, también se necesitarán electrolizadores para suministrar localmente un número creciente de estaciones de repostaje de hidrógeno.
- Segunda fase 2025-2030: El hidrógeno debe convertirse en una parte intrínseca de un sistema energético integrado con el objetivo estratégico de instalar al menos 40 GW de electrolizadores para 2030 y la producción de hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable en la UE.

Se espera que el hidrógeno renovable sea gradualmente competitivo en precio con otras formas de producción de hidrógeno, pero se necesitarán políticas específicas de la demanda para que la demanda industrial incluya gradualmente nuevas aplicaciones, incluidas la fabricación de acero, camiones, ferrocarriles y algunas aplicaciones de transporte marítimo, y otros modos de transporte. El hidrógeno renovable comenzará a desempeñar un papel en el equilibrio y en la flexibilización de un sistema eléctrico basado en energías renovables al transformar la electricidad en hidrógeno cuando la electricidad renovable es abundante y barata. El hidrógeno también se utilizará para el almacenamiento diario o estacional, como respaldo y “buffer”, mejorando la seguridad del suministro a medio plazo.

- Tercera fase 2030-2050: Las tecnologías de hidrógeno renovable deberían alcanzar la madurez y desplegarse a gran escala para llegar a todos los sectores difíciles de descarbonizar donde otras alternativas podrían no ser factibles o tener mayores costes.

En esta fase, la producción de electricidad renovable necesita aumentar masivamente, ya que alrededor de una cuarta parte de la electricidad renovable podría usarse para la producción de hidrógeno renovable en 2050. Adicionalmente, el hidrógeno y los combustibles sintéticos derivados del hidrógeno renovable podrían penetrar en gran medida en una gama más amplia de sectores de la economía, desde la aviación y el transporte marítimo hasta el sector industrial y de la edificación difíciles de descarbonizar. El biogás sostenible también puede desempeñar un papel en la sustitución del gas natural en las instalaciones de producción de hidrógeno con captura y almacenamiento de carbono para crear emisiones negativas, con la condición de que se evite la fuga de metano y solo de acuerdo con los objetivos y principios de biodiversidad establecidos en la Estrategia de Biodiversidad de la UE 2030. (MITERD, 2020)

1.3. El contexto nacional

En el ámbito nacional, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) destina su medida 1.8 al fomento de los gases renovables. En ella se hace referencia a la existencia de diferentes tipos de gases renovables como, principalmente pero no exclusivamente, el biogás, el biometano y el hidrógeno de origen renovable (tanto por el recurso utilizado como por la energía empleada en el proceso de obtención). La

medida establece que se fomentará, mediante la aprobación de planes específicos, la penetración del gas renovable, incluyendo el biogás, el biometano, el hidrógeno renovable y otros. Adicionalmente, se menciona el papel del hidrógeno en la gestión de los vertidos renovables del sistema eléctrico, medida 1.2 Gestión de demanda, almacenamiento y flexibilidad. Asimismo, la medida 2.4 de impulso al vehículo eléctrico, incluye en esta categoría el fomento al vehículo de pila de combustible.

Además, el proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, remitido por el Consejo de Ministros a las Cortes el 19 de mayo de 2020, dispone que el Gobierno fomentará, mediante la aprobación de planes específicos, la penetración de los gases renovables, incluyendo el biogás, el biometano y el hidrógeno renovable entre otros.

Mientras que el PNIEC establece objetivos para el periodo 2021-2030, la Estrategia a Largo Plazo para una Economía Española Moderna, Competitiva y Climáticamente Neutra en 2050, traza el camino para alcanzar el objetivo de neutralidad climática en el año 2050, mediante el incremento de las absorciones por sumideros que permitirán reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, al menos, un 90% en 2050 respecto al año de referencia 1990. Para ello, serán necesarias transformaciones profundas de la estructura del sistema energético, entre las cuales destacan el almacenamiento de energía eléctrica y la integración sectorial inteligente.

Como consecuencia de todo lo anterior, se presenta la Hoja de Ruta del Hidrógeno con objeto de identificar las prioridades y recursos necesarios, así como los principales retos en el desarrollo del hidrógeno renovable y las posibles medidas para superarlos, permitiendo el despliegue de este vector energético en España y posicionar a nuestro país como un referente tecnológico a futuro, teniendo en especial consideración su potencial para desempeñar un papel relevante en el almacenamiento de energía y la descarbonización de distintos sectores de la economía, particularmente aquellos que presentan las mayores dificultades para una descarbonización plena por otras vías. Asimismo, es reseñable la contribución de la Hoja de Ruta al desarrollo de la Estrategia Nacional frente al Reto Demográfico, impulsando la aparición de nuevos núcleos de producción energética que contribuyan a evitar la despoblación rural y a conseguir los objetivos frente al reto demográfico. (MITERD, 2020)

Los expertos han coincidido en la necesidad de impulsar el desarrollo del hidrógeno para acelerar la reducción de sus costes y aprovechar el aumento de competitividad que han registrado las tecnologías renovables en los últimos años, especialmente la fotovoltaica,

a través de la puesta en marcha de programas de apoyo al I+D+i por parte de las instituciones públicas y la consecución de economías de escala que permitan alcanzar modelos económicos y financieros sostenibles.

La empresa Capital Energy añade: “Las sinergias entre el recurso fotovoltaico y la generación de hidrógeno verde pueden contribuir decisivamente a la generación de un nuevo tejido empresarial a nivel nacional y europeo, y la descarbonización industrial, urbana y de la movilidad” (UNEF, 2020)

España puede aprovechar la oportunidad que supone el desarrollo del sector del hidrógeno para posicionarse como referente internacional, tal y como ha pasado con el sector fotovoltaico, y a la vez impulsar una reindustrialización basada en ambas tecnologías, beneficiándose del tejido empresarial competitivo que caracteriza las dos industrias. (UNEF, 2020)

1.4. Cadena de valor del hidrógeno

Las etapas de la cadena de valor del hidrógeno se resumen en el siguiente esquema. Los aspectos son detallados en los apartados de esta sección:

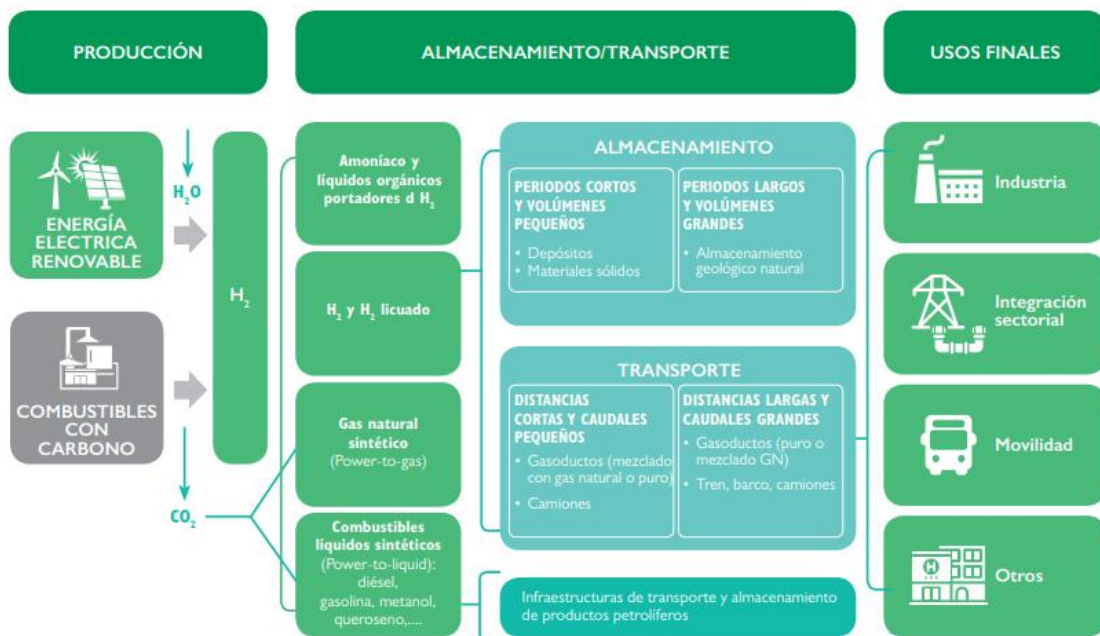


Figura 4: Etapas de la cadena de valor de hidrógeno. Fuente: (MITERD, 2020)

1.4.1. Producción del Hidrógeno: Electrólisis

La tecnología de electrólisis consiste en la disociación de la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno en estado gaseoso por medio de una corriente eléctrica continua, suministrada por una fuente de alimentación conectada a dos electrodos, en cuya superficie se produce la ruptura de la molécula del agua.

La electrólisis se descubrió por primera vez en el año 1800. Tras la invención de la pila eléctrica por Alessandro Volta ese mismo año, otros químicos probaron a conectar sus polos en un recipiente con agua. Así descubrieron que la corriente fluía por el agua y que en los electrodos aparecían separados el hidrógeno y el oxígeno. (Iberdrola, 2021)

Para la aplicación de esta tecnología, existen varios tipos de electrolizadores, entre los que destacan los siguientes:

- **Electrolizadores alcalinos:** El electrolito donde se produce la conducción de los iones es una disolución alcalina, generalmente de hidróxido de potasio (KOH) o de hidróxido de sodio (NaOH). Las celdas se suelen montar en serie para producir más hidrógeno y oxígeno a la vez. Cuando se aplica corriente a la pila de celdas de electrólisis, los iones de hidróxido se mueven a través del electrolito desde el cátodo hasta el ánodo de cada célula, generándose burbujas de gas de hidrógeno en el lado del cátodo del electrolizador y de gas de oxígeno en el ánodo. Son los más comunes en la actualidad, al ser los de mayor rentabilidad económica y madurez tecnológica. Sin embargo, implican elevados costes de mantenimiento a nivel de sistema por el uso de un electrolito corrosivo.
- **Electrolizadores de Proton Exchange Membrane (PEM):** En este caso, el electrolito es un polímero sólido conductor de protones, reduciendo los problemas de corrosión del anterior a nivel de sistema, aunque deben hacerse frente a otros problemas de corrosión, que afectan a los componentes individuales del electrolizador. Además, se requiere el uso de metales preciosos, lo que implica costes superiores, aunque pueden trabajar a mayores intensidades y permiten acoplarse fácilmente a sistemas fluctuantes, como las energías renovables.
- **Electrolizadores de Anion Exchange Membrane (AEM):** Este tipo de electrolizadores es resultado de la combinación de los anteriores, aplicando un

funcionamiento similar a la electrólisis alcalina, pero utilizando en lugar del electrolito una membrana (equivalencia con PEM) de tipo aniónico. Este tipo de membrana es más económica que la utilizada en los electrolizadores PEM, siendo la electrólisis AEM de bajo coste y altamente estable para la producción de hidrógeno. No obstante, esta tecnología se encuentra poco desarrollada y su durabilidad es muy limitada.

- **Electrolizadores de óxido sólido (SOEC):** Es la tecnología menos desarrollada. El electrolito está elaborado con materiales cerámicos, lo que permite la reducción en sus costes de fabricación, y cuentan con un alto grado de eficiencia energética, aunque debe aportarse para ello temperaturas superiores a los 700°C. A diferencia de los anteriores, permiten convertir el hidrógeno generado en electricidad nuevamente si se emplean dispositivos reversibles, aportando servicios de equilibrio a la red. (Alonso Alvarez, Martin Uriol, Vique Sanchez, & Benjumea, 2020)

En la gráfica a continuación podemos observar la flexibilidad en la producción del hidrógeno que existe actualmente y las expectativas de futuro:

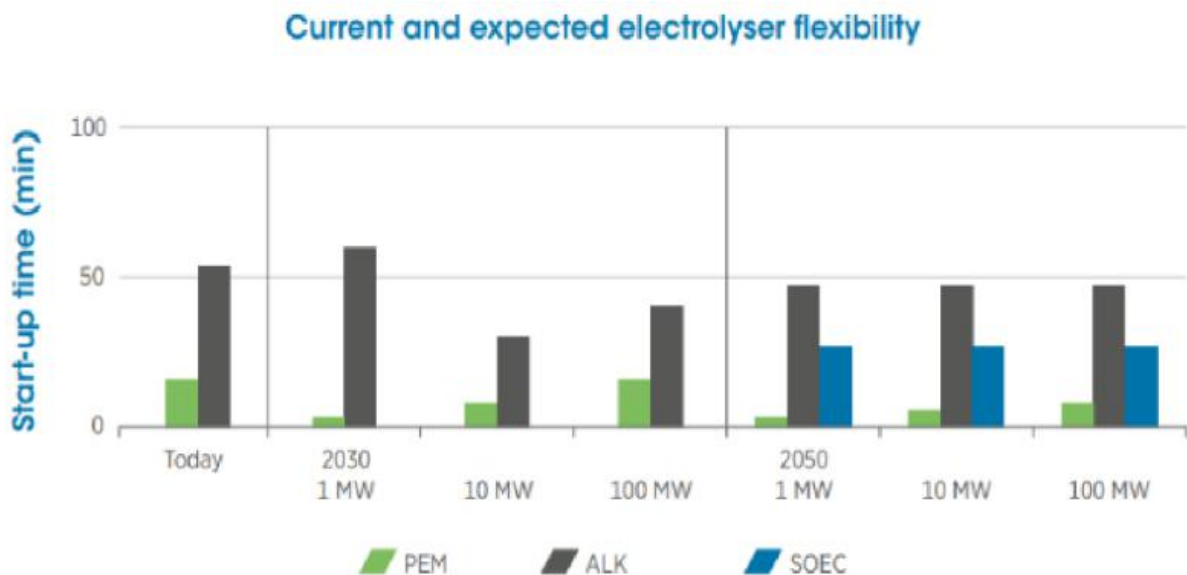


Figura 5: Flexibilidad producción de hidrógeno. Actual y expectativas. Fuente: IREA

La comparativa de las características técnicas y costes entre los principales tipos de electrolizadores, permite identificar la alternativa de uso más adecuada en función del fin al que se dirigen.

	Electrolizador alcalino			Electrolizador PEM			Electrolizador SOEC		
	Hoy	2030	Largo plazo	Hoy	2030	Largo plazo	Hoy	2030	Largo plazo
Eficiencia eléctrica (% PCI)	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81	77-84	77-90
Presión de operación (bar)	1-30			30-80			1		
Temperatura de operación (°C)	60-80			50-80			650 1 000		
Vida media del stock (horas de funcionamiento)	60 000 90 000	90 000 100 000	100 000 150 000	30 000 90 000	60 000 90 000	100 000 150 000	10 000 30 000	40 000 60 000	75 000 100 000
Rango de carga (% relativo a carga nominal)	10 -110			0-160			20-100		
Superficie ocupada (m ² /kW)	0.095			0.048					
CAPEX (\$/kW)	500 1400	400 850	200 700	1 100 1 800	650 1 500	200 900	2 800 5 600	800 2 800	500 1 000

Figura 6: Características tecno económicas de diferentes tecnologías de electrolizadores.
Fuente: (MITERD, 2020)

Existen otros procesos que permiten la generación de hidrógeno verde a partir de la disociación directa de una molécula de agua, como la termólisis, consistente en la descomposición del agua empleando energía solar de concentración, si bien estos métodos aún se hallan en un estado bajo de madurez tecnológica, por lo que se recurre a ciclos termoquímicos que permiten reducir la temperatura de operación necesaria para estos procesos. (MITERD, 2020)

1.4.2. Almacenamiento y transporte

El hidrógeno resultante puede presentarse en varios estados. Para determinar cuál es la opción óptima para su transporte y almacenamiento, deben tenerse en cuenta diversos factores, tales como el caudal producido y caudal de consumo en cada punto (Nm³ /h), distancia desde planta de producción hasta punto o puntos de consumo, complementariedad de usos finales, idoneidad para el acondicionamiento final y uso en los diferentes tipos de consumos.

Una vez producido el hidrógeno, la siguiente actividad dentro de la cadena de valor es el almacenamiento. Los principales métodos de almacenamiento de hidrógeno son los siguientes:

- Cilindros de Gas Comprimido: Es la técnica más utilizada para suministrar hidrógeno hasta presiones de 200 bar. Es una técnica de disponibilidad general y

puede considerarse de bajo coste. Sólo se almacenan cantidades relativamente pequeñas de H₂ a 200 bares; las densidades energéticas de combustible y almacenamiento a alta presión (700 bar) son comparables al hidrógeno líquido, pero están todavía por debajo de la gasolina y el gasóleo; el almacenamiento a alta presión está aún en fase de desarrollo.

