

Producción de hidrógeno renovable por electrólisis: estado actual y perspectivas de la tecnología

9 de diciembre, 2025

EN COLABORACIÓN:



El presente informe ha sido elaborado utilizando la información más precisa y accesible disponible para sus autores. No obstante, ni los autores, ni sus organizaciones o empresas, ni el Observatorio Tecnológico del Hidrógeno asumen responsabilidad alguna por la exactitud de los datos presentados, ni aceptan ninguna obligación derivada del uso que se haga de la información contenida en este documento.

Autoría y organización

- David Campillo Pérez, Técnico de Consultoría y Formación en FHa
- Pedro Casero Cabezón, Responsable del Área Técnica en FHa
- Denis Thomas, Director Global de Marketing y Desarrollo de Negocio en Accelera by Cummins
- Ramon Sitges, Gerente de Ventas para el Sur de Europa en Accelera by Cummins
- Francisco Jiménez, Experto Senior para Derivados del Hidrógeno y Proyectos a Gran Escala en Accelera by Cummins
- Enrique Girón Monzón, Director General de ARIEMA Energía y Medioambiente
- Marcos Castrillo Cuevas, Investigador en electroquímica en la Fundación CIDAUT
- José Ignacio Domínguez Carrero, Responsable de Desarrollo de Negocio de Energía en la Fundación CIDAUT
- Rita X. Valenzuela y miembros de la Unidad de Materiales Funcionales para Tecnologías de Hidrógeno, Investigadores de CIEMAT- Departamento de Energía
- Liliana Analía Díaz, Investigador senior en electrólisis y celdas de combustible de baja temperatura (Departamento de Hidrógeno y Power-to-X) en CIIAE
- Jesús Rodríguez Ruiz, Responsable de la Unidad de Desarrollo Científico en CNH2
- Luis Alberto Lara, Ingeniero de la Unidad de Desarrollo Científico en CNH2
- Vanesa Sendarrubias Carbonero, Ingeniera de la Unidad de Consultoría y Formación en CNH2
- Enrique Saborit Rojas, Ingeniero de la Unidad de Consultoría y Formación en CNH2
- Víctor Pérez Acha, Responsable técnico Proyectos Power to X en Empresarios Agrupados
- Carlos Martínez Aguilera, Coordinador de Innovación y Desarrollo Tecnológico en Enagás
- José A. Lana Calvo, Coordinador de Innovación y Desarrollo Tecnológico en Enagás
- Gema Blanco Salvá, Adjunta Dirección General en MIBGAS
- Sara Oliveira da Costa, Responsable COEX Green Energies en Navantia Seanergies

Glosario

AEM	Anion Exchange Membrane
ALK	Alkaline Electrolysis
AaaS	Auction-as-a-service
Ba	Bario
BoP	Balance of Plant
CA	Corriente Alterna
CAPEX	Capital Expenditure
CC	Corriente Continua
CCUS	Carbon Capture Utilisation and Storage
CO	Monóxido de carbono
CO₂	Dióxido de carbono
Co	Cobalto
Cu	Cobre
e⁻	Electrón
EBITDA	Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization
EPC	Engineering, Procurement and Construction
Fe	Hierro
GDC	Gadolinium Doped in Ceria
GDL	Gas Diffusion Layer
H⁺	Protón/Ion hidrógeno
H₂	Hidrógeno
HER	Hydrogen Evolution Reaction
HHV	High Heating Value
IEA	International Energy Agency
Ir	Iridio
IRENA	International Renewable Energy Agency
KOH	Hidróxido de potasio
NaOH	Hidróxido de sodio
La	Lantano
LCOE	Levelized Cost of Energy

LCOH	Levelized Cost of Hydrogen
LHV	Low Heating Value
MEA	Membrane Electrode Assembly
M	Molar (concentración)
Mo	Molibdeno
Ni	Níquel
O₂	Oxígeno
O²⁻	Ion oxígeno
OER	Oxygen Evolution Reaction
OH-	Ion hidróxido
O&M	Operation and Maintenance
OPEX	Operational Expenditure
PGM	Platinum Group Metals
PPA	Power Purchase Agreement
PERTE	Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica
PFAS	Per- and Polyfluoroalkyl Substances
PEM	Proton Exchange Membrane
Pt	Platino
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin
Ru	Rutenio
Sr	Estroncio
Ti	Titanio
SCGZ	Scandium, Ceria and Gadolinium doped in Zirconia
SOEC	Solid Oxide Electrolysis Cell
TIR	Tasa Interna de Retorno
TRL	Technology Readiness Level
UE	Unión Europea
VAN	Valor Actual Neto
WACC	Weighted Average Cost of Capital
YSZ	Yttria-Stabilized Zirconia

Índice

Autoría y organización.....	2
Glosario	3
Tabla de contenidos	5
Resumen ejecutivo	7
1. Introducción	11
1.1 ¿Qué es el hidrógeno renovable?: marco normativo y clasificación.....	11
1.2 Retos y oportunidades del hidrógeno renovable.....	14
2. Fundamentos de la electrólisis del agua.....	16
2.1 Principios básicos del proceso	16
2.1.1 Voltaje reversible, termoneutro y sobrepotenciales.....	16
2.1.2 Volumen de hidrógeno producido: ley de Faraday de la electrólisis.....	18
2.1.3 Eficiencia del proceso	18
2.2 Componentes de un electrolizador.....	19
2.2.1 Stack o apilamiento de celdas	19
2.2.2 Balance de planta (BoP).....	19
2.3 Consumo de agua del proceso	22
3. Tecnologías de electrólisis y grado de madurez comercial.....	24
3.1 Introducción a las tecnologías de electrólisis	24
3.2 Electrólisis alcalina (ALK).....	27
3.2.1 Concepto	27
3.2.2 Ventajas y limitaciones de la electrólisis ALK	29
3.2.3 Innovación y desarrollos futuros.....	29
3.2.4 Principales actores.....	30
3.3 Electrólisis de membrana de intercambio protónico (PEM).....	31
3.3.1 Concepto	31
3.3.2 Ventajas y limitaciones de la electrólisis PEM	36
3.3.3 Innovación y desarrollos futuros.....	37
3.3.4 Principales actores.....	38
3.4 Electrólisis de membrana de intercambio aniónico (AEM)	40
3.4.1 Concepto	40
3.4.2 Ventajas y limitaciones de la electrólisis AEM.....	43
3.4.3 Innovaciones y desarrollos futuros.....	44
3.4.4 Principales actores.....	45
3.5 Electrólisis de óxido sólido (SOEC)	46
3.5.1 Concepto	46
3.5.2 Ventajas y limitaciones de la electrólisis SOEC	50
3.5.3 Innovación y desarrollos futuros.....	52
3.5.4 Principales actores.....	53
3.6 Integración con usos.....	54
3.6.1 Electrólisis ALK	54
3.6.2 Electrólisis PEM	54
3.6.3 Electrólisis AEM.....	55
3.6.4 Electrólisis SOEC.....	56

4. Factores que influyen en la eficiencia de la electrólisis.....	58
4.1 Principales factores determinantes	58
4.2 Eficiencia actual de los sistemas comerciales de electrólisis.....	60
5. Alimentación eléctrica	61
5.1 Conexión a red eléctrica	61
5.1.1 Efectos de la red sobre los equipos de electrólisis	62
5.1.2 Efectos de los equipos de electrólisis en la red eléctrica	63
5.2 Alimentación con energías renovables.....	64
6. Coste nivelado del hidrógeno (LCOH)	65
6.1 Concepto y significado del LCOH	65
6.1.1 Inversión inicial, CAPEX.....	65
6.1.2 Costes de operación de la planta, OPEX.....	67
6.1.3 Producción anual de hidrógeno.....	68
6.2 Índice IBHYX (MIBGAS).....	69
6.3 Modelo del European Hydrogen Observatory	72
6.4 Principales factores que afectan al LCOH.....	74
6.5 Estrategias para reducir el LCOH.....	76
7. Proyectos e iniciativas más destacadas en el campo de la electrólisis	77
7.1 Banco Europeo del Hidrógeno.....	77
7.2 European Electrolyser Partnership	81
7.3 Iniciativas nacionales.....	82
7.4 Proyectos relevantes: bases de datos.....	84
7.4.1 Hydrogen Tracker	84
7.4.2 Hydrogen Infrastructure Map.....	85
7.4.3 European Hydrogen Observatory	86
7.4.4 Asociación Española del Hidrógeno.....	87
8. Conclusiones	89
9. Referencias.....	93

Resumen ejecutivo

El hidrógeno renovable se consolida como un vector energético clave para alcanzar la neutralidad climática en 2050 y garantizar la seguridad energética europea. En un contexto global marcado por la urgencia climática, la transición energética y la necesidad de reducir drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero.

Entre las distintas opciones de producción, la **electrólisis del agua** emerge como la vía más prometedora para generar hidrógeno de origen 100 % renovable, transformando la electricidad procedente de fuentes limpias (solar, eólica, hidráulica) en un portador energético versátil, almacenable y libre de emisiones.

Este informe técnico, elaborado por el Observatorio Tecnológico del Hidrógeno (OTH), liderado por **FHa (Fundación Hidrógeno Aragón)** y desarrollado en colaboración con **Accelera by Cummins, ARIEMA, CNH2, (Centro Nacional del Hidrógeno) CIDAUT (Fundación para la Investigación y Desarrollo en Transporte y Energía), CIIAE (Centro Ibérico de Investigación en Almacenamiento Energético), CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas), EAG (Empresarios Agrupados – GHESA), Enagás, MIBGAS (Mercado Ibérico del Gas) y Navantia Seanergies** ofrece una **visión integral del estado del arte, los fundamentos técnicos y las perspectivas de desarrollo de la electrólisis del agua**.

El documento analiza en profundidad los **principios físico-químicos** que rigen la electrólisis, los **componentes estructurales de los electrolizadores** (*stack* y balance de planta (BoP)) y el **consumo de agua** asociado, subrayando que el **proceso electrolítico requiere entre 17 y 22 l/kg H₂** —una cifra sensiblemente inferior a la de los procesos convencionales basados en combustibles fósiles que se sitúa en **32,2 l/kg para el reformado de metano con CCUS y 49,4 l/kg en el caso de la gasificación de carbón** —, lo que refuerza su viabilidad medioambiental. Asimismo, se destaca la importancia del desarrollo de tecnologías avanzadas de purificación y reutilización del agua como elemento habilitador para una producción sostenible a gran escala.

En el ámbito tecnológico, el informe examina las **cuatro principales tecnologías de electrólisis**:

Alcalina (ALK), madura y fiable, con décadas de experiencia industrial;

De membrana de intercambio protónico (PEM), compacta, flexible y con alta pureza del hidrógeno producido y ya disponible comercialmente;

De membrana de intercambio aniónico (AEM), tecnología emergente que combina bajo coste y potencial de escalabilidad; y

De óxido sólido (SOEC), de alta eficiencia térmica, orientada a aplicaciones industriales de gran escala.

Las tecnologías **ALK y PEM** dominan actualmente el mercado, representando más del 95 % de la capacidad instalada, mientras que **AEM y SOEC** avanzan rápidamente desde fases de demostración hacia una mayor madurez comercial. El informe compara sus ventajas, limitaciones, requerimientos operativos y principales fabricantes, proporcionando una visión global del panorama tecnológico y de la evolución esperada hacia 2030.

Desde la perspectiva energética, actualmente se identifican **eficiencias** de entre el 60 y 70%, en base al poder calorífico inferior (Lower Heating Value, LHV) para ALK, PEM y AEM, y hasta un 85% para SOEC, destacando los factores determinantes de dichas eficiencias: temperatura de operación, materiales de los electrodos y membranas, densidad de corriente, gestión térmica y pureza del agua.

	Estado actual tecnología	TRL	Eficiencia típica	Nº fabricantes identificados	Puntos fuertes	Debilidades	Tendencias de desarrollo
ALK	Comercial	9 - 10	60 - 65%	18	Vida útil CAPEX	Flexibilidad a la variación de carga Electrolito corrosivo Presión del H2	Aumento de la presión de operación Aumento de la eficiencia
PEM	Comercial	9 - 10	60 - 70%	16	Flexibilidad a la variación de carga Diseño compacto Eficiencia H2 de alta pureza > 99.9 % Presión de operación	CAPEX Uso de metales preciosos Uso PFAS	Reducción en la utilización de metales preciosos Aumento de la vida útil Reducción de PFAS
AEL	Desarrollo	3 - 7	65 - 70%	3	CAPEX Baja corrosión electrolito Diseño compacto Flexibilidad a la variación de carga	Madurez de la tecnología Duración membranas Vida útil	Mejora de las membranas Aumento de la vida útil
SOEC	Pre-comercial	6 - 8	85%	7	Alta eficiencia si se utiliza calor residual Posibilidad de co-electrólisis	Madurez de la tecnología CAPEX Integración de la planta Flexibilidad a la variación de carga	Reducción de costes Estrategias de operación e integración con otros equipos Mejora de materiales

En cuanto a su **interacción con el sistema eléctrico**, el estudio profundiza en el papel dual de la electrólisis: como **consumidor flexible** que puede absorber excedentes de generación renovable y como **herramienta de estabilidad de red**, capaz de proporcionar servicios de balance, respuesta rápida y almacenamiento químico de energía. Esta flexibilidad convierte a la electrólisis en un elemento fundamental dentro del concepto del **sector coupling**, al conectar de forma directa el sistema eléctrico, gasista e industrial.

Desde el punto de vista económico, se dedica un capítulo específico al **coste nivelado del hidrógeno (Levelized Cost of Hydrogen, LCOH)**, considerado el principal indicador para evaluar la competitividad del hidrógeno renovable. Se presenta la metodología de cálculo, las variables que más influyen en su valor — coste de capital (CAPEX), de operación (OPEX), factores de utilización, precio de la electricidad y eficiencia—, así como las estrategias de reducción de costes en curso: economías de escala, aprendizaje tecnológico, optimización de la cadena de suministro y estandarización de componentes. El documento también incorpora referencias al **índice IBHYX de MIBGAS**, un referente pionero en Europa que proporciona una señal de precio transparente para el hidrógeno renovable en el mercado español, así como al **modelo económico del European Hydrogen Observatory**, que permite comparar escenarios y estimar el LCOH bajo diferentes hipótesis de operación y financiación.

Se incluyen también los **principales proyectos e iniciativas** que están impulsando el desarrollo de la electrólisis en Europa y España: el **Banco Europeo del Hidrógeno**, que canaliza los primeros mecanismos de apoyo financiero a gran escala; la **European Electrolyser Partnership**, que promueve la coordinación industrial para alcanzar una capacidad de fabricación europea de 17,5 GW/año en 2030; y los proyectos estratégicos **PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA)** en el marco nacional.

Igualmente, se presentan las principales **bases de datos y plataformas** identificadas (Hydrogen Tracker, Hydrogen Infrastructure Map, European Hydrogen Observatory, AEH2) como herramientas clave para el seguimiento del despliegue tecnológico y geográfico de proyectos, tanto en España como a nivel europeo y mundial.

En conjunto, el informe del Observatorio Tecnológico del Hidrógeno pone de manifiesto que la electrólisis del agua constituye una **tecnología estratégica, transversal y en rápida evolución**, capaz de articular un nuevo paradigma energético basado en la integración de renovables, la descarbonización industrial y la autonomía energética europea. Su despliegue masivo requerirá **innovación tecnológica continua, marcos regulatorios estables, acceso competitivo a electricidad renovable y una sólida colaboración público-privada** a lo largo de toda la cadena de valor.

El documento concluye que **el avance de la electrólisis** no solo **permitirá producir hidrógeno verde competitivo**, sino que **impulsará un tejido industrial** de alto valor añadido en torno al diseño, fabricación y operación de electrolizadores, generando empleo cualificado y consolidando la posición de España y Europa como líderes tecnológicos en la economía del hidrógeno.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. ¿Qué es el hidrógeno renovable?: marco normativo y clasificación

El hidrógeno renovable es aquel producido a partir de fuentes de energía renovable. A diferencia de una fuente primaria (como el sol o el viento), el hidrógeno es un **vector energético**: no se encuentra disponible directamente en la naturaleza en forma útil, sino que debe generarse consumiendo energía. Su valor reside en que permite **almacenar energía limpia y utilizarla después de forma controlada** allí donde se necesite.

El método más extendido para su obtención es la **electrólisis del agua** (véase capítulo 2), empleando **electricidad de origen 100 % renovable**. También puede considerarse renovable el hidrógeno obtenido mediante **reformado de biogás** o **conversión termoquímica de la biomasa**, siempre que se cumplan los requisitos de sostenibilidad del marco europeo [1], aunque estas rutas quedan fuera del alcance de este documento.

La Unión Europea regula la producción y el uso del hidrógeno renovable dentro de su política de energías limpias. La **Directiva (UE) 2018/2001 (RED II)** [2], incorpora el hidrógeno dentro de la categoría de **“combustibles renovables de origen no biológico”** (*Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO*) [3], es decir, combustibles gaseosos como el hidrógeno producido a partir de **fuentes renovables no biológicas**.

RED II fija, para el conjunto de la UE, el objetivo de que **al menos el 32 % de la energía consumida en 2030** proceda de fuentes renovables. Además, establece **objetivos obligatorios** específicos para el hidrógeno renovable [4], entre ellos:

- que **al menos el 1 % de la energía utilizada en el transporte** provenga de RFNBO en 2030;
- que **al menos el 42 % del hidrógeno consumido en la industria** sea de origen renovable en 2030 y que este porcentaje **se eleve al 60 % en 2035**.

La revisión de esta directiva a través de la **Directiva (UE) 2023/2413 (RED III)** [5], eleva la meta de renovables al **42,5 % para 2030**, con un **objetivo indicativo adicional del 45 %**, e incorpora de forma más precisa **objetivos y definiciones** relativas al hidrógeno renovable y a otros combustibles verdes que en RED II solo se trataban de manera limitada. Asimismo, introduce **procedimientos administrativos más ágiles** (ventanillas únicas, plazos reducidos) para la autorización de proyectos renovables, con el fin

de facilitar su implantación. En definitiva, **RED III busca acelerar el despliegue de proyectos** y estimular **inversiones a gran escala en hidrógeno verde**.

En paralelo a RED II, en febrero de 2023 se aprobaron dos **Reglamentos Delegados (UE) 2023/1184** [6] y **2023/1185** [7] que completan su contenido y precisan qué puede considerarse **hidrógeno realmente renovable** [4] [8]:

- El **Reglamento Delegado (UE) 2023/1184** define las condiciones que debe cumplir la **electricidad empleada en la producción de hidrógeno** para que este pueda certificarse como renovable. Establece que debe tratarse de **electricidad 100 % renovable**, procedente de instalaciones certificadas, ya sea mediante **conexión directa** a una planta renovable o mediante un **contrato de compra de energía renovable (PPA)**. Además, exige **adicionalidad**: los electrolizadores deben estar vinculados a nueva producción de electricidad renovable y, a partir de 2028, solo podrán utilizar energía de activos con una antigüedad **no superior a 36 meses**. También impone **correlación temporal y geográfica**: hasta 2030 bastará con la coincidencia mensual entre la producción de hidrógeno y la generación renovable; a partir de entonces se exigirá coincidencia **hora a hora** y dentro del mismo ámbito geográfico.
- El **Reglamento Delegado (UE) 2023/1185** establece que, para que el hidrógeno pueda ser aceptado como **hidrógeno renovable** o como **combustible de carbono reciclado**, el proceso de producción debe **reducir al menos un 70 % las emisiones de gases de efecto invernadero** respecto a un combustible fósil, aplicando una **metodología de cálculo de ciclo de vida**.

Sobre esta base, la regulación europea permite distinguir **cinco grandes categorías de hidrógeno**, cada una asociada a una vía de producción y con implicaciones diferentes en términos de sostenibilidad y mercado:

1. **Hidrógeno renovable de origen no biológico (RFNBO)**: Es la categoría **más exigente** y la que **fija el estándar de sostenibilidad** en la UE. Se obtiene por **electrólisis del agua** con electricidad procedente de fuentes renovables (solar, eólica) y debe cumplir las condiciones de **adicionalidad, correlación temporal y geográfica** y **demonstración de origen renovable** establecidas en los Reglamentos Delegados (UE) 2023/1184 y 2023/1185. Además, debe acreditar **una reducción mínima del 70 % de emisiones** respecto al hidrógeno fósil.
2. **Hidrógeno renovable de origen biológico**: Se produce a partir de **biomasa o residuos biogénicos** mediante procesos sostenibles, siempre que se cumplan los **criterios de sostenibilidad y reducción de emisiones** de RED II y sus actualizaciones. Incluye, por ejemplo,

el hidrógeno obtenido por **reformado de biogás** o por **gasificación de biomasa sostenible**. La principal ventaja que presenta es su capacidad para valorizar residuos orgánicos y subproductos de origen agrícola, forestal o industrial, disminuyendo el impacto ambiental asociado a la gestión de residuos, especialmente las emisiones de metano derivadas de su descomposición.

3. **Hidrógeno hipocarbónico**: Es el hidrógeno producido a partir de **fuentes no renovables**, pero que consigue **una reducción significativa de emisiones**, garantizando **al menos un 70 % menos de emisiones de GEI** en comparación con el hidrógeno fósil convencional. Puede proceder, por ejemplo, del **reformado de gas natural con captura y almacenamiento de CO₂** o de **electrólisis alimentada con energía nuclear**.
4. **Hidrógeno renovable (no RFNBO)**: Incluye el hidrógeno producido con **fuentes renovables**, pero que **no cumple alguno de los requisitos** exigidos al RFNBO.
 - Puede utilizar **electricidad renovable ya existente**.
 - No requiere necesariamente **correlación temporal o geográfica**.
 - Puede **no alcanzar** la reducción del **70 % de emisiones**.

Un ejemplo sería un electrolizador conectado a una **red eléctrica con alta penetración renovable**, pero sin demostrar adicionalidad o correlación.

5. **Hidrógeno fósil**: Es el hidrógeno producido a partir de **combustibles no renovables** (gas natural, carbón, petróleo), normalmente mediante **reformado de gas natural con vapor**. No cumple el umbral del **70 % de reducción de emisiones** y, por tanto, **no se considera hidrógeno limpio** en el sentido de la normativa.

España adopta esta misma definición de hidrógeno renovable y la incorpora a su estrategia energética. La **Hoja de Ruta del Hidrógeno** [9] y el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2021-2030)** [10] recogen los criterios europeos y fijan objetivos como **alcanzar 12 GW de electrolizadores en 2030**, destinados principalmente a suministrar hidrógeno verde a la **industria** y al **transporte pesado**.

1.2. Retos y oportunidades del hidrógeno renovable

El hidrógeno verde constituye actualmente uno de los pilares más prometedores de la transición energética hacia sistemas bajos en carbono. Su potencial para descarbonizar sectores de difícil electrificación, promover la seguridad energética y estimular la innovación tecnológica es ampliamente reconocido [11] [12]. Si bien, su desarrollo enfrenta todavía retos significativos en materia económica, tecnológica, regulatoria y social. Estos desafíos no deben interpretarse como limitaciones, sino como catalizadores que impulsan soluciones innovadoras y abren nuevas oportunidades de desarrollo económico, industrial y social.

Desde el punto de vista económico, el coste de producción del hidrógeno verde continúa siendo superior al del hidrógeno fósil, lo que limita su competitividad en los mercados energéticos globales. Sin embargo, este aparente obstáculo se traduce en una oportunidad para sectores que requieren urgentemente alternativas sostenibles. La industria del acero, el cemento y la química, así como el transporte de larga distancia, constituyen ejemplos paradigmáticos de actividades que necesitan un vector energético limpio que no dependa de combustibles fósiles [13]. Estas industrias muestran una disposición a realizar inversiones iniciales más elevadas con el objetivo de reducir significativamente sus emisiones. Al posicionarse como mercados pioneros, contribuyen tanto a la consolidación de la demanda de hidrógeno verde, como a la generación de economías de escala y a la aceleración de la curva de aprendizaje tecnológica, facilitando así una reducción progresiva de los costes y una mayor competitividad del sector. De este modo, lo que surge como un reto económico se transforma en una palanca de innovación y en un estímulo para la expansión del mercado global del hidrógeno verde.

En el plano tecnológico, los desafíos se relacionan con la eficiencia de los electrolizadores, la optimización de los procesos de fabricación, operación y mantenimiento, así como la necesidad de disponer de infraestructuras de almacenamiento y transporte seguras, y, no menos importante, limitar la pérdida de prestaciones asociadas a degradación debido a la intermitencia inherente de las energías renovables que alimentan el proceso. Estas dificultades generan a su vez un terreno fértil para la innovación. El hidrógeno verde ofrece la posibilidad de aprovechar excedentes renovables que de otro modo se desperdiciarían, convirtiéndolos en una fuente de energía almacenable y transportable. Esto, además de resolver problemas de variabilidad en la generación, dota a los sistemas energéticos de mayor resiliencia y flexibilidad [14]. En este sentido, lo que inicialmente aparece como un reto tecnológico se convierte en un instrumento para consolidar un sistema energético más robusto, capaz de integrar cuotas crecientes de energías renovables.

En el ámbito regulatorio, la falta de estándares internacionales uniformes, tanto para funcionamiento de las tecnologías como para los casos de uso concretos, en materia de certificación, seguridad y sostenibilidad constituye un desafío para el establecimiento de un mercado global de hidrógeno verde. Este vacío normativo ha impulsado iniciativas multilaterales que buscan construir marcos comunes de gobernanza. Alcanzar esa madurez regulatoria fomentará la transparencia y la confianza de los inversores y contribuirá a la creación de un comercio internacional de hidrógeno limpio, con países como España, Chile, Marruecos o Australia posicionándose como potenciales exportadores estratégicos [15]. Así, el reto regulatorio se convierte en la base de una oportunidad para el desarrollo de nuevas cadenas globales de valor y para el fortalecimiento de la cooperación internacional en materia energética.