- Tanques de líquido: También es una tecnología muy empleada y bien conocida. Se consigue una buena densidad de almacenamiento. Se requieren temperaturas muy bajas y por ello un aislamiento mayor de lo normal, por lo que su coste puede ser elevado. Se pierde algo de hidrógeno por evaporación y la energía almacenada todavía no es comparable a los combustibles fósiles líquidos.
- Hidruros Metálicos: Empieza a estar disponible alguna tecnología de almacenamiento de hidrógeno sobre sólidos metálicos. Es un sistema muy seguro ya que el hidrógeno se almacena sobre el sólido. La forma de los depósitos de almacenamiento puede adaptarse a las necesidades de cada aplicación. El rellenado exige circuito de refrigeración debido al calor de la reacción, aunque existe la posibilidad de reutilizar los efectos térmicos en subsistemas. Al utilizarse metales para fijar el gas, los pesos se elevan considerablemente y pueden degradarse con el tiempo. Actualmente es una tecnología bastante cara.
- Hidruros Químicos: Las reacciones de formación de hidruros reversibles son bien conocidas, por ejemplo: NaBH₄. Son sistemas compactos con reducido tamaño, pero plantean problemas con la manipulación de residuos y en lo que se refiere a las infraestructuras necesarias.
- Estructuras de Carbono: Se están estudiando distintas estructuras con base de carbono, entre las que se encuentran los nanotubos, que permiten una elevada densidad de almacenamiento de hidrógeno, siendo, además, muy ligeras. Pueden resultar baratas en función de su producción, estando actualmente en fase de investigación y desarrollo. (Alonso Alvarez, Martin Uriol, Vique Sanchez, & Benjumea, 2020)

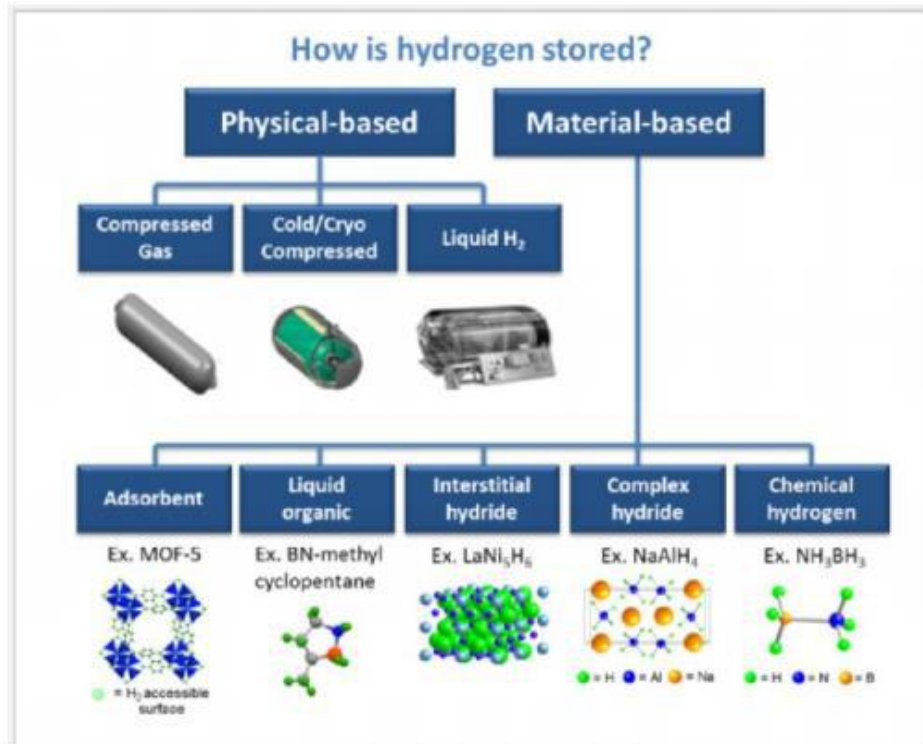


Figura 7: Métodos de almacenamiento de Hidrógeno. Fuente: (Alonso Alvarez, Martin Uriol, Vique Sanchez, & Benjumea, 2020)

En relación con el transporte debe considerarse si es más apropiado transportar el hidrógeno renovable en estado gaseoso, líquido o mediante líquidos portadores. La distribución es el proceso de puesta a disposición del usuario final del hidrógeno. Actualmente, se realiza desde tanques a presión en el punto de suministro. En un futuro con el uso del hidrógeno normalizado, se diseñarán sistemas de interconexión por tuberías similares a las empleadas para el gas natural (o incluso esas mismas).

En el cuadro a continuación, podemos observar un análisis de los costes de transporte en función del volumen transportado y las distancias:

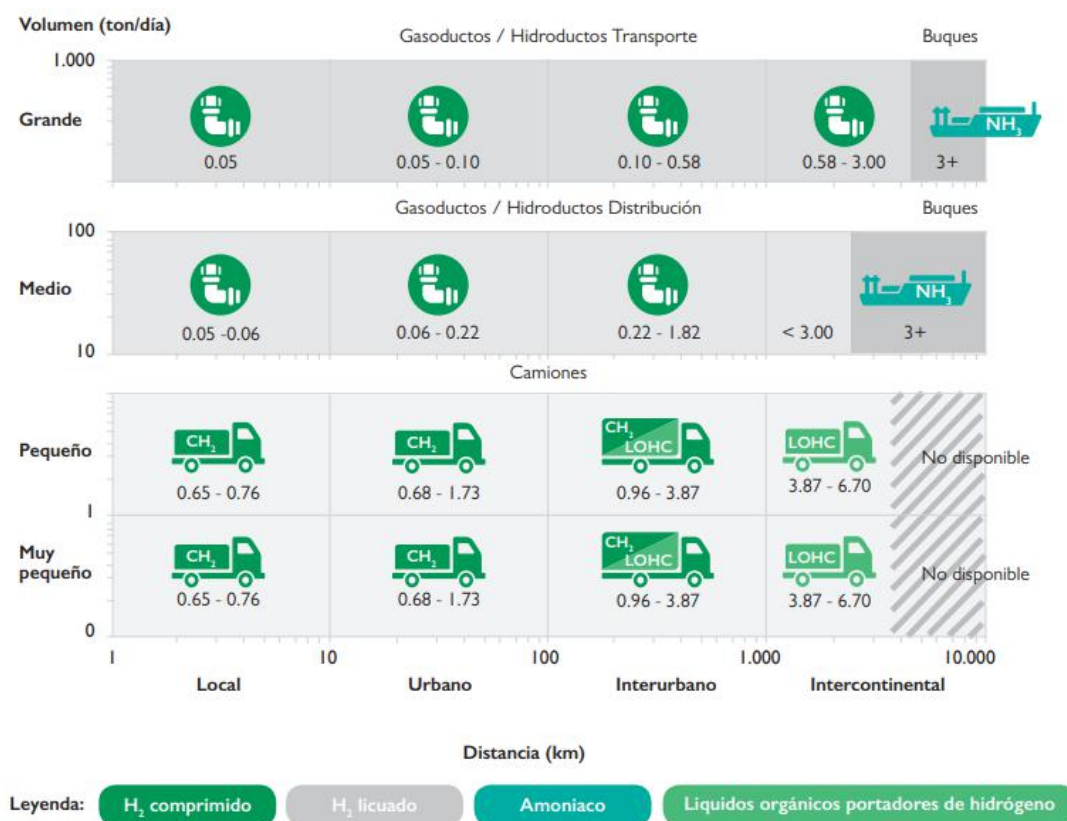


Figura 8: Costes de transporte de Hidrógeno en función de la distancia recorrida y volumen transportado (\$/kg). Fuente: (MITERD, 2020)

Para el transporte del hidrógeno líquido, se pueden utilizar los depósitos descritos, que pueden tener distintas propiedades en función del vehículo, disponiendo de las siguientes opciones:

- Transporte por carretera: El transporte por carretera se realiza en camiones cisterna de hidrógeno líquido o hidrógeno comprimido. Los camiones cisterna pueden transportar 360 kg para hidrógeno comprimido y 4.300 kg para hidrógeno líquido; mientras, la distribución en botellas aporta flexibilidad, permitiendo el suministro en distintas purzas y cantidades.
- Transporte por ferrocarril: De igual forma que los camiones cisterna, se utilizan cisternas de ferrocarril para el transporte de hidrógeno, que son más voluminosas que en el caso anterior, alcanzando capacidades entre 2.900-9.100 kg de hidrógeno.
- Transporte marítimo: Los tanques utilizados en los buques de carga para el transporte marítimo tienen una capacidad de unas 70 toneladas de hidrógeno, por lo que se utilizan para trasladar grandes cantidades a puntos de consumo distantes.

Por otro lado, el hidrógeno gaseoso puede ser transportado haciendo uso de las actuales infraestructuras, tanto las propias del sector gasista, mediante la inyección de hidrógeno renovable, como las asociadas a líquidos portadores como el amoníaco. Estas alternativas favorecen un mayor aprovechamiento de las instalaciones actuales existentes, al tiempo que permiten actuar a costes de operación más bajos. (MITERD, 2020)

1.4.3. Consumo final

La última etapa de la cadena de valor serían los usos finales del hidrógeno renovable. Estos son muy diversos, ya que dependen en gran medida de si esta utilización se hace directamente en forma de hidrógeno, como portador energético, o en un producto que utilizará como materia prima este hidrógeno.

Actualmente, el consumo de hidrógeno en España se sitúa en torno a las 500.000 t/año, mayoritariamente hidrógeno gris, utilizado como materia prima principalmente en refinerías (en torno al 70%) y en fabricantes de productos químicos (25%), correspondiendo el consumo residual restante a sectores como el metalúrgico

En cuanto a las aplicaciones del hidrógeno, podríamos agruparlas en tres grandes bloques:

1.4.3.1. Industria

La práctica totalidad del consumo de hidrógeno en España se produce en las plantas de fabricación de productos industriales (amoníaco) y en las refinerías (mayoritariamente las situadas en Huelva, Cartagena, Puertollano y Tarragona). Este hecho refleja el potencial de descarbonización en la industria para el uso del hidrógeno renovable, mediante la sustitución del uso de hidrógeno gris por alternativas más ecológicas. Destacan tres campos de aplicación:

- H2 en la Industria Metalúrgica: El hidrógeno se emplea como agente reductor y en procesos de producción de otros metales no-férricos (como por ejemplo cobre, níquel, cobalto, molibdeno, uranio, etc.).
- H2 en la Industria Química: Dada su composición molecular, el hidrógeno es utilizado como materia prima para la elaboración de productos químicos, especialmente amoníaco y metanol, que requieren de elevadas cantidades del mismo, y que a su vez sirven como fuente para la producción de otros compuestos químicos tales como fertilizantes, biocombustibles o plásticos.

- H2 en la industria de refino: las principales aplicaciones del hidrógeno en las refinerías son las dedicadas a procesos de eliminación de impurezas del petróleo crudo (hidrotratamiento) o de mejora de los crudos más pesados (hidrocraqueo), en sus usos como materia prima. (MITERD, 2020)

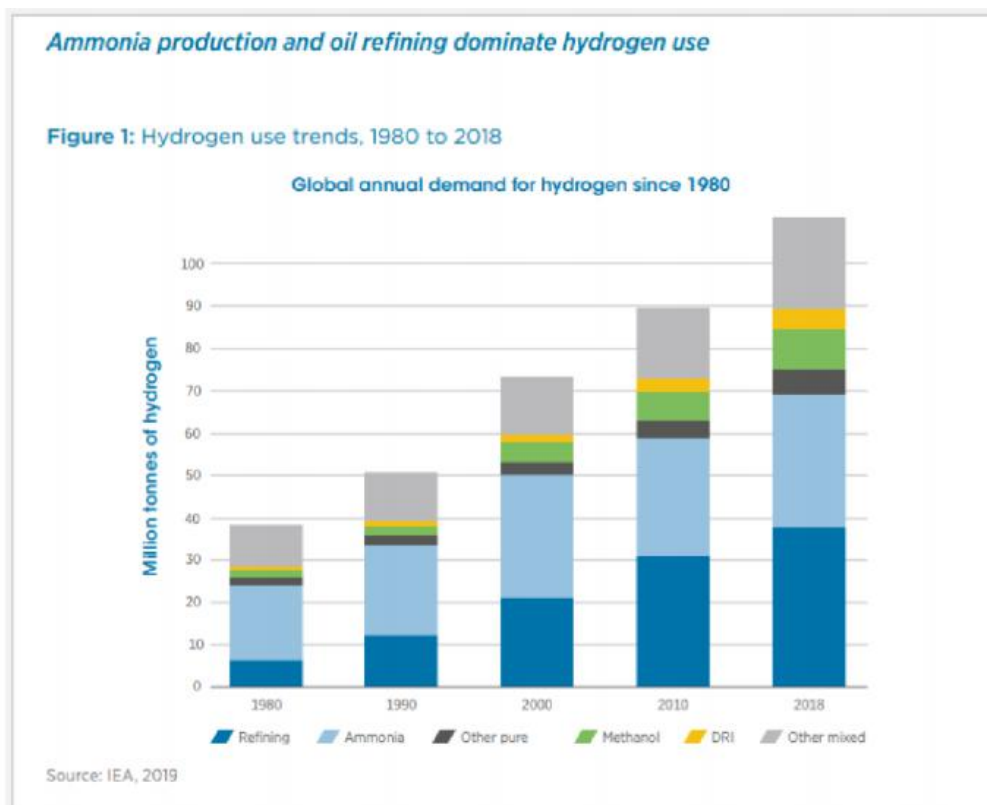


Figura 9: Distribución del consumo de H2 en el sector industria a nivel global. Fuente: (IEA, 2020)

1.4.3.2. Energía

El hidrógeno, debido a su condición de vector energético, es una herramienta clave para la integración de los diferentes sectores, lo que favorecerá una mayor flexibilidad, disponibilidad y seguridad energéticas.

- Almacenamiento energético: el almacenamiento de energía a corto y largo plazo puede materializarse mediante la utilización del hidrógeno renovable como vector energético, facilitando el uso de las infraestructuras existentes.
- Sector eléctrico: el hidrógeno ofrece una gran amplitud al operador del sistema eléctrico tanto para ofrecer resiliencia, como para ofrecer flexibilidad a gran escala.

- Sector gasista: el hidrógeno renovable ofrece la posibilidad de ser incorporado gradualmente en la red gasista, permitiendo hacer uso de sus infraestructuras, y aumentando la integración de los sectores energéticos.
- Economía circular: el hidrógeno puede ser producido a partir de biogás renovable, biomasa o residuos mediante la tecnología de gasificación, favoreciendo la utilización de residuos procedentes del sector agrario o de residuos industriales

1.4.3.3. Movilidad

La aplicación del hidrógeno renovable en el sector transporte se materializa en el uso de pilas de combustible de hidrógeno, que son dispositivos en los que se realiza un proceso inverso al llevado a cabo por los electrolizadores, es decir, utilizan el hidrógeno producido a partir de fuentes renovables para generar electricidad, que aporta la energía eléctrica para movilizar los vehículos eléctricos de pila de combustible (FCEV sus siglas en inglés). Estas pilas de combustible suelen instalarse en combinación con baterías eléctricas que se auto recargan durante el funcionamiento del vehículo bien durante el proceso de frenada regenerativa o bien a través de la propia pila la cual puede producir energía para su recarga y mantenerla en los niveles óptimos de carga.

La utilización de pilas de combustible combinadas con baterías en vehículos (FCHV), aporta una notable ventaja competitiva sobre los vehículos eléctricos de baterías eléctricas en segmentos de vehículos pesados, permitiendo reducir los tiempos de recarga e incrementar la distancia recorrida por el vehículo antes del repostaje, al tiempo que se reduce el peso del vehículo al disminuir el tamaño de las baterías. No obstante, el rendimiento energético de estos vehículos es inferior al de los vehículos eléctricos de baterías, puesto que debe considerarse la energía consumida para obtener el hidrógeno renovable, así como la necesaria para comprimirlo y almacenarlo en los tanques de los vehículos.

Actualmente, la tecnología de las pilas de combustible se encuentra totalmente desarrollada, enfocando el estudio a los medios en los que resulta más recomendable su aplicación: transporte por carretera, ferroviario, marítimo y aviación. (MITERD, 2020)

2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía fotovoltaica (PV) es la manera más directa de convertir la radiación solar en electricidad basándose en el efecto fotoeléctrico. Aunque es la tecnología que más ha crecido en los últimos años, es también la tecnología con más proyectos denegados debido a la eliminación de las ayudas e incentivos por parte del Estado y los peajes que ahora hay que pagar por el autoconsumo.

En la mayoría de los países, los sistemas comerciales y residenciales ya tienen costes de generación de electricidad inferiores a la parte variable de los precios minoristas de la electricidad. Por tanto, el creciente atractivo económico de los sistemas fotovoltaicos distribuidos podría provocar una rápida expansión en las próximas décadas, atrayendo a cientos de millones de inversores privados.