Desde la dimensión social, persisten inquietudes relacionadas con la seguridad del hidrógeno y con la competencia por recursos hídricos para su producción. No obstante, estas preocupaciones pueden abordarse mediante innovación tecnológica y estrategias de comunicación y gobernanza inclusivas. Al mismo tiempo, la construcción de plantas de electrólisis, las infraestructuras de transporte y los proyectos asociados al hidrógeno verde ofrecen oportunidades claras de generación de empleo, revitalización económica y atracción de inversiones en las regiones que alberguen estas iniciativas [11]. En consecuencia, los beneficios tangibles para las comunidades pueden reforzar la aceptación social del hidrógeno verde, convirtiendo un posible foco de resistencia en un motor de desarrollo territorial sostenible.

Finalmente, la conjunción de retos económicos, tecnológicos, normativos y sociales actúa como catalizador de innovación transversal. La búsqueda de soluciones en torno al hidrógeno verde está promoviendo avances a lo largo de toda la cadena de valor: en eficiencia de electrolizadores, en sistemas de almacenamiento, en la utilización de recursos hídricos alternativos y en modelos de gobernanza participativa. Estos avances no solo benefician a este vector energético, sino que generan sinergias positivas en otras áreas de la transición energética, promoviendo el desarrollo del tejido industrial, científico y tecnológico consorciales y acelerando la consecución de los objetivos climáticos globales [13].

En conclusión, **el hidrógeno verde se encuentra en un punto en el que los retos constituyen un estímulo para el cambio**. Cada desafío abre un espacio de oportunidad: los altos costes iniciales impulsan mercados pioneros; la intermitencia de las renovables da lugar a soluciones de almacenamiento flexibles; una regulación incipiente fomenta la cooperación internacional; y las dudas sociales se transforman en aceptación a través de beneficios tangibles. De este modo, el hidrógeno verde se perfila no solo como una alternativa energética, sino como un auténtico motor de transformación integral que conecta innovación tecnológica, desarrollo económico y progreso social.

2. FUNDAMENTOS DE LA ELECTRÓLISIS DEL AGUA

En este capítulo se presentan los principios básicos de la electrólisis, componentes del electrolizador y consumo de agua, esenciales para entender el funcionamiento, la eficiencia el impacto de esta tecnología.

2.1. Principios básicos del proceso

La electrólisis del agua consiste en la división de la molécula del agua en hidrógeno y oxígeno, mediante la aplicación de una corriente continua de electricidad, produciéndose la siguiente reacción global:



Esta corriente eléctrica se genera a partir de dos electrodos conectados a una fuente de alimentación. El electrodo positivo se denomina ánodo, y en él se produce la semi-reacción de oxidación donde se genera el oxígeno (también conocida como *Oxygen Evolution Reaction*; OER); mientras que el electrodo negativo se denomina cátodo, y en él se produce la semi-reacción de reducción donde se genera el hidrógeno (conocida como *Hydrogen Evolution Reaction*; HER). La forma en que se desarrollan estas semi-reacciones, que representan los procesos que tienen lugar de forma separada en cada electrodo, va a depender de la tecnología de electrólisis utilizada, aunque la reacción global es siempre la misma: Ecuación 1 (para más detalle sobre estas semi-reacciones consultar cada tecnología en el capítulo 3).

La electrólisis del agua es una reacción endotérmica, es decir, requiere un aporte de energía para que se produzca. Dicho aporte energético puede realizarse en forma de electricidad o calor. La cantidad de energía necesaria para este proceso puede cuantificarse a partir del Primer Principio de la Termodinámica:

$$\Delta H = \Delta G + T \cdot \Delta S \quad (\text{Ecuación 2})$$

Donde ΔH muestra la energía total (entalpía) que debe aportarse para poder romper la molécula de agua. Esta energía puede tener un origen térmico (entropía, $T \cdot \Delta S \equiv \dot{Q}$) que representa las irreversibilidades del sistema, o bien eléctrico (energía libre de Gibbs, ΔG) ya que, en un proceso electroquímico a presión y temperatura constante, todo el trabajo reversible es energía eléctrica. En condiciones estándar (25°C, 1 bar) estos parámetros toman los siguientes valores: $\Delta H^0 = 285.88 \text{ kJ/mol}$, $\Delta G^0 = 237.23 \text{ kJ/mol}$ y $T \cdot \Delta S^0 = 48.65 \text{ kJ/mol}$.

2.1.1. Voltaje reversible, termoneutro y sobrepotenciales

El voltaje reversible (U_{rev}) se define como el voltaje mínimo necesario que se debe aplicar entre el ánodo y el cátodo para que se produzca la electrólisis. Desde un punto de vista termodinámico, el trabajo que se necesita suministrar para llevar a cabo este proceso, a temperatura y presión constante, es igual al

incremento de la energía libre de Gibbs (ΔG). Si el electrolizador solo tiene capacidad de intercambiar trabajo en forma de electricidad y no aporta calor se cumple:

$$U_{rev} = \frac{\Delta g}{z \cdot F} \quad (\text{Ecuación 3})$$

Donde U_{rev} es el voltaje reversible o de equilibrio (V), z es el número de electrones transferidos en la electrólisis del agua ($2e^-$) y F es la constante de Faraday (~ 96500 C/mol).

El voltaje reversible a 25°C y 1 bar es 1,23V mientras que para otras condiciones queda descrito por la ecuación de Nernst, que establece la relación existente entre el potencial electroquímico y la presión parcial de las especies implicadas.

Cuando el proceso electrolítico se realiza bajo condiciones adiabáticas (sin intercambio de calor con el entorno), la entalpía de la reacción total (ΔH) debe ser suministrada únicamente por corriente eléctrica. Así, de forma análoga al voltaje reversible, la variación de entalpía permite definir el voltaje termoneutro (U_{tn}) o entálpico:

$$U_{tn} = \frac{\Delta h}{z \cdot F} \quad (\text{Ecuación 4})$$

En condiciones de equilibrio (25°C , 1 bar), el valor del voltaje termoneutro es 1,48 V.

La diferencia entre el voltaje reversible y termoneutro se conoce como voltaje térmico o entrópico y representa la sobretensión mínima con respecto al voltaje reversible que debe aplicarse a la celda de electrólisis para iniciar la reacción de descomposición del agua. En condiciones estándar este potencial es de 0,25 V.

A efectos prácticos, cuando una celda de electrólisis entra en operación, la tensión siempre es mayor que el voltaje reversible (U_{rev}) e incluso mayor que el voltaje termoneutro (U_{tn}), a causa de las irreversibilidades del proceso real de electrólisis. Estos sobrepotenciales pueden clasificarse como:

- **Sobrepotencial de activación o de transferencia (η_{act}):** Se trata de una pérdida motivada porque la velocidad de transferencia de carga en los electrodos está limitada.
- **Sobrepotencial óhmico (η_{ohm}):** Este sobrepotencial está asociado a la suma de las diferentes resistencias eléctricas del proceso según la ley de Ohm.
- **Sobrepotencial de concentración o de difusión (η_{conc}):** Tiene en consideración las limitaciones en el transporte de los productos hidrógeno y oxígeno que ocurren especialmente a altas densidades de corriente.

2.1.2. Volumen de hidrógeno producido: ley de Faraday de la electrólisis

La densidad de corriente empleada durante la electrólisis determina directamente la cantidad de hidrógeno obtenido mediante la siguiente ecuación:

$$\dot{m}_{prod,teórico} = \left(\frac{M}{F \cdot z}\right) I \quad (\text{Ecuación 5})$$

Donde $\dot{m}_{prod,teórico}$ es la masa de la sustancia producida en el electrodo (g/s), z es el número de electrones involucrados en la transferencia electrónica ($2e^-$), F es la constante de Faraday (96.500 C/mol; $1 \text{ C} \equiv 1 \text{ A} \cdot \text{s}$), M es el peso molecular de la sustancia (g/mol) y I es la Intensidad de corriente (A).

2.1.3. Eficiencia del proceso

Dependiendo del aspecto del proceso que se quiera valorar, se podrán calcular distintas clases de eficiencias.

La eficiencia de voltaje (η_U) se define como la relación entre el voltaje termoneutro (U_{tn}) y el voltaje real (U) aplicado a la celda electrolítica:

$$\eta_U = \frac{U_{tn}}{U} \quad (\text{Ecuación 6})$$

Esta eficiencia cuantifica la idoneidad con la que la electrólisis se efectúa, ya que las irreversibilidades que aparecen en este proceso se manifiestan en forma de sobrepotenciales como se ha indicado anteriormente.

La eficacia de corriente o de Faraday (η_F), relaciona la intensidad teórica ($I_{teórico}$) para efectuar la reacción de electrólisis, con la corriente real que circula por la celda (I). Se trata, por lo tanto, de un parámetro que proporciona información sobre la fracción de corriente que circula por la celda sin estar involucrada en la electrólisis.

$$\eta_F = \frac{I_{teórico}}{I} \Rightarrow \frac{\dot{m}_{prod,real}}{\dot{m}_{prod,teórico}} \quad (\text{Ecuación 7})$$

La eficiencia global (η_{global}) se define como la relación existente entre la variación de entalpía del proceso, y la energía total aportada a la celda de electrólisis por mol de hidrógeno:

$$\eta_{global} = \frac{\Delta H}{\text{energía eléctrica} + \text{energía térmica}} \quad (\text{Ecuación 8})$$

Si el único aporte energético viene de la electricidad suministrada en bornes de la celda, la energía térmica aplicada de forma externa a la celda sería nula, por lo que la anterior expresión sería equivalente a:

$$\eta_{global} = \eta_F \cdot \eta_U \quad (\text{Ecuación 9})$$

2.2. Componentes de un electrolizador

2.2.1. Stack o apilamiento de celdas

Varias celdas de electrólisis unidas forman lo que se conoce como un *stack* o apilamiento. Dependiendo de la conexión de dichas celdas, el *stack* puede ser monopolar o bipolar (ver Figura 1).

En la configuración monopolar, las celdas se conectan eléctricamente en paralelo de modo que los cátodos de todas las celdas se disponen conectados entre sí, al igual que los ánodos. Hay una separación física entre el ánodo y el cátodo, lo que facilita el reemplazo en caso de fallo o avería. Por otro lado, se encuentra la configuración bipolar, en la que las celdas se conectan en serie, es decir, el ánodo se conecta al cátodo de la celda siguiente. Los electrolizadores comerciales tienen configuración bipolar.

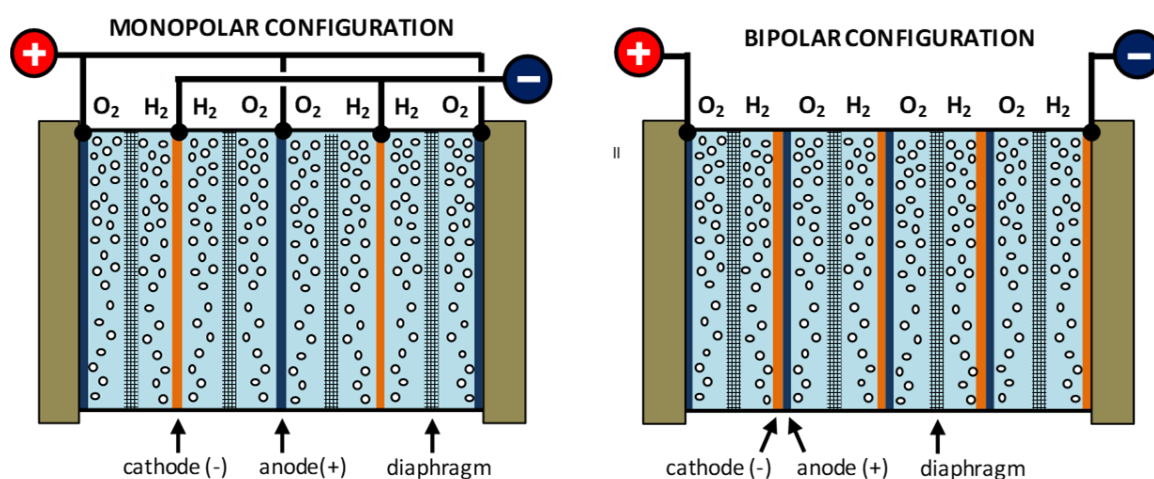


Figura 1. Configuración Monopolar (izq.); Configuración Bipolar (dcha) [16].

2.2.2. Balance de planta (BoP)

En un electrolizador son necesarios una serie de equipos y sistemas que permitan el adecuado funcionamiento de dichas celdas y la obtención de los gases en las condiciones deseadas. Ese conjunto de sistemas auxiliares es lo que se denomina balance de planta (Balance of Plant; BoP) (ver Figura 2).

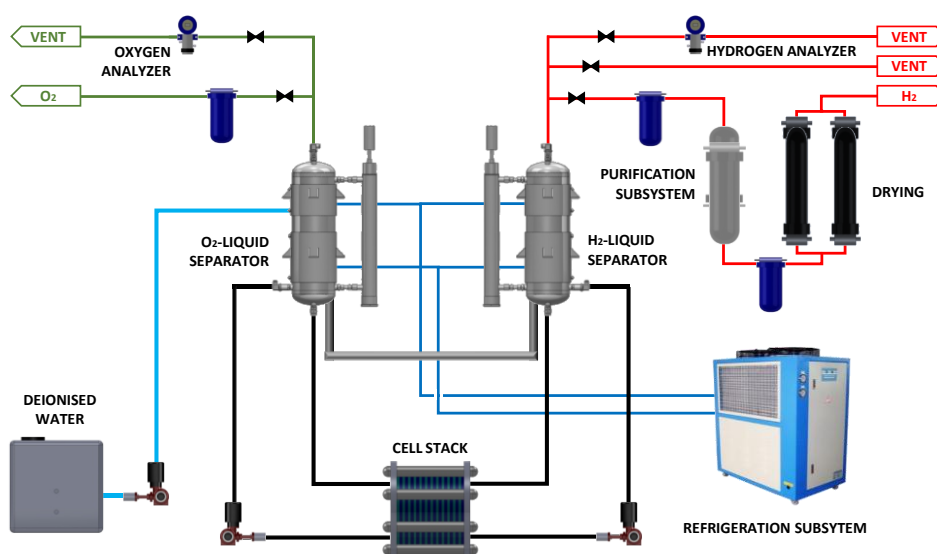


Figura 2. Balance de planta de un sistema de electrólisis ALK [16].

- **Subsistema de producción de gases:** Donde tiene lugar el propio proceso de la electrólisis del agua. Las burbujas de oxígeno e hidrógeno que se generan son recogidas junto con el electrolito en dos canales independientes hasta el subsistema de separación de los gases.
- **Subsistema de separación de gases:** Está formado por los depósitos separadores donde se produce el burbujeo y la separación de los gases y el líquido. Posteriormente el líquido es recirculado al *stack*.
- **Subsistema de agua desionizada:** Debido a que el agua se va consumiendo en el *stack*, es necesaria su continua reposición. Esta es bombeada desde un tanque de abastecimiento al separador de hidrógeno u oxígeno. El agua que debe suministrarse es agua desionizada con la pureza y conductividad necesarias ($< 5\mu\text{S}/\text{cm}$), para evitar la posible contaminación del catalizador y del diafragma.
- **Subsistema de gestión térmica:** Una parte importante de la energía eléctrica suministrada al *stack* se transforma en calor debido a las irreversibilidades del proceso, siendo necesario por lo tanto un sistema de refrigeración para mantener la temperatura del *stack* por debajo de un determinado valor.
- **Subsistema de control de presión:** La manera en la que se crea presión consiste en retener en el sistema el oxígeno e hidrógeno que se va produciendo, de manera que a medida que se va acumulando el gas, aumenta también la presión hasta la consigna a la que se encuentren taradas las válvulas reguladoras de presión. Se debe minimizar la diferencia de presión al máximo posible para el correcto funcionamiento del sistema.

- **Subsistema de eliminación de arrastre de electrolito y secado de las corrientes:** Las corrientes gaseosas que abandonan los depósitos-separadores pasan por un sistema de filtros de coalescencia, que permiten eliminar lo máximo posible el electrolito que es arrastrado por las corrientes gaseosas, así como por filtros desecantes para eliminar la humedad restante.
- **Subsistema de purificación y secado:** Debido a que el objetivo de la electrólisis es obtener hidrógeno con la mayor pureza posible, se suele instalar un reactor de-oxo para eliminar las impurezas de oxígeno arrastradas.
- **Subsistema de análisis de gases producidos:** Una pequeña parte tanto del hidrógeno como del oxígeno producido es enviado a un analizador de trazas, uno para cada corriente de gases, de manera que siempre se conozca la proporción de oxígeno e hidrógeno que hay en las tuberías de los equipos, tanto por razones de seguridad como para cuantificar de manera continua la pureza de las corrientes gaseosas.
- **Subsistema de monitorización y control:** Tiene como objetivo adquirir toda la información proveniente de sensores y transductores, y realizar las acciones necesarias para permitir el funcionamiento adecuado y seguro del sistema.
- **Subsistema de electrónica de potencia:** La energía eléctrica que llega al *stack* debe ser continua, por lo que es necesario incorporar al sistema la electrónica de potencia adecuada para su integración con las fuentes de alimentación disponibles.

2.3. Consumo de agua del proceso

Estequiométricamente, la producción de hidrógeno por electrólisis requiere 9 litros por kg de hidrógeno. Sin embargo, debido a las ineficiencias y los pretratamientos del agua, el consumo total oscila alrededor de 20 l/kg, dependiendo de la tecnología [17]. De acuerdo con las estimaciones de la International Renewable Energy Agency (IRENA), la electrólisis PEM es el proceso de producción de hidrógeno, sin emisiones, con menor consumo de agua, concretamente 17,5 l/kg H₂. Le sigue la electrólisis ALK, con un consumo de 22,3 l/kg H₂. Para que la comparación con las tecnologías de producción convencional sea efectiva, es necesario incluir sistemas de captura de CO₂. De este modo, el reformado de metano con CCUS conlleva un consumo de 32,2 l/kg H₂, mientras que en el caso de la gasificación de carbón, este valor se eleva hasta los 49,4 l/kg H₂ [18].

Comparando estos datos con el consumo de agua necesario en la producción de hidrógeno a partir de las fuentes no renovables actuales, se puede apreciar un ahorro relevante en el consumo de agua (ver Figura 3).



Figura 3. Consumo de agua en la producción de hidrógeno [19].

Dada la relevancia que tiene la disponibilidad de agua en los procesos industriales, se están impulsando numerosos esfuerzos orientados tanto al ahorro en el consumo como a garantizar una fuente sostenible de este recurso. En particular, debido a los estrictos requisitos de pureza que demanda el uso del agua en ciertas aplicaciones, las iniciativas de desarrollo también están generando avances significativos en tecnologías de purificación, como la ósmosis inversa, la electrodialisis, la destilación por membranas y los sistemas avanzados de filtración mediante nanomateriales. Estas tecnologías permiten obtener agua de alta pureza a partir de fuentes diversas, contribuyendo así a una gestión más eficiente y responsable del agua.

Un reciente análisis de la Asociación Española del Hidrógeno (AeH2) [19] muestra que para la producción de 1,75 Mton de hidrógeno previstas en España en 2030, sólo se precisa el 0,07% del agua que pueden almacenar los embalses disponibles o el 0,1% del agua utilizada para fines agrícolas (ver Figura 3).

3. TECNOLOGÍAS DE ELECTRÓLISIS Y GRADO DE MADUREZ COMERCIAL

En este capítulo se analizan las principales cuatro tecnologías de electrólisis, particularizando sus características, ventajas, limitaciones y potencial en la producción de hidrógeno verde.

3.1. Introducción a las tecnologías de electrólisis

La electrólisis del agua es una tecnología clave para la producción de hidrógeno renovable. Como se ha visto en el capítulo anterior, la electrólisis consiste en la separación de la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno mediante la aplicación de energía eléctrica. Este proceso se realiza en dispositivos llamados electrolizadores que emplean diferentes configuraciones y materiales según la tecnología utilizada.

Existen varias tecnologías de electrólisis, cada una con características específicas, que las hacen más adecuadas para ciertos contextos y aplicaciones. Las principales tecnologías analizadas en este documento son:

- **Electrólisis alcalina (ALK):** Es la tecnología más madura y ampliamente utilizada, con más de 100 años de presencia en la industria. Utiliza electrolitos líquidos alcalinos y es conocida por su fiabilidad y bajo coste, aunque presenta limitaciones en densidad de corriente y respuesta dinámica.
- **Electrólisis de membrana de intercambio protónico (PEM):** Emplea membranas poliméricas para el transporte de protones, ofreciendo alta pureza de hidrógeno, diseño compacto y rápida respuesta operativa. Es ideal para integración con energías renovables intermitentes, aunque su coste se ve penalizado hoy en día por el uso de metales preciosos.
- **Electrólisis de membrana de intercambio aniónico (AEM):** Tecnología emergente que combina ventajas de ALK y PEM, utilizando materiales de bajo coste y membranas poliméricas aniónicas. Aunque prometedora, aún enfrenta retos de durabilidad y escalabilidad.
- **Electrólisis de óxido sólido (SOEC):** Opera a altas temperaturas, lo que permite aprovechar calor residual y reducir el consumo eléctrico. Es especialmente adecuada para aplicaciones industriales y procesos de co-electrólisis, aunque aún debe superar algunos desafíos técnicos y económicos.

En términos de mercado, **las tecnologías ALK y PEM dominan actualmente debido a su madurez, fiabilidad y disponibilidad a gran escala.** Por otro lado, las tecnologías emergentes, como **AEM y SOEC,** presentan un potencial atractivo por su eficiencia teórica y menores costes de materiales, aunque

todavía se encuentran en fases iniciales de desarrollo o precomerciales, enfrentando desafíos de durabilidad, escalabilidad y costes antes de lograr una adopción comercial significativa.

En línea con lo anterior, en la Figura 4 se pueden observar los TRL (*Technology Readiness Level*) de las distintas tecnologías de electrólisis según estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency; IEA) [20]. Las tecnologías ALK y PEM están a nivel de mercado mientras que las AEM y SOEC siguen en fase de demostración.

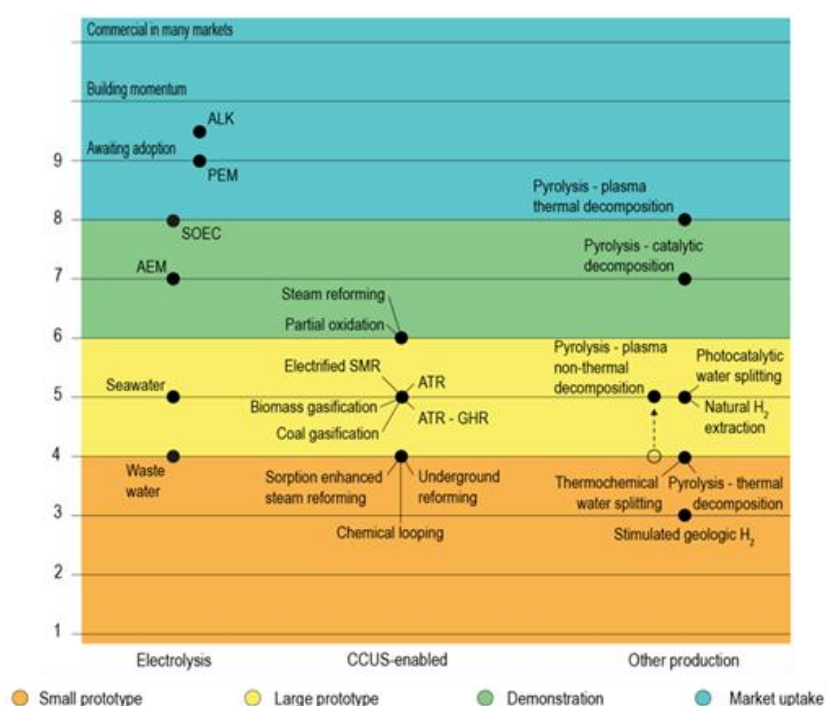


Figura 4. TRL de tecnologías de producción de hidrógeno bajo en carbono [20].

La tecnología ALK continúa siendo la opción predominante, representando el 75 % de la fabricación de electrolizadores a nivel mundial en 2024, seguido por PEM, con cerca de un 22 % de cuota a nivel mundial (ver Figura 5).

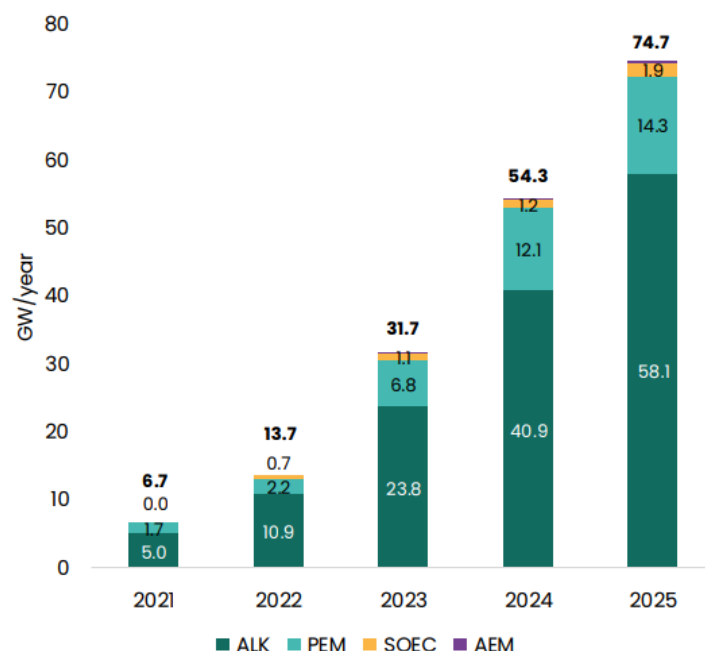


Figura 5. Capacidad de fabricación de electrolizadores a nivel global (datos de 2025 estimados) [21].

Según las proyecciones basadas en anuncios de capacidad de fabricación de electrolizadores a nivel mundial, se estima que la tecnología SOEC representará solo el 3 % del total para finales de 2025. No obstante, los fabricantes de SOEC planean una expansión significativa hacia 2030, con el objetivo de competir en costes incluso frente a la electrólisis de baja temperatura.

Cada tecnología tiene ventajas y limitaciones que determinan su idoneidad para diferentes aplicaciones, desde la producción industrial de hidrógeno hasta su integración con fuentes de energía renovable. En los siguientes apartados se profundiza en las características, ventajas, limitaciones y potencial de cada una de estas tecnologías.

3.2. Electrólisis alcalina (ALK)

La tecnología ALK es una tecnología de producción de hidrógeno muy madura, con una trayectoria de más de 100 años. El desarrollo comercial actual de los equipos de electrólisis ALK se encuentra en la escala de MW de potencia.

Las condiciones de operación son las siguientes: temperaturas de 60-85°C, con una presión de salida menor a 30 bar. Por otro lado, la eficiencia global se encuentra alrededor del 60 %, dependiendo del equipo comercial. La pureza del hidrógeno producido es de aproximadamente el 99,5- %, y tras los sistemas de purificación puede llegar al 99,999 % [16].

3.2.1. Concepto

La tecnología de electrólisis ALK consta principalmente de dos electrodos que se encuentran inmersos en un electrolito líquido y un diafragma poroso que se comporta como un medio separador entre la cámara catódica y anódica, permitiendo el paso de los iones hidróxido (OH^-) (ver Figura 6). El electrolito líquido es una disolución acuosa, generalmente basada en hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH).

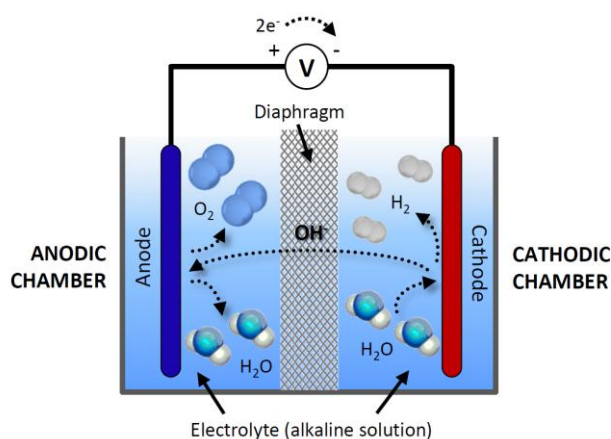
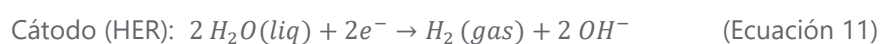
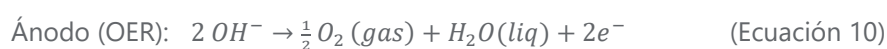


Figura 6. Esquema general de una celda de electrólisis ALK [16].

El funcionamiento de la electrólisis ALK comienza con una diferencia de potencial entre los electrodos, que da lugar a las semi-reacciones en ánodo y cátodo simultáneamente (ver Ecuaciones 10 y 11). En el cátodo se produce la reacción de reducción del agua a hidrógeno (HER), generándose iones OH^- que avanzan hacia el ánodo (semi-reacción de oxidación; OER) donde ceden sus electrones y generan oxígeno [22].



Una celda de electrólisis ALK está compuesta de los siguientes elementos:

- **Electrodos:** Son los encargados de dirigir la corriente eléctrica hasta las cámaras anódicas y catódicas. Son dos elementos diferenciados, el electrodo positivo y negativo. El electrodo positivo se denomina ánodo y en su interfase de separación con el electrolito se produce la semi-reacción de formación de oxígeno gaseoso. Por otro lado, el electrodo negativo se denomina cátodo y es el lugar dónde se produce la semi-reacción de formación de hidrógeno gaseoso.
Los electrodos deben tener unas características específicas para ayudar al correcto funcionamiento del sistema, algunas de ellas son: alta resistencia a la corrosión, buena conductividad eléctrica, gran área activa e integridad estructural. Para el cátodo se utiliza acero inoxidable, Ni o Ni-Raney aunque algunas veces aleaciones de Ru, Co o Mo. El ánodo, por otro lado, está formado de Ni o acero recubierto de Ni [23] [24].
- **Diafragma:** Es un medio separador encargado de dividir la celda de electrólisis en dos cámaras (compartimento anódico y catódico) permitiendo exclusivamente el paso de los iones OH^- entre ambas cámaras electrolíticas, siendo impermeable a los gases. El material más usado como diafragma está compuesto por una red de polisulfona y óxido de zirconio (ZrO_2) como carga inorgánica, conocido como Zirfon® PERL, comercializado por la empresa AGFA [23].
- **Electrolito:** Es el encargado de aportar los iones responsables de la conducción en el interior de la celda electrolítica. De forma habitual se utilizan soluciones de KOH en torno al 30-35 % en peso, con el objetivo de minimizar las pérdidas de resistencia del electrolito, ya que, si se emplean en concentraciones mayores o menores, disminuye la conductividad. Por otro lado, la conductividad del electrolito aumenta con la temperatura, por lo que se opera en torno a los 60-80 °C, justo por debajo del punto de ebullición de la solución acuosa.

La unión de varias celdas se denomina *stack* o apilamiento. Ya definidas las partes principales del *stack*, lugar donde se producen las reacciones electroquímicas, es necesario incorporar también diferentes equipos y sistemas que permitan el adecuado funcionamiento de las propias celdas y la obtención de los gases en las condiciones deseadas. El conjunto de los sistemas auxiliares se denomina BoP.

En el apartado 2.2.2., ya se ha descrito en detalle el BoP de un electrolizador ALK, por lo que a continuación se muestra otro esquema de un sistema de electrólisis ALK, donde se pueden identificar de nuevo los principales subsistemas (Figura 7).

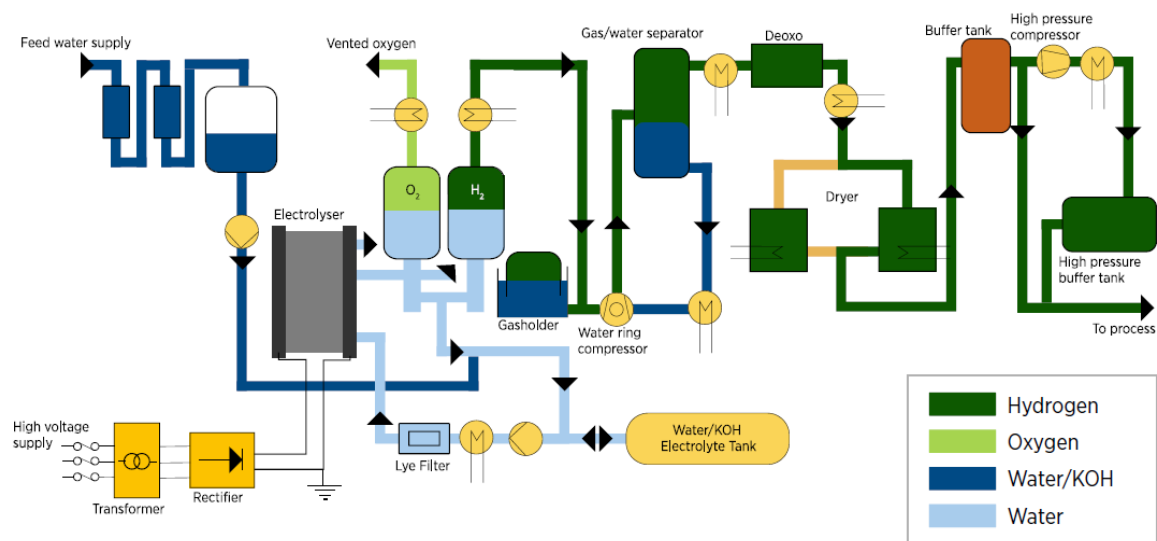


Figura 7. BoP de un electrolizador ALK [25].

3.2.2. Ventajas y limitaciones de la electrólisis ALK

Entre las ventajas se encuentra una durabilidad probada y un comportamiento conocido, llegando el fin de su vida útil en torno a las 95.000 horas [26]. Además, el coste es inferior a otras tecnologías de igual madurez, al no contener metales nobles.

Como limitaciones, los electrolizadores ALK tienen bajas densidades de corriente, en el rango de 0,2-0,6 A/cm², el uso de electrolitos altamente corrosivos y requieren trabajar a una potencia estable. Para su correcto funcionamiento deben operar entre el 20 y el 100 % de su capacidad máxima. Trabajar en este rango evita la formación de mezclas inflamables debido a la difusión de gas a través del diafragma, que suelen aparecer a bajas densidades de corriente (<0,1 A/cm²). Por ello, cuando los electrolizadores se integran con una planta de energía renovable, si la producción no es suficiente para usar varios electrolizadores que se enciendan y apaguen según la generación de la planta, es necesario conectarlos a una fuente de energía adicional, como baterías o la red eléctrica.

3.2.3. Innovación y desarrollos futuros

Como nuevos avances e innovaciones se encuentran la búsqueda y desarrollo de materiales avanzados, para optimizar la actividad catalítica de los electrodos con el objetivo de reducir sobretensiones en ambas reacciones y optimizar el espacio entre los electrodos para reducir el sobrepotencial y aumentar la densidad de corriente.

Actualmente, la aplicación de mejoras en el diseño de electrolizadores ha dado lugar al desarrollo de geometrías "zero-gap cell" [27]. En esta disposición geométrica, la distancia electrodo-diafragma se

minimiza, permitiendo optimizar la distribución de corriente de la celda y disminuir el voltaje necesario. En caso de que dicha distancia llegue a ser nula, la geometría de la celda debe además permitir la fácil liberación de los gases, que se dificulta al no haber espacio. Por tanto, las nuevas investigaciones se centran en diseños innovadores que permitan mejorar la distribución del flujo de gases.

Por otro lado, la vida útil de 95.000 horas se ve reducida cuando el electrolizador trabaja a cargas dinámicas, así como al enfrentarse a encendidos y apagados frecuentes, por lo que las modificaciones e investigaciones también van ligadas a mejorar este aspecto [16].

3.2.4. Principales actores

Actualmente existen diversos fabricantes que proporcionan equipos comerciales de electrólisis ALK:

Tabla 1. Fabricantes de electrolizadores ALK (agosto de 2025).

EMPRESA	PAÍS
John Cockerill - Jingli Hydrogen (Suzhou Jingli)	Bélgica, China
Ener Blue	Suiza
ErreDue	Italia
GreenHydrogen Systems	Dinamarca
Hydrogen Pro	Noruega
Idroenergy	Italia
Sunfire (IHT Industrie Haute Technology)	Alemania
NEL Hydrogen	Noruega
Sagim	Francia
Teledyne Energy Systems	EE.UU.
Tianjin Mainland Hydrogen	China
Hitachi Zosen	Japón
ThyssenKrupp Uhde Chlorine Engineers	Alemania
LONGI	China
PH2 – Peric Hydrogen	China
Sungrow	China
Auyan	China
GuoFuHEE	China

3.3. Electrólisis de membrana de intercambio protónico (PEM)

La electrólisis de agua empleando una membrana de intercambio de protones (Proton Exchange Membrane; PEM) entre los electrodos tuvo sus orígenes a mediados del siglo XX, con el desarrollo de las primeras membranas de Nafion para aplicaciones en celdas de combustible aeroespaciales. Desde entonces, la tecnología ha progresado hasta consolidarse como una solución compacta y de alta eficiencia para la producción de hidrógeno verde. Hoy en día, los electrolizadores PEM cuentan con mejoras continuas en durabilidad de membranas y electrocatalizadores, y se están utilizando en proyectos industriales de escala comercial, con múltiples iniciativas en rangos de 30MW a más de 100 MW que demuestran su viabilidad técnica y económica.

3.3.1. Concepto

En un electrolizador de agua tipo PEM (ver Figura 8), la ruptura de la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno se consigue mediante el paso de corriente eléctrica a través de dos electrodos separados por un electrolito sólido, constituido en este caso por una membrana de intercambio protónico PEM. Gracias al uso de estas membranas, la construcción de este tipo de electrolizadores es más sencilla que en los electrolizadores ALK y su respuesta de operación es más rápida, por lo que resultan ser más compactos y de menor volumen - lo que se traduce en una mayor densidad energética. Esto significa que pueden almacenar y generar más energía por unidad de volumen en comparación con otros tipos de electrolizadores. La mayor densidad energética es una ventaja significativa, especialmente en aplicaciones donde el espacio es limitado y se requiere una alta eficiencia energética. La Figura 8 muestra el proceso de electrólisis de agua en un electrolizador tipo PEM.

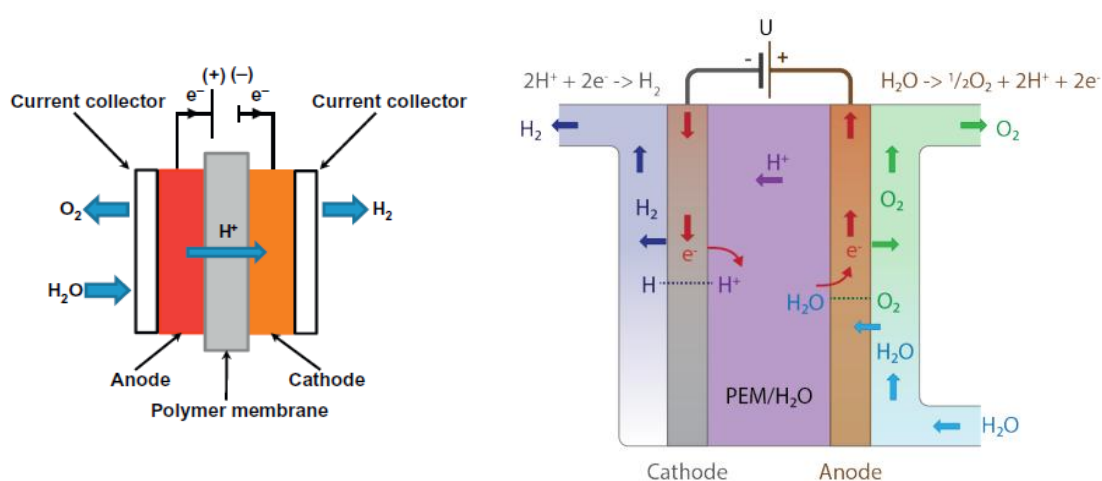


Figura 8. Diagramas de electrólisis PEM [28] [29].

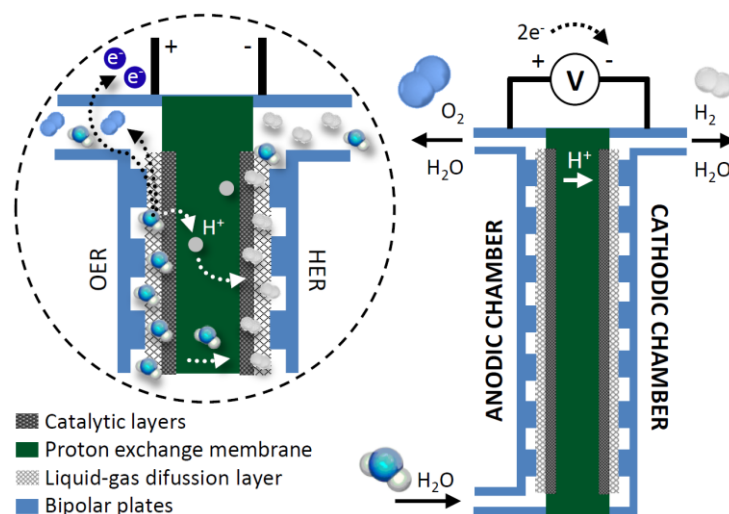
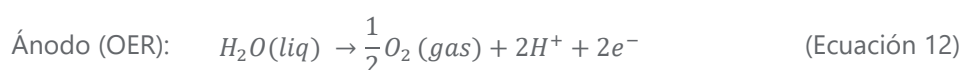


Figura 9. Esquema general de la electrólisis del agua en un electrolizador tipo PEM [16].

Tal y como se muestra en la Figura 9, el agua alimentada fluye a través de los canales, oxidándose en el ánodo para liberar oxígeno y protones (H^+). Esta reacción es conocida como OER (Ecuación 12). Los protones formados fluyen entonces a través de la membrana, y los electrones circulan por el circuito externo hasta el cátodo, cerrando el circuito eléctrico que suministra potencial para llevar a cabo el proceso. En el cátodo, los protones que llegan a través de la membrana de intercambio iónico se encuentran quimiadsorbidos en el electrocatalizador. Estos se recombinan con los electrones que llegan al electrodo catódico a través del circuito externo, formando así las moléculas de hidrógeno, las cuales son desprendidas en forma de gas [30]. Esta reacción es conocida como HER (Ecuación 13).



En cuanto a su configuración, una celda de electrólisis PEM está formada por una membrana polimérica sumergida en una disolución acuosa que separa las semi-celdas catódica y anódica. Los electrodos, que soportan las capas catalíticas y que pueden estar directamente depositados sobre la membrana o sobre los distribuidores de corriente y de flujo (una serie de piezas porosas metálicas conocidas como Gas Diffusion Layer; GDL) forman junto con la membrana el ensamblaje membrana-electrodo o MEA (Membrane Electrode Assembly), que es el corazón de un electrolizador PEM. Es en este componente donde se realiza la electrólisis del agua, generando por un lado hidrógeno y por el otro oxígeno.

A ambos lados del MEA y de los distribuidores de corriente y de flujo (agua/gas), se sitúan una serie de placas metálicas (conocidas como placas bipolares) donde se encuentran mecanizados los canales de distribución de flujo, encargados de distribuir el agua y llevar el hidrógeno y oxígeno generado hasta la salida.

En una celda de electrólisis PEM todos estos elementos están mecánicamente soportados por las placas terminales que, junto con los sellos y los elementos de cierre, permiten que las cámaras anódica y catódica permanezcan separadas evitando el contacto entre el oxígeno y el hidrógeno generados.

A continuación, se describen cada uno de los principales componentes que conforman una celda PEM:

- **MEA:** consiste en el ensamblado membrana-electrodos (ánodo y cátodo), siendo la membrana la parte central del ensamblaje. Puede estar diseñada de distintas maneras, aunque la diferencia se basa fundamentalmente en donde esté depositada la capa catalítica: sobre la membrana o sobre las GDL tal y como se muestra en la Figura 10:

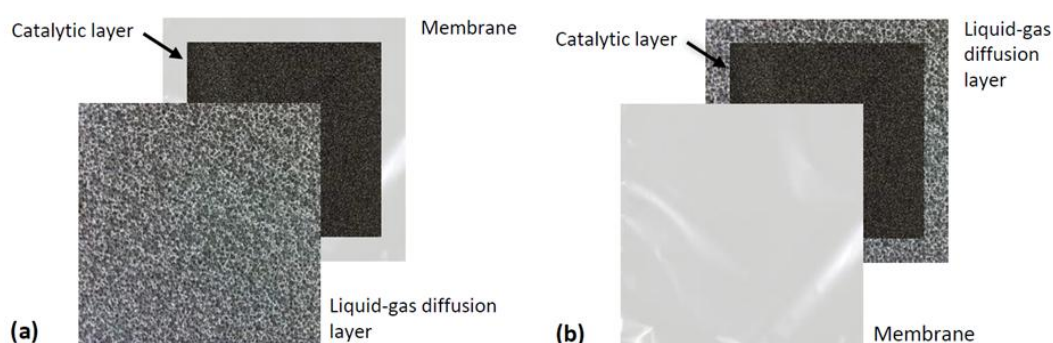


Figura 10. Diferentes tipos de ensamblaje electrodo-membrana: (a) MEA de tres capas con capas catalíticas anódica y catódica depositadas sobre la membrana; (b) capa catalítica depositada sobre una de las caras de la GDL [16].

- **Electrodos:** tienen como función principal propiciar el contacto entre reactivos y sitios catalíticos, para lo que es necesario que se facilite la conducción de electrones y protones, la evacuación de los productos gaseosos de la reacción y la llegada del agua a los puntos catalíticos. La función electrocatalítica estará determinada por el material catalítico, generalmente un óxido metálico depositado sobre un soporte con elevada área superficial (ver Figura 10). Los electrodos son estructuras muy complejas y son un elemento que está siendo investigado activamente para su optimización en cuanto a precio y desarrollo [31].

La semi-reacción anódica promueve la OER, mientras que la catódica promueve la HER. La reacción OER es la que posee una cinética más lenta por lo que esta es la reacción limitante del proceso. Por ello, electrocatalizadores estables, con altas actividades catalíticas y selectivas, son altamente necesarios para favorecer la OER. Así, el iridio o el rutenio son los elementos más

usados hoy en día para la síntesis de catalizadores OER. Para la HER en el cátodo, el platino ha sido usado tradicionalmente como catalizador.

- **GDL:** son rejillas porosas metálicas que no participan en las reacciones y tienen como función hacer llegar la corriente, transportándola desde las placas bipolares hasta el MEA, garantizando además el acceso del agua de forma homogénea a la membrana y la retirada del gas producto. La porosidad de este material es un factor importante: si los poros son demasiado pequeños pueden causar problemas en el transporte de agua y gas; si la porosidad aumenta, se facilita la evacuación de los gases, pero se introducen pérdidas óhmicas significativas en los puntos de contacto entre la GDL y el MEA, y entre la GDL y la placa bipolar.

El titanio, en forma de malla o esponja, es el material más utilizado, ya que los poros entre partículas permiten al gas y al agua fluir a través de él, al mismo tiempo que ofrecen una gran superficie de contacto con los electrodos, lo que le confiere una mayor conductividad.

- **Placas bipolares:** constituyen aproximadamente un 30 % del tamaño y un 50 % del coste total de una celda, por lo que es imprescindible un buen diseño para este componente. Se encuentran situadas en los extremos de cada una de las celdas y llevan mecanizadas una serie de canales, que permiten la entrada del agua hacia la MEA y la salida de los gases generados (ver Figura 11). Son esenciales en la configuración del *stack* ya que garantizan su correcta funcionalidad y conectan en serie las celdas (el ánodo de una celda se conecta con el cátodo de la siguiente). Dado que se necesitan materiales con elevada resistencia a la corrosión y alta conductividad eléctrica, habitualmente se emplean metales nobles con recubrimientos específicos. Sin embargo, es necesaria la búsqueda de nuevas alternativas para la fabricación de las placas bipolares que mejoren las características de resistencia a la corrosión y tengan alta conductividad, a precios más reducidos [32].

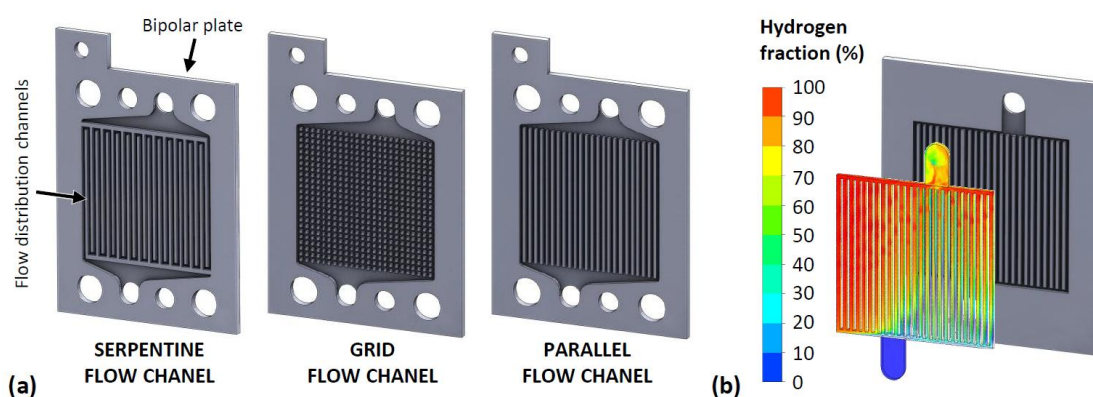


Figura 11. Placas bipolares y canales de distribución de flujo en celdas de electrólisis PEM: (a) principales tipos de diseños de canales (serpentín, rejilla, paralelo); (b) distribución de flujo y fracción de hidrógeno cuando se utilizan canales paralelos rectos [16].

Al igual que en el resto de las tecnologías electrolíticas, varias celdas pueden unirse entre sí, habitualmente en serie (bipolar, como en el caso de los electrolizadores ALK), para formar un *stack*, aumentando de este modo la cantidad total de hidrógeno producido (ver Figura 12).