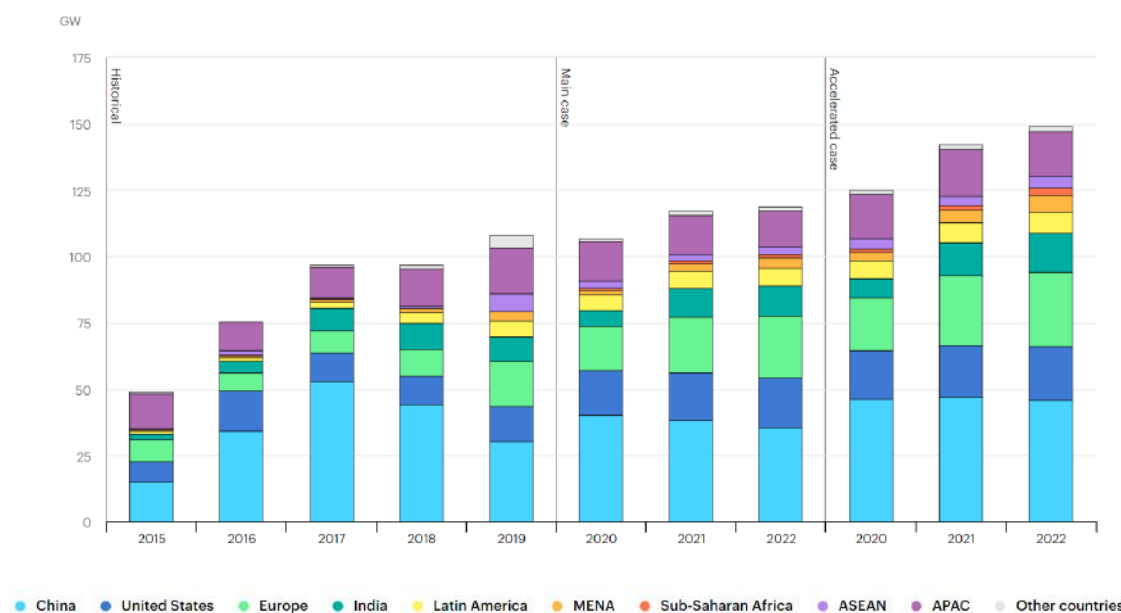


Figura 10: Capacidad neta añadida de energía solar fotovoltaica por país y región, 2015-2022. Fuente: (IEA, 2020)

Existen otras formas de producción de electricidad a través de la energía solar, como la planta de producción por concentración solar, pero las plantas fotovoltaicas son las más populares.

Los módulos fotovoltaicos están formados por células asociadas entre sí. Las células solares son los dispositivos encargados de la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica en forma de corriente continua, y es el principal componente de una

instalación fotovoltaica. En el módulo, mientras más radiación incida y menor sea su temperatura, mayor es su producción.

Las instalaciones fotovoltaicas se agrupan en dos grandes grupos. Por un lado, existen las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, que tienen como objetivo cubrir las necesidades de energía eléctrica en un lugar determinado normalmente aislado de la red eléctrica convencional. Suelen disponer de baterías donde se almacena la electricidad.

Por otro lado, existen las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red que no suelen disponer ningún tipo de almacenamiento. Simplemente constan de los sistemas de captación y de conversión de la electricidad, y de conexión a la red. Tienen como objetivo fundamental inyectar la energía producida a la red de la compañía eléctrica obteniendo unos ingresos con esta venta de energía. (Lillo Bravo, 2013)

Aunque el desarrollo de los sistemas fotovoltaicos ha sido un proceso lento, tiene diversos beneficios que posiciona esta tecnología entre las más implementadas en todo el mundo:

- No contamina, pues evita que se genere electricidad a partir de combustibles fósiles no renovables reduciendo las emisiones de gases asociados a éstos.
- La vida útil de estas instalaciones es de más de treinta años siempre que cumpla la normativa según la homologación.
- La fuente de energía es el sol, el cual es gratis e inagotable.
- En referencia a los aspectos económicos y sociales, la energía solar fotovoltaica permite reducir la tasa de dependencia exterior para el abastecimiento de combustibles y aumentar así la seguridad en el suministro. Esta seguridad resulta también reforzada por una mayor diversificación de las fuentes energéticas.
- Evita costes de mantenimiento y transporte de las líneas eléctricas, tanto en zonas de difícil acceso como en áreas de urbanas, donde muchas veces coinciden con las puntas de demanda eléctrica con los momentos de máxima insolación. (Puig & Jofra)

2.1. Tipos de células solares

Para la fabricación de células solares pueden utilizarse muchos materiales; entre los más comunes se encuentran el silicio, el germanio y el selenio. Las más utilizadas para la conversión de energía solar en eléctrica son las de silicio que, dependiendo del

tratamiento que se le da al elemento en su cristalización se obtienen células de silicio monocristalino, policristalino o amorfo.

- Células de silicio monocristalino: Existen varios procedimientos para su síntesis del lingote de silicio. Uno de ellos es el Proceso de Czochralski y otro el de Zona Flotante con el que se fabrican células solares con mayor pureza y rendimiento de un 1 a un 2% mayor. Según la cantidad de material que se bisele se obtienen células cuadradas o semicuadradas y son de color gris o azul oscuro. Para módulos de este tipo de células la eficiencia máxima es del orden del 14%.
- Células de silicio policristalino: Se elabora por procedimiento de fusión de bloques. Se toma sílice al vacío y se calienta 1500°C. Los átomos no se organizan formando un único cristal, si no que se forma una estructura policristalina de cristales con diferentes orientaciones. La eficiencia máxima es del orden del 13%.
- Células de silicio amorfo: Tiene una red cristalina desordenada y se obtiene mediante la deposición de capas muy delgadas de silicio sobre superficies de vidrio o metal. Su color puede variar entre el marrón rojizo y negro. El mayor inconveniente de este tipo de célula es su bajo rendimiento, debido al envejecimiento del baño de silicio por la agresión de la luz. La eficiencia máxima es del orden del 8%.

2.2. Recurso solar

El sol es una fuente de energía inagotable y limpia, pero la cantidad de radiación solar que llega a la superficie de la tierra depende del clima y la geografía, principalmente en la latitud. Existen diferentes unidades de radiación solar:

Magnitud	Explicación	Unidad	Símbolo
Irradiancia	La radiación que incide en un instante sobre una superficie determinada (Potencia)	W/m ²	I, E
Irradiación	La radiación que incide durante un periodo de tiempo sobre una superficie determinada (Energía)	Wh/m ² o J/m ²	H
Irradiancia espectral	Es la potencia radiante por unidad de área y de longitud de onda	W/(m ² ·μm)	I_{λ}, E_{λ}
Irradiancia directa	Radiación que llega a un determinado lugar procedente del disco solar	W/m ²	I_{dir}, E_{dir}
Irradiancia difusa	Es la radiación procedente de toda la bóveda celeste excepto la procedente del disco solar	W/m ²	I_{dif}, E_{dif}
Irradiancia global	Se puede entender como la suma de la radiación directa y difusa. Es el total de la radiación que llega a un determinado lugar	W/m ²	I_g, E_g

Tabla 2: Unidades de radiación solar. Fuente: (Alonso Alvarez, Martin Uriol, Vique Sanchez, & Benjumea, 2020)

La densidad de la radiación desde el sol a la atmósfera es 1.373 kW/m², pero solo 1 kW/m² es lo que llega realmente. Además, de toda la radiación solar que llega a la superficie solo un 0,0035% equivale a la demanda global de electricidad. Por lo tanto, la tecnología fotovoltaica tiene menos limitaciones respecto a otras renovables en cuanto a localizaciones geográficas. Incluso en Europa Central, donde no hay mucha luz solar, parte de la demanda de electricidad (más del 50%) podría ser suministrada por la energía solar, pero, realmente, existen muchos más problemas estacionales de desequilibrio entre el suministro y la demanda.

Cabe destacar la inclinación y orientación de los módulos para colectar la mayor cantidad posible de radiación solar. Deben estar inclinados con un ángulo mínimo de 15° y de tal manera que, en el hemisferio sur, los módulos están mirando hacia el Norte y en el hemisferio norte, los módulos están mirando hacia el Sur. Aun así, los paneles se suelen montar con la orientación e inclinación fija por ahorros en mantenimiento.

Por otro lado, en su ubicación hay que procurar que no reciba sombras ya que en estos casos su rendimiento disminuye considerablemente. También hay que tener en cuenta las pérdidas que se producen en la llegada de la radiación solar a la Tierra ya que la atmósfera atenúa la radiación solar debido a la reflexión, absorción y difusión. (Montoya Rasero, 2011)

Por lo tanto, se espera en un futuro que los paneles se instalen en sitios desérticos donde la incidencia solar es muy alta durante todo el año y que la energía sea transportada a los consumidores de todo el mundo.

2.3. Baterías

La producción de energía eléctrica en una instalación fotovoltaica depende fundamentalmente del tamaño del generador fotovoltaica y las condiciones climáticas del lugar. La cantidad y distribución de la energía eléctrica producida en una instalación cambia constantemente. Obviamente, durante la noche no produce energía.

Por otro lado, la demanda de energía eléctrica depende de las necesidades de cada usuario y estas también suelen ser muy variables. Este aspecto resulta de especial importancia.

Las baterías sirven para almacenar energía: se guarda la energía eléctrica en forma de energía química cuando no se necesita y se recupera cuando se requiere, eludiendo así el compromiso de adaptar el régimen temporal de producción al de consumo. El uso de estos equipos dota a la instalación de cierta autonomía, garantizando el servicio eléctrico en periodos en los que la radiación solar es escasa o nula, o en los que su cantidad es inferior a la necesaria para satisfacer la demanda.

Las baterías es un sistema de almacenamiento de energía que no es muy eficiente (se pierde del orden del 35-40% de la energía), y además requiere de un excelente diseño y mantenimiento para que dure mucho tiempo, es decir, son delicadas. Sin embargo, se utilizan porque técnicamente el ser humano aún no ha descubierto ningún procedimiento de almacenar la electricidad en cantidades adecuadas. (Lillo Bravo, 2013)

3. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA

3.1. Planta solar fotovoltaica

3.1.1. Principio de funcionamiento

El sistema fotovoltaico es el dispositivo encargado de transformar la radiación solar en electricidad. Está constituido por una asociación serie-paralelo de módulos para obtener la tensión y la potencia deseada que, a su vez, son el resultado de una agrupación serie-paralelo de células solares.

La célula solar es el dispositivo básico de conversión de energía y el proceso por el cual se realiza se denomina efecto fotovoltaico. Este efecto se produce cuando el material de la celda solar (silicio u otro material semiconductor) absorbe parte de los fotones del sol ya que otra parte se refleja o atraviesa la célula. El fotón absorbido libera a un electrón que se encuentra en el interior de la celda. Ambos lados de la celda están conectados por un cable eléctrico, así que se genera una corriente eléctrica. Para que esta energía pueda ser recirculada se generará la unión tipo p-n.

Cada célula fotovoltaica tiene dos láminas semiconductoras, una positiva (P) y otra negativa (N), Por cada electrón liberado se crea un “hueco” (falta de un electrón) dentro del material, originando un movimiento entre los portadores en sentidos opuestos. El electrón libre irá hacia la zona N y el “hueco” hacia la zona P. De esta forma, se crea una diferencia de potencial en los extremos opuestos a la unión. Si ahora, se colocan unos contactos metálicos en estas zonas podemos conectarlas a un circuito eléctrico externo y liberar la energía cedida por los fotones en forma de corriente eléctrica.

Sin embargo, la diferencia de potencial creada solo se mantiene un tiempo limitado, al cabo del cual se recombinan y pierden su capacidad para formar parte de una corriente eléctrica. Por lo tanto, el efecto fotovoltaico exige la presencia continuada de portadores fotogenerados capaces de mantener la diferencia de potencial, lo que inevitablemente requiere de la presencia de la radiación solar incidente. (LH, s.f.)

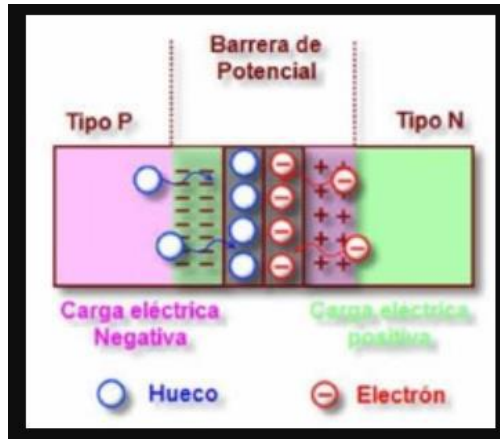


Figura 11: Unión tipo p-n. Fuente: (LH, s.f.)

- Curva característica

La representación más útil del comportamiento eléctrico de una célula fotovoltaica la proporciona su curva característica, que contiene los posibles puntos de trabajo en intensidad y tensión para un determinado valor de radiación incidente y la temperatura de la célula. Para facilitar la comparación de distintas células entre sí se fijan unas condiciones climáticas de referencia, denominadas “condiciones estándar”, establecidas por la norma ICE 60904, que consisten en:

1. Nivel de irradiancia $E=1000 \text{ W/m}^2$
2. Temperatura de la célula $T_c = 25^\circ\text{C}$
3. Espectro de radiación definido (distribución espectral de un nivel de radiación de referencia según IEC 60904-3) con una masa de aire, $AM= 1,5$

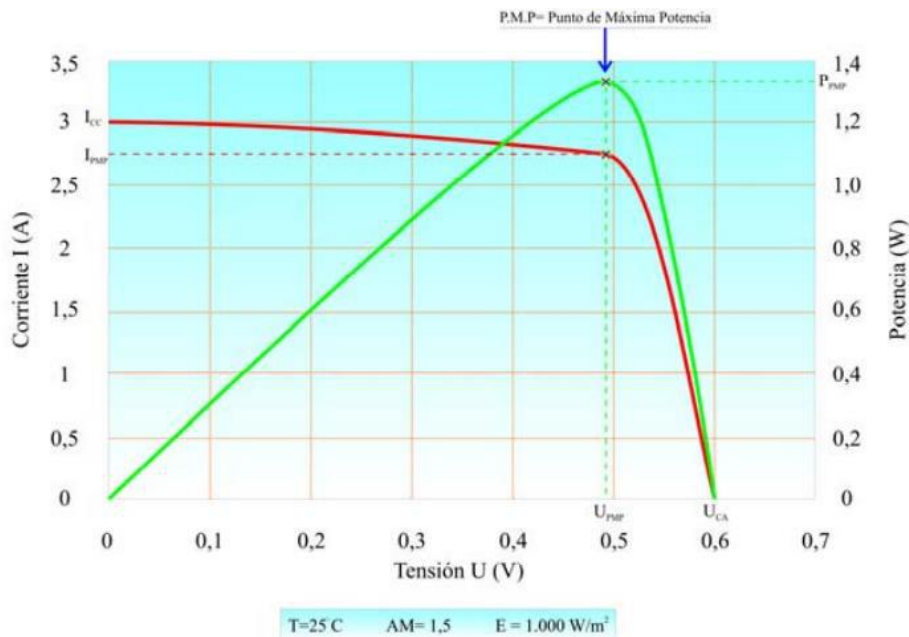


Figura 12: Curva característica de una célula solar en condiciones estándar. Fuente: (Lillo Bravo, 2013)

Los principales parámetros que caracterizarán a dicha curva serán:

- Punto de máxima potencia (Pmp): punto de la curva en el que la célula produce la máxima cantidad de potencia bajo unas condiciones ambientales determinadas. Le corresponde una intensidad I_{mp} y una tensión U_{mp} . A la máxima en condiciones estándar se denomina “potencia pico” y su unidad es el vatio pico.
- Tensión de circuito abierto (Uca): tensión a la cual la célula no produce intensidad ($I_{pv}=0$). Será la máxima que producirá el dispositivo bajo unas condiciones ambientales determinadas.
- Intensidad de cortocircuito (Icc): intensidad que genera la célula cuando la tensión a la que se somete es nula ($U_{pv}=0$). Suele tener un valor entre un 5% y un 15% mayor que la intensidad en el punto de máxima potencia.
- Factor de forma (FF): medida de lo cuadrada que es la curva característica. Se define como: $FF = P_{mp} / (I_{cc} * U_{ca})$; con I_{cc} y U_{ca} en condiciones estándar. Da una idea de la calidad del dispositivo; cuanto mayor es el FF, mejor calidad tendrá.

Un parámetro asociado a la potencia pico es la “Tolerancia”, que indica la variación máxima (inferior o superior) que puede existir en la potencia pico de un módulo concreto respecto a los datos que aparecen en el catálogo general del módulo del mismo modelo. Interesa que sea lo menor posible.

Para caracterizar térmicamente una célula fotovoltaica se emplea un parámetro denominado “temperatura de operación nominal de la célula”, TONC. Indica la temperatura que alcanza la célula al estar expuesta a las siguientes condiciones, definidas como “condiciones nominales de operación”.

Irradiancia=800 W/ m²

Distribución espectral, AM=1,5

Incidencia normal

Temperatura ambiente=20°C

Velocidad del viento=1 m/s

Normalmente la suministra el fabricante y varía entre 41 y 48°C.

- Influencia de la irradiancia

La intensidad de cortocircuito que genera una célula solar aumenta proporcionalmente con la irradiancia. La relación entre ellas se representa en la siguiente ecuación:

$$I_{sc}(E) = E \cdot \frac{I_{sc} \left(1000 \frac{W}{m^2}\right)}{1000}$$

En cuanto a la tensión de circuito abierto, esta disminuye levemente al disminuir la irradiancia. En consecuencia, el rendimiento de la célula aumenta con la irradiancia incidente si su temperatura permanece constante, ya que aumenta ligeramente U_{ca} .

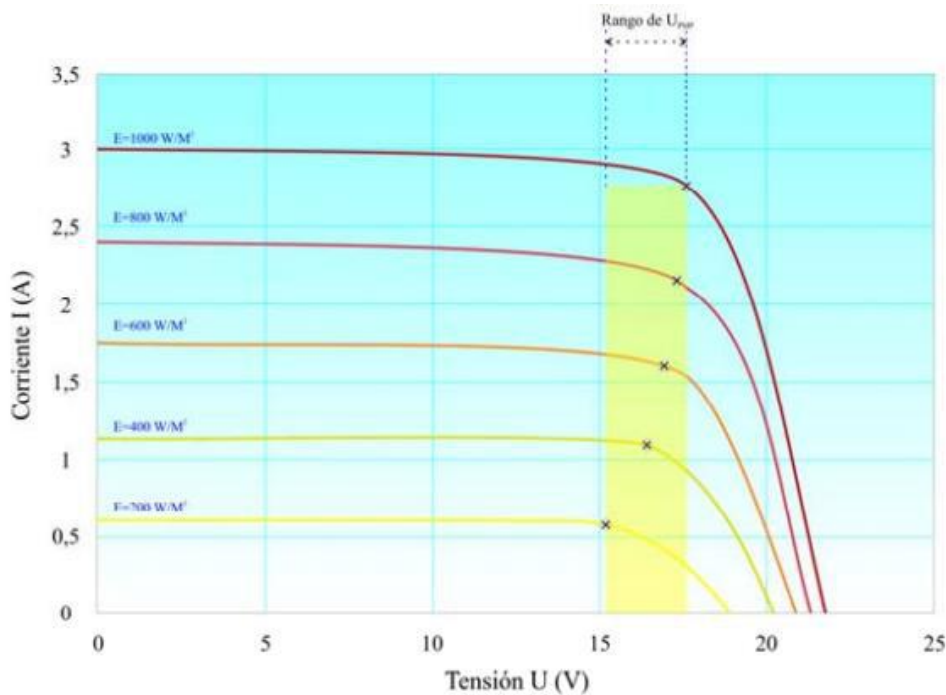


Figura 13: Efecto de la irradiancia a T^a constante. Fuente: (Lillo Bravo, 2013)

- Influencia de la temperatura

Suponiendo que la irradiancia permanece constante, al aumentar la temperatura de la célula se produce una disminución de la tensión de máxima potencia en la célula sin aumentar prácticamente la intensidad en dicho punto. En consecuencia, la potencia máxima que produce disminuye.

La intensidad de cortocircuito, por el contrario, aumenta muy ligeramente al aumentar la temperatura de la célula. (Lillo Bravo, 2013)

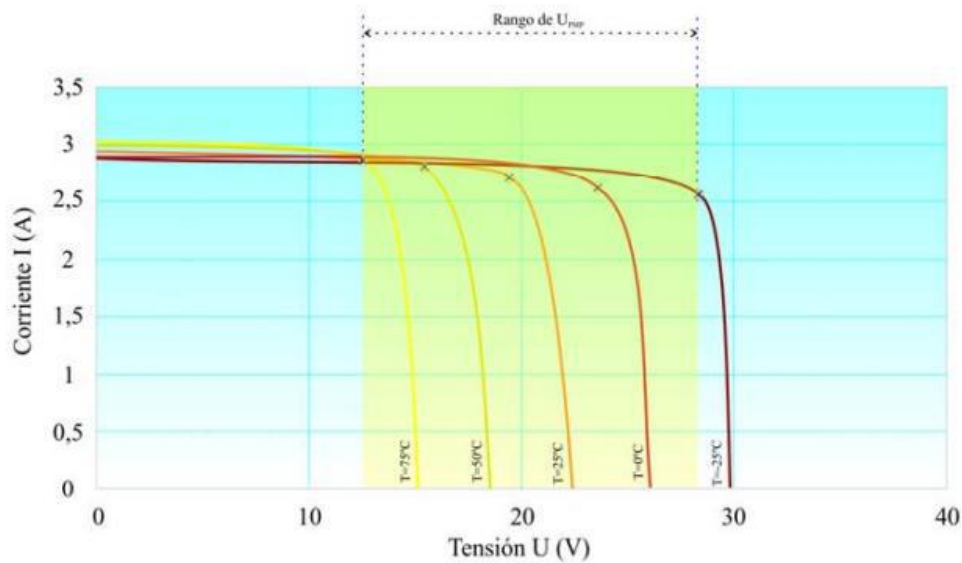


Figura 14: Efecto de la temperatura a irradiancia constante. Fuente: (Lillo Bravo, 2013)

3.2. Planta de hidrógeno

3.2.1. Electrolizador

El electrolizador es el dispositivo donde tiene lugar la electrólisis. Está compuesto por un grupo de celdas, cada una de ellas con un ánodo (electrodo positivo) y un cátodo (electrodo negativo). El electrolito es la solución acuosa donde se encuentran sumergidos los electrodos que permite el movimiento de los iones de la disolución de un electrodo a otro.

El oxígeno generado en paralelo se libera a la atmósfera o puede almacenarse para su uso posterior como gas médico o industrial en algunos casos. El hidrógeno, por su parte, se almacena como gas comprimido o se licúa para su uso en industrias o en pilas de combustible de hidrógeno, que pueden alimentar de electricidad a medios de transporte como trenes, barcos e incluso aviones.

Uno de los electrolizadores más grandes del mundo se encuentra en Fukushima (Japón), en el mismo lugar donde se produjo el conocido desastre nuclear, simbolizando un cambio de paradigma en la producción de energía ya que se alimenta con paneles solares. Recientemente, en enero de 2021, el electrolizador japonés fue superado con creces por el de Bécancour (Canadá), un dispositivo de membrana polimérica con una producción de 8,2 toneladas diarias.

3.2.1.1. Componentes

Los componentes principales de la celda son:

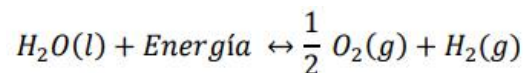
- **Ánodo:** electrodo en el que se produce la reacción de oxidación del agua (pérdida de electrones).
- **Cátodo:** electrodo en el que se produce la reacción de reducción del agua (ganancia de electrones).
- **Electrolito:** medio para la transmisión de iones. La naturaleza del electrolito es la principal característica distintiva de las diferentes tecnologías de pilas de combustible y determina el rango útil de temperatura de funcionamiento.
- **Diafragma o membrana:** su principal función es impedir que los gases resultantes (hidrógeno y oxígeno) se mezclen.
- **Placa separadora:** placa conductora eléctrica que separa las celdas individuales en una sola celda o pila.
- **Electrocatalizador:** catalizador que participa y acelera la reacción electroquímica.

El sistema completo también incluye bombas, electrónica de potencia, separador de gases y otros componentes auxiliares, como los tanques de almacenamiento. No obstante, estos quedarían definidos a nivel de planta de hidrógeno más que a nivel de electrolizador.

3.2.1.2. Funcionamiento

- Termodinámica de la electrolisis del agua

La reacción que define la electrólisis del agua para formar hidrógeno y oxígeno viene dada por la siguiente ecuación:



Para el análisis termodinámico de este proceso, pueden realizarse las siguientes simplificaciones:

- Hidrógeno y oxígeno se comportan como gases ideales.
- Se considera que el agua líquida es incompresible.
- Las fases gas y líquida están completamente separadas

Con estas simplificaciones se puede calcular los cambios en la entalpía, entropía y energía libre de Gibbs de la electrolisis del agua referenciándolos respecto al hidrógeno, oxígeno y agua pura en condiciones estándar de presión y temperatura (25°C y 1 bar).

La variación de entalpía ΔH de la electrólisis del agua es la diferencia entre la entalpía de los productos de la reacción (H_2 y O_2) y la de los reactantes (H_2O):

$$\Delta H = \Delta H_{H_2} + \frac{1}{2} \Delta H_{O_2} - \Delta H_{H_2O}$$

De la misma forma, la variación de entropía se calcula como:

$$\Delta S = \Delta S_{H_2} + \frac{1}{2} \Delta S_{O_2} - \Delta S_{H_2O}$$

Por lo tanto, la variación de la energía libre de Gibbs se expresa como:

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

En condiciones estándar, la electrolisis del agua es una reacción no espontánea, lo que quiere decir que la variación de la energía de Gibbs es positiva y tendrá un valor de 237 kJ/mol.

Por otro lado, en un proceso electroquímico operando a una presión y temperatura constante, el trabajo máximo útil es igual a la variación de energía de Gibbs. Es decir, en una pila de combustible ideal todo el trabajo reversible sería energía eléctrica. Del mismo modo, al ser un proceso reversible, el trabajo eléctrico necesario para la electrolisis del agua coincide con la energía libre de Gibbs: $\Delta G = W_{el}$.

El trabajo eléctrico está relacionado con la fuerza electromotriz de manera que: $W_{el} = q \cdot V$, donde q es la carga eléctrica transferida por un circuito externo a la celda. A través de la ley de Faraday se puede relacionar la energía necesaria para la electrolisis del agua y la velocidad de conversión en términos de cantidades molares:

$$W_{el} = q \cdot V = z \cdot F \cdot V$$

- z = número de electrones transferidos en la electrólisis del agua.
- F = constante de Faraday (96485 C/mol).
- V = voltaje aplicado en bornes del electrolizador.

La fuerza electromotriz mínima para una reacción electroquímica reversible, o voltaje reversible, se expresa como:

$$V_{rev} = \Delta G / (z * F)$$

Del mismo modo se pueden relacionar la variación de entalpía con el voltaje, definiéndose el voltaje termoneutro:

$$V_{tn} = \Delta H / (z * F)$$

- Características electroquímicas

Para que ocurra la electrolisis es necesario imponer un potencial (E) superior al potencial termodinámico (E_t), es decir, existe una barrera energética que es necesario salvar o superar para que el proceso ocurra y su valor puede calcularse perfectamente a partir de consideraciones termodinámicas en condiciones reversibles. En resumen, la condición de irreversibilidad de la electrolisis obliga a utilizar una energía adicional.

En la Figura 15 se representa un gráfico del valor de E en función de la temperatura, donde se señalan 3 zonas delimitadas por las líneas 1 y 2. En la zona I, por debajo de la línea 2, no ocurre la electrolisis, o sea, no se puede producir hidrógeno porque la línea 2 define los valores de E_t para diferentes temperaturas y por debajo de este valor, según la Termodinámica, el proceso no puede ocurrir. En la zona II, limitada por las líneas 1 y 2, sí ocurre la electrolisis, pero este proceso es endotérmico, o sea, absorbe calor, por esta razón la producción de hidrógeno ocurre a expensas de la energía eléctrica suministrada y de la energía térmica (calor) que toma el sistema del medio ambiente.

En la zona III, formada desde la línea 1 hacia arriba, también ocurrirá la electrolisis, pero el sistema se comporta de forma que desprende calor, o sea, tiene un comportamiento exotérmico. En este caso la energía eléctrica suministrada se emplea en producir hidrógeno, pero parte también se transforma en energía térmica, lo que origina que la solución se caliente, es decir, aumenta su temperatura durante el proceso. Así podemos definir que la línea 1 representa los valores de E donde no ocurre intercambio calórico, o sea, el sistema ni absorbe ni desprende calor, por lo que se conoce por Potencial Termoneutral (E_{tn}). (García, 2012)

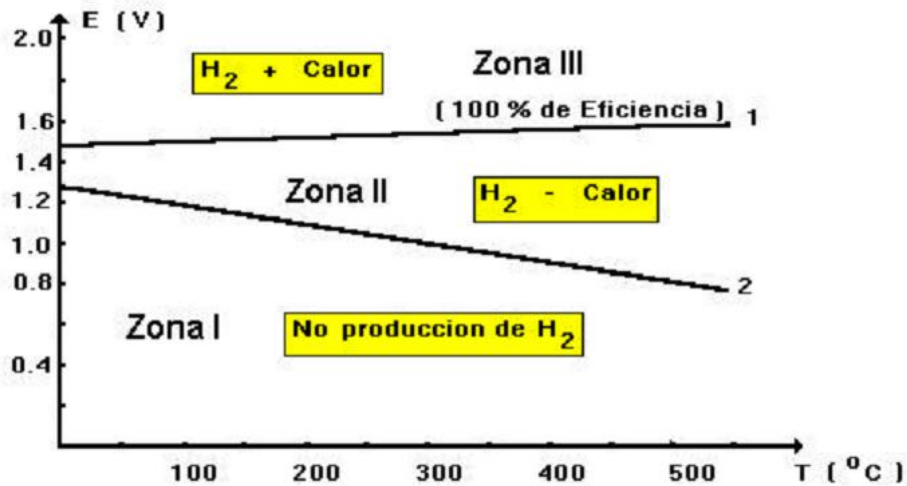


Figura 15: Variación de voltaje con la temperatura. Fuente: (García, 2012)

- Curva Característica Intensidad-Voltaje

La cinética de los electrodos de un electrolizador se puede modelar a partir de relaciones empíricas entre la intensidad y voltaje.

A medida que aumenta la intensidad de corriente, intervienen unas irreversibilidades que hacen que el voltaje a aplicar sea superior al reversible e incrementa con la temperatura. Me interesa pues, trabajar a elevada temperatura, porque, para una misma intensidad, se aplica un voltaje menor y por tanto la potencia consumida es menor: $W = V * I$.

La curva característica de un electrolizador es una curva empírica que modela la cinética de la reacción de la electrólisis del agua en la celda electrolítica y determina los diferentes puntos de operación donde trabaja, pone de manifiesto el efecto de los sobrevoltajes debidos a las irreversibilidades producidas en el proceso. La relación entre voltaje e intensidad, para una temperatura dada, es:

$$V = V_{rev} + (r/A) I + s \log ((t/A) I + 1).$$

donde:

V=Voltaje aplicado en bornas (V)

Vrev=Voltaje reversible (V)

r=resistencia óhmica del electrolito (Ω)

s,t= coeficientes experimentales representativos del sobrevoltaje de los electrodos.

A= Área de electrodo(m²)

I = Intensidad a través de la celda (A)

A continuación, se muestra la curva característica I-V de un electrolizador alcalino:

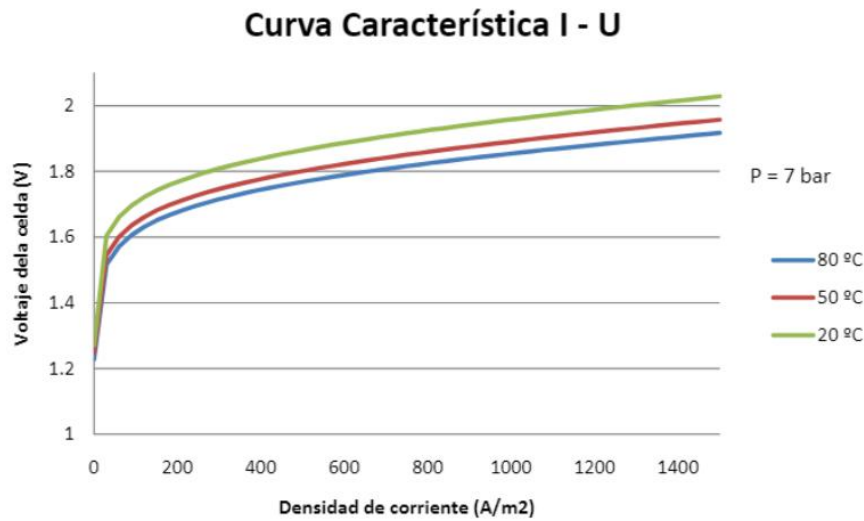


Figura 16: Curva característica I-V de un electrolizador alcalino. Fuente: (López Ramirez)

Para una misma tensión aplicada en bornas de una celda electrolítica, se obtiene una mayor densidad de corriente a una mayor temperatura. Es decir, es conveniente trabajar a mayores temperaturas posibles teniendo en cuenta de no perjudicar la conductividad del electrolito.