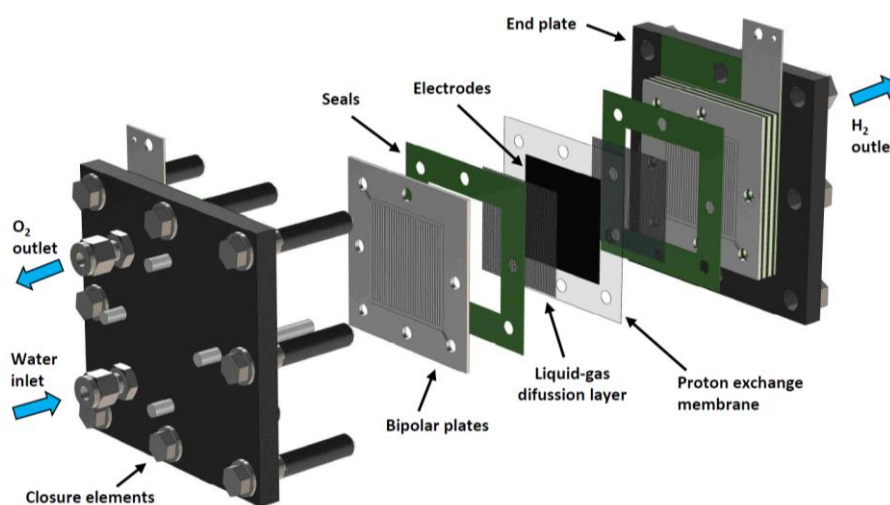


Figura 12. Plano de despiece de un *stack* de electrólisis PEM [16].

Para dar un adecuado servicio al *stack*, deben existir una serie de sistemas auxiliares que permitan controlar los parámetros de operación, maximizar su eficiencia y hacerlo funcionar de manera segura. De forma similar a un electrolizador ALK, estos elementos son los que constituyen el BoP.

Los sistemas PEM son considerablemente más sencillos que los ALK. Generalmente, en el lado del ánodo (oxígeno) solo se requieren bombas de circulación, intercambiadores de calor y equipos de control y monitorización de presión. En el lado del cátodo, sin embargo, es necesario disponer de un separador de

gases, un módulo de desoxigenación para eliminar el oxígeno residual (habitualmente prescindible en régimen de presión diferencial), un secador de gas y una etapa final de compresión (ver Figura 13).

Los sistemas PEM ofrecen mayor flexibilidad de diseño: pueden configurarse para operar a presión atmosférica, diferencial o equilibrada (cada sistema se diseña específicamente para uno de estos modos), lo que contribuye a reducir costes, simplificar la arquitectura del sistema y minimizar necesidades de mantenimiento.

En la operación a presión equilibrada, ánodo y cátodo funcionan al mismo nivel de presión. El modo de presión atmosférica (< 1 atm estándar) corresponde a un régimen de presión constante. Además, la membrana de intercambio protónico permite trabajar bajo presión diferencial, típicamente entre 30 bar y 70 bar. No obstante, esta modalidad exige una membrana de mayor espesor para asegurar la estabilidad mecánica y reducir la permeación de gases, lo que repercute negativamente en la eficiencia. Asimismo, podría requerirse un catalizador adicional para reconvertir en agua el hidrógeno que, debido a la mayor presión, tiende a permear con más facilidad.

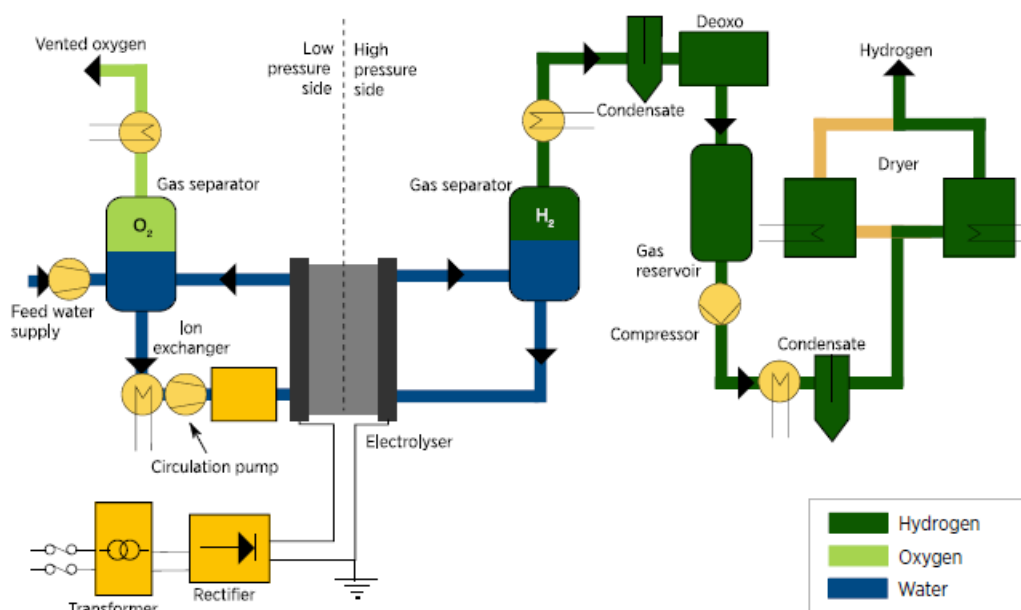


Figura 13. Diseño típico del sistema y balance de planta para un electrolizador PEM [25].

NOTA: Esta configuración es para un sistema genérico y es posible que no sea representativa de todos los fabricantes.

3.3.2. Ventajas y limitaciones de la electrólisis PEM

La electrólisis del agua basada en tecnología PEM ofrece las siguientes ventajas para la producción electrolítica de hidrógeno y oxígeno:

- Al utilizar una membrana PEM, se evita utilizar un electrolito corrosivo como ocurre en electrólisis ALK.
- Permiten un diseño de sistema compacto y de menor volumen.
- Permiten trabajar a altas densidades de corriente.
- El hidrógeno producido es de alta pureza (> 99,99 %) y puede ser producido a alta presión en el propio electrolizador sin necesidad de aporte energético adicional.
- Presenta dinámicas (respuestas) más rápidas frente a una alimentación variable que los electrolizadores ALK, por lo que pueden ser integrados más fácilmente con energías altamente fluctuantes, como las renovables.

El mayor inconveniente de estos sistemas es su coste, debido al uso de metales preciosos como catalizadores; y el medio fuertemente ácido al que están expuestos los materiales, lo cual influye directamente en los procesos de degradación de materiales y, en última instancia, en la vida útil del sistema. No obstante, el sector está logrando reducir significativamente la carga de metales preciosos, al tiempo que se han mejorado la durabilidad de las membranas y la vida útil de los *stacks*, así como tecnologías de reciclaje que contribuyen a reducir más los costes.

3.3.3. Innovación y desarrollos futuros

El desarrollo de materiales alternativos orientado a una mayor eficiencia y reducción de costes constituye una prioridad tecnológica en el ámbito de la electrólisis. La mejora de las membranas —mediante el uso de polímeros alternativos, reducción del espesor, incremento de la conductividad y disminución del cruce de hidrógeno— permitiría prescindir de los fluoropolímeros convencionales, optimizar la eficiencia energética global y elevar la pureza del hidrógeno producido.

El cruce de hidrógeno se refiere al fenómeno por el cual moléculas de hidrógeno atraviesan la membrana del electrolizador desde el lado del cátodo hacia el lado del ánodo [16] [30]. Este paso no controlado puede tener varios efectos negativos:

- **Reducción de la eficiencia energética:** El hidrógeno que cruza sin reaccionar representa una pérdida directa de energía.
- **Riesgo de mezcla de gases:** Puede provocar la mezcla de hidrógeno con oxígeno, lo que representa un riesgo de seguridad por su potencial explosivo.
- **Disminución de la pureza del hidrógeno:** Al mezclarse con otros gases, el hidrógeno producido pierde calidad para aplicaciones que requieren alta pureza, como las pilas de combustible.

Por eso, una membrana mejorada que minimice este cruce contribuye significativamente a mejorar la eficiencia, seguridad y calidad del hidrógeno generado.

Por otra parte, es necesario desarrollar membranas no fluoradas que reduzcan el impacto ambiental de estos sistemas debido a la emisión de sustancias perfluoroalquiladas y polifluoroalquiladas (per- and polyfluoroalkyl substances; PFAS) derivadas del uso de Nafion como electrolito. Es por ello por lo que han sido recientemente objeto de una publicación de posicionamiento por parte de Hydrogen Europe, dada la importancia actual de las membranas de intercambio protónico como componentes clave para el desarrollo de celdas de combustible y electrolizadores [33].

El uso de fluoropolímeros en la tecnología PEM es, por el momento, esencial para el funcionamiento de los productos de esta industria, ya que no existen alternativas que los sustituyan a corto plazo. Para poder alcanzar los objetivos energéticos y climáticos que se proponen para los próximos años, se plantea aplazar estas restricciones, al menos para la industria del hidrógeno, mientras se trabaja en el desarrollo de modificaciones o compuestos alternativos que minimicen la emisión de PFAS. El óxido de grafeno se erige como una opción para su uso como electrolito de intercambio protónico no fluorado, ya que se están llevando a cabo avances de interés en esta línea [34] [35].

Paralelamente, la investigación en materiales catalíticos alternativos busca sustituir o reducir el uso de elementos costosos presentes en los modelos actuales de electrólisis PEM. También se consideran de alto interés las mejoras en las técnicas de formación de capas catalíticas para minimizar las pérdidas electroquímicas, así como la optimización en el manejo de membranas con el fin de evitar defectos estructurales que comprometan el rendimiento del sistema.

3.3.4. Principales actores

Tabla 2. Principales fabricantes de electrolizadores PEM (agosto de 2025).

EMPRESA	PAIS
ACCELERA¹	EE. UU.
ELOGEN²	Francia
ERREDUE	Italia
Giner Inc	EE. UU.
H2B2	España
H2Greem Global Solutions	España
iGas Energy	Alemania
ITM Power	Reino Unido
NEL	Noruega
Ohmium	EE. UU.

EMPRESA	PAIS
PEAK SCIENTIFIC	Reino Unido
Plug Power Inc	EE. UU.
Protium Dynamics	Brasil
QUEST ONE³	Alemania
Siemens Energy	Alemania
Sungrow	China

NOTAS Tabla 2

1. En 2019, Cummins adquirió gran parte de Hydrogenics como parte de su división New Power. Actualmente, Cummins posee el 81% de Hydrogenics y Air Liquide el 19 %. Desde entonces, el nombre de la empresa ha cambiado a Accelera.
2. ELOGEN es un miembro de GTT, que adquirió AREVA H2-Gen joint venture.
3. Fundada con el nombre de H-TEC Hydrogen Energy Systems, fue adquirida por MAN Energy Solutions (ahora Everllence).

3.4. Electrólisis de membrana de intercambio aniónico (AEM)

La electrólisis AEM es una tecnología emergente que combina las ventajas de la electrólisis ALK y la PEM, ofreciendo una solución más económica y sostenible para la generación de hidrógeno. El primer artículo científico sobre AEM fue publicado en 2011 [36]. Desde entonces, diversos grupos de investigación han impulsado el estudio de esta tecnología, contribuyendo significativamente a su desarrollo.

La electrólisis AEM comparte similitudes con la electrólisis ALK tradicional. La principal diferencia de AEM radica en el uso de una membrana polimérica sólida de intercambio aniónico, similar a la empleada en electrolizadores PEM en sustitución de los diafragmas convencionales (como el amianto o el sulfuro de polifenileno; PPS). Además, la concentración del electrolito es menor a la electrólisis ALK.

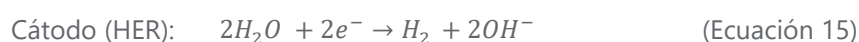
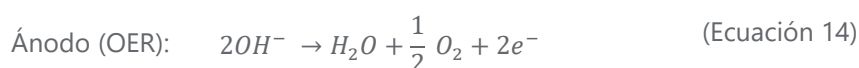
3.4.1. Concepto

Los electrolizadores AEM representan una tecnología híbrida entre los sistemas ALK convencionales y los electrolizadores PEM. Utilizan membranas poliméricas aniónicas que permiten el transporte de aniones OH^- en un entorno alcalino, posibilitando el uso de catalizadores libres de metales del grupo de platino (PGM) y componentes de materiales de bajo coste, como los metales de transición, lo que abre la puerta a una electrólisis más sostenible y económicamente viable.

Como en los casos anteriores, el proceso electroquímico se compone de dos semi-reacciones (HER y OER).

En el lado catódico, las moléculas de agua se reducen mediante la incorporación de dos electrones procedentes del circuito externo, generando hidrógeno y iones OH^- . El hidrógeno se libera en la superficie del cátodo, mientras que los iones OH^- migran hacia el ánodo a través de la membrana de intercambio iónico, atraídos por la carga positiva del ánodo.

En el ánodo, los iones OH^- pierden electrones, que ceden al circuito externo, y se recombinan para formar moléculas de agua y oxígeno gaseoso, el cual se libera desde la superficie del ánodo.



El principio básico de la electrólisis AEM se ilustra en la Figura 14:

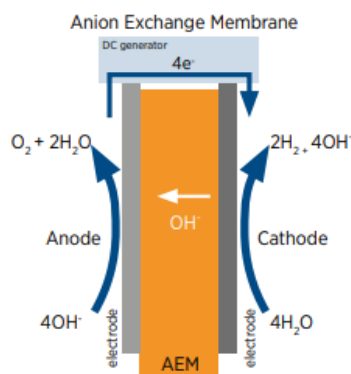


Figura 14. Vista esquemática del principio de funcionamiento de la electrólisis AEM [25].

En términos generales, los componentes de un electrolizador AEM incluyen: el MEA, constituido por la membrana de intercambio aniónico y los electrodos aniónicos y catódico, a su vez formados por el electrolizador y el ionómero; la PTL, placas bipolares que en algunos diseños también se utilizan como colectores de corriente; y las placas finales (ver Figura 15).

Existen en el mercado diversas membranas comerciales de intercambio aniónico (como Sustanion®, Fumasep, Tokuyama o Aemion). Los polímeros más empleados en su fabricación incluyen polibenzimidazol (PBI), polieteretercetona (PEEK) y poliestireno (PS), entre otros. Respecto a los grupos funcionales catiónicos, incorporados en la matriz polimérica, los más utilizados son las sales de amonio cuaternario, imidazol, piridinio, etc.

Los materiales comúnmente empleados como electrocatalizadores catódicos están basados en metales de transición, destacando el níquel (por ejemplo, Ni-Raney), las aleaciones con base de níquel y algunos óxidos mixtos de níquel-hierro -cobalto (NiFeCo). En el caso de los electrocatalizadores anódicos, predominan los óxidos mixtos de níquel, hierro, cobalto o cobre. Para las PTL, tanto en el ánodo como en el cátodo, el material más habitual es el níquel, utilizado en forma de espuma o de fibras sinterizadas. En celdas individuales, en algunos casos, se emplea además fieltro o papel de carbono únicamente en el cátodo. Finalmente, las placas bipolares y las placas finales suelen fabricarse en níquel o acero inoxidable niquelado, aunque es posible emplear acero inoxidable convencional.

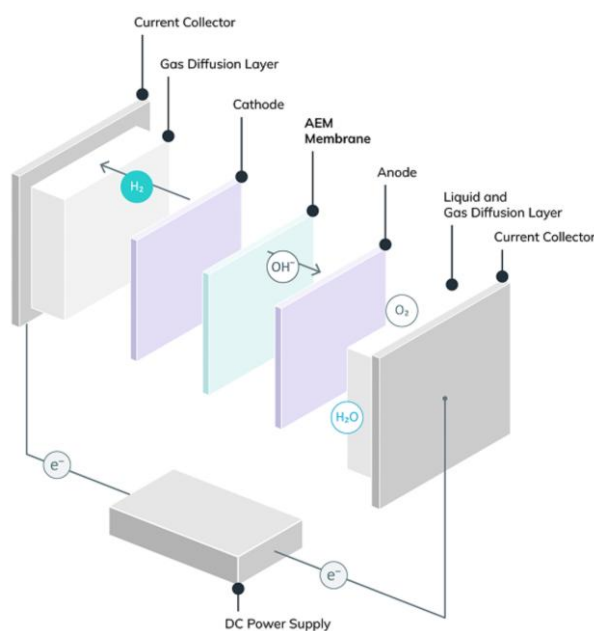


Figura 15. Esquema de un stack de electrolisis AEM [37].

Los electrolizadores AEM presentan una configuración de diseño comparable a la de los electrolizadores PEM (ver Figura 16). Los electrolizadores comerciales actuales pueden operar a presiones de hasta 30 bar. Sin embargo, la principal limitación de esta tecnología reside en la estabilidad química de la membrana, ya que los iones OH^- pueden neutralizar los grupos funcionales. Esto ocurre porque los iones OH^- son especies capaces de romper los enlaces químicos que forman parte de la membrana polimérica (por ejemplo, los grupos de amonio cuaternario), provocando su degradación y pérdida de conductividad iónica [38] [39] [40]. A ello se suman la limitada estabilidad térmica y mecánica, factores que condicionan su vida útil. Otro reto pendiente es el desarrollo de electrocatalizadores más activos, lo que permitiría trabajar a densidades de corriente más elevadas y, en consecuencia, incrementar la eficiencia y competitividad del proceso.

En esta etapa inicial de desarrollo, se anticipa que las mejoras se concentrarán en la estabilidad de las membranas AEM, en la pureza de los gases generados, en su capacidad para soportar diferencias de presión superiores a las actuales, y en la ampliación del rango de potencia operativa en comparación con los sistemas alcalinos.

Actualmente, los electrolizadores AEM exhiben una restricción significativa en su rango de entrada de potencia en comparación con los electrolizadores PEM. Esta limitación no se debe al apilamiento electroquímico en sí, sino a la configuración y dimensionamiento de los sistemas auxiliares que conforman el BoP.

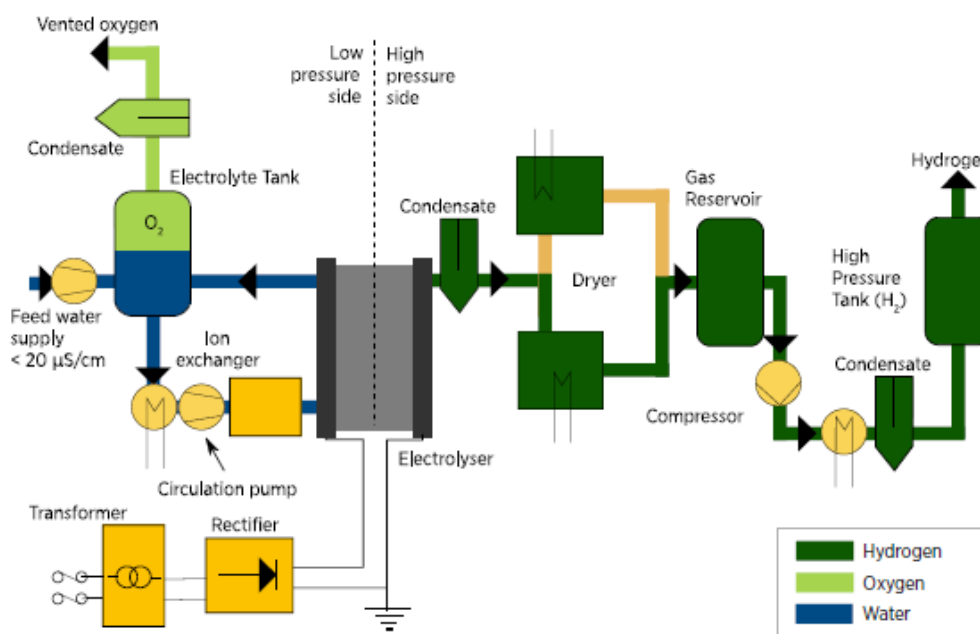


Figura 16. Diseño típico del sistema y balance de planta para un electrolizador AEM [25].

NOTA: Esta configuración es para un sistema genérico y es posible que no sea representativa de todos los fabricantes.

3.4.2. Ventajas y limitaciones de la electrólisis AEM

Los electrolizadores AEM ofrecen una combinación de las ventajas de las tecnologías ALK y PEM [41] [42] [43]:

- **Coste reducido:** Utilizan componentes de materiales no nobles y de mayor abundancia (como el acero inoxidable o níquel en lugar de titanio) y emplean catalizadores de metales no preciosos (como níquel, hierro o cobalto), disminuyendo significativamente el coste de fabricación. Sin embargo, tanto el níquel, como el cobalto son considerados materias primas estratégicas y fundamentales dentro del Reglamento 2024/1252 de la UE [44].
- **Uso de agua destilada o soluciones alcalinas de baja concentración** (por ejemplo, 1M KOH) como electrolito, en sustitución de soluciones altamente concentradas (como 5M KOH) empleadas en la electrólisis ALK. Al igual que en la electrólisis ALK convencional, los electrodos en la electrólisis AEM operan en un entorno alcalino. A diferencia de la tecnología PEM, los requisitos de pureza del agua son menos estrictos, lo que elimina la necesidad de emplear sistemas de purificación de agua desionizada. Esta característica contribuye a disminuir tanto el riesgo de fugas como los problemas asociados al manejo de soluciones altamente alcalinas.

- **Compatibilidad con energías renovables:** Funcionan eficientemente incluso con entradas de potencia variables, lo que los convierte en una opción adecuada para su integración con fuentes como solar o eólica.
- **Diseño modular y compacto:** Algunos modelos permiten configuraciones escalables y de rápida instalación (*plug and play*), facilitando su adopción en proyectos piloto y aplicaciones distribuidas [45].
- **Versatilidad operativa:** Son adecuados para producción de hidrógeno a pequeña y mediana escala, como generación in situ para procesos industriales o estaciones de recarga.

Por otro lado, esta tecnología presenta hoy los siguientes inconvenientes:

- **Madurez tecnológica limitada:** aún se encuentra en fase de desarrollo, con un número reducido de instalaciones piloto e incertidumbre sobre su comportamiento a gran escala.
- **Durabilidad y estabilidad de membrana:** las membranas de intercambio aniónico todavía presentan retos de degradación química y mecánica bajo operación prolongada, con vidas útiles reportadas en prototipos actuales muy inferiores a las de electrolizadores PEM y ALK.
- **Baja disponibilidad comercial de materiales optimizados.**
- **Compatibilidad química entre membrana-ionómero-electrodo aún en desarrollo.**

3.4.3. Innovaciones y desarrollos futuros

La electrólisis AEM todavía enfrenta una serie de retos técnicos en su desarrollo. Entre los principales se encuentran la degradación química, térmica y mecánica del ionómero y de la membrana, debido a la exposición prolongada a álcalis y a los ciclos térmicos (la temperatura de operación de los sistemas comerciales no suele superar los 50 °C). Asimismo, la operación a carga variable impacta negativamente en la estabilidad de la MEA, al inducir tensiones térmicas, cambios de hidratación y degradación progresiva de los componentes. Por otro lado, la menor conductividad de las membranas aniónicas en comparación con las membranas PEM, provoca pérdidas óhmicas y resistencia de transporte que reducen la eficiencia de estas. Otros problemas relevantes son la adsorción de contaminantes (p. ej., carbonatos), lo que limita la vida útil del sistema, así como la necesidad de validación a través de proyectos piloto de mediana escala (TRL 3-6) y de la verificación de su integración con energías renovables (fotovoltaica o eólica), donde la flexibilidad operativa es todavía limitada.

Las áreas de mejora incluyen el aumento de la estabilidad de la membrana, la reducción de la resistencia interna y la exploración de condiciones más benignas, con el fin último de utilizar agua en lugar de soluciones alcalinas, así como el desarrollo de catalizadores con mayor actividad electroquímica que los actuales y alternativos a los metales preciosos (PGM). Actualmente, las membranas de intercambio aniónico presentan problemas de estabilidad química en medios alcalinos y temperaturas moderadas ($\approx 70^\circ\text{C}$), debido a la neutralización de los grupos funcionales catiónicos. Por ello, los esfuerzos de I+D se orientan a incrementar la densidad de grupos catiónicos sin provocar una expansión excesiva de las membranas, ya que ello comprometería la estabilidad mecánica. Asimismo, se estudia la incorporación de nuevos grupos funcionales que mejoren tanto la conductividad como la estabilidad en condiciones alcalinas y a alta temperatura [42] [43].

Con respecto a la conductividad iónica, la práctica actual consiste en emplear pequeñas concentraciones de KOH o NaOH para garantizar la conductividad suficiente en la celda, lo que mitiga parcialmente los problemas descritos. No obstante, la tendencia futura apunta al uso de agua pura como único reactivo, lo que simplificaría la operación y reduciría costes [45]. Finalmente, además del desarrollo de catalizadores activos y estables tanto para la HER como para la OER, la optimización del diseño de celdas, geometrías de distribución de flujo y balance de planta se presenta como una línea clave para lograr sistemas más eficientes y duraderos.

3.4.4. Principales actores

Industria:

- Membranas: Versogen, Dioxide Materials, Ionomr, Fumatech
- Catalizadores: Dioxide Materials, Matteco, Jolt

Tabla 3. Principales fabricantes de electrolizadores AEM (agosto de 2025).

EMPRESA	PAIS
Enapter	Alemania
Hygreen Energy	China
Hyter (Grupo Pietro Fiorentini)	Italia

3.5. Electrólisis de óxido sólido (SOEC)

La electrólisis SOEC es una tecnología emergente, en fase de investigación, que utiliza materiales cerámicos para operar a altas temperaturas. Esta prometedora modalidad de electrólisis permite alcanzar eficiencias superiores a otras tecnologías de electrólisis, gracias al uso combinado de electricidad y calor.