- Rendimiento de un electrolizador

El rendimiento energético global es la relación entre la variación de la entalpía del proceso y la energía que se aporta al sistema por mol de hidrógeno:

$$\eta_e = \frac{\Delta H}{\text{Energía eléctrica} + \text{Energía térmica}}$$

Desarrollando esta expresión suponiendo que el único aporte de energía que se le da al proceso es la energía eléctrica, obtenemos que el rendimiento del electrolizador es igual al producto de la eficiencia de voltaje y la eficiencia de Faraday:

$$\eta_e = \eta_v \cdot \eta_F$$

3.2.2. Fabricantes de electrolizadores

Existen muchos fabricantes de electrolizadores, principalmente de tipo alcalino ya que son los más utilizados. Normalmente, cuando se precisa hidrógeno a presión atmosférica,

se opta por los electrolizadores unipolares, mientras que si se busca hidrógenos a presión (hasta unos 30 bar) se opta preferiblemente por configuraciones bipolares. A continuación, se nombran algunos de los fabricantes más populares:

- Casale chemicals:

Es una empresa privada suiza con sede en Lugano que suministra electrolizadores bipolares en el rango 0,5-100 Nm³/h de H₂. El diseño de los equipos permite una operación bajo presión hasta 30 bar, una pureza de 99,8 % de H₂ en volumen que, tras un proceso de purificación, puede alcanzar 99,999 % en vol. El diseño y construcción de los equipos ha superado las normas de seguridad de diversos organismos certificadores y es el único equipo asegurado por Lloyds para su operación en plataformas de perforación petrolíferas marinas. El diseño de los electrolizadores fue de Metkon-Alyzer, compañía que fue finalmente absorbida por Casale Chemicals S.A.

Sus equipos se han utilizado en diversas experiencias de acoplamiento de sistemas de producción de hidrógeno a fuentes de energías renovables.

A modo indicativo, el coste de una unidad de 10 Nm³ H₂/h con una pureza de 99,8% vol y 10 bar es de unos 190000 euros. (Rosa Iglesias, 2003)

- GHW:

Es una empresa alemana fundada por Linde AG, MTU-Friedrichshafen y HEW (Hamburgische Electricitäts-Werke AG). Su electrolizador es del tipo bipolar, a una presión hasta 30 bar y el stack se encuentra en el interior de un recipiente a presión que soporta la presión del sistema, rodeado del agua de aporte al electrolizador. La temperatura de operación puede alcanzar los 150°C y la eficiencia energética es del 80% con densidades de corriente de 10 kA/m².

Su único electrolizador en servicio es uno de 100 kW operativo en el aeropuerto de Munich. El electrolizador opera con una solución de KOH al 40% en peso a 130°C y 30 bar. La temperatura del sistema permanece constante utilizando un intercambiador de calor entre el electrolito y agua de refrigeración. Inicialmente el intercambiador fue construido en níquel, pero debido a los problemas de corrosión en el lado del agua, se sustituyó el níquel por acero con un 25% de níquel. (Rosa Iglesias, 2003)

- ErreDue:

La compañía italiana ErreDue es fabricante de equipos electrolíticos que sacrifica aspectos de seguridad a cambio de ofertar equipos a bajo precio. El consumo específico de sus unidades es de unos 6 kW·h/Nm³ de H₂ producido y la pureza estándar de 99,7 %. La presión habitual de sus equipos es de 6 bar, aunque, bajo pedido, puede llegar a 10 bar.

El coste de una unidad de 20 Nm³/h de H₂ a 6 bares de unos 100.000 €. En comparación con otros fabricantes, la diferencia en precio viene motivada por la ausencia de diversos equipos y sensores que redundan negativamente en la seguridad del sistema. (Rosa Iglesias, 2003)

- Hydrogen systems

Hydrogen Systems N.V. es una empresa belga diseñadora y fabricante de electrolizadores en el rango 1 a 60 Nm³ H₂/h. La presión de operación máxima de éstos es de 10 bar y el consumo de energía específica de 4,2 kWh/Nm³ H₂, que asciende hasta 4,8 kWh/Nm³ H₂ si se considera el consumo energético en la planta de ósmosis inversa que acondiciona el agua de alimentación al electrolizador.

Actualmente desarrollan un electrolizador capaz de operar a 30 bar. Los requerimientos de agua de refrigeración son de 50 l/Nm³ H₂ a una temperatura máxima de 15°C.

El coste de una unidad de 10 Nm³ H₂/h operando a 10 bar es de 130.000 euros y una unidad purificadora que aumente la pureza del hidrógeno obtenido hasta 99,999 % en volumen es de 35.000 euros. Un aumento en la presión de operación desde 10 hasta 25 bar supone un aumento de coste de un 20%. (Rosa Iglesias, 2003)

- IHT

Empresa suiza que adquirió la tecnología de producción de electrolizadores a alta presión de Giovanola. Se dedica a la fabricación de grandes electrolizadores bipolares que trabajan a una presión de 25 bar y presentan producción de 760 Nm³ /h de hidrógeno. Los electrolizadores ofrecidos por IHT presentan un consumo específico bajo comparado con otros fabricantes, aproximadamente 4,6 kWh/Nm³ H₂.

Sus electrolizadores se encuentran instalados en varias industrias a lo largo del mundo. Concretamente en Suiza, una fábrica de piezas de cuarzo para relojes cuenta en sus instalaciones con dos electrolizadores de 4 MW.

Actualmente, IHT ha firmado un acuerdo de colaboración con la Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno de Aragón, para el desarrollo conjunto de un electrolizador de 63 kW para su acoplamiento a fuentes de energía renovable. (Pino Lucena, 2010)

- Proton energy

Proton Energy Systems es una empresa radicada en Estados Unidos que, recientemente, ha comercializado un electrolizador ácido basado en membrana de intercambio de protones con capacidades comprendidas entre 0,5 (para el modelo HOGEN® 20) y 10 Nm³ H₂/h (para el modelo HOGEN® 380). El consumo de energía específica es superior al de los electrolizadores alcalinos, 6 kWh/Nm³ H₂.

El coste del modelo HOGEN® 380, con una pureza del hidrógeno producido de 99,999% vol a 13 bar, es de 260.000 euros. Este electrolizador ha sido empleado en el proyecto Hidráulica, descrito más adelante.

Los electrolizadores de baja producción de Proton Energy han sido empleados en varias plantas demostrativas de la integración de fuentes de energía renovable y la tecnología del hidrógeno, como los proyectos Wind2H₂ (Estados Unidos) e IOTHER (España). Según comentarios de los operarios de estos proyectos, la ventaja de estos electrolizadores es su facilidad de operación y su fiabilidad. (Rosa Iglesias, 2003)

- Hydrogenics

Hydrogenics es el mayor proveedor de equipos para la tecnología del hidrógeno a nivel mundial. Su central se encuentra en Canadá, pero cuenta con oficinas en Bruselas y Japón. La división de electrolizadores parte de tecnología de la empresa Stuart Energy, que fue absorbida por Hydrogenics. Dentro de su catálogo cuentan con la serie de electrolizadores alcalinos HySTATTM, con unas potencias que varían entre los 15 y los 60 kW. Estos electrolizadores cuentan con unas celdas electrolíticas patentadas denominadas IMET®. La presión de trabajo es de 10 bar, la pureza del hidrógeno producido es de 99,998% y el consumo específico es 5,2 kWh/Nm³ H₂. El rango de operación varía entre el 40 y el 100% de la potencia máxima, y operan en función de la demanda de hidrógeno, manteniendo como consigna mantener la presión de trabajo.

En la actualidad están trabajando en un nuevo sistema de control eléctrico de estos equipos para su acoplamiento a fuentes de energías renovables, de modo que la producción de hidrógeno se ajuste a la “oferta” de energía y no a las necesidades de

hidrógeno (modo de operación tradicional de electrolizadores que trabajan de modo estacionario conectados a la red).

Un modelo de la gama HySTAT, con una producción nominal de hidrógeno de 60 Nm³/h, se ha instalado el proyecto Sotavento, el coste de este equipo fue de 577.000 euros. (Pino Lucena, 2010)

- AIREMA

AIREMA es una empresa española de referencia en tecnologías de hidrógeno y pilas de combustible, con 30 años de experiencia en el sector que ofrece desde formación y consultoría hasta puesta en marcha de equipos e instalaciones.

Trabaja con fabricantes nacionales e internacionales para suministrar electrolizadores alcalinos o electrolizadores PEM (desde 2kW hasta 10MW).

Ofrece distintas variantes dependiendo de las necesidades reales de los clientes: desde grandes plantas industriales de electrolisis hasta equipos medianos o pequeños adaptados a las necesidades de cada caso.

Recientemente, ARIEMA y Hydrogen Pro (empresa noruega fabricantes de electrolizadores alcalinos a gran escala) han firmado un acuerdo de colaboración para la implantación de plantas de producción de hidrógeno en España, Portugal, Italia y Latinoamérica. (AIREMA, s.f.)

- Nel Hydrogen Electrolyser

La empresa noruega Nel es el mayor fabricante de electrolizadores del mundo con operaciones comerciales en más de 80 países. Se trata de una compañía global dedicada al hidrógeno, que ofrece soluciones óptimas para producir, almacenar y distribuir hidrógeno a partir de energía renovable. Sus raíces se remontan a 1927 y sus soluciones de hidrógeno cubren toda la cadena de valor, desde las tecnologías de producción de hidrógeno hasta las estaciones de abastecimiento de hidrógeno. Sus acciones cotizan en la Oslo Stock Exchange.

3.3. Acoplamiento sistema fotovoltaico-electrolizador

Hay varios sistemas de acoplamiento posibles entre electrolizadores y un campo fotovoltaico. Las más interesantes son:

3.3.1. Acoplamiento directo

Un sistema PVE (photovoltaic-electrolysis) típico contiene un sistema fotovoltaico, un electrolizador y varios elementos entre ellos (baterías, dispositivo de control y regulación...). El elemento más frágil son las baterías y los dispositivos electrónicos. El fallo de las baterías es imprevisible. Además, son muy sensibles a la temperatura. Los dispositivos electrónicos se averían con mayor frecuencia y de forma imprevisible. (Mraoui & Benyoucef, 2018)

El acoplamiento directo entre el panel fotovoltaico y el electrolizador permite evitar estos problemas, al tiempo que reduciendo el coste total.

Comúnmente el acoplamiento directo entre un sistema fotovoltaico y un electrolizador se consigue realizando los puntos de trabajo cerca de punto de máxima potencia en el rango de 600-800 W/m² de irradiación. La configuración óptima puede ser equivalente a un 96% de eficiencia del convertidor. Sin embargo, las condiciones ambientales como intensidad solar, la temperatura ambiente y la temperatura de la superficie del módulo tienen un gran efecto en el rendimiento del sistema y en la tasa de producción de hidrógeno. Es decir, cuando las condiciones ambientales difieran del diseño, la curva característica del electrolizador no coincidirá con la de máximo rendimiento del generador solar por lo que habrá ciertas pérdidas de energía. Fuera del punto de diseño, se utilizará la opción de modificar la curva característica del electrolizador. Para ello se modificará el número de celdas operativas del electrolizador.

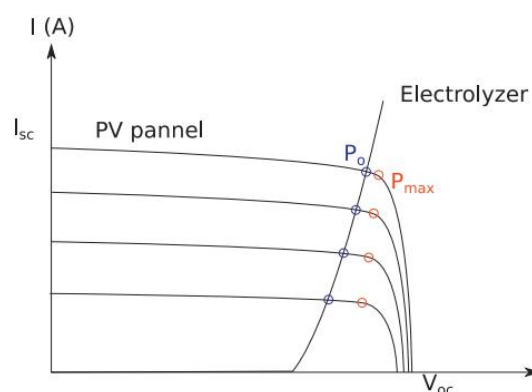


Figura 17: Curvas del panel fotovoltaico y del electrolizador mostrando los puntos de funcionamiento P_o y la potencia máxima P_{max} en condiciones variables de funcionamiento.

Fuente: (Mraoui & Benyoucef, 2018)

El dibujo esquemático de este tipo de acoplamiento se muestra en la Figura 18. El panel fotovoltaico se conecta directamente al electrolizador. La tensión y la corriente de entrada del electrolizador se miden mediante un sistema de adquisición de datos conectado a un

microordenador. También se instala un termopar para medir la temperatura ambiente, y otro para para medir la temperatura del electrolizador. Se instalan dos campanas de gas para recoger y medir el hidrógeno y el oxígeno gaseosos producidos por el electrolizador. (Mraoui & Benyoucef, 2018)

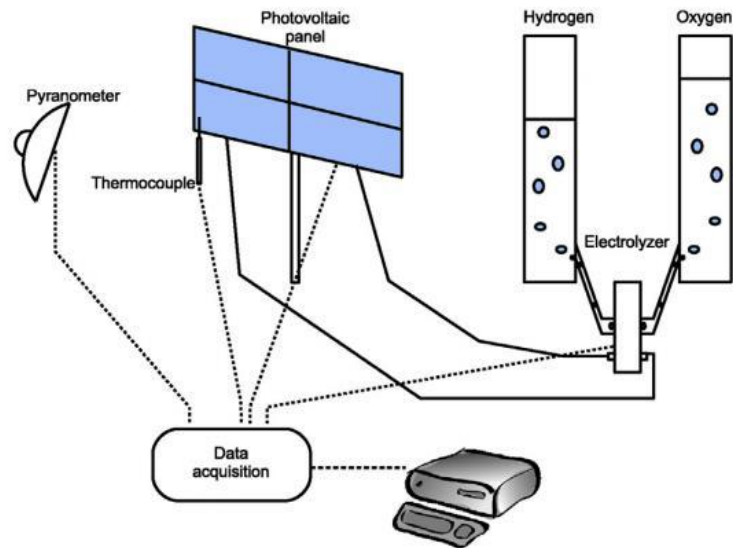


Figura 18: Diagrama esquemático del acoplamiento directo del conjunto solar fotovoltaico y el electrolizador PEM. Fuente: (Mraoui & Benyoucef, 2018)

3.3.2. Acoplamiento con convertidor DC/DC

Se puede observar en la Figura 19 otro tipo de acoplamiento del sistema fotovoltaico con el electrolizador. La posición de las llaves indica la existencia o no de conexión a la red eléctrica y/o reutilización del H₂ producido mediante celdas de combustible. La conexión a red se realiza a través de un inversor y su función aquí es proporcionar un soporte para poder satisfacer la demanda de producción de H₂ independientemente de las variaciones de la radiación solar. Según se destaca en la Figura 19 el hidrógeno almacenado no se reutiliza para inyectar energía eléctrica al sistema, por lo que su demanda puede ser para combustible de transportes u otras aplicaciones.

El acoplamiento DC tiene la ventaja de que la tensión y frecuencia de la red es independiente de las fuentes conectados al bus común de tensión continua, que en nuestro caso son los subsistemas de conversión PV (paneles fotovoltaicos - convertidor DC/DC) y de producción de H₂ (electrolizador). Otra ventaja de esta estructura es que reduce el número de convertidores intervinientes, por lo que se obtiene una mejora tanto en la eficiencia como en el costo total. Téngase en cuenta que puede simplificarse aún más esta

configuración eliminando el convertidor DC/DC que conecta el electrolizador al bus común, si el dimensionamiento de éste es el adecuado. (Garcia Clua, 2013)

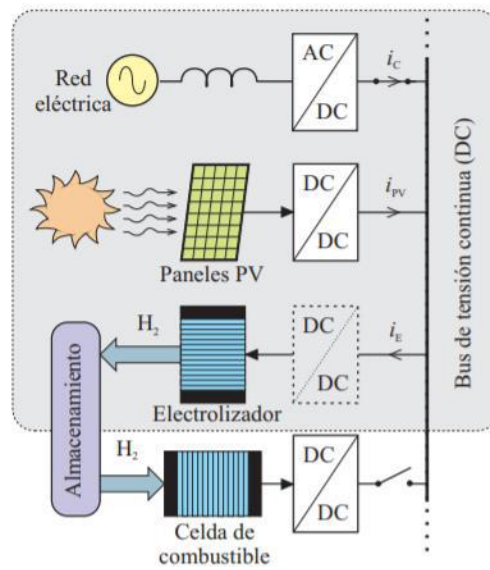


Figura 19: Esquema de producción PV de H₂ con acoplamiento DC. Fuente: (Garcia Clua, 2013)

4. ESTADO DE LA TÉCNICA

4.1. Instalaciones experimentales

Actualmente, ya existen instalaciones de producción de hidrógeno a partir de la energía solar fotovoltaica cuyo objetivo común es la descarbonización del planeta y la reducción de emisiones de CO₂.

4.1.1. Stuart Energy Renewable en Toronto

La instalación consta de un campo fotovoltaico de 2,4 kWp que suministra corriente continua, a 12 V, a un electrolizador constituido por 6 celdas en serie. El oxígeno se ventea a la atmósfera y el hidrógeno se comprime a 7 bar y se almacena en un tanque de 17 Nm³. El electrolizador utilizado fue suministrado por The Electrolyser Corporation Ltd. con una corriente pico de 250 A. El acoplamiento entre el electrolizador y el generador fotovoltaico es directo. (Schucan, 1999)

4.1.2. Solar W. Bayern Hydrogen Project at Neunburg vorm Wald

Esta instalación tiene nueve campos fotovoltaicos con una potencia total de 370 kWp y eficiencias en un rango de 9 y 13% para los campos mono y policristalinos, y 5% para los amorfos.

Se utilizan dos electrolizadores de baja presión con una potencia nominal de 111 y 100 kWel y un electrolizador alcalino de 100 kWel a 32 bar de presión. Además, el sistema se vio complementado por dos pilas de combustibles estacionarias de distinta tecnología: una alcalina de 6.5 kWel y otra de ácido fosfórico de 79 kWel y 42 kWtérmico. Se ensayó una pila de combustible del tipo PEMFC de 10 kWel para su uso en aplicaciones móviles.

La evaluación del sistema reveló el comportamiento inadecuado de los convertidores DC/DC y DC/AC presentes en los sistemas. Éstos fueron uno de los causantes del rendimiento global del sistema poco satisfactorio. Los dos electrolizadores ensayados mostraron una disminución notable del consumo de energía específica respecto a los electrolizadores convencionales. El electrolizador alcalino que operó a alta presión mostró un comportamiento adecuado acoplado a una fuente de energía intermitente y respondió rápidamente a los cambios de carga.

El hidrógeno y el oxígeno producidos por los electrolizadores requirieron una etapa de compresión para su almacenamiento a presión. Antes de almacenarlos, se purificaron por combustión catalítica. (Schucan, 1999)

4.1.3. Schatz Solar Hydrogen Project

Esta instalación fue desarrollada en Humbolt State University Teleniche Marine Laboratory, California, con la intención de evaluar el almacenamiento de hidrógeno producido a partir de un electrolizador alimentado con energía solar fotovoltaica.

El campo fotovoltaico estaba constituido por 192 paneles configurado en 12 cadenas a 24 V, con una potencia nominal de 9,2 kWp. El electrolizador utilizado fue de tipo bipolar, alcalino de 12 celdas, con una producción de 1,2 Nm³ H₂/h a 24 V y 240 A. El electrolito era KOH al 25 % en peso y su potencia nominal era de 5,8 kW.

El hidrógeno producido a 8 bar se almacenó en tanques convencionales capaz de suministrar combustible a la pila para una potencia media de 600 W durante 110 horas con un rendimiento energético del 50%. El sistema operó durante ocho años. (Schucan, 1999)

Las prestaciones energéticas durante los 8 años de operación del sistema fueron:

- Eficiencia de Faraday del electrolizador: 96,4%
- Eficiencia de voltaje del electrolizador: 84,0 %
- Eficiencia energética global del electrolizador: 80%
- Eficiencia de la pila de combustible: 43 %
- Eficiencia global del sistema (excluyendo PV): 34%

4.1.4. Proyecto SAPHYS

El proyecto SAPHYS tenía como objetivo evaluar la viabilidad en la utilización del sistema fotovoltaico-electrolizador-pila de combustible para el suministro de energía eléctrica en aplicaciones como instalaciones de monitorización ambientales.

El sistema fotovoltaico constaba de 180 paneles configurado en 8 cadenas en paralelo. Cada cadena proporcionaba 36 V en condiciones nominales (60 V a circuito abierto) y la potencia nominal del sistema era de 5,6 kWp (1000 W/m² y T_c de 25°C).

La instalación constaba con unas baterías con una capacidad de almacenamiento de 52 kWh, 34 V y 1500 Ah.

El electrolizador era de tipo bipolar y constaba de 17 celdas con una superficie de 600 cm² por celda, capaz de operar hasta 20 bar de presión. La eficiencia energética, a potencia nominal, 5 kW, y 80 °C era de un 87%.

La presión máxima del sistema de almacenamiento de hidrógeno era de 20 bar y la capacidad era de 30 Nm³.

La pila de combustible instalada era de intercambio de protones con una potencia nominal de 3 kW y utilizaba aire como oxidante. El electrolito utilizado era Nafion 117. La pila se diseñó para operar en sistemas autónomos con una presión de hidrógeno de entrada de hasta 3 bar.

La evaluación de la operación del sistema puso de manifiesto que la producción de hidrógeno a partir de energía solar fotovoltaica es factible, segura y que requiere de un mantenimiento escaso. Sin embargo, quedó sin determinar cómo afecta la operación discontinua sobre el electrolizador ni las pérdidas de rendimiento que aquel pudiese ocasionar. Desde un punto de vista de la operación, los problemas más serios surgieron por cuestiones relacionadas con las instalaciones auxiliares de la planta, entre las que cabe citar: planta desmineralizada de aporte de agua al electrolizador, compresor de aire y aporte de inertes para arranques y paradas. (Schucan, 1999)

4.1.5. Phoebus Julich demonstration plant

Este sistema tenía el objetivo de asegurar un suministro de energía autónomo a la biblioteca del Centro de Investigación en Julich (Alemania) con una potencia eléctrica instalada de 38 kW.

La instalación se componía de un campo fotovoltaico con paneles monocristalinos con una potencia de 43 kWp, convertidores DC/DC, 110 baterías ácidas con una capacidad de 304 kWh. El electrolizador era de tipo bipolar constituido por 21 celdas con un área activa por celda de 2500 cm², intensidad de 750 A y densidad de corriente de 3 kA/m². El electrolito es KOH al 30% en peso, temperatura de operación 80 °C y presión máxima de operación 7 bar. La eficiencia energética en el punto de diseño es del 90% siendo su potencia nominal de 26 kW y su producción máxima de 6,5 Nm³ H₂/h.

La pila de combustible alcalina tenía una potencia eléctrica de 6,5 kW a 48 V y 135 A cuya eficiencia energética es del 63% en el punto de diseño.

El objetivo principal del proyecto fue evaluar un sistema de almacenamiento utilizando hidrógeno como portador de energía. Se logró el objetivo de suministro autónomo con energía renovable en modo automático pero el elemento más problemático del sistema fue la pila de combustible. (Schucan, 1999)

4.1.6. Sistema domestico solar-Hidrógeno (PV/H₂) en Brunate, Italia

El sistema de generación de Brutane posee variados componentes que permiten la generación y almacenamiento de hidrógeno de forma renovable, con posterior regeneración de electricidad mediante una celda de combustible, todo controlado para generar con el exceso de energía proveniente de la planta fotovoltaica, los componentes del sistema se describen a continuación:

- Planta fotovoltaica: 11 *kWp*
- Electrolizador alcalino: 1 *Nm³/h*
- Compresión: compresión de hidrógeno 200 *bar*
- Almacenamiento: 30 *Nm³* en hidruro metálico + 90 *Nm³* en cilindros de gas
- Celda de combustible PEM: 5 *kW*
- Batería: 48 *V*, 3000 *Ah*

El sistema fotovoltaico está conectado al electrolizador a través de un convertidor DC/DC y al sistema eléctrico por otro convertidor DC/DC, la celda de combustible y la batería están conectadas, además, al sistema eléctrico de forma continua. (Arellano, 2019)

4.1.7. Instalación fotovoltaica de producción y almacenamiento de hidrógeno de 5 kWp para una vivienda en Suiza

El sistema se integra en una vivienda unifamiliar. El conjunto de paneles solares fotovoltaicos ocupa una gran superficie del tejado, mientras que el sistema de control y convertidor DC/DC, el electrolizador, la unidad de purificación del hidrógeno, el depósito intermedio de almacenamiento, el compresor y el depósito de hidruro metálico se

encuentran en dos armarios de 10 m² de superficie total situados en el primer piso de la casa.



Figura 20: Vivienda unifamiliar en suiza. Fuente: (hollmuller & Joubert, 2000)

Una pequeña parte del gas hidrógeno se utiliza en la unidad de purificación y se evacua al aire. La mayor parte se transfiere a un tanque de almacenamiento intermedio y luego se comprime para su almacenamiento estacional en un tanque de hidruros metálicos. Este último está conectado a aparatos domésticos como una estufa y una lavadora (que ya no están en funcionamiento), y a un segundo depósito de hidruro metálico en un minibús.

El conjunto fotovoltaico consta de 162 paneles solares que están conectados en serie de seis paneles agrupados en dos módulos. Cubren una superficie total de 65,2 m² (56,6 m² de superficie de las células) y tienen una potencia máxima nominal total de 7,4 kWp.

La unidad consta de un regulador y un convertidor DC/DC para maximizar la producción de hidrógeno y un electrolizador de tipo alcalino (KOH) que se diseñó originalmente para la producción continua de hidrógeno a partir de la red eléctrica. Tenía una potencia máxima de 10 kW y producía unos 2 Nm³ de hidrógeno gaseoso por hora a una presión de 2 bar y una pureza del 99,8%.

Technical data of electrolyzer

Supplier	VCST Hydrogen Systems (Belgium)
Model	IMET 2
Cell number	16
Cell surface	600 cm ²
Temperature	45°C (average), 50°C (setpoint)
Pressure	2 bar
Electrolyte	KOH (30 wt%, density 1.27 g cm ⁻³)
Dimensions	0.60 × 0.80 × 1.79 m ³
Maximum power	9.5 kW (37 V, 250 A), 2 Nm ³ /h

Tabla 3: Datos técnicos del electrolizador. Fuente: (hollmuller & Joubert, 2000)

Por último, consta de un sistema de almacenamiento de 91 l y 235 kg de hidruros metálicos (del tipo TiMn₂). (hollmuller & Joubert, 2000)

4.1.8. Proyecto IOTHER

Las fuentes renovables más frecuentes para la producción de hidrógeno verde son la eólica y la solar. Aunque también existen instalaciones que utilizan una combinación de ambas que ofrece oportunidades adicionales ya que puede existir la posibilidad de que haya días sin sol, pero sí haya viento o viceversa, como es el proyecto IOTHER.

Es una instalación que consta de un parque eólico de 635 kW con tres aerogeneradores diferentes, una instalación solar fotovoltaica de 100 kW con siete tecnologías distintas, un gran electrolizador de tipo alcalino y un conjunto de subsistemas de gestión de energía, interconexión a red eléctrica, almacenamiento de hidrógeno y uso final de hidrógeno en pilas de combustible. La instalación se completa desde junio de 2010 con una estación de servicio para vehículos de hidrogeno (hidrogenara), la segunda en Aragón. (Hidrogenoaragon, s.f.)

4.2. Instalaciones en potencia

A continuación, se muestran varios proyectos que se quieren llevar a cabo de plantas de producción de hidrógeno basado en energía solar como fuente de potencia.

4.2.1. Planta de hidrógeno verde de Puertollano

Iberdrola ha iniciado la construcción de la que será la mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa. La planta de Puertollano (Ciudad Real) estará integrada

por una planta solar fotovoltaica de 100 MW, un sistema de baterías de ion-litio con una capacidad de almacenamiento de 20 MWh y uno de los mayores sistemas de producción de hidrógeno mediante electrólisis del mundo (20 MW). Todo a partir de fuentes 100 % renovables.

El hidrógeno "verde" que produzca la nueva instalación será empleado en la fábrica de amoníaco de Fertiberia en Puertollano, que tiene una capacidad de producción superior a las 200.000 toneladas año. Los promotores estiman una inversión de 150 millones de euros.

Uno de los puntos innovadores de este proyecto es el uso de los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM), en lugar de los tradicionales de tipo alcalino. Estos se caracterizan por una mayor adaptabilidad a las condiciones ambientales derivadas de la generación de energía de fuentes renovables.

La nueva planta, que estará operativa en 2021, se está desarrollando en el municipio de Puertollano, una ubicación privilegiada, con un importante polo industrial y en la que se encuentra el Centro Nacional del Hidrógeno, que ha asesorado durante su génesis. Además, contribuirá a avanzar en la madurez tecnológica del hidrógeno verde y a convertirlo en una solución para la descarbonización eficiente a medio plazo.

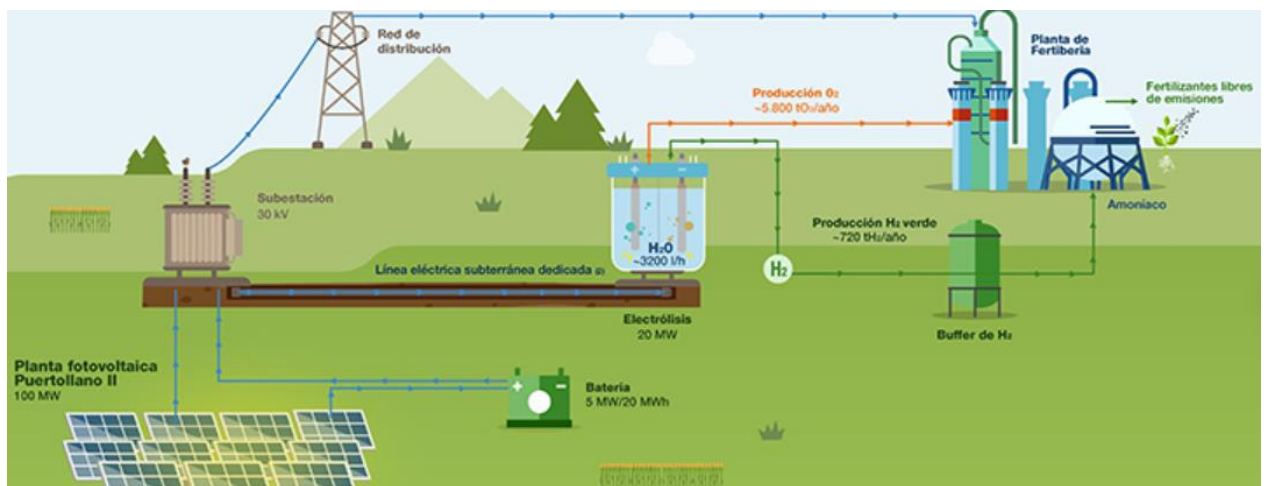


Figura 21: Planta de hidrógeno verde de Puertollano. Fuente: (Iberdrola, 2021)

Iberdrola ha seleccionado como proveedor preferente a la compañía europea Nel Hydrogen Electrolyser (una división de Nel ASA) para la construcción del sistema de producción de hidrógeno mediante electrólisis, que se basará en su solución Proton PEM. Por su parte, la empresa vasca Elecnor realizará el montaje eléctrico de la planta de Puertollano y suministrará materiales, como cuadros y armarios eléctricos, soportes y

luminarias, mientras que Construcciones Electromecánicas Consonni fabricará los equipos de media tensión en su planta de Bilbao. (Iberdrola, 2021)

4.2.2. Baofeng Energy

La minera de carbón china Baofeng Energy ha empezado a adaptar la que, según describe, será la planta de generación de hidrógeno a partir de energía solar más grande del mundo.

De acuerdo con los cálculos de Baofeng, el uso de electricidad solar para alimentar las instalaciones ahorraría 254.000 toneladas de consumo de carbón al año, lo que llevaría a una reducción de 445.000 toneladas en las emisiones de carbono.

Para llevar a cabo el proyecto se utilizará una planta de energía solar de 200 megavatios (MW) ubicada en el noreste de China, en la región de Ningxia Hui. Los paneles solares se instalarán sobre cultivos de bayas de goji y alfalfa que generarán ingresos adicionales, según Baofeng.

Este proyecto tiene el objetivo de producir 160 millones de metros cúbicos de hidrógeno al año por electrólisis y más de 80 millones de metros cúbicos de oxígeno anuales de forma no contaminante.

El proyecto contará con dos electrolizadores de 10.000 m³/h alimentados por dos plantas solares de 100 MW. También incluirá una estación de hidrogenación de 1.000 kg/día y dos estaciones de servicio se convertirán para suministrar también gas natural e hidrógeno para fines de transporte.

Baofeng Energy, que es principalmente una compañía minera de carbón y de producción química, cree que el proyecto es una demostración de cómo alejarse de la energía basada en combustibles fósiles y ve un gran potencial en el hidrógeno. Lo cierto es que China es un país que rema a contracorriente en la lucha contra el cambio climático, y desde hace un año ha retomado la construcción de plantas de carbón, quemando más que cualquier otro país. Desde 2018 el abandono de plantas de carbón ha crecido a un ritmo récord a nivel mundial, mientras que en China aumentó un 12 %. (Fuentes, Motorpasion, 2020)

4.2.3. Green Hysland en Mallorca

En línea con la nueva Estrategia de Hidrógeno de la UE, Green Hysland será el primer proyecto estratégico del sur de Europa y creará un "ecosistema de hidrógeno verde" en las islas Baleares. Green Hysland generará, distribuirá y utilizará en Mallorca al menos 300 toneladas de hidrógeno renovable al año, producido a partir de energía solar fotovoltaica. Las instalaciones de electrólisis se localizarían en Lloseta, con objeto de reindustrializar el municipio ante el cierre de una planta de producción de cemento y aprovechar sus infraestructuras de transporte y energía. El objetivo es reducir las emisiones de CO₂ de la isla en hasta 20.700 toneladas al año. El proyecto se enmarca también en la "Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable" recientemente aprobada por el Gobierno de España, que busca posicionar el país como referente tecnológico en la producción y aprovechamiento de hidrógeno renovable, llegando en 2030 a 4 GW de capacidad de producción y movilizando una inversión total estimada de 8.900 millones de euros.

El hidrógeno verde tendrá múltiples aplicaciones en la isla, priorizando el consumo directo del hidrógeno renovable, por ejemplo, en el suministro de combustible a flotas de autobuses y vehículos de alquiler de pila de combustible, la generación de calor y energía para edificios comerciales y públicos, el suministro de energía auxiliar a ferris y operaciones portuarias y la creación de una estación de abastecimiento.