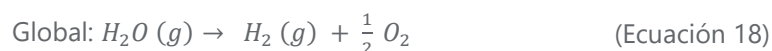
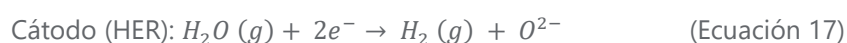
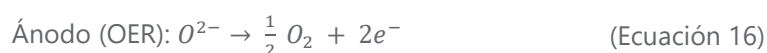
3.5.1. Concepto

La electrólisis SOEC adquiere un papel muy importante de cara a solventar el elevado coste de producción del hidrógeno y demás combustibles sintéticos. Las altas temperaturas de operación reducen las diferentes pérdidas internas, aumentando la eficiencia a nivel del reactor. Adicionalmente, la termodinámica de las reacciones permite aportar calor residual de un proceso industrial como puede ser cualquier proceso petroquímico o siderúrgico para reducir el consumo eléctrico, aumentando la eficiencia a nivel planta hasta en un 20 % [46]. Aunque el presente trabajo trata únicamente sobre electrólisis de agua, hay que mencionar el potencial de este tipo de celdas para trabajar en modo co-electrólisis, que consiste en alimentar al sistema con agua y dióxido de carbono para producir gas de síntesis (CO y H_2). Este gas, junto a las altas temperaturas de operación, favorecen la integración posterior con procesos de síntesis de hidrocarburos para producir combustibles o productos industriales [47].

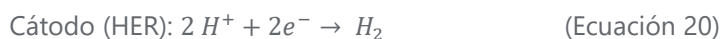
Esta tecnología consiste en la separación del agua en hidrógeno y oxígeno a alta temperatura ($600\text{-}900^\circ\text{C}$), utilizando un material cerámico como electrolito sólido conductor de iones. Se trata, por tanto, de una tecnología de actual interés para la producción de hidrógeno, así como por el aprovechamiento de la electricidad y el calor residual generado.

Las celdas SOEC están constituidas por dos electrodos, el ánodo o electrodo de aire y el cátodo o electrodo de hidrógeno, separados por un electrolito conductor de iones. Dependiendo de la naturaleza de los iones conducidos, se distinguen dos categorías: las celdas O-SOEC (conductoras de iones de óxido) y las celdas H-SOEC (conductoras de protones).

- **O-SOEC:** el agua se suministra al cátodo y se reduce a hidrógeno y al ion óxido (O^{2-}), que se conduce al ánodo para formar oxígeno:



- **H-SOEC:** el agua se suministra al ánodo, donde se forman protones que se conducen al cátodo para producir hidrógeno:



Debido al mejor transporte de protones facilitado por el electrolito, en comparación con sus homólogos conductores de iones O^{2-} , en los que el transporte iónico se realiza mediante aniones de oxígeno menos móviles, las H-SOEC pueden funcionar eficazmente a rangos de temperatura más bajos (450-700°C), aunque se encuentran en un nivel de desarrollo menor que las O-SOEC.

El esquema típico de una celda SOEC es muy similar al concepto utilizado en todos los sistemas electroquímicos para la conversión de energía, en el sentido de que se compone de una serie de capas funcionales y no funcionales en estrecho contacto entre sí [46] [48]. En concreto, una celda típica O-SOEC se compone de:

- **Cátodo:** Típicamente este electrodo está formado por materiales tipo "cermet" (composites de metales y cerámicos), siendo el estado del arte el Ni-YSZ (Zirconia estabilizada con Itrio, YSZ). Esta mezcla confiere al electrodo unas propiedades conductoras tanto de electrones como de iones de oxígeno a nivel macroscópico, extendiendo la zona de reacción a lo largo del espesor de la capa. En ocasiones, el electrodo catódico incluye una primera capa de Ni-YSZ de mayor espesor y porosidad que actúa tanto de soporte mecánico como de buffer de reactivo, mejorando las propiedades al transporte de masa.
- **Electrolito:** esta capa suele estar formada por un material cerámico altamente densificado, y su función es dar soporte a la conducción de iones de cátodo a ánodo y aislar ambos entre sí, evitando el paso de gases y corriente eléctrica entre compartimentos. La referencia en este caso es la YSZ al 8 %, la cual es muy adecuada para la operación a temperaturas por encima de los 750-800°C. Por debajo de esas temperaturas, la conductividad del material se reduce drásticamente y se hace necesaria la búsqueda de alternativas, como lo son la GDC (Ceria dopada con Gadolinio) o la SCGZ (Zirconia dopada con Escandio).
- **Ánodo:** En electrólisis SOEC, la reacción de evolución de oxígeno está fuertemente condicionada por el transporte a través del electrodo de los iones de oxígeno, así como por la migración y transferencia de carga en la superficie. Esto hace que materiales capaces de conducir tanto iones

como electrones (MIEC o Mixed Ionic-Electronic Conductors) sean las mejores alternativas para este caso, pues la superficie efectiva de reacción se puede extender por toda la superficie del electrodo. Algunos ejemplos son el LSCF ($\text{La}_{1-x}\text{Sr}_x\text{Co}_{1-y}\text{Fe}_y\text{O}_{3-\delta}$) o el BSCF ($\text{Ba}_{0.5}\text{Sr}_{0.5}\text{Co}_{0.8}\text{Fe}_{0.2}\text{O}_{3-\delta}$).

La razón por la que la electrólisis SOEC genera tanto interés reside en la termodinámica de la reacción de separación del agua. En la ecuación de Gibbs-Helmholtz:

$$\Delta H_{\text{reac}} \equiv \Delta G_{\text{reac}} + T\Delta S_{\text{reac}} \quad (\text{Ecuación 21})$$

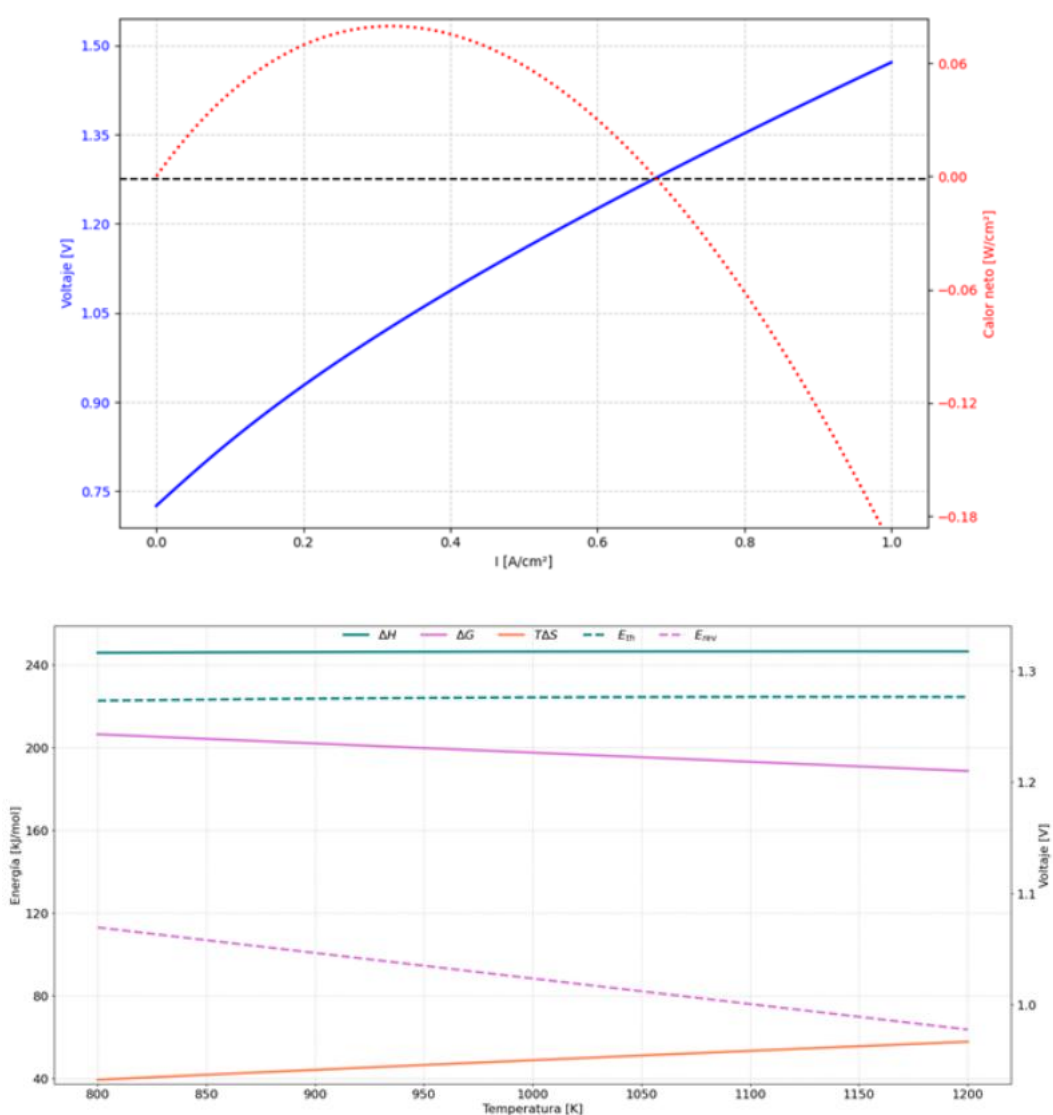


Figura 17. (sup.) Demanda térmica neta y voltaje de celda en función de la densidad de corriente (inf.) Variación de las propiedades termodinámicas en función de la temperatura.

El término ΔH_{reac} se puede definir como la energía total necesaria para llevar a cabo la reacción de separación del agua, siendo ΔG_{reac} la parte que representa el trabajo eléctrico y $T\Delta S_{\text{reac}}$ la energía térmica que se necesita suministrar. El carácter endotérmico de esta reacción hace que, al aumentar la temperatura, la energía térmica requerida sea mayor disminuyendo la contribución eléctrica necesaria. Teniendo en cuenta que $E_{\text{rev}} = \frac{\Delta G_{\text{reac}}}{nF}$ y que $E_{\text{tn}} = \frac{\Delta H_{\text{reac}}}{nF}$ se tiene que, una vez se demande corriente al sistema y tengan lugar ambas reacciones, las pérdidas internas generadas irán compensando las pérdidas hasta alcanzar el denominado voltaje termoneutro o E_{tn} , a partir del cual el calor generado deberá ser evacuado hacia el exterior para mantener la temperatura de calor (ver Figura 17).

En cuanto al diseño de celda se plantean diferentes posibilidades [48]. Mientras que las celdas experimentales de pequeño tamaño tienen geometrías planas y en forma de botón, el escalado a mayor tamaño y potencia abre un abanico de posibilidades en función del enfoque por el que se opte. En líneas generales, se puede diferenciar entre celdas planas o celdas tubulares, así como en celdas soportadas en cátodo, en electrolito o en soportes metálicos.

En primer lugar, se diferencia entre celdas de geometría plana y celdas tubulares. Las primeras obedecen a un enfoque más clásico, similar a los diseños tipo filtro-prensa de pilas PEM o electrolizadores ALK tradicionales. Su apilamiento para formar un *stack* de mayor potencia se realiza intercalando las diferentes celdas con elementos intermedios, los cuales normalmente tienen un patrón de flujo definido. Estos elementos se denominan interconectores o placas bipolares y, además de distribuir el flujo de la manera más homogénea posible, se encargan de transportar la corriente eléctrica entre celda y celda de un extremo a otro. Pese a ser complicado, este diseño puede dar lugar a sistemas con muy baja resistividad eléctrica total y, dada la forma plana y compacta, generar elevadas densidades de corriente volumétrica. Por el contrario, conseguir un sello estanco entre capas es complejo debido a la gran superficie de apoyo y el material rígido de las juntas. Además, los diferentes elementos tienen menor capacidad para desplazarse entre sí cuando tienen lugar gradientes térmicos en su superficie, lo que puede generar tensiones internas en la celda que llevan a degradación acelerada o fallo prematuro.

Una alternativa menos explorada son las celdas tubulares y micro-tubulares. Estos esquemas son más parecidos a los de algunos reactores termoquímicos y, a diferencia de las arquitecturas planas, no requieren de presión mecánica para llegar a los requerimientos de sellado y conductividad eléctrica. Como consecuencia, las celdas tubulares destacan por ser más robustas y, salvo aspectos concretos, más fáciles de diseñar. La superficie de sellado suele ser notablemente menor, y se utilizan pegamentos de alta temperatura que, después del curado, no requieren de ningún tipo de apriete para aislar los compartimentos anódico y catódico. Por el contrario, la interconexión eléctrica, tanto dentro de la celda

como entre celdas de un conjunto, es compleja y está todavía en fase de estudio, por lo que suelen presentar mayores resistividades totales. Además, ya que la geometría cilíndrica ocupa más espacio, el sistema tendrá menor densidad de corriente volumétrica.

Finalmente hay que hacer una mención a los diferentes planteamientos en cuanto al soporte mecánico del “core” de la celda. Debido a que las capas funcionales de una celda SOEC suelen tener espesores muy bajos (entre 10 y 50 micras), la resistencia mecánica del conjunto se puede ver comprometida ante la más mínima tensión. Por ello, se suele implementar una capa no reactiva que aporta soporte al resto, valiendo en muchas ocasiones como punto de partida para la fabricación de la celda. En SOEC, lo más común es soportar la celda sobre el cátodo. Esto se debe a la facilidad de generar capas poco densas pero resistentes de Ni-YSZ sobre las que posteriormente fabricar el resto. Este concepto puede dar ciertos problemas ante la aparición de atmósferas oxidantes, como puede ser la alimentación con agua pura, pues el níquel del composite se puede re-oxidar a óxido de níquel (NiO), generando expansiones en el material que pueden agrietar el resto de las capas. Alternativamente, puede optarse por soportes metálicos como mallas o espumas de níquel, las cuales presentan menores problemas de dilataciones en atmósferas oxidantes. El único aspecto a tener en cuenta en este caso es la porosidad del soporte, pues no deberá originar demasiada resistencia al transporte del agua de reacción. Finalmente, se puede decidir soportar la celda en el propio electrolito. Esto puede ser una buena opción dada la elevada densidad del material de esta capa, así como la posibilidad de implementar conceptos de celdas simétricas. No obstante, habrá que tener en cuenta las propiedades conductoras del electrolito, así como la temperatura de operación, para evitar trabajar con demasiadas pérdidas por transporte de iones entre electrodos.

3.5.2. Ventajas y limitaciones de la electrólisis SOEC

Las principales ventajas de la tecnología SOEC provienen de la operación a altas temperaturas. En primer lugar, en el rango de los 700-900°C los diferentes procesos que tienen lugar a nivel electroquímico (activación de las reacciones, transporte de carga y transferencia de masa) se ven favorecidos, lo que disminuye considerablemente el voltaje necesario para superar las pérdidas [46]. Esto, de entrada, hace que la eficiencia en voltaje de la celda/*stack* sea mayor, lo que implica que el consumo eléctrico se podrá reducir hasta en un 20-25 % [49]. Esta tecnología tiene un gran potencial para la reducción del coste del hidrógeno, ya que el consumo de energía es el principal factor que contribuye a dicho coste.

Por otro lado, las SOEC no requieren metales nobles como materiales para los electrodos y pueden electrolizar eficazmente el CO₂ para producir CO, o generar gas de síntesis mediante la co-electrólisis del agua y dióxido de carbono, lo que reduce las emisiones de CO₂ contribuyendo a alcanzar los objetivos de

neutralización del carbono. Adicionalmente, la capacidad de reducir el consumo eléctrico por medio del suministro de energía térmica residual permite su integración con procesos donde dicha energía es un subproducto para desechar. Esta ventaja es especialmente atractiva en sitios industriales donde sobra vapor o calor (refinerías, petroquímicas, acerías, plantas cementeras, etc.), o en combinación con fuentes como reactores nucleares avanzados o plantas solares de concentración. Todo ello, hace de la SOEC la alternativa preferente para producción de hidrógeno económico, permitiendo alcanzar eficiencias globales del proceso de hasta el 85 %.

Los anteriores puntos implican que, con un correcto diseño de planta e integración, el coste nivelado del hidrógeno (LCOH) producido podrá ser más bajo. Estudios como el realizado por Ramadan et al [50] indican que, superando los retos técnicos que afectan a esta tecnología, la electrólisis SOEC podría reducir el coste de producción entre un 15 y un 20 % respecto a las alternativas PEM o ALK actuales.

No obstante, para materializar todas estas ventajas por medio de la implantación de la electrólisis SOEC a nivel industrial hace falta superar una serie de retos. El primero y más evidente es la alta temperatura de operación, la cual, en primer lugar, impone exigencias severas en el diseño, selección de materiales y operativa. En el rango de trabajo (700-900°C), cualquier desajuste entre los coeficientes de expansión térmica de los diferentes materiales, sumado a los posibles gradientes de temperatura en las diferentes zonas y la sucesión de ciclos de calentamiento-enfriamiento genera elevadas tensiones mecánicas en el núcleo de la celda, las cuales terminan generando delaminación entre capas y, finalmente, la fractura de esta. Este reto no solo afecta al diseño y operación, limitando prácticamente el uso de los electrolizadores SOEC a aplicaciones estacionarias con grados de carga prácticamente constantes, sino que también supone un foco a la hora de desarrollar materiales de celda resistentes a la degradación acelerada.

Además, se requiere definir las estrategias de operación que mitiguen la degradación. Por ejemplo, mantener ambiente reductor en el cátodo por medio de la recirculación de hidrógeno, aportar aire de barrido en el ánodo para bajar la presión parcial de oxígeno, evitar condiciones electroquímicas extremas y distribuir homogéneamente flujo y corriente; usar rampas térmicas lentas (5 °C/min como guía [51]) para limitar gradientes y choques; elegir temperatura que equilibre cinética y degradación; y trabajar con exceso de agua (factor de utilización moderado) para prevenir "starvation" (escasez local de agua), la aparición de no uniformidades de corriente, puntos calientes y delaminación. Un control coordinado de estos aspectos limita sinterización, re-oxidación, formación de fases parásitas, delaminación y rotura, alargando la vida útil del sistema.

Finalmente, existe un último aspecto a tener en cuenta, y es la notable complejidad física y operativa del sistema completo. Gran parte de esta complejidad viene dada por la necesidad de incorporar los equipos y líneas necesarias para gestionar el flujo energético, como intercambiadores de calor de muy alta temperatura o calefactores eléctricos/de gas. Adicionalmente, es necesaria la implantación de un esquema de líneas con su control preciso para realizar los by-pass y purgas necesarias para mantener las condiciones de composición y temperatura de las corrientes de entrada y salida del *stack* adecuadas para cada punto de operación.

Alejándose del aspecto puramente técnico, los elevados costes de fabricación de los *stack* SOEC suponen una de las barreras más importantes. En conjunto, se estima que los prototipos SOEC actuales, que se encuentran en escalas de kW a pocos MW, tienen un coste de unos 4.000-5.000 €/kW instalado [46], lo que supone entre 3 y 4 veces más que su equivalente en ALK y el doble del coste de un electrolizador PEM de la misma potencia. Para que estos equipos sean comercialmente viables, se espera superar los diferentes aspectos técnicos y de producción a escala, con el objetivo de llegar a los 1.000-1.200 €/kW en 2030.

3.5.3. Innovación y desarrollos futuros

Teniendo en cuenta el estado de la tecnología y los retos a superar, se identifican las principales líneas de innovación y desarrollo de electrólisis SOEC:

- **Mejora de materiales y eficiencia:** aunque el comportamiento puramente electroquímico de los materiales de la celda ya es razonablemente bueno, se están haciendo grandes esfuerzos para desarrollar electrocatalizadores y electrolitos que sean capaces de operar a temperaturas más bajas con la menor pérdida de rendimiento a lo largo del tiempo posible. Esta bajada de temperatura unida a un aumento de la durabilidad mejoraría la eficiencia global y reduciría los costes, tanto de fabricación como de operación.
- **Desarrollo de estrategias operativas y esquemas de integración con industria:** además del desarrollo de estrategias operativas que simplifiquen la operativa del sistema y mejoren la durabilidad, es necesario trabajar en la implementación de estos sistemas en procesos industriales que emitan calor, con el objetivo de madurar los esquemas necesarios para la operación e integración eficiente.
- **Reducción de costes y escalado industrial:** se ha de pasar de la producción "artesanal" a la fabricación a gran escala automatizada. En ese aspecto, ya existen varios proyectos para la construcción de plantas que permitan la fabricación de electrolizadores SOEC con volúmenes de hasta 500 MW/año [52].

3.5.4. Principales actores

En la Tabla 4 se muestran más destacadas en el desarrollo y comercialización de electrolizadores SOEC.

Tabla 4. Principales fabricantes de electrolizadores SOEC (agosto de 2025).

EMPRESA	PAIS
Bloom Energy	EE. UU.
Sunfire GmbH	Alemania
Topsoe	Dinamarca
Ceres Power	Reino Unido
SolydEra	Italia
Elcogen	Estonia
Fraunhofer IKTS	Alemania

Actualmente, los electrolizadores H-SOEC con electrolito protónico se encuentran aún en fase de investigación [53]. La participación de empresas es limitada y las iniciativas de uso y desarrollo se centran en centros de investigación y desarrollo en el marco de proyectos público-privados.

3.6. Integración con usos

3.6.1. Electrólisis ALK

La electrólisis ALK es hoy la tecnología más madura y extendida para la producción de hidrógeno, destacando por su fiabilidad y menores costes de inversión en comparación con otras alternativas [54]. Se integra principalmente en proyectos industriales de gran escala que demandan un suministro constante de hidrógeno, como la producción de amoníaco, metanol y fertilizantes, además de emplearse en esquemas de almacenamiento energético y *power-to-gas*. A diferencia de la electrólisis PEM, su capacidad de respuesta más lenta la hace menos adecuada para integrarse con energías renovables intermitentes, pero se adapta bien a fuentes estables como la hidroeléctrica o la solar de operación continua [55]. Actualmente, la ALK concentra la mayor parte de la capacidad mundial instalada y se proyecta que continúe desempeñando un papel clave en la transición energética, particularmente en la descarbonización de sectores intensivos en energía como el químico y el siderúrgico [56].

3.6.2. Electrólisis PEM

Además de los usos tradicionales de la electrólisis, la tecnología PEM es particularmente adecuada para proyectos que requieren hidrógeno de alta pureza y una operación flexible. Esta tecnología resulta ideal en contextos donde se emplean fuentes de energía renovable intermitente con conexión directa, como la solar o la eólica, ya que permite ajustar rápidamente la producción de hidrógeno en función de la disponibilidad energética. Por ello, la electrólisis PEM se posiciona como una opción estratégica en aplicaciones de conversión de energía a gas (*power-to-gas*), balance de red eléctrica y almacenamiento de hidrógeno durante períodos de máxima generación renovable para su uso posterior [57].

Debido a su diseño compacto, esta tecnología es la preferida en entornos con restricciones espaciales, como estaciones de recarga, aplicaciones off-shore o sistemas de generación de hidrógeno in situ para procesos industriales. Su capacidad para operar a densidades de corriente más elevadas en comparación con la electrólisis ALK permite una producción más rápida de hidrógeno, lo que la hace idónea para proyectos que requieren una rápida escalabilidad.

Actualmente, la electrólisis PEM está ganando protagonismo, especialmente ante el creciente interés por el hidrógeno verde en sectores como el transporte, el almacenamiento energético y las aplicaciones industriales. Aunque su implementación aún no es tan extendida como la de la electrólisis ALK, su adopción está en expansión gracias a su flexibilidad operativa, alta eficiencia y compatibilidad con fuentes de energía renovable. Esta tecnología ha demostrado ser especialmente valiosa en proyectos donde es

fundamental responder con agilidad a variaciones en el suministro eléctrico y donde se exige hidrógeno de alta pureza, como en el caso de las pilas de combustible.

3.6.3. Electrólisis AEM

Los electrolizadores AEM son una solución idónea para proyectos que requieran presiones de funcionamiento más elevadas que las de los electrolizadores ALK, así como costes de capital más competitivos en comparación con los sistemas PEM [42]. Al poder funcionar a presiones elevadas, los electrolizadores AEM son beneficiosos para la producción directa de hidrógeno presurizado destinado al almacenamiento o al uso en pilas de combustible, reduciendo la necesidad de equipos adicionales de compresión [58].

La electrólisis AEM resulta especialmente adecuada para proyectos en los que la eficiencia económica y la sostenibilidad constituyen prioridades, pero en los que no se requiere una producción de hidrógeno a tasas extremadamente elevadas ni una pureza ultra alta del gas generado. Esta tecnología resulta adecuada para aplicaciones de producción de hidrógeno a pequeña y mediana escala, tales como la generación in situ para procesos industriales, sistemas de conversión de energía eléctrica en gas (power-to-gas) o el suministro de combustible para estaciones de hidrógeno [59].

La tecnología AEM muestra una notable adaptabilidad en el contexto de proyectos que integran fuentes de energía renovable, tales como la energía solar o eólica, debido a su capacidad de proporcionar un rendimiento eficiente bajo condiciones de entrada de potencia variable.

Esta tecnología también es una opción práctica para estudios de viabilidad en fase inicial o proyectos piloto, ya que permite a los desarrolladores explorar el potencial de producción de hidrógeno sin los altos costes asociados a otros tipos de electrolizadores. En estos casos, la electrólisis AEM ofrece una solución equilibrada entre rendimiento y coste, lo que permite una producción eficiente de hidrógeno verde centrada en la asequibilidad.

Si bien la electrólisis AEM aún no se ha implementado ampliamente en la producción comercial, los avances recientes sugieren un interés creciente en su escalado industrial. A modo ilustrativo, en marzo de 2024, la empresa Power to Hydrogen colaboró con líderes del sector energético global para demostrar el primer *stack* de electrólisis AEM a escala industrial destinado a la producción de hidrógeno verde de bajo coste. En el ámbito de la investigación energética, el proyecto CHANNEL, financiado por la Unión Europea, está desarrollando un innovador *stack* de 2 kW fundamentado en tecnología AEM. Este proyecto tiene como propósito fomentar la generación de hidrógeno a través de la electrólisis del agua de manera eficiente y rentable.

3.6.4. Electrólisis SOEC

Como se ha detallado en este documento, integrar sistemas de electrólisis SOEC con el calor residual de los diferentes procesos industriales minimiza las necesidades de energía eléctrica del *stack* y maximiza la eficiencia global del proceso. Como es de esperar, los focos térmicos más deseables serán los de mayor temperatura, pues permitirán acondicionar el vapor y el resto de los gases de entrada lo más cerca posible de la temperatura de operación, eliminando la importancia de los calentadores eléctricos/de gas.

Algunos de los procesos donde más interesante resulta realizar dicha integración son:

- **Producción de hidrógeno en refinerías e industria química:** una de las opciones más interesantes es la de incorporar sistemas de electrólisis en refinerías y plantas de producción de e-fueles. En este caso, además de aprovechar el calor de la planta para compensar las necesidades del electrolizador, también se aprovecha el hidrógeno producido de este último para los diferentes procesos de síntesis. Se han estudiado procesos como los de síntesis de metanol, gasificación de biomasa o metanación.

Un buen ejemplo es el proyecto MultiPLHY [60], en la refinería de Neste (Rotterdam, Países Bajos), donde se ha instalado un electrolizador SOEC de Sunfire de 2,4 MW integrado a la planta, donde el hidrógeno generado alimentará las unidades de producción de biocombustibles. Aprovechando el vapor de la refinería, el proyecto busca alcanzar una eficiencia global del 85 % respecto al LHV (poder calorífico inferior), produciendo unos 60 kg/h de hidrógeno. La consecución del proyecto supone la implantación del primer SOEC multimegavatio en una planta real a nivel mundial.

- **Industria siderúrgica:** la fabricación de acero es una industria altamente emisora de CO₂ y, además, consume hidrógeno. Este hidrógeno se usa tanto en procesos de recocido como en nuevos procesos de reducción directa de la escoria. Esto abre paso a la integración, no solo térmica, sino del hidrógeno y oxígeno producidos.

Actualmente están en desarrollo varios proyectos de integración de SOEC con procesos siderúrgicos. Algunos de ellos son GrInHy (SOEC de Sunfire) [61], SYRIUS (Elcogen) [62] y HySteel (FuelCell Energy) [63].

- **Acoplamiento con energía nuclear y renovables térmicas:** con el objetivo de almacenar el hidrógeno en picos de producción o situaciones de baja demanda, se plantea la opción de usar el calor de reactores nucleares avanzados o plantas solares de concentración para cubrir la

demanda de la electrólisis SOEC. Los reactores refrigerados por gas de alta temperatura (HTGR) usan gases como el helio a modo de refrigerante, los cuales suben a temperaturas por encima de los 700°C, suficiente para acondicionar los gases de entrada al electrolizador. Proyectos como el HTTR-Hydrogen (Japón) o el Euratom (Alemania) buscan validar este concepto.

En cuanto al ámbito solar, empresas como Heliocentric ya han comenzado a combinar torres solares (cuyas sales fundidas alcanzan temperaturas de hasta 800°C) con electrólisis SOEC, almacenando así el excedente energético en forma de hidrógeno.

4. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA EFICIENCIA DE LA ELECTRÓLISIS

En este capítulo se analizan, en primer lugar, los principales parámetros que determinan la eficiencia en la operación de un electrolizador. A continuación, se revisan los valores de eficiencia que alcanzan actualmente los sistemas comerciales más representativos (ALK, PEM, AEM y SOEC), ofreciendo una visión comparativa de su desempeño.

4.1. Principales factores determinantes

La eficiencia de un electrolizador está influenciada por diversos factores físico-químicos y de diseño. En la práctica, la eficiencia global del sistema (ver apartado 2.1.3 para conocer cómo se calculan los distintos tipos de eficiencia) puede verse condicionada por aspectos como la temperatura de operación, la densidad de corriente, los materiales empleados o la configuración interna, entre otros [64] [65] [66]. A continuación, se describen algunos factores clave:

- **Temperatura de operación:** Constituye una de las variables más influyentes en la demanda eléctrica de un electrolizador. A medida que aumenta la temperatura, el proceso de electrólisis se vuelve más eficiente. Esto se debe, por un lado, a que el potencial termodinámico necesario para disociar la molécula de agua disminuye con la temperatura; y por otro, a que tanto la cinética de las reacciones superficiales como la conductividad iónica del electrolito se ven favorecidas en condiciones térmicas más elevadas.
- **Densidad de corriente:** Tiene un efecto directo sobre la eficiencia global de la electrólisis, ya que influye en las pérdidas de voltaje (sobrepotenciales), en la velocidad de producción de hidrógeno y en la durabilidad del sistema. Un aumento de la densidad de corriente incrementa la tasa de generación de hidrógeno, pero al mismo tiempo provoca mayores sobrepotenciales y un desgaste acelerado de los materiales, debido principalmente a la formación de burbujas y a la generación de calor. Por ello, cada tecnología tiene un rango óptimo de densidad de corriente donde equilibrar producción y eficiencia.
- **Materiales de electrodos:** La selección de estos materiales es determinante, pues condiciona la actividad catalítica, la resistencia eléctrica, la durabilidad frente a la corrosión y, en última instancia, la eficiencia global del electrolizador. El uso de catalizadores adecuados permite reducir la energía de activación de las reacciones y disminuir los sobrepotenciales, lo que se traduce en un mejor aprovechamiento de la energía eléctrica. En electrolizadores ALK, materiales como el níquel, el Ni-Raney o el cobalto son habituales por su buena relación entre coste, resistencia a la corrosión y estabilidad química. En cambio, los sistemas PEM requieren catalizadores más activos y resistentes en medios ácidos, como el platino, iridio o rutenio, lo que explica su mayor coste,

aunque los avances en diseño de electrodos están disminuyendo de forma notable estos costes. En tecnologías emergentes como las AEM, se investigan alternativas basadas en metales no nobles y óxidos mixtos que buscan combinar eficiencia y bajo coste.

- **Características del electrolito:** El tipo de electrolito y su concentración son factores determinantes para la eficiencia de la electrólisis. En la electrólisis ALK, por ejemplo, se emplean disoluciones de KOH al 25–30 %, ya que ofrecen una buena conductividad eléctrica sin provocar un desgaste excesivo de los componentes. Una concentración demasiado baja o la presencia de impurezas reduce la conductividad y, por tanto, disminuye la eficiencia del proceso.

En las tecnologías PEM o AEM, la eficiencia depende en gran medida de la membrana polimérica, que es muy sensible a la pureza del agua y a la presencia de contaminantes. Además, el espesor de la membrana y la distancia entre los electrodos, como ocurre en los diseños “zero-gap”, determinan la resistencia interna del sistema: a menor espesor y menor separación, se reducen las pérdidas óhmicas y se mejora la eficiencia.

En los electrolizadores SOEC, la conducción eléctrica se realiza a través de materiales cerámicos a altas temperaturas, donde la eficiencia depende de la calidad del material y de las condiciones térmicas.

- **Gestión de gases e impurezas:** Las burbujas de hidrógeno y oxígeno que permanecen adheridas a los electrodos aumentan la resistencia óhmica, reduciendo la corriente útil y, por tanto, la eficiencia. El tamaño de las burbujas depende de la densidad de corriente y la presión, siendo mayores a densidades de corriente más altas y presiones más bajas. Además, la velocidad con la que las burbujas se desprenden de los electrodos influye significativamente en la resistencia eléctrica de la celda.

Por otra parte, las impurezas en el agua o en los gases pueden provocar corrientes parasitarias o corrosión, disminuyendo la eficiencia. Un diseño adecuado del flujo del electrolito y de la desgasificación, como una ventilación eficaz de los gases, ayuda a minimizar estas pérdidas y a mantener un rendimiento estable.

- **Condiciones de operación y carga variable:** La operación de los electrolizadores alimentados con energías renovables fluctuantes tiene un impacto en su eficiencia. La operación a carga variable implica frecuentes arranques y paradas, lo que puede afectar la estabilidad y la eficiencia del sistema (debido a picos de corriente o degradación de membranas). Mantener las condiciones óptimas de presión y carga en el equipo de electrólisis mejora la eficiencia global del proceso.

4.2. Eficiencia actual de los sistemas comerciales de electrólisis

Los electrolizadores comerciales más avanzados alcanzan eficiencias globales de alrededor del 60-70 %, considerando el poder calorífico inferior (*Lower Heating Value*; LHV) del hidrógeno. El LHV representa la cantidad de energía liberada por la combustión de un kg de hidrógeno sin contabilizar el calor de la condensación del agua producida durante la reacción ($\approx 33,3$ kWh/kg H_2). Es decir, solo se tiene en cuenta la energía que se puede aprovechar directamente, ignorando la energía contenida en el vapor de agua generado.

Para calcular esta eficiencia, se mide la cantidad de electricidad suministrada a la celda o al sistema de electrólisis para producir un kilogramo de hidrógeno y se compara con la energía química aprovechable del hidrógeno según su LHV. De esta forma, la eficiencia refleja qué fracción de la electricidad realmente se ha convertido en energía útil almacenada en el hidrógeno. Este procedimiento permite comparar de manera práctica el rendimiento de distintos electrolizadores bajo condiciones similares de operación. En algunos casos, también se pueden calcular eficiencias basadas en el poder calorífico superior (por sus siglas en inglés, *Higher Heating Value*, HHV), que incluye el calor liberado al condensar el vapor de agua producido durante la combustión ($\approx 39,4$ kWh/kg H_2).

En el ámbito comercial, el estado actual de las tecnologías de electrólisis se resume de la siguiente manera:

- **Electrólisis ALK:** En instalaciones a gran escala, los electrolizadores ALK pueden alcanzar eficiencias globales típicas de 60-65 % (LHV), aunque dependiendo de los materiales empleados y del mantenimiento del equipo es posible obtener valores mayores [67] [68] [69] [70].
- **Electrólisis PEM:** Los electrolizadores PEM actuales presentan eficiencias ligeramente superiores a las de ALK, situándose habitualmente alrededor del 60–70 % (LHV), aunque como en el caso anterior se pueden alcanzar valores más altos [71] [72] [73] [74].
- **Electrólisis AEM:** Como tecnología emergente, los electrolizadores AEM combinan algunas ventajas de ALK y PEM. Los equipos AEM comerciales recientes indican eficiencias en torno al 65–70 % (LHV) [75] [76], llegando a valores de hasta el 80 % en algunos estudios a nivel de laboratorio [77]. Esto posiciona a los AEM en un rango similar al de los PEM pero con materiales más baratos, aunque todavía existen pocos equipos comerciales disponibles.
- **Electrólisis SOEC:** Cuando se opera a alta temperatura aprovechando calor externo, la eficiencia eléctrica puede alcanzar el 90 %. No obstante, los SOEC aún están en fase de investigación; sus eficiencias (~ 80 –90 %) corresponden a prototipos de laboratorio más que a equipos comerciales. Aun así, esta tecnología ofrece el mayor potencial de eficiencia si se dispone de fuentes de calor adecuadas [46].

5. ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA

La energía necesaria para el proceso de electrólisis se suministra en forma de corriente continua (CC), y es requerida por el *stack* del electrolizador (ver apartado 2.2) para disociar el agua en hidrógeno y oxígeno. Para suministrar esta energía, los electrolizadores industriales emplean sistemas de conversión (rectificadores), que transforman la corriente alterna (CA) procedente de la red o de fuentes renovables en CC.

Además del corazón del sistema, el *stack*, un electrolizador necesita muchos otros equipos auxiliares: BoP (ver apartado 2.2.2), que incluyen equipos como bombas; sistemas de refrigeración y compresores, entre otros. Estos componentes suelen funcionar con CA y pueden representar entre un 10 y un 15 % del consumo total del sistema de electrólisis, en función del diseño y la tecnología de electrólisis empleada.

Por ello, el consumo eléctrico tanto del *stack* como del BoP es clave para evaluar la eficiencia global del sistema, dimensionar adecuadamente la infraestructura eléctrica necesaria y estimar con precisión los costes operativos asociados a la producción de hidrógeno.

Este capítulo analiza cómo alimentar eléctricamente un electrolizador, considerando su conexión a la red eléctrica y su integración con energías renovables.

5.1. Conexión a red eléctrica

La conexión directa de los electrolizadores a la red eléctrica plantea varias consideraciones técnicas y normativas.

En España, la red opera de forma interconectada con el sistema eléctrico europeo bajo la supervisión de Red Eléctrica de España (REE) [78]. Su funcionamiento está alineado con los estándares establecidos en Europa por ENTSO-E (la Red Europea de Operadores de Sistemas de Transporte de Electricidad) [79]. El sistema debe mantener parámetros estrictos de calidad, como frecuencia (50 Hz) y tensión, y se rige por Códigos de Red europeos como el Código de Conexión de la Demanda (Reglamento UE 2016/1388 [80]; ver RD 647/2020 en España [81]), que establece requisitos específicos para grandes consumidores eléctricos, como las plantas de electrólisis.

Así, en los siguientes apartados se analiza la relación bidireccional entre el electrolizador y la red eléctrica: el apartado 5.1.1 se centra en cómo las características de la red pueden afectar al funcionamiento del electrolizador, y el apartado 5.1.2 aborda el impacto que puede tener el electrolizador sobre la red.

5.1.1. Efectos de la red sobre los equipos de electrólisis

La calidad del suministro eléctrico es crucial para el funcionamiento adecuado de un electrolizador. Aunque estos sistemas suelen tolerar ciertas variaciones, las perturbaciones severas pueden provocar paradas de seguridad o dañar componentes sensibles del electrolizador. Entre las perturbaciones de la red eléctrica más relevantes se incluyen:

- **Variaciones de tensión:** Sobretensiones, caídas de tensión ("sags") y oscilaciones rápidas de voltaje ("flicker") pueden disparar sistemas de protección o causar reinicios del equipo.
- **Variaciones de frecuencia:** El rango de operación normal suele estar muy cercano a 50 Hz. La normativa europea de conexión exige operación continua solo entre 49-51 Hz [80]; por debajo de 47-48 Hz o por encima de 51-52 Hz la unidad debe desconectarse por seguridad.
- **Distorsiones armónicas:** Las deformaciones en la forma de onda de la corriente (armónicos) pueden generar sobrecalentamientos en transformadores y electrónica de potencia, reduciendo la eficiencia y vida útil.

Para mitigar estos efectos, los electrolizadores deben ser capaces de resistir perturbaciones eléctricas sin interrumpir su funcionamiento. Según el Código de Conexión de la Demanda [80] las plantas de electrólisis deben ser capaces de mantener una operación controlada durante fallos temporales de la red ("fault-ride-through"). Para ello, es fundamental contar con sistemas de control que permitan al electrolizador continuar funcionando de forma segura o reconectarse rápidamente tras eventos breves de inestabilidad.

Por otra parte, los electrolizadores también pueden ofrecer servicios valiosos a la red eléctrica. Gracias a su capacidad de modular el consumo de forma rápida y precisa, pueden actuar como cargas flexibles que ayudan a absorber excedentes de energía, equilibrar la frecuencia de la red o reducir picos de demanda. Por ello, se está estudiando en la actualidad su posible papel en mercados de servicios auxiliares, ofreciendo, por ejemplo:

- **Control de frecuencia:** Ajustando rápidamente su consumo eléctrico ante desviaciones de la frecuencia nominal para ayudar a mantener la estabilidad del sistema [82].
- **Control de tensión:** Los electrolizadores pueden contribuir activamente al control de tensión, inyectando o absorbiendo potencia reactiva, estabilizando la tensión de la red cuando se desvía del valor deseado.
- **Gestión de congestiones:** Consumiendo electricidad en zonas con excedentes, evitando sobrecargas en las líneas de transmisión [83].

- **Balanceo de red:** Gracias a su notable flexibilidad para ajustar el consumo eléctrico, e incluso la producción cuando están integrados con pilas de combustible, los electrolizadores pueden operar de forma bidireccional. Esto les permite absorber o inyectar energía según las condiciones de la red, contribuyendo a aliviar congestiones, compensar desequilibrios entre oferta y demanda y favorecer una operación más estable y eficiente de la red eléctricas [84].

5.1.2. Efectos de los equipos de electrólisis en la red eléctrica

Como cargas de gran potencia, los electrolizadores también pueden afectar a la red eléctrica. Entre los impactos más relevantes se encuentran:

- **Caídas de tensión locales:** El elevado consumo eléctrico de un electrolizador puede hacer descender el nivel de tensión en la red cercana, especialmente en redes débiles o saturadas, principalmente durante el arranque o cambios bruscos de potencia.
- **Consumo de energía reactiva:** Si el rectificador no está correctamente compensado puede alterar el equilibrio eléctrico.
- **Generación de armónicos:** La conversión CA/CC sin el filtrado adecuado introduce distorsiones en la red. Para evitar perturbaciones a otros usuarios, las instalaciones deben incluir filtros que minimicen los armónicos emitidos.
- **Fluctuaciones de carga:** Si la potencia del electrolizador cambia rápidamente pueden aparecer fluctuaciones en la tensión ("flickers") que afecten a otros equipos conectados.

Por estas razones, las plantas de electrólisis deben cumplir los requisitos de calidad de red establecidos en la regulación. De este modo, se garantiza que la operación de la planta no comprometa ni la calidad ni la estabilidad del suministro eléctrico en su entorno.

5.2. Alimentación con energías renovables

Una de las grandes oportunidades que ofrece la electrólisis es su capacidad para aprovechar directamente la energía renovable, como la solar o la eólica, para producir hidrógeno verde. Sin embargo, la integración del electrolizador con estas fuentes de energía plantea desafíos técnicos debido a su naturaleza intermitente y variable: cambios en la radiación solar o el viento provocan que existan fluctuaciones de energía que impidan que el electrolizador opere de forma estable, con ciclos frecuentes de arranque/parada o en condiciones de carga parcial.

Esto tiene consecuencias en los equipos, como una reducción de la eficiencia. Alejarse de las condiciones ideales de operación aumenta el consumo eléctrico por cada kg de hidrógeno producido.

La integración de las energías renovables con la electrólisis requiere, por tanto, de estrategias que gestionen las fluctuaciones y mantengan estable la operación del equipo. Entre las opciones que se consideran se encuentran [85] [86]:

- **Uso de baterías:** Almacenar el excedente de energía renovable en baterías permite mantener estable el funcionamiento del electrolizador durante periodos sin generación.
- **Control flexible de carga:** Adaptar dinámicamente la potencia de operación del electrolizador en función de la energía disponible ayuda a reducir arranques y paradas innecesarias. Los electrolizadores modernos (especialmente PEM) pueden variar su consumo rápidamente, lo que facilita escalar la producción de hidrógeno al ritmo de la renovable.
- **Sistemas predictivos:** Emplear modelos meteorológicos y algoritmos de predicción permite anticipar la disponibilidad de energía renovable. Con previsiones fiables se puede planificar la operación del electrolizador minimizando los impactos negativos sobre los equipos.
- **Otras estrategias:** Además de las soluciones energéticas, también se pueden aplicar mejoras directamente sobre el sistema de electrólisis. Por ejemplo, usar rectificadores más avanzados que transformen mejor la corriente alterna en corriente continua, evitando pequeñas oscilaciones no deseadas ("ripples") que reducen la eficiencia y dañan los componentes. También se puede actuar sobre el diseño del propio electrolizador, con materiales más resistentes, membranas reforzadas o sistemas de control que ayuden a mantener condiciones estables de temperatura, presión y flujo.

6. COSTE NIVELADO DEL HIDRÓGENO (LCOH)

En este capítulo se presenta el concepto de LCOH, algunos modelos públicos existentes para su cálculo y los pasos a seguir para conseguir una reducción del coste del hidrógeno.

6.1. Concepto y significado del LCOH

El Coste Nivelado del Hidrógeno (*Levelized Cost of Hydrogen*; LCOH) es una métrica que cuantifica el coste medio, expresado en valor presente, de producir un kilogramo de hidrógeno a lo largo de toda la vida útil de una planta de producción. Su cálculo incluye el coste de la instalación (CAPEX) asociado a diseño, construcción y puesta en marcha, junto con los costes operativos recurrentes (OPEX) derivados de la explotación y mantenimiento de los equipos, además de los costes de la energía y otros costes asociados.

De esta manera, la metodología del LCOH proporciona un marco cuantitativo robusto para evaluar la viabilidad económica de los proyectos de electrólisis, permitiendo comparar tecnologías, configuraciones y escenarios de suministro eléctrico bajo criterios homogéneos y ayuda a la determinación de las variables que más influyen en el coste de producción de hidrógeno.

El LCOH normalmente se expresa en euros o en kilovatio hora por kilogramo de hidrógeno (€/kg o €/kWh).

Expresado de forma matemática, la ecuación más general tiene la siguiente forma:

$$LCOH = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1+i)^t}} \quad (\text{Ecuación 22})$$

Donde:

- I_0 : Inversión inicial en la planta de producción de hidrógeno, CAPEX
- C_t : Costes anuales de operación de la planta de producción de hidrógeno en el año t
- i : tasa interna de rentabilidad objetivo del proyecto.
- M_t : producción anual de hidrógeno (kg o kWh)
- n : vida, en años, estimada para la instalación

6.1.1. Inversión inicial, CAPEX

Dependiendo del tipo de proyecto, en la inversión inicial o coste de capital se incluirán más o menos factores que tendrán un efecto directo en su valor.

Los principales costes a tener en cuenta son:

- **Coste de los electrolizadores:** Son el núcleo de la planta y representan el coste más importante de la misma (entre el 30 % y el 50 %). Su coste depende de la tecnología seleccionada (ALK, PEM, SOEC), el origen de los equipos (actualmente los equipos asiáticos tienen un coste menor) y la capacidad instalada. Incluyen las celdas de electrólisis y el equipamiento auxiliar para su correcta operación.
- **Coste de los equipos del BoP:** Agrupa los equipos que componen sistemas auxiliares necesarios para que la planta funcione: tanques, bombas, equipos de refrigeración, suministro de nitrógeno, tuberías, válvulas, cuadros eléctricos e instrumentación. También se incluyen los equipos de purificación y tratamiento de agua (ósmosis inversa, desmineralización, desalación si aplica), imprescindibles para la electrólisis.
- **Coste del sistema de distribución de hidrógeno:** Este sistema dependerá del tipo de expedición del hidrógeno producido (ducto, camión, hidrolinera, etc.). Comprende el transporte interno del gas dentro de la planta, compresores, sistema de almacenamiento y la infraestructura de carga para su distribución (estaciones de llenado). Su coste depende de la presión de suministro, capacidad y tecnología elegida.
- **Coste de la infraestructura eléctrica:** Incluye la conexión a la red o la integración de renovables propias, junto con subestaciones, transformadores, inversores y cableado. Este apartado garantiza un suministro fiable y estable de electricidad a los electrolizadores.
- **Coste en obra civil:** Engloba edificios principales (electrolizadores, edificio eléctrico, edificio administrativo, etc.), edificios auxiliares, cimentaciones, estructuras, viales internos, redes enterradas, vallado, etc. Aunque no generan hidrógeno, son esenciales para montar y operar la planta de forma segura. Este coste varía según la localización de la planta y el tamaño del proyecto.
- **Otros costes:** Incluyen los costes de ingeniería (estudios de viabilidad, diseño básico y de detalle), puesta en marcha, licencias ambientales, permisos urbanísticos, seguridad industrial, consultoría y seguros. Aunque su peso en el CAPEX es menor, resultan determinantes para garantizar que la planta pueda construirse y operar conforme a la normativa, evitando retrasos o sobrecostes.

En algunos proyectos, forma parte del cálculo de la inversión inicial, el coste de construcción de las instalaciones de generación de electricidad por fuentes renovables (fotovoltaica o eólica).

A esta inversión inicial habría que minorarle cualquier subvención a fondo perdido recibida.

6.1.2. Costes de operación de la planta, OPEX

Los costes de operación integran todos aquellos que son necesarios para el buen funcionamiento de la planta. Dependiendo del modelo utilizado, son más o menos detallados y consideran más o menos factores. Por supuesto, cuanto más detalle se tenga, más preciso será el cálculo.

Los principales costes serían los siguientes:

- **Coste de la electricidad:** Constituye, con diferencia, el factor más determinante en la estructura de costes operativos, especialmente cuando la energía eléctrica debe adquirirse de terceros y no forma parte de la inversión inicial en generación renovable propia. A este coste se le deben añadir los cargos asociados a peajes y acceso a la red de transporte o distribución en alta tensión, salvo que ya se encuentren integrados en el precio de la electricidad contratada.
- **Coste de insumos auxiliares:** Dentro de esta categoría destaca el consumo de agua, no solo en lo relativo a la electrólisis para la producción de hidrógeno, sino también para consumos en servicios auxiliares, como por el ejemplo el sistema de refrigeración. Asimismo, se incluyen otros insumos relevantes, como productos químicos para el acondicionamiento del agua o nitrógeno, en caso de que no se disponga de generación interna.
- **Coste de sustitución del *stack* del electrolizador:** El *stack* sufre una degradación a lo largo de su vida (horas de funcionamiento), lo que impacta en la eficiencia de la planta y, por lo tanto, en la producción de hidrógeno. Cuando esta pérdida de eficiencia llega a un valor dado, el coste asociado a cambiar el *stack* compensa por la evitación de la pérdida de producción de hidrógeno. El momento de cambiar el *stack* dependerá de la tecnología/calidad del electrolizador y del número de horas anual utilizado.
- **Costes variables de operación:** comprenden los gastos directamente vinculados al funcionamiento de la planta, como el mantenimiento anual de los equipos, incluyendo los consumibles y piezas de repuesto de estos equipos.
- **Costes fijos:** engloban aquellos desembolsos que se mantienen constantes con independencia del nivel de producción. Entre ellos, se incluyen los costes de personal, alquiler de terrenos, impuestos, seguros y otros gastos generales recurrentes de la instalación.