El proyecto europeo está coordinado por Enagás e impulsado por Acciona, Cemex y Redexis dentro de un plan de reindustrialización de los terrenos de Cemex en Lloseta. Su desarrollo se basa en una planta de generación de hidrógeno verde de Acciona y Enagás.

Ante la recesión económica provocada por la crisis de la COVID-19 en el sector turístico, esta iniciativa contribuirá de manera sustancial a impulsar la diversificación de la economía regional de Mallorca y a crear nuevas oportunidades de empleo en los ámbitos del hidrógeno verde y las energías renovables. (Enagas, 2020)

4.2.4. Del carbón de La Robla al hidrógeno solar

Las dos gasísticas proyectan una fábrica de hidrógeno limpio en La Robla (León), que producirá aproximadamente 9.000 toneladas de hidrógeno verde al año mediante un electrolizador de hasta 60 MW y un parque solar fotovoltaico de cuatrocientos megas (400 MW). El proyecto, que se enmarca en la iniciativa Green Crane (promovido por

Enagás y al que se ha sumado Naturgy), ya ha sido presentado previamente como candidato a proyecto de interés común europeo y proyecto para la Transición Justa en Castilla y León. Las compañías van a desarrollar esta instalación en La Robla, en el entorno de la central térmica (carbonera) que Naturgy clausuró el pasado verano. La producción de la fábrica de hidrógeno verde tendrá varios destinos, según sus impulsores: el consumo local, la inyección a la red gasista "y posibilitar una futura exportación hacia el noroeste de Europa". (Mundo, 2021)

4.2.5. Estación de Arroyo Culebro

La primera gran instalación fotovoltaica en una depuradora de Canal estará ubicada en la estación depuradora de aguas residuales (EDAR) Arroyo Culebro Cuenca Media Alta, una de las mayores que opera esta empresa en la Comunidad de Madrid. A finales de 2022 se prevé que esté listo un establecimiento fotovoltaico con una potencia instalada de 1MW y que tiene especial importancia porque su objetivo principal es abastecer a nuevas instalaciones en la planta.

En dicha depuradora, Canal de Isabel II va a colocar la primera planta que existirá en España de generación de hidrógeno verde a partir de agua regenerada. Esta nueva tecnología requerirá una inversión de 24 millones de euros y ha sido incluida entre los proyectos del Gobierno de la Comunidad de Madrid para su financiación con recursos procedentes del Fondo de Recuperación y Resiliencia europeo. Su demanda energética se atenderá gracias a las placas fotovoltaicas instaladas en la depuradora y a la cogeneración a partir de biogás ya existente.

El uso del hidrógeno producido en esta estación depuradora podría ser tanto la inyección en red como el suministro a vehículos a través de hidrogenaras. De esta manera, la planta de hidrógeno de Canal será pionera, no solo por producir este elemento con agua regenerada, sino también por ser la primera en elaborar este combustible a partir de energía totalmente renovable. (CincoDías, 2021)

5. ANÁLISIS DE INSTALACIONES

La campaña de la industria del hidrógeno está en pleno apogeo. Cada vez son más países que se suman al movimiento de la descarbonización del planeta mediante la producción de hidrógeno con origen renovable. A finales de 2020, siete empresas internacionales que desarrollan proyectos de hidrógeno verde lanzaron la iniciativa *Green Hydrogen Catapult* (Catapulta Hidrógeno Verde), como parte de la campaña *Race to Zero* (Carrera a Cero) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Las fuentes renovables más frecuentes son la energía eólica y la energía solar.

Como se ha visto en el apartado anterior, las instalaciones de generación de hidrógeno verde que se están desarrollando son mucho más grandes que las instalaciones mencionadas que sí están operativas. El estudio de las distintas plantas lleva a un análisis comparativo ya que no todas tienen la misma eficiencia, tamaño, diseño, etc.

En las siguientes tablas, se observa una recopilación de datos de algunas de las instalaciones antiguas operativas y de aquellas que están en proceso de desarrollo en la actualidad:

	Sistema fotovoltaico	Electrolizador	Ratio potencia FV/Electrolizador
Solar W.Bayern Hydrogen Project	370 kWp	311 kW	1,189
Schatz solar Hydrogen Project	9,2 kWp	5,8 kW	1,586
Proyecto SAPHYS	5,6 kWp	5 kW	1,12
Phoebus Julich demonstration plant	43 kWp	26 kW	1,654
Vivienda en Suiza	7,4 kWp	10 kW	0,74

Tabla 4: Datos de algunas instalaciones experimentales. Fuente: Elaboración propia

	Sistema fotovoltaico	Electrolizador	Producción H2	Ratio potencia FV/Electrolizador
Puertollano	100 MW	20 MW	200000 T/año	5
Baofen Energy	200 MW	50 MW	160 millones m ³ /año	4
Green Hysland	-	7,5 MW	300 T/año	-
La Robla	400 MW	60 MW	9000 T/año	6,67

Tabla 5: Datos de algunas instalaciones en potencia. Fuente: Elaboración propia

Se debe tener presente que muchas de las instalaciones experimentales mencionadas se pusieron en marcha alrededor de los años 90, es decir, hace 30 años aproximadamente. Algunas de ellas ya no están en funcionamiento.

Se puede apreciar claramente que los proyectos en desarrollo tienen capacidades de megavatios, mientras que las instalaciones más antiguas tienen capacidades de kilovatios. Aun así, sigue habiendo estudios de plantas de menor escala, pero casi siempre mayores de los 500 kW.

Se puede observar que la potencia del sistema fotovoltaico es mayor que la potencia del electrolizador en todos los casos, excepto en la vivienda de Suiza. También se aprecia cómo se prevé un aumento del ratio Potencia sistema FV/Potencia Electrolizador en las instalaciones, lo que lleva a un mejor acoplamiento entre ambas tecnologías.

5.1. Sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico es una de las dos partes fundamentales de la instalación. Su diseño está condicionado por muchos factores: las condiciones climáticas del emplazamiento, el ángulo de inclinación de los paneles, la asociación de los paneles, la temperatura de operación, las pérdidas energéticas, etc. El número de paneles a utilizar estará relacionado con la potencia total de la carga conectada. El número de paneles a conectar en serie será función del voltaje del electrolizador en condiciones nominales mientras que, el número de cadenas a conectar en paralelo vendrá condicionado por la intensidad de corriente del electrolizador. Para comprobar la configuración óptima de paneles en serie y paralelo de una instalación en condiciones estándar, es necesario calcular la relación entre la potencia máxima que puede dar la instalación fotovoltaica y la potencia útil.

Sin embargo, la cantidad de irradiación que incide en el lugar donde se quiere construir la instalación es lo primero que se debe estudiar para asegurar que el sistema funcione correctamente. Aunque la radiación solar no es la misma todos los días del año, es obvio que para esta fuente de energía renovable conviene lugares donde haya más días soleados que nublados. En consecuencia, la cantidad de radiación solar captada depende estrictamente del ángulo de inclinación del plano incidente. Es importante porque la predicción de la irradiación global puede proporcionar estimaciones aproximadas de la producción de energía agregada por los paneles fotovoltaicos que alimentan el sistema.

Por ejemplo, en la siguiente figura se muestra la estimación de la radiación solar para distinta inclinación de paneles de una instalación en un día de mayo en Argelia.

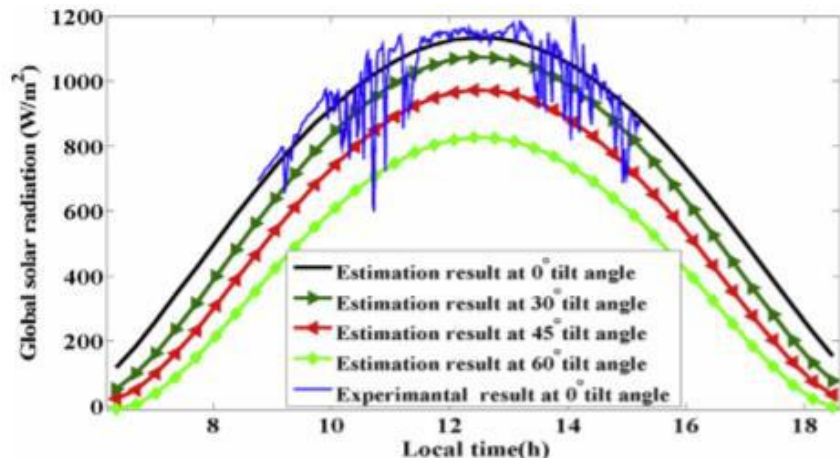


Figura 22: Radiación solar global simulada y experimental en varios ángulos de inclinación. Fuente: (Gougui, Djafour, Danoune, & Khelfaoui, 2020)

Por otra parte, hay que tener en cuenta que la potencia del campo fotovoltaico dada es la máxima que puede alcanzar y no es usual que alcance ese valor. Esto se debe a la existencia de pérdidas que hace que la eficiencia del sistema fotovoltaico no es del 100%. La siguiente figura se corresponde con un sistema fotovoltaico de 1000 kWp situado en Sevilla (donde incide mucha irradiación), con una colocación óptima; y se observa que no se llega a dicho máximo de generación solar.



Figura 23: Generación Solar de un sistema de 1000 kWp en Sevilla. Fuente: Elaboración propia de PVGIS

Hoy en día, la innovación de los paneles fotovoltaicos son los paneles bifaciales, que permiten una mayor producción al contar con dos superficies sensibles de luz y proporcionan una mayor vida útil. La planta de hidrógeno verde de Puertollano contará con este tipo de paneles. Es necesario, por lo tanto, realizar un previo estudio para obtener la mayor rentabilidad energética y económica.

5.2. Electrolizador

En cuanto al tipo del electrolizador, la mayoría de las instalaciones utilizan electrolizadores bipolares alcalinos ya que son los más comunes al tener mayor rentabilidad económica y madurez tecnológica. El electrolito más frecuente donde se produce la conducción de los iones es hidróxido de potasio.

Sin embargo, como se ha visto antes, la planta de Puertollano es una de las pocas que va a utilizar electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM). El experto David Fernández, director técnico de Iconsa, empresa del Grupo IDEA, señala que estos electrolizadores “tienen una velocidad mucho más rápida para generar hidrógeno vía energía eléctrica, una mayor potencia y generan un hidrógeno de mayor pureza”. De esta forma se evita una instalación adicional para que ese hidrógeno pueda introducirse en una pila de combustible, obteniendo un hidrógeno 100% renovable que no produce contaminantes ni durante el proceso de combustión ni durante el de producción.

Los fabricantes de electrolizadores juegan un papel importante. Muchas empresas están promoviendo una cadena de proveedores para desarrollar electrolizadores de gran tamaño. Entre dichas empresas, se encuentra Iberdrola, el cual ha firmado un acuerdo con la empresa noruega Nel, el mayor fabricante de electrolizadores del mundo que ofrece soluciones óptimas para producir, almacenar y distribuir hidrógeno a partir de energía renovable. Además, Iberdrola ha constituido, junto a la empresa vasca Ingeteam, la compañía Iberlyzer, que se convertirá en el primer fabricante de electrolizadores a gran escala en España. Iberlyzer comenzará su operación en 2021 y suministrará más de 200 MW de electrolizadores en 2023. (Iberdrola, 2021)

Este progreso para las plantas de producción de hidrógeno tiene muchas ventajas. Es tanto el crecimiento que, por ejemplo, la instalación *Solar W.Bayern Hydrogen Project*, vista en el capítulo anterior, para un campo fotovoltaico de 370 kWp, necesita tres electrolizadores, dos de baja presión y uno alcalino para que la capacidad total sea de 311 kW. La instalación de muchos electrolizadores de pequeña escala aumenta los costes de instalación y mantenimiento y los costes de adquisición de más elementos auxiliares y la eficiencia del sistema completo es menor.

Por otro lado, el número de celdas de un electrolizador también es relevante para la optimización del sistema, por lo que es de vital importancia conocer las curvas características Voltaje-Intensidad del electrolizador, suministradas por el fabricante de

este. Estas curvas se utilizan para dimensionar el sistema solar de forma que se obtenga un grado de acoplamiento óptimo entre ambos sistemas, como se describe posteriormente. Por lo tanto, el hidrógeno generado dependerá de la capacidad de los electrolizadores, que esta a su vez depende de la fuente renovable.

5.3. Acoplamiento

El acoplamiento entre el sistema fotovoltaico y el electrolizador es una parte fundamental de la instalación. La decisión para optimizar su rendimiento energético y económico puede llegar a ser compleja por lo que pueden establecerse dos criterios para comparar estos modos de acoplamiento: desde un punto de vista exclusivamente energético o bien desde un punto de vista económico.

Puede suceder que un sistema funcionando en su punto de máxima potencia produzca pérdidas energéticas en los dispositivos mayores a los beneficios que consigue la instalación. La evaluación de las distintas opciones implica la realización de balances energéticos anuales y luego considerar el coste económico de cada opción considerada.

La curva característica V-I del sistema fotovoltaico está definida por cuatro parámetros iniciales dados por el fabricante: I_{cc} , U_{ca} , I_{pmp} , U_{pmp} . Dichos parámetros varían según la irradiancia que se tenga en cada momento del día, por lo tanto, para cada nivel de irradiancia se tendrá una nueva curva característica y, a su vez, un nuevo punto de corte entre la curva del módulo fotovoltaico y del electrolizador que dará lugar a un nuevo punto de funcionamiento del sistema. La cercanía de esa intersección al punto de máxima potencia del campo para ese nivel de radiación y temperatura de célula indica, de forma cualitativa, la eficiencia del acoplamiento.

La Figura 24 muestra las curvas V-I de un sistema solar fotovoltaico para diferentes niveles de radiación y las curvas características del electrolizador elegido para una instalación cuando opera con 24, 25 y 26 celdas. También se representa las curvas de potencia constante, así como la curva que une los puntos de máxima potencia para distintos niveles de radiación incidentes.

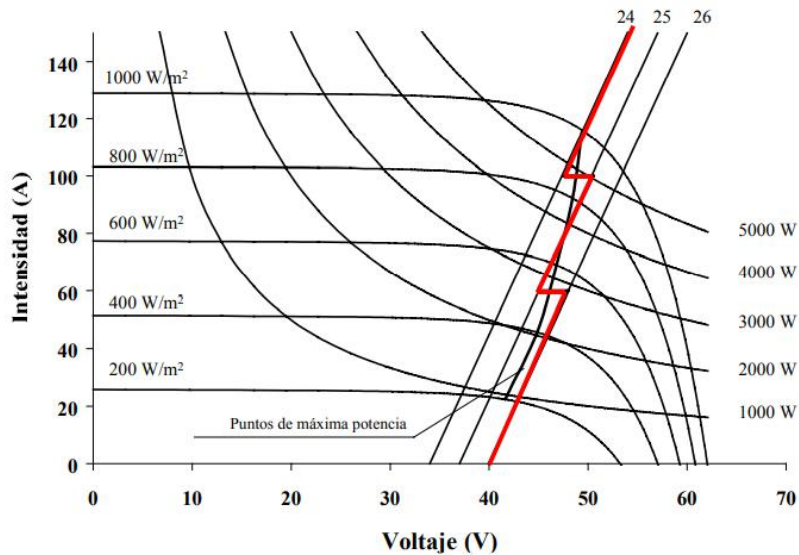


Figura 24: Curvas V-I del sistema solar fotovoltaico y del electrolizador. Fuente: (Rosa Iglesias, 2003)

5.4. Almacenamiento

El almacenamiento de electricidad en forma de hidrógeno solo es rentable y por tanto solo se puede justificar si los sistemas de almacenamiento de hidrógeno se desarrollan con altas eficiencias energéticas. La necesidad de almacenamiento eléctrico varía con la aplicación, desde almacenamiento de energía estacional en sistemas fotovoltaicos en áreas remotas a almacenamiento de energía diario en sistemas conectados a la red eléctrica.

El almacenamiento de hidrógeno es una tarea esencial sin la cual no es posible abordar el estudio o implantación de procesos que conlleven la utilización de hidrógeno. Se proponen dos sistemas de almacenamiento de hidrógeno: basado en el almacenamiento a presión o la utilización de hidruros metálicos.

La idea original de usar un sistema de almacenamiento de hidrógeno usando un hidruro metálico fue desarrollado por el Dr. Yoshiyuki Kozawa (Universidad de Gifu, Japón), quien en 2000 inició el trabajo de modelado y experimentación con estos sistemas. Se trata de almacenar el hidrogeno producido en tanques de hidruro metálico y convertirlo en electricidad en una pila de combustible. Es el caso de la instalación del sistema doméstico solar-H₂ en Brunate, Italia, en el cual su sistema de almacenamiento se compone de un tanque de 30 Nm³ de hidruro metálico y 90 Nm³ en cilindros de gas y la pila de combustible es de tipo PEM de 5kW.