La forma de considerar todos estos factores dependerá de la metodología de cálculo utilizada.

Por otro lado, se pueden considerar ingresos adicionales asociados a la producción del hidrógeno, como puede ser la venta del oxígeno producido o del calor generado en la electrólisis, aunque estos ingresos

potenciales están condicionados por la presencia de un cliente próximo. Igualmente, habría que considerar como un ingreso cualquier subvención que se reciba de forma periódica.

6.1.3. Producción anual de hidrógeno

La producción de hidrógeno está ligada a la potencia del electrolizador (kW o MW), la eficiencia de éste y el número de horas anual de utilización.

La eficiencia del electrolizador la suele dar el fabricante y es la energía eléctrica necesaria para producir un kilogramo de hidrógeno (kWh/kgH₂):

$$\text{Producción (kg/h)} = \frac{\text{Potencia electrolizador (kW)}}{\text{Consumo por kg (kWh/kg)}} \quad (\text{Ecuación 23})$$

Este valor, junto con el número de horas de utilización anual nos proporcionará la producción anual de hidrógeno (M_t).

6.2. Índice IBHYX (MIBGAS)

El índice IBHYX constituye la referencia de coste nivelado de producción del hidrógeno renovable de origen no biológico (RFNBO) en la Península Ibérica, conforme a los Actos Delegados europeos 2023/1184 y 2023/1185. Este indicador refleja el precio mínimo de venta del productor para garantizar la rentabilidad esperada, configurándose como una señal de precio de oferta ("ask") para proyectos de producción de hidrógeno mediante electrólisis.

Para su obtención, se ha definido una planta modelo representativa para un proyecto de producción de hidrógeno renovable en la Península Ibérica cumpliendo con la regulación europea, y especialmente con los actos delegados europeos que definen el hidrógeno renovable (RFNBO). La planta de referencia (ver Tabla 5) se ha dimensionado con un electrolizador de 50 MW, basado en una configuración tecnológica neutra (50 % PEM y 50 % ALK), con una vida útil de 25 años y un régimen de operación de 4.500 horas equivalentes anuales. La electricidad que alimenta el proceso procede de un sistema híbrido compuesto por instalaciones renovables dedicadas (fotovoltaica y eólica) y contratos de compraventa de energía (Power Purchase Agreement; PPA) de origen renovable, optimizados para garantizar complementariedad estacional y horaria.

A partir de aquí se desarrolla el modelo de cálculo del LCOH, bajo un esquema financiero de tipo Project Finance. A diferencia de la formulación simplificada del LCOH, basada únicamente en la relación entre costes totales e hidrógeno producido, el enfoque adoptado por MIBGAS incorpora de manera explícita la estructura financiera del proyecto, el apalancamiento, la amortización de la deuda, la fiscalidad y la reinversión en equipos.

Para la inversión inicial (CAPEX), se establece un coste de 1.600 €/kW para la isla del electrolizador, incluyendo equipos de tratamiento de agua, *stacks*, balance de planta, subestación, conexión eléctrica e ingeniería y construcción (Engineering, Procurement and Construction; EPC). No se consideran, en esta fase, los costes de terrenos o licencias, que se trasladan a los gastos operativos (OPEX).

Los OPEX se estiman como un 2,5 % del CAPEX anual, en concepto de consumibles, peajes de acceso, salarios, tasas, concesiones o licencias. Los seguros suponen un 1,5 %.

El coste eléctrico se obtiene mediante un modelo paralelo de *Project Finance* aplicado a las plantas renovables dedicadas, que permite calcular un LCOE para la electricidad proveniente de este recurso. Los contratos PPA complementan las horas de funcionamiento del modelo. El LCOE de las plantas dedicadas, y el precio de los PPA se incorporan como variables exógenas en el cálculo del LCOH. Este procedimiento

asegura la coherencia metodológica entre el coste del hidrógeno y el coste de la electricidad que lo sustenta.

El modelo contempla además la sustitución de *stacks* en los años 10 y 20, equivalente a un 15 % del CAPEX inicial en cada caso, y una degradación progresiva de la eficiencia del electrolizador del 1% anual, que incrementa el consumo eléctrico a lo largo de la vida útil del proyecto.

La eficiencia energética inicial se sitúa en 55,5 kWh/kg de hidrógeno producido (referencia LHV). Bajo estas hipótesis, la producción anual de hidrógeno se mantiene constante, si bien el consumo eléctrico aumenta con el paso del tiempo debido a la degradación del equipo.

Los ingresos provienen de la venta de hidrógeno renovable, calculado como la producción anual multiplicada por el precio de venta. No se consideran ingresos adicionales por subproductos (como oxígeno o calor), salvo los derechos de emisión (EU Allowances; EUAs), que se integran como línea de ingresos en coherencia con la regulación europea.

Los ingresos menos los costes operativos proporcionan el EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization), que representa la rentabilidad operativa antes de considerar los efectos financieros.

El modelo utiliza el flujo de caja libre para el accionista (resultado de corregir el EBITDA con el servicio de la deuda, impuestos y nuevas inversiones). Este flujo se descuenta al coste del capital propio (Tasa Interna de Retorno del inversor; TIR) y se contrasta con la inversión inicial. Si el Valor Actual Neto (VAN) es positivo, el precio de venta es demasiado alto; si es negativo, demasiado bajo. La iteración converge cuando el VAN es igual a cero, obteniendo el LCOH.

En cuanto a la financiación, el modelo de MIBGAS adopta una estructura de deuda amortizada mediante el método francés de cuotas constantes, lo que implica pagos regulares que incluyen principal e intereses. La tasa de interés aplicada depende del perfil de riesgo del proyecto y de las condiciones de mercado. Además, se introduce explícitamente la fiscalidad, de forma que el flujo de caja refleja la realidad neta de los beneficios.

Para asegurar la sostenibilidad financiera, el modelo monitoriza anualmente el Debt Service Coverage Ratio (DSCR), que relaciona el flujo de caja disponible con el servicio de la deuda. Se exige un valor superior a 1,35 en cada ejercicio. Si esta condición no se cumple, se ajusta el apalancamiento, reduciendo la proporción de deuda en la financiación.

El resultado final del modelo es un valor representativo del precio mínimo al que puede venderse el hidrógeno RFNBO producido en la planta de referencia. Dado que en su cálculo se integran de forma coherente las variables técnicas y financieras, el IBHYX proporciona una referencia alineada con la lógica real de inversión y con los requisitos regulatorios europeos para el despliegue del hidrógeno renovable que permite orientar a productores, consumidores e inversores en el desarrollo del mercado del hidrógeno renovable en la Península Ibérica.

Tabla 5. Tabla de parámetros. Fuente: MIBGAS.

	Parámetro	Valor	Unidades	Frecuencia	Confidencial	Publicación
Precio	LCOH	-	€/kg	Semanal	No	Excel
	LCOH	-	€/MWh	Semanal	No	Excel
DATOS ELECTROLIZADOR	Potencia nominal	50	MW	Fijo	No	PDF
	Vida útil	25	años	Fijo	No	PDF
	Consumo Específico ELY	55,5	kWh/kg	Fijo	No	PDF
	Poder calorífico superior (HHV H2)	39,41	kWh/kg	Fijo	No	PDF
	Horas equivalentes* (h.eq.)	4500	h/año	Fijo	No	PDF
	Derechos de emisión ETS concedidos	6,84	derechos/t H2	Puntual	No	PDF
	Presión de salida del stack	30	bar	Fijo	No	PDF
	Degradación del stack	0,96	%/año	Fijo	No	PDF
	Periodo sustitución stack	10	años			
	OPEX	2,5	% del CAPEX al año	Fijo	No	PDF
	Costes de seguro	1,5	% del CAPEX al año	Puntual	No	PDF
DATOS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO	Potencia eléctrica nominal	50	MW	Fijo	No	PDF
	Potencia de la planta solar	75	MW	Fijo	No	PDF
	Potencia de la planta eólica	25	MW	Fijo	No	PDF
	H.eq. con solar dedicada	2500	h/año	Fijo	No	PDF
	H.eq. con eólica dedicada	1000	h/año	Fijo	No	PDF
	H.eq. con PPA eólica	700	h/año	Fijo	No	PDF
	H.eq. con PPA solar	300	h/año	Fijo	No	PDF
	Coste de la energía PPA eólica	-	€/MWh	Semanal	Sí	Pexapark
	Coste de la energía PPA solar	-	€/MWh	Semanal	Sí	Pexapark
	Coste total de la energía PPA	-	€/MWh	Semanal	Sí	No
	Tensión en el punto de conexión	220	kV	Fijo	No	PDF

DATOS ECONÓMICOS	Longitud línea directa	5	km	Fijo	No	PDF
	Distancia al punto de conexión	2	km	Fijo	No	PDF
	LCOE planta dedicada solar	-	€/MWh	Puntual	Sí	No
	LCOE planta dedicada eólica	-	€/MWh	Puntual	Sí	No
	LCOE planta dedicada renovable conjunta	49,26-	€/MWh	Puntual	No	No
	Vida útil planta dedicada solar	25	años	Fijo	No	PDF
	Vida útil planta dedicada eólica	25	años	Fijo	No	PDF
	CAPEX planta dedicada solar	500	€/kW	Puntual	No	PDF
	CAPEX planta dedicada eólica	1100	€/kW	Puntual	No	PDF
	Coste O&M planta dedicada solar	5	€/kW-año	Puntual	No	PDF
	Coste O&M planta dedicada eólica	50	€/kW-año	Puntual	No	PDF
	Precio de los derechos de emisión ETS Y+2	-	€/t CO2 eq	Semanal	Sí	ICE
	Coste de la deuda (Euribor IRS + 300 p.p.)	-	%	Semanal	Sí	LSEG
	Subvención CAPEX (sólo electrolizador)	0	% del CAPEX	Extraordinario	No	PDF
	Subvención OPEX (producción H2)	0	€/kg H2	Extraordinario	No	PDF
	CAPEX de electrólisis	1600	€/kW	Extraordinario	No	PDF
	Coste de sustitución del stack	15	% del CAPEX	Extraordinario	No	PDF

6.3. Modelo del European Hydrogen Observatory

El European Hydrogen Observatory, gestionado por la Clean Hydrogen Partnership, ha desarrollado una calculadora de coste nivelado del hidrógeno [87], diseñada para facilitar la estimación del precio de producción del hidrógeno bajo distintos supuestos técnicos, financieros y regulatorios.

Esta calculadora permite al usuario introducir hipótesis específicas de un proyecto de producción de hidrógeno, obteniendo como resultado el valor de LCOH.

Los parámetros que permite modificar la calculadora son los siguientes:

- **Parámetros generales:** Coste de capital, vida económica.
- **Unidad de electrólisis:** Potencia instalada, CAPEX, consumo energético, durabilidad de la pila, degradación de la pila, costes de reemplazo de la pila, otros costes de OPEX.
- **Fuente de electricidad:** Horas de operación, coste medio de la electricidad, peajes de acceso/red, impuestos sobre la electricidad.

- **Subvenciones e ingresos adicionales:** Subvención al CAPEX del electrolizador, prima verde o tarifa regulada por hidrógeno inyectado a red, reducción de peajes de red o impuestos eléctricos, precio de venta del oxígeno.

Su principal valor radica en la posibilidad de comparar diferentes configuraciones de proyectos y países, así como en la realización de estudios de sensibilidad que permiten analizar cómo influyen los distintos parámetros en el valor final del LCOH.

6.4. Principales factores que afectan al LCOH

El LCOH depende de un conjunto complejo de factores técnicos, económicos y financieros que interactúan de manera determinante en la viabilidad de los proyectos de electrólisis. En primer lugar, el coste de la electricidad representa la variable más crítica, dado que constituye entre el 60 y el 70 % del coste de hidrógeno renovable [88] [89] [90]. La reducción de este parámetro está estrechamente vinculada al despliegue de fuentes renovables de bajo coste —fundamentalmente solar fotovoltaica y eólica— así como a la disponibilidad de contratos a largo plazo de compraventa de electricidad (PPA) que garanticen estabilidad de precios y que cumplan con las condiciones establecidas en los actos delegados de la UE para la definición y producción de hidrógeno renovable.

La localización geográfica desempeña un papel fundamental en el LCOH ya que determina el número efectivo de horas equivalentes de operación del electrolizador (*annual full load hours*) si depende de fuentes renovables y, por tanto, la eficiencia de utilización de la infraestructura instalada [91]. Instalaciones con un bajo número de horas equivalentes de operación cuentan con un LCOH elevado, dado que los costes fijos de inversión se distribuyen sobre una menor producción de hidrógeno. Por el contrario, instalaciones ubicadas en regiones con elevada complementariedad de recursos renovables —como la combinación de solar y eólico— pueden alcanzar un mayor número de horas de operación, lo que contribuye a reducir de forma significativa el coste unitario del hidrógeno producido [92].

Otro elemento central es el CAPEX, que engloba la inversión inicial en equipos de electrólisis, balance de planta, infraestructuras eléctricas y costes asociados a la ingeniería, permisos y construcción.

En 2024, según la IEA, el coste de capital de un electrolizador instalado —incluyendo el equipo principal, los sistemas de tratamiento de gases, el balance de planta, así como los costes de ingeniería, aprovisionamiento, construcción y contingencias— se situaba en un rango de 2.000 USD/kW y 2.600 USD/kW [93]. Atendiendo a la localización de fabricación, los electrolizadores fabricados en China presentan una ventaja de costes significativa frente a los producidos en Europa o Norteamérica, alcanzando valores comprendidos entre 600 y 1.200 USD/kW para un sistema instalado. Sin embargo, más de la mitad del coste total de un electrolizador instalado corresponde a los costes de EPC (ingeniería, aprovisionamiento y construcción) y contingencias, los cuales dependen por completo de la ubicación del proyecto. Los mayores costes de EPC, junto con la necesidad de adaptar la tecnología a las normas locales, implican que el coste de capital de instalar un electrolizador fabricado en China en otras regiones del mundo oscile entre 1.500 y 2.450 USD/kW, reduciendo significativamente los ahorros de coste.

El desglose del CAPEX de un sistema de electrólisis permite identificar varios componentes principales. Aproximadamente, entre el 15 % y el 20 % del CAPEX total corresponde a los componentes del *stack*, que

representan el mayor potencial de reducción de costes mediante la innovación tecnológica y la optimización de los procesos de fabricación. En cambio, entre el 25 % y el 30 % se asocia al balance de planta (BoP) —que incluye equipos eléctricos de potencia, tuberías, compresores y sistemas de tratamiento de gas—, los cuales son equipos ya comercialmente maduros, con un margen de reducción de costes limitado.

Finalmente, como se ha indicado, más de la mitad del coste total de un electrolizador se relaciona con los costes de ingeniería, aprovisionamiento y construcción (EPC, por sus siglas en inglés) y con las contingencias, cuyo potencial de reducción sigue siendo altamente incierto.

Finalmente, según la IEA, las previsiones a medio plazo apuntan a una disminución sustancial de los costes como consecuencia de la industrialización de la cadena de suministro, la producción en masa y las economías de escala, especialmente en lo relativo al *stack*. Bajo estas condiciones, se proyecta una reducción del CAPEX de entre 40 % y 50 % hacia finales de la década.

Sin embargo, no solo la magnitud absoluta del CAPEX es relevante, sino también la estructura de financiación que lo acompaña. En este sentido, el coste del capital financiero, expresado a través del coste medio ponderado de capital (WACC), determina de manera decisiva la rentabilidad exigida por los inversores y, por tanto, el precio mínimo de venta del hidrógeno que asegura la viabilidad del proyecto. En el caso del hidrógeno producido a partir de electricidad renovable, por ejemplo, un aumento de 3 puntos porcentuales en el coste del capital podría incrementar el coste total del proyecto en casi un tercio [94].

En paralelo, los OPEX, que incluyen mantenimiento, reposición de equipos —particularmente el reemplazo de *stacks* a lo largo de la vida útil de la planta—, seguros y costes indirectos, representan un porcentaje menor pero no despreciable en la estructura de costes. La eficiencia tecnológica juega aquí un papel clave: un electrolizador con menor consumo específico de electricidad por kg de hidrógeno permite reducir de forma acumulada el gasto energético anual. No obstante, la degradación de los equipos a lo largo de la vida útil introduce una dinámica de incremento progresivo del consumo eléctrico, que debe ser compensada mediante reemplazos periódicos o con sobredimensionamiento inicial de la instalación.

Finalmente, es imprescindible considerar los aspectos regulatorios y de mercado. La implementación de esquemas de apoyo público —como subvenciones al CAPEX y al OPEX, incentivos fiscales o mecanismos vinculados al Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE (Asignación gratuita de derechos de emisión; EUAs), junto con la posible introducción de cuotas obligatorias de consumo mínimo en determinados sectores, puede alterar de manera significativa la competitividad del hidrógeno renovable frente a las alternativas fósiles [93].

En conclusión, el LCOH resulta de la interacción de múltiples factores: el coste de la electricidad como componente dominante; la evolución tecnológica y de economías de escala que afectan al CAPEX; la eficiencia operativa y la gestión del OPEX; el factor de capacidad ligado a los recursos renovables disponibles; y el marco regulatorio que establece los incentivos y limitaciones. La adecuada combinación de estos elementos es determinante para que el hidrógeno renovable compita en costes con las alternativas fósiles y se consolide como un elemento clave en la transición energética.

6.5. Estrategias para reducir el LCOH

Reducir el LCOH es fundamental para alcanzar la competitividad del hidrógeno renovable en el mercado. A continuación, se indican aquellos aspectos cuya optimización puede contribuir de una manera significativa a la reducción del LCOH.

Desde el punto de vista técnico, mejorar el rendimiento energético de los electrolizadores (kWh/kg H₂) y mitigar la degradación de los electrodos son factores clave debido al alto impacto que tiene el coste eléctrico sobre el LCOH.

El aprovechamiento del calor residual mediante recuperación térmica y la venta de subproductos, como el oxígeno, genera ingresos complementarios, reduciendo efectivamente el LCOH. En particular, estudios muestran que vender calor residual puede reducir el LCOH hasta en 0,35 €/kg H₂ [95].

Desde una perspectiva industrial, aprovechar las economías de escala en la fabricación de electrolizadores y avanzar en la industrialización de la cadena de suministro son factores determinantes, ya que permiten reducir de forma significativa el CAPEX y OPEX. La estandarización de componentes, la producción en serie y la maduración tecnológica del sector facilitan una disminución progresiva del LCOH, acelerando la competitividad del hidrógeno renovable en el mercado.

En el plano económico, la firma de PPAs renovables a largo plazo y precios estables permite asegurar condiciones de suministro eléctrico favorables —cuando el precio de la electricidad representa hasta dos tercios del LCOH, esto es crucial [96].

Finalmente, desde la perspectiva regulatoria, la reducción o eliminación de peajes y tasas sobre el consumo eléctrico destinado a hidrógeno renovable propicia una disminución directa del OPEX. Complementariamente, los incentivos fiscales —como deducciones por producción o consumo— pueden mejorar sustancialmente la rentabilidad neta de un proyecto.

En síntesis, la combinación de avances tecnológicos, mecanismos económicos y marcos regulatorios adecuados configura un entorno favorable que posibilita reducciones significativas en el LCOH.

7. PROYECTOS E INICIATIVAS MÁS DESTACADAS EN EL CAMPO DE LA ELECTRÓLISIS

El desarrollo de la electrólisis en España y en Europa se apoya en un conjunto creciente de iniciativas estratégicas, programas de apoyo y proyectos de referencia que buscan acelerar la transición hacia un sistema energético descarbonizado. En este capítulo se presentan las principales actuaciones impulsadas a escala europea y nacional, así como algunos de los proyectos más representativos en marcha.

7.1. Banco Europeo del Hidrógeno

El Banco Europeo del Hidrógeno (BEH) constituye una de las iniciativas estratégicas de la Comisión Europea para acelerar el despliegue del hidrógeno renovable en el marco del Green Deal, el paquete Fit for 55 y el plan REPowerEU.

Su objetivo se centra en desbloquear las inversiones privadas en las cadenas de valor del hidrógeno en la UE y en terceros países al conectar el suministro de hidrógeno renovable con la demanda emergente de los compradores europeos y, de este modo, establecer un mercado inicial del hidrógeno renovable. Para lograrlo, el BEH ha desarrollado mecanismos cuya finalidad es cerrar la brecha entre los costes actuales de producción del hidrógeno renovable y el precio que la demanda está dispuesta a pagar, actuando como un elemento de apoyo económico y de señal de precio.

BEH establece su actuación en base a cuatro pilares complementarios.

Pilar doméstico: Organiza subastas competitivas para producción de hidrógeno renovable certificado como RFNBO en el Espacio Económico Europeo, remuneradas mediante una prima fija por kilogramo, que solo se abona tras la producción verificada y por un periodo máximo de diez años.

Las subastas buscan: reducir la brecha de costes en la UE entre el hidrógeno renovable y el basado en combustibles fósiles, ayudar a la creación de señales de precio comparables y reducir el riesgo de inversión en la fase inicial de los proyectos.

- **Pilar internacional:** Contempla una estrategia coordinada de la UE para promover las importaciones de hidrógeno renovable al mercado europeo. Para ello, la comisión está desarrollando el diseño de subastas conjuntas europeas.
- **Pilar de transparencia y coordinación:** Se materializa en la plataforma *Hydrogen Mechanism*, destinada a impulsar el desarrollo de mercado del hidrógeno renovable y bajo en carbono y de sus derivados (amoníaco, metanol y combustible de aviación electro-sostenible; eSAF). En la

práctica, recopila, procesa y pone a disposición del mercado la información sobre oferta y demanda de hidrógeno renovable y bajo en carbono aportada por los agentes. Esto aumenta la transparencia y permite a los compradores europeos conectar con proveedores tanto europeos como internacionales.

- **Pilar de coordinación de instrumentos:** alinea ayudas de Estado, asistencia técnica y financiación combinada de la UE y de los Estados miembros.

De momento se han celebrado dos subastas, con los siguientes resultados:

- **Subasta piloto (IF23):** Lanzada en noviembre de 2023 y cerrada en febrero de 2024, recibió 132 ofertas de 17 países y adjudicó casi 720 millones de euros a siete proyectos, de los cuales seis firmaron acuerdo de subvención en octubre de 2024. Las primas ofertadas se situaron entre 0,37 y 0,48 €/kg en un esquema *pay-as-bid*, con obligaciones de inicio de producción dentro de los cinco años siguientes a la firma.
- **Segunda subasta (IF24):** Se abrió el 3 de diciembre de 2024 y cerró el 20 de febrero de 2025, incorporando una cesta específica para usos marítimos. La licitación recibió 61 ofertas —ocho de ellas en la cesta marítima— por 4.880 millones de euros solicitados. El 20 de mayo de 2025, la Comisión publicó los resultados: quince proyectos seleccionados en cinco países por un total de 992 millones de euros, con primas ganadoras en el tema general entre 0,20 y 0,60 €/kg y, en el ámbito marítimo, entre 0,45 y 1,88 €/kg. El conjunto de proyectos se compromete a alcanzar cierre financiero en un máximo de dos años y medio y a iniciar producción en un plazo de cinco años desde la firma, percibiendo la prima únicamente durante la década en que se acredite producción renovable.

Un rasgo novedoso de IF24 ha sido la ampliación de recursos mediante la modalidad “auction-as-a-service” (AaaS). El 18 de noviembre de 2024, España, Lituania y Austria anunciaron más de 700 millones de euros en fondos nacionales para apoyar proyectos en sus países a través de AaaS, y el 15 de abril de 2025 la Comisión aprobó un régimen español de ayudas de Estado por 400 millones de euros para este fin.

La Comisión ha anunciado una tercera subasta a finales de 2025 con un presupuesto de hasta 1.000 millones de euros, en coherencia con el objetivo de consolidar un mercado europeo con mayor liquidez y aprendizaje regulatorio iterativo. Este anuncio se recoge tanto en el portal del BEH como en comunicaciones institucionales posteriores.

En la Tabla 6, se presenta el resumen de las dos subastas, resaltando los fondos adjudicados a España. Hay que indicar que, recientemente, el BEH ha reasignado parte de los fondos asignados en subastas previas, al renunciar (o no firmar el acuerdo obligatorio) a los beneficiarios iniciales [97]. Estos fondos se han asignado a 8 proyectos en lista de espera de la segunda subasta (la reasignación no se contempla en la Tabla 6).

Tabla 6. Resultados de las subastas del BEH.

Indicador	Primera Subasta (2023)	Segunda Subasta (2025)
Proyectos presentados	132	61
Proyectos seleccionados	7	15
Proyectos españoles seleccionados	3 (2 firmaron acuerdo)	8
Financiación total adjudicada (UE)	720 M€	992 M€
Financiación para España	238 M€ (≈33%)	292 M€ (≈30%)
Potencia total adjudicada	~1.502 MW	2.336 MW
Potencia en España	595 MW	891 MW
Producción estimada de H ₂ renovable	158.000 toneladas	2,2 millones de toneladas
Precio medio ofertado (España)	5,8 €/kg	5,5 €/kg
Prima fija por kg H ₂	0,37–0,48 €/kg	0,20–0,60 €/kg
Tecnologías predominantes	PEM y ALK	PEM y ALK
Conexión directa a renovables	—	38% de los proyectos
Electrolizadores “Made in Europe”	—	75% de la capacidad agregada
Infraestructura requerida (ductos)	—	64% de los proyectos (384 km promedio)
Mecanismo AaaS (Auction as a Service)	No aplicable	España aporta hasta 400 M€ adicionales

7.2. European Electrolyser Partnership

El *European Electrolyser Partnership* (EEP) surge en 2022 como iniciativa de la Comisión Europea y de la industria, involucrada en la producción de hidrógeno, dentro de la European Clean Hydrogen Alliance (ECH2A), con la misión de desarrollar la capacidad de producción de electrolizadores así como la cadena de suministro asociada a los mismos. El hito fundacional es la Joint Declaration, firmada en la Electrolyser Summit (Bruselas, 5 de mayo de 2022), donde la industria se compromete a elevar la capacidad anual de fabricación desde 1,75 GW a 17,5 GW_{H₂}/año en 2025.

Con el objeto de reforzar la competitividad y el escalado del hidrógeno en la UE, EEP y la Comisión Europea han acordado cuatro líneas de actuación:

- Generar una demanda clara y adicional de hidrógeno y de productos verdes.
- Simplificar la legislación sobre hidrógeno, dotarla de coherencia y reforzar su aplicación.
- Fortalecer la resiliencia y crear condiciones de competencia leal y recíproca para electrolizadores y productos de hidrógeno limpio; EEP.
- Mejorar el apoyo financiero al sector, aportando claridad sobre los mecanismos de financiación de la UE para reducir el riesgo del ecosistema.

7.3. Iniciativas nacionales

El impulso al hidrógeno verde en España se está configurando a través de un entramado de políticas públicas, planes estratégicos y programas de financiación que buscan posicionar al país como uno de los referentes europeos en esta nueva economía energética. Entre las iniciativas puestas en marcha, dos destacan por su alcance y capacidad transformadora: el PERTE ERHA (Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento) y el programa de los llamados “Valles de Hidrógeno” o clústeres territoriales de hidrógeno renovable. Ambos mecanismos, aunque diferentes en su concepción, están estrechamente vinculados y conforman el núcleo de la estrategia española para hacer del hidrógeno renovable un pilar de la transición energética y de la modernización industrial.

El PERTE ERHA, aprobado en 2021 en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, constituye la principal herramienta de política industrial para canalizar los fondos europeos NextGenerationEU hacia proyectos de energías renovables, hidrógeno verde y almacenamiento energético [98]. Este proyecto estratégico se concibe como una iniciativa de país orientada no solo a cumplir con los objetivos de descarbonización fijados en la Unión Europea, sino también a transformar el tejido productivo nacional. Se estima que, en conjunto, movilizará más de 16.000 millones de euros entre inversión pública y privada, de los cuales una parte significativa se dedica de forma específica al desarrollo del hidrógeno renovable [9].

Los objetivos del PERTE son múltiples: fomentar la investigación y el desarrollo tecnológico, fortalecer la cadena de valor industrial española, atraer inversión privada, crear empleo de calidad y consolidar el liderazgo del país en un sector emergente. Además, se pretende que el despliegue del hidrógeno verde tenga un impacto territorial equilibrado, llegando tanto a los grandes polos industriales como a las regiones afectadas por la despoblación o los procesos de reconversión energética. Para ello, las líneas de actuación incluyen proyectos pioneros para demostrar la viabilidad de nuevas tecnologías en condiciones reales, el desarrollo de la cadena de valor nacional con la fabricación de electrolizadores y componentes propios, la colaboración con pymes y centros tecnológicos para impulsar la innovación, y la integración territorial mediante la creación de ecosistemas en los que convivan producción, transporte y consumo de hidrógeno. Este último aspecto se conecta directamente con el programa de los “Valles de Hidrógeno”, que representan la concreción territorial más ambiciosa del PERTE.

La iniciativa de este programa se basa en la idea de crear ecosistemas energéticos e industriales integrados, donde la producción, almacenamiento, distribución y uso del hidrógeno renovable se concentren en una misma zona geográfica. Esta aproximación permite reducir costes logísticos,

aprovechar economías de escala y fomentar la colaboración entre empresas, administraciones y centros de innovación. En 2025, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) adjudicó más de 1.200 millones de euros en ayudas procedentes del PERTE ERHA para financiar siete grandes proyectos de clústeres de hidrógeno en diferentes comunidades autónomas [99]. Estos proyectos, situados en territorios como Aragón, Andalucía, Castilla y León, Cataluña y Galicia, suman en conjunto cerca de 2.300 megavatios de potencia de electrólisis, con una capacidad estimada de producción de más de 260.000 toneladas anuales de hidrógeno renovable.

La magnitud de estas cifras muestra la ambición del programa: se trata de pasar de proyectos piloto a instalaciones industriales a gran escala, capaces de abastecer a sectores intensivos en energía como la siderurgia, la industria química o la movilidad pesada. Además, el impacto esperado de los “Valles de Hidrógeno” va mucho más allá de lo energético, ya que se proyecta una fuerte repercusión en el empleo y el desarrollo territorial. Se prevé la creación de miles de puestos de trabajo directos e indirectos, especialmente en regiones afectadas por la transición energética, como antiguas cuencas mineras o zonas en declive industrial. De esta manera, los clústeres se convierten en una herramienta no solo de descarbonización, sino también de reactivación económica y cohesión social.

Otro aspecto clave de estas iniciativas es su dimensión estratégica internacional. España, gracias a su elevado potencial en energías renovables y a su posición geográfica privilegiada, aspira a convertirse en un *hub* de exportación de hidrógeno verde hacia el resto de Europa. Los valles son piezas fundamentales de este esquema, ya que actúan como nodos de producción que podrán conectarse a infraestructuras transfronterizas como el corredor H2med, destinado a transportar hidrógeno desde la Península Ibérica hacia Europa [100].

En definitiva, la expansión del hidrógeno verde en España no se fundamenta únicamente en la abundancia de recursos renovables, sino en la articulación de una estrategia integral. El PERTE ERHA proporciona el marco financiero, estratégico e industrial necesario para impulsar la inversión y la innovación, mientras que los valles de hidrógeno convierten dicho marco en proyectos de gran escala con efectos económicos, sociales y territoriales tangibles. La combinación de ambos instrumentos sitúa a España en una posición privilegiada para consolidarse como referente europeo en hidrógeno renovable, integrando el desafío de la descarbonización con la oportunidad de crear una industria sostenible, innovadora y competitiva.

7.4. Proyectos relevantes: bases de datos

En el ámbito del hidrógeno renovable, se desarrollan numerosos proyectos con distintos grados de madurez —desde pilotos y demostradores industriales hasta instalaciones a escala comercial— que abarcan la producción por electrólisis alimentada con electricidad de origen renovable.

Con el fin de disponer en todo momento de información actualizada sobre los proyectos más representativos, se ha considerado como más adecuado, en lugar de citar casos concretos, recurrir a bases de datos y observatorios sectoriales que se actualizan periódicamente.

En base a lo anterior, se han identificado cuatro fuentes de información que se describen a continuación.

7.4.1. Hydrogen Tracker

Hydrogen Tracker de la IEA [101] es una herramienta pública e interactiva que permite explorar datos históricos de producción de hidrógeno de bajas emisiones, así como el despliegue de gasoductos dedicados y almacenamiento subterráneo, además de proyectos anunciados a nivel mundial.

El rastreador se apoya en la *Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database* de la IEA y complementa la publicación anual *Global Hydrogen Review 2025*. La Figura 18 muestra la gráfica con los datos de producción de hidrógeno de bajas emisiones. También es posible navegar en un mapa, que incluye una pantalla general de búsqueda, que permite seleccionar y filtrar por múltiples campos.

Adicionalmente, incluye una estimación de costes de producción por región y por ruta tecnológica con horizonte 2030, e incorpora un seguimiento de políticas nacionales con más de 1.000 medidas anunciadas o implantadas desde 2020, lo que lo convierte en un recurso útil para análisis regulatorios y de mercado.

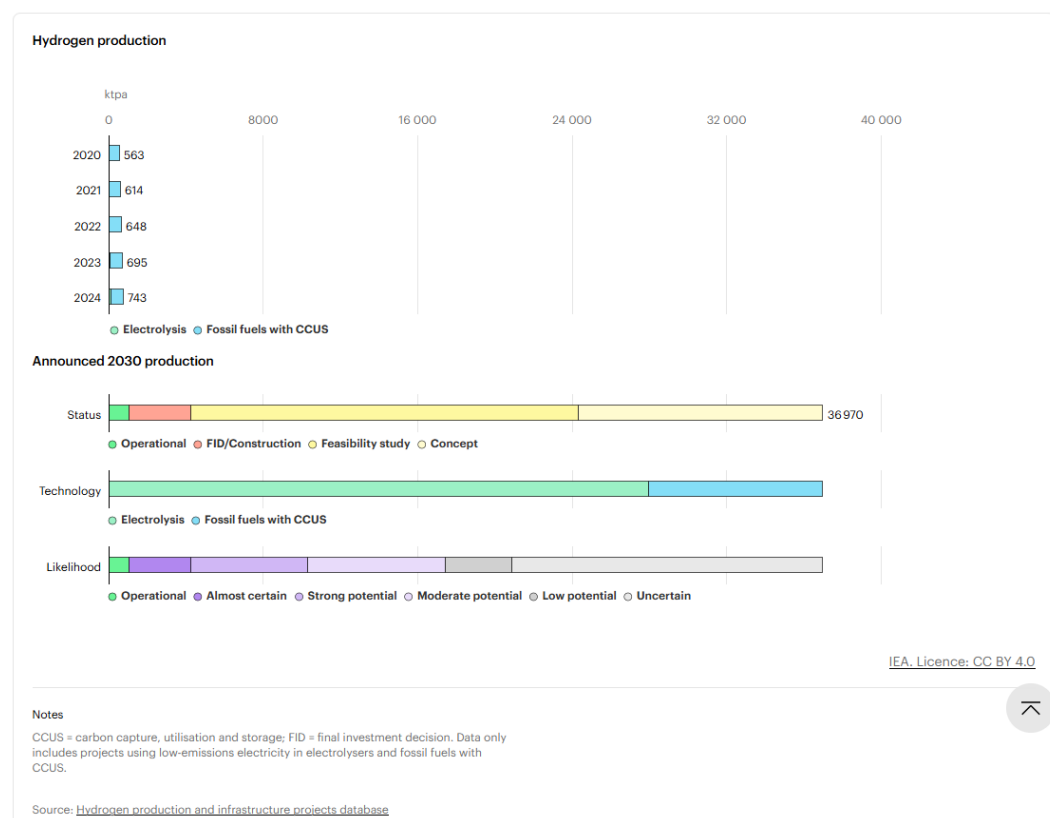


Figura 18. Datos sobre producción de hidrógeno de bajas emisiones del Hydrogen Tracker de la IEA [101].

7.4.2. Hydrogen Infrastructure Map

El *Hydrogen Infrastructure Map* [102] es una iniciativa conjunta de ENTSOE, GIE, Eurogas, CEDEC, GD4S y GEODE, en cooperación con European Hydrogen Backbone (EHB), que — a partir de las conclusiones del 36º European Gas Regulatory Forum (Madrid Forum)— puso en marcha un proceso “bottom-up” para recopilar todos los proyectos relevantes de infraestructuras de hidrógeno a nivel europeo y presentarlos en un mapa accesible y fácil de usar para agentes del sector y responsables públicos.

El mapa integra la perspectiva y los proyectos de operadores de transporte (TSOs), distribución (DSOs), almacenamiento (SSOs) de gas natural y terminales GNL (LSOs), así como de promotores terceros que desarrollan iniciativas a lo largo de toda la cadena de valor (ver Figura 19).

La herramienta muestra el desarrollo de proyectos hasta 2050 y organiza la información en seis categorías: transporte (gasoductos), distribución, terminales y puertos, almacenamiento, demanda y producción. Permite navegar por país o región, activar y desactivar capas por categoría, buscar proyectos por nombre o promotor y filtrar, entre otros, por proyectos con estatus PCI/PMI de la Comisión Europea.

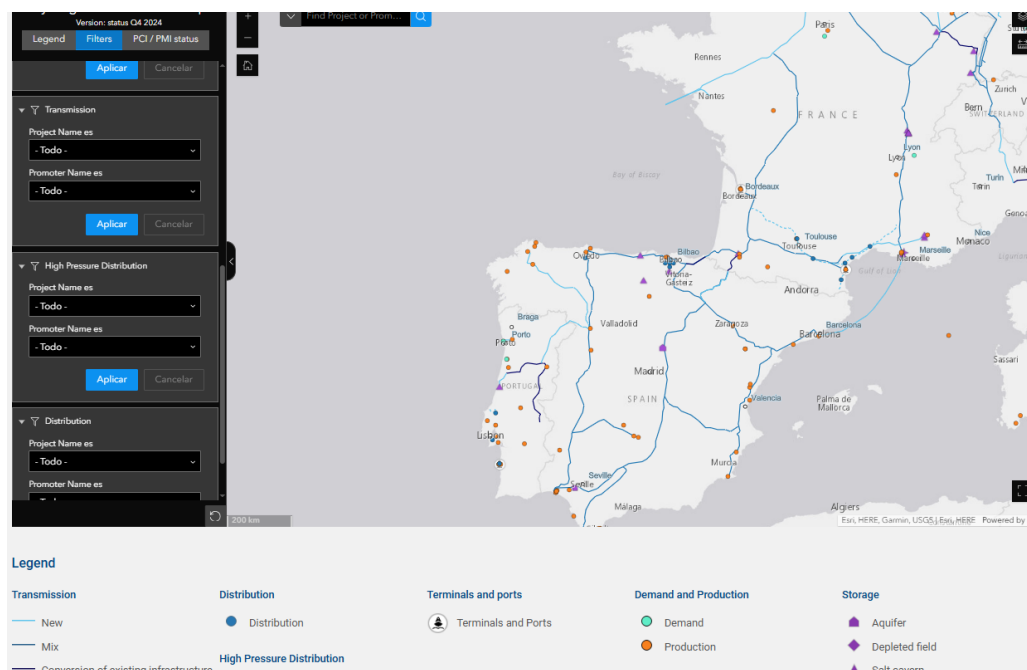


Figura 19. Pantalla del Hydrogen Infrastructure Map. Fuente [102]: H2 infrastructure map: "Hydrogen Infrastructure Map (ENTSO, GIE, CEDEC, Eurogas, GEODE, GD4S) <https://www.h2inframap.eu/>".

7.4.3. European Hydrogen Observatory

El *European Hydrogen Observatory* cuenta también con una herramienta pública, personalizable e interactiva que permite explorar visualmente el mercado europeo del hidrógeno [103].

El mapa (ver Figura 20) integra en una única vista datos sobre:

- Localización y atributos principales de plantas de producción de hidrógeno (todas las rutas tecnológicas).
- Ubicación y tipo de dispensador de las estaciones de repostaje de hidrógeno.
- Localización y características de gasoductos dedicados de hidrógeno operativos.
- Localización y atributos de plantas consumidoras de hidrógeno (amoniaco, metanol, refino y "otros químicos") en seis países (Francia, Italia, Países Bajos, Noruega, Polonia y España).

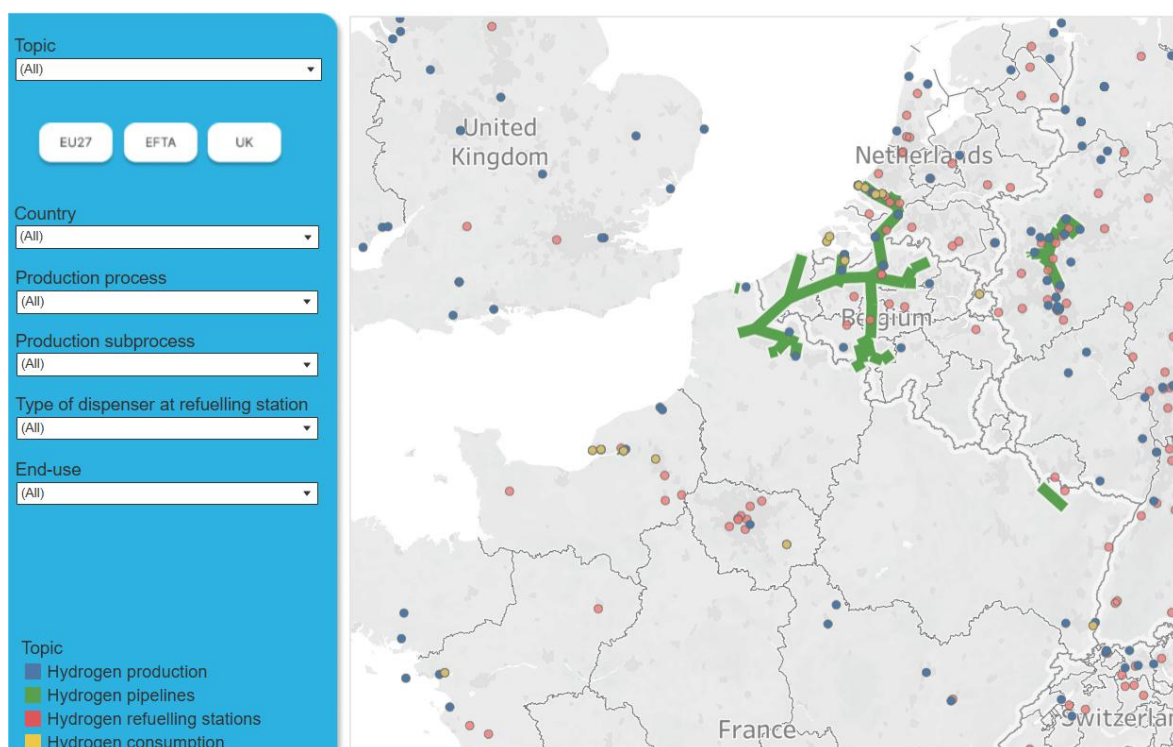


Figura 20. Pantalla del mapa del European Hydrogen Observatory [103].

7.4.4. Asociación Española del Hidrógeno

La Asociación Española del Hidrógeno (AeH2) dispone de un censo de proyectos de hidrógeno de sus socios, que constituye una referencia para el seguimiento del despliegue del hidrógeno en España [104].

Se trata de un mapa interactivo que reúne proyectos (producción, transporte, almacenamiento o uso final) liderados por, o con participación de, socios de la AeH2, con umbral mínimo de TRL superior a 3 (ver Figura 21).

La mencionada página muestra para cada proyecto información relevante, entre otras, relativa a:

- **Identificación del proyecto:** nombre/título del proyecto y entidad promotora/coordinador (y, en su caso, socios).
- **Tipo de proyecto/TRL:** clasificación por naturaleza (investigación TRL 3–4, demostración TRL 5–6 en entorno relevante, demostración TRL 7–8 en entorno real, comercial) y su nivel de madurez.
- **Cadena de valor:** producción, almacenamiento, transporte/distribución, usos/aplicaciones (movilidad, industria, derivados como amoniaco/metanol/e-SAF, residencial, etc.).

- **Tecnología principal:** P. ej., electrólisis (ALK, PEM, SOEC, AEM) u otras rutas (reformado con vapor/autotérmico, gasificación, LOHC, etc.).
- **Localización:** Ámbito geográfico del proyecto (CC. AA./provincia/municipio o ubicación aproximada en fases tempranas).
- **Estado/avance:** Concepto, estudio de viabilidad, FEED, FID/en construcción, en operación (cuando aplica a demostradores/comerciales).
- **Capacidades/escala (si procede):** P. ej., MW de electrólisis o producción prevista de hidrógeno en demostradores/comerciales, cuando se declara públicamente.
- **Financiación (cuando es pública y no confidencial):** Principales programas/entidades que apoyan (AEI, CDTI, Plan Complementario H₂ Renovable, IDAE, *Clean Hydrogen Partnership*, etc.).
- **Cronograma/hitos (si está disponible):** objetivo de puesta en marcha u horizonte del proyecto.



Figura 21. Pantalla del mapa del censo de proyectos de hidrógeno de la AeH2 [104].

8. CONCLUSIONES

Las principales conclusiones del presente informe son las siguientes:

- **La electrólisis del agua se consolida como tecnología clave** para alcanzar los objetivos de neutralidad climática y descarbonización profunda del sistema energético. Su capacidad para transformar electricidad renovable en hidrógeno limpio permite conectar sectores eléctricos, gasistas e industriales, creando un sistema energético más flexible e integrado.
- Las **tecnologías de electrólisis están evolucionando rápidamente**, pasando de la fase demostrativa a la comercial a gran escala.

- **Alcalina (ALK):** La tecnología alcalina se mantiene como la opción más madura y extendida —más de un siglo de desarrollo, temperatura operación típica a 60–85 °C y normalmente a presión atmosférica— con eficiencias globales en torno al 60 % y purezas de aproximadamente el 95,5 %.

Su liderazgo industrial es claro: alrededor del 75 % de la capacidad de fabricación mundial en 2024, copando la mayoría de los proyectos comerciales a gran escala. En conjunto, sigue siendo la referencia por fiabilidad, disponibilidad de fabricantes y coste, situándose en el rango de 60–65 % (LHV) de eficiencia reportada para las tecnologías de baja temperatura.

- **Membrana de intercambio protónico (PEM).** Tecnología ya disponible comercialmente, destaca por su tamaño compacto y respuesta dinámica y alta pureza del hidrógeno (99,99 %). Su cuota de mercado es en torno al 22 % de la fabricación mundial estimada para 2025. Está presente en muchos proyectos a gran escala. Sus eficiencias actuales se sitúan en el rango de 60–70 % (LHV) indicado para las tecnologías de baja temperatura. Es una alternativa consolidada y flexible para integración con renovables y usos exigentes en pureza.
- **Membrana de intercambio aniónico (AEM).** La tecnología AEM emerge como opción, todavía en desarrollo, que combina operación a presiones más elevadas que ALK y materiales de menor coste que la PEM por lo que su CAPEX potencialmente es más competitivo frente a ésta. Es idónea para pequeña-mediana escala e integración con renovables de potencia variable y no requiere purezas ultra altas del agua. Su eficiencia

está en el 60-70 % (LHV). Los retos siguen siendo la durabilidad y la escalabilidad, pero el potencial de coste y adaptabilidad la sitúan como candidata relevante de siguiente generación.

- **Óxido sólido (SOEC).** La tecnología SOEC aprovecha operación a alta temperatura ($\approx 600\text{--}900\text{ }^{\circ}\text{C}$) y calor residual para reducir consumo eléctrico, alcanzando eficiencias muy elevadas de hasta 85 % y con potencial de LCOH 15–20 % inferior a ALK/PEM si se superan retos técnicos específicos. Es especialmente atractiva en entornos industriales con vapor/calor disponible y en co-electrólisis, pero hoy enfrenta barreras de complejidad operativa y sensibilidad a gradientes térmicos y degradación, por lo que su despliegue actual es limitado ($\approx 3\%$ de la fabricación estimada a finales de 2025) y orientado a aplicaciones estacionarias con carga estable.
- **Las eficiencias actuales** alcanzan valores de entre **60 % y 70 % (LHV)** para ALK, PEM y AEM, y hasta **85 % para SOEC**, evidenciando un progreso notable en el rendimiento y en la durabilidad de los sistemas.
- El **consumo de agua** asociado a la electrólisis es reducido en comparación con los procesos convencionales, situándose entre **17 y 22 l/kg H_2** , lo que refuerza su sostenibilidad ambiental y su compatibilidad con una gestión responsable de los recursos hídricos. En particular, para el caso de España, el agua necesaria para alcanzar los objetivos a 2030, representaría el 0,1% de la utilizada para fines agrícolas.
- Desde el punto de vista económico, el **coste nivelado del hidrógeno (LCOH)** se mantiene como el principal indicador para poder estimar la competitividad del hidrógeno renovable.
 - Su valor depende esencialmente del **CAPEX**, el **precio de la electricidad**, la **eficiencia del sistema** y los **factores de utilización**.

El informe destaca la relevancia del **índice IBHYX (MIBGAS)** como referencia de mercado y del **modelo del European Hydrogen Observatory** para la evaluación comparada de proyectos.

- Reducir el LCOH requerirá **economías de escala, industrialización de la fabricación, innovación en materiales y reducción de los costes EPC**, junto con el acceso estable a electricidad renovable a precios competitivos.
- La **integración de electrolizadores en el sistema eléctrico** aporta un doble beneficio:
 - Permite **aprovechar excedentes renovables** mediante el almacenamiento químico de energía.
 - Actúa como **elemento de flexibilidad y estabilidad de la red**, facilitando el acoplamiento sectorial (*sector coupling*) y la gestión eficiente de los recursos energéticos.
- El desarrollo de la electrólisis está acompañado de **iniciativas nacionales y europeas estratégicas** que buscan acelerar su despliegue y fortalecer la cadena de valor:
 - El **Banco Europeo del Hidrógeno** como herramienta de apoyo financiero e incentivo a la producción.
 - La **European Electrolyser Partnership**, como colaboración público-privada, orientada a alcanzar **17,5 GW/año de capacidad de fabricación europea en 2030**.
 - Los **PERTE** nacionales y programas regionales que posicionan a España como uno de los **países líderes en proyectos de hidrógeno renovable**.
- España cuenta con **ventajas estructurales singulares** —abundancia de recursos renovables, red gasista desarrollada y capacidad industrial— que la sitúan como **candidato natural a convertirse en hub de producción y exportación de hidrógeno renovable** en el sur de Europa.
- Los **principales retos a corto y medio plazo** se centran en:
 - Acelerar la **reducción de costes y la escalabilidad tecnológica**.
 - Desarrollar **infraestructuras de transporte, almacenamiento y distribución** adaptadas al hidrógeno.
 - Establecer **marcos regulatorios claros, estables y armonizados**, que impulsen la inversión y la certidumbre de mercado.

- Favorecer la **formación y capacitación** en nuevas competencias profesionales vinculadas al hidrógeno.
- Más allá de su papel tecnológico, la electrólisis