Una pila de combustible es un dispositivo electroquímico que transforma, de forma directa, la energía química de un combustible en electricidad de forma eficiente y silenciosa, sin generar emisiones contaminantes; solo agua. También produce calor y agua.

Por otra parte, muchas instalaciones cuentan con un sistema de almacenamiento de energía en baterías (EES, Energy Storage System). Es un sistema usado para almacenar energía eléctrica en baterías secundarias para usar dicha energía posteriormente cuando se necesite. En este sentido, la aplicación de este tipo de sistemas para las instalaciones que se analizan estará enfocado al almacenamiento secundario de energía para su posterior uso en la alimentación de la planta de hidrógeno. La capacidad de una batería se expresa en Wh. Para ello debe multiplicarse la capacidad, en Ah, por la tensión de descarga, en V. Esta tensión no es constante durante el tiempo que dura la descarga, por lo que debe tomarse un valor medio durante la operación.

Por ejemplo, en la planta del proyecto SAPHYS, la instalación cuenta con baterías con una capacidad de almacenamiento de 52 kWh, 34 V y 1500 Ah, o la planta Phoebus Julich, que tiene 110 baterías ácidas con una capacidad de 304 kWh y una pila de combustible alcalina con potencia eléctrica de 6,5 kW.

La instalación de un sistema de baterías adyacente a la planta solar consigue que se optimice el consumo de la energía producida por la planta solar. En el caso de una planta de 16 MW, el consumo total anual puede alcanzar el 85% de la generación solar.

Sin embargo, el principal problema de las baterías es su rentabilidad económica. Más capacidad de almacenamiento no necesariamente implica mayor rentabilidad. Aunque la cantidad de hidrógeno producido aumente, el coste de los componentes de las baterías en la actualidad es muy elevado y su instalación no compensa para el hidrógeno producido. Se están realizando estudios para optimizar su funcionamiento y alargar su vida útil para no tener que reemplazarlas cada cierto tiempo.

5.5. Análisis económico

El punto de vista económico es importante. Actualmente, como ya se ha dicho, la presión para reducir la contaminación ambiental ha llevado a toda una serie de países y compañías a apostar por esta nueva forma de energía limpia, por lo que cada vez existen más empresas interesadas e instituciones públicas en invertir en este sector.

Esto incluye a la Unión Europea (UE), que en su "Estrategia de hidrógeno para una Europa climáticamente neutra", publicada a mediados de 2020, se comprometió a invertir US\$430.000 millones en hidrógeno verde entre ahora y 2030. Por su parte, el nuevo presidente de Estados Unidos, Joe Biden, prometió en su plan energético que se asegurará "de que el mercado pueda acceder al hidrógeno verde al mismo costo que el hidrógeno convencional en una década, proporcionando una nueva fuente de combustible limpia para algunas centrales eléctricas existentes". (Mundo, 2021)

La producción directa de hidrógeno mediante electrólisis arroja valores superiores al coste objetivo de ser competitivo respecto al coste medio de la gasolina en UE-28 sin impuestos. Sin embargo, dichos costes van a ser sustancialmente reducidos con el continuo abaratamiento de los costes de las fuentes de electricidad renovables, con el decrecimiento de los de inversión para las plantas de electrólisis, y con el potencial de incremento de la capacidad de producción de hidrógeno de estas plantas.

Así, por ejemplo, de las plantas de pocos MW de potencia (4,4 MW), ideales para abastecer una demanda localizada (2 toneladas diarias), se ha pasado a plantas de hasta 200 MW completamente automatizadas, las cuales operan en el rango de presiones de 5 a 200 bar y producen casi 88 toneladas de hidrógeno diario (esto permite la generación a gran escala y precisan de su conexión a la red de transporte y distribución directa de gas o de hidrógeno). (Morante, Andreu, Garcia, Tarancón, & Torrell, 2020)

Según la Agencia Internacional de la Energía, 1 kilogramo de hidrógeno verde, que contiene unos 33,3 kWh, cuesta entre 3,50 y 5 euros, lo que supone entre 0,10 euros/kWh y 0,15 euros/kWh. En cambio, el hidrógeno obtenido a partir del reformado de gas natural (un método que emite grandes cantidades de CO₂ a la atmósfera) cuesta 1,5 euros/kg o 0,045 euros/kWh.

Los gigantes energéticos se han aliado para conseguir su gran reto: bajar el precio del hidrógeno verde a menos de 2 dólares (1,68€) por kilogramo para 2026, un precio muy inferior al actual. (Fuentes, Motorpasion, 2020)

El diseño óptimo de la planta de hidrógeno se debe hacer mediante el criterio de los costes marginales (costes que se asumen al iniciar la producción de una unidad adicional). La minimización de los costes marginales de la planta de hidrógeno permite seleccionar una potencia para la planta que optimice al máximo los recursos de la planta solar y, a la vez, disminuya los costes incurridos por la planta a diseñar al mismo tiempo.

Es esencial realizar un estudio de los costes que intervienen tanto en la planta solar como en la planta de hidrógeno. Los costes de capital inicial (CAPEX) y los costes de operación (COPEX) son fuertemente dependientes de la economía de escala.

Para estimar los costes de una instalación, se puede observar en las siguientes tablas los resultados económicos del diseño de una pequeña instalación en Turquía que se basan en un ciclo de vida de 25 años del sistema:

Component	Size (Unit)	Price (USD)	Unit Price
Electrolyzer	40 (kW)	\$ 80,000.00	\$ 2000.00/kW
Fuel Cell	20 (kW)	\$ 60,000.00	\$ 3000.00/kW
Hydrogen Tank	20 (kg)	\$ 30,000.00	\$ 1500.00/kg
FPV System	105 (kWp)	\$ 125,000.00	\$ 1190.48/kWp
System	1 (Unit)	\$ 295,000.00	\$ 295,000.00/Unit

Tabla 6: Precios de mercado de los componentes propuestos. Fuente: (Temiz & Javani, 2020)

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Total
Electrolyzer	\$ 80,000.00	\$ 0.00	\$ 44,927.00	\$ -10,194.00	\$ 114,733.00
Fuel Cell	\$ 60,000.00	\$ 161,021.00	\$ 101,580.00	\$ -18,477.00	\$ 304,124.00
Hydrogen Tank	\$ 30,000.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 30,000.00
FPV System	\$ 125,000.00	\$ 7876.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 132,876.00
System	\$ 295,000.00	\$ 168,897.00	\$ 146,507.00	\$ -28,671.00	\$ 581,733.00

Tabla 7: Coste actual neto de todo el sistema. Fuente: (Temiz & Javani, 2020)

Method	Result
Net Present Cost:	\$ 581,733
CAPEX:	\$ 295,000
OPEX:	\$ 18,203
LCOE (per kWh):	\$ 0.612

Tabla 8: Resumen económico. Fuente: (Temiz & Javani, 2020)

La Tabla 6 muestra los precios de mercado de cada componente del sistema. Se trata de los precios que incluye instalación y el transporte, y excluye los gastos posteriores a la puesta en marcha (por ejemplo, los costes de funcionamiento y de sustitución).

La Tabla 7 representa el valor actual de todos los costes desde el principio hasta el final del 25º año. En este caso, el depósito de hidrógeno también es duradero como el sistema fotovoltaico, pero el electrolizador y el generador de la pila de combustible deben cambiarse varias veces. Los costes de sustitución pueden verse también en la Tabla 7.

Por último, la Tabla 8 muestra un resumen económico. Se observa que los gastos de capital son 16,2 veces mayores que los gastos operativos. Los gastos de capital obtenidos

como 295.000 dólares y equivalen al 50,7% del coste actual neto total. (Temiz & Javani, 2020)

Existe una gran incertidumbre sobre el tamaño que tendrá la demanda futura de hidrógeno en el largo plazo, la forma en que se generará (hidrógeno verde frente a hidrógeno azul) y qué aplicaciones serán más relevantes dentro de la misma. Pero, lo que sí es cierto es que esta demanda está aumentando cada vez más y las empresas energéticas se están desarrollando para incrementar de manera sustancial la escala del mercado de hidrógeno. De modo que, el desarrollo de la oferta y la demanda de hidrógeno depende de innovaciones tecnológicas y desarrollos regulatorios de gran impacto, además de requerir un volumen de inversiones muy relevante.

6.CONCLUSIONES

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo y, tras el oxígeno, el más abundante también de la Tierra. Presenta propiedades relevantes, entre las que destaca el tener un muy alto contenido de energía por unidad de masa.

En las últimas décadas se ha impulsado su obtención a partir de diversas vías (hidrógeno gris, azul o verde, según se emita CO₂, se secuestre CO₂ o se genere mediante fuentes de energía renovables, respectivamente), las cuales se clasifican según su nivel de emisiones de CO₂, costes de producción, tasas de emisiones o costes de secuestro del CO₂. Sin embargo, entre estas tecnologías hay que destacar el nuevo paradigma que constituye el hidrógeno verde.

Para que sea considerado ‘verde’ la electricidad utilizada por el electrolizador debe provenir de energías renovables, como el sol y el viento. Genera cero emisiones, pero debido a su coste su uso aún no está muy extendido, pese a que el proceso de electrólisis no es nuevo y contamos con energías renovables disponibles.

Se prevé que a partir del año 2030 se acelere el desarrollo de una economía basada en la producción y aplicación del hidrógeno renovable en España. La economía del hidrógeno renovable supondrá la constitución de una sociedad descarbonizada para 2050 en la que las energías renovables componen la participación mayoritaria en el mix energético, permitiendo un mayor grado de gestionabilidad y garantizando el abastecimiento energético de calidad, sostenible y a precios competitivos.

La apuesta masiva por renovables como la fotovoltaica y eólica ha de ser acompañada por el desarrollo de tecnologías que permitan su integración en las diferentes redes eléctricas. En este sentido, el hidrógeno verde se convierte en un vector energético clave y se presenta como la alternativa con mayor potencial para hacer frente a los retos de dicha apuesta.

La implementación de sistemas de generación de hidrógeno a partir de energía solar fotovoltaica es costosa por lo que se debe contar con el estudio previo para la obtención del sistema adecuado para la necesidad de la instalación, mano de obra calificada y localización óptima.

Es esencial conocer el nivel de irradiancia del lugar donde se quiere implementar una instalación para una correcta inclinación y orientación de los paneles y la asociación entre ellos.

Para el electrolizador existirá una metodología y consideraciones que permitan absorber la máxima potencia eléctrica en exceso según el modo de operación y el sistema fotovoltaico. También se puede realizar una optimización económica en función de: costes de instalación y operación del sistema de almacenamiento de hidrógeno y beneficios económicos por los servicios ofrecidos a la red.

El acoplamiento entre el sistema fotovoltaico y el electrolizador determina en gran parte la eficiencia energética del sistema global y para obtenerla, se realiza un estudio de las curvas características V-I del electrolizador y del campo fotovoltaico.

Para el almacenamiento del hidrógeno producido se propone el sistema de almacenamiento de hidruros metálicos y el sistema basado en el almacenamiento a presión. Es una parte primordial sin la cual no es posible abordar el enfoque e implantación que conlleven la utilización de hidrógeno.

Finalmente, en la medida en la que la producción de hidrógeno sea a mayor escala, el coste de producción del hidrógeno verde se irá reduciendo. Este factor es importante porque, así como actualmente los precios de la electricidad tienen una fuerte dependencia de los precios del gas y de los precios de los derechos de emisión de CO₂, paulatinamente irá aumentando la dependencia de los precios de los mercados eléctricos de los precios del hidrógeno.

Cada vez son más empresas interesadas en este sector, como Iberdrola, Enagás, Endesa, etc. que apoyan la descarbonización del planeta a través de inversiones, investigación e innovación.

REFERENCIAS

- AIREMA. (s.f.). *AIREMA*. Obtenido de <http://www.ariema.com/hidrogeno/ariema-equipos-e-instalaciones-h2/electrolizadores>
- Alonso Alvarez, I., Martin Uriol, M., Vique Sanchez, F. J., & Benjumea, I. (2020). *Hydrogeen*. Madrid: EOI.
- Arellano, C. A. (2019). *Diseño, Fabricacion y Prueba de un electrolizador solar de baja potencia*. Santiago: Universidad Técnica Federico Santa María.
- CincoDías. (junio de 2021). *El pais*. Obtenido de https://cincodias.elpais.com/cincodias/2021/06/16/extras/1623866561_852201.html
- Enagas. (2020). Obtenido de https://www.enagas.es/enagas/es/Comunicacion/NotasPrensa/19_10_2020_NP_Financiacion%20Green_Hysland
- Fuentes, V. (Mayo de 2020). *Motorpasion*. Obtenido de <https://www.motorpasion.com/industria/china-esta-levantando-planta-hidrogeno-verde-grande-mundo-sigue-quemando-carbon-para-producir-energia>
- Fuentes, V. (Diciembre de 2020). *Motorpasion*. Obtenido de <https://www.motorpasion.com/industria/bajar-precio-hidrogeno-verde-gigantes-energeticos-todo-mundo-se-alian-para-conseguirlo>
- Garcia Clua, J. (2013). *CONTROL DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CON ASISTENCIA DE RED PARA LA PRODUCCION DE HIDROGENO*. UNLP.
- Garcia, J. C. (2012). *Ingenieriaquimica.net*. Obtenido de <https://www.ingenieriaquimica.net/articulos/302-produccion-de-hidrogeno-mediante-electrolizadores-estado-del-arte-de-la-tecnologia-electrolizadore>
- Gougui, Djafour, Danoune, & Khelfaoui. (2020). Field experience study and evaluation for hydrogen production through a photovoltaic system in Ouargla region, Algeria. *International Journal of Hydrogen Energy*, 14.
- Hidrogenoaragon. (s.f.). *Hidrogenoaragon*. Obtenido de <https://hidrogenoaragon.org/es/la-fundacion/instalaciones-e-infraestructuras/>
- hollmuller, P., & Joubert, J.-M. (2000). Evaluation of a 5 kWp photovoltaic hydrogen production and storage installation for a residential home in Switzerland. *International Journal of Hydrogen Energy*, 13.
- Iberdrola. (2021). Obtenido de <https://www.iberdrola.com/conocenos/lineas-negocio/proyectos-emblematicos/puertollano-planta-hidrogeno-verde>
- Iberdrola. (2021). Obtenido de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/electrolizador>
- IEA. (2020). *International Energy Agency*. Obtenido de <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2020.pdf>

- LH, B. (s.f.). Obtenido de https://ikastaroak.birt.eus/edu/argitalpen/backupa/20200331/1920k/es/IEA/ISF/ISF03/es_IEA_ISF03_Contenidos/website_11_el_efecto_fotovoltaiico.html
- Lillo Bravo, I. (2013). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Sevilla: Universidad de Sevilla.
- Linares Hurtado, J. I., & Moratilla Soria, B. Y. (2007). *El hidrógeno y la energía*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas.
- López Ramirez, J. R. (s.f.). *Modelo dinámico de un electrolizador alcalino*. Sevilla: Universidad de Sevilla.
- MITERD. (2020). *Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable*. Madrid: MITERD.
- Montoya Rasero, C. (2011). *Energía Solar Fotovoltaica*. EOI.
- Morante, J. R., Andreu, T., Garcia, G., Tarancón, A., & Torrell, M. (2020). *Hidrógeno: Vector energético de una economía descarbonizada*. Madrid: Fundación Naturgy.
- Mraoui, A., & Benyoucef, B. (2018). Experiment and simulation of electrolytic hydrogen production: Case study of photovoltaic-electrolyzer direct connection. *International Journal of Hydrogen Energy*, 10.
- Mundo, B. N. (Marzo de 2021). *El mostrador*. Obtenido de <https://www.elmostrador.cl/agenda-pais/2021/03/31/hidrogeno-verde-6-paises-que-lideran-la-produccion-de-una-de-las-energias-del-futuro-y-cual-es-el-unico-latinoamericano/>
- Pino Lucena, F. J. (2010). *Análisis de sistemas integrados de producción de hidrógeno a partir de energía eólica. Aportaciones al modelado dinámico de sistemas*. Sevilla: Universidad de Sevilla.
- Puig, P., & Jofra, M. (s.f.). *Solar fotovoltaica*. Madrid: Energy Management Agency.
- Rosa Iglesias, M. F. (2003). *ESTUDIO TEÓRICO Y EXPERIMENTAL SOBRE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO ELECTROLÍTICO A PARTIR DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: DISEÑO, OPERACIÓN Y EVALUACIÓN DE UNA PLANTA PILOTO DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO ELECTROLÍTICO DE 1,2 NM3*. Sevilla: Universidad de Sevilla.
- Schucan, T. (1999). *Case Studies of Integrated Hydrogen Systems*. Suiza: Paul Scherrer Institute.
- Temiz, M., & Javani, N. (2020). Design and analysis of a combined floating photovoltaic system for electricity and hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 13.
- UNEF. (2020). *UNEF*. Obtenido de <https://unef.es/2020/06/la-tecnologia-fotovoltaiica-va-a-permitir-producir-hidrogeno-verde-competitivo/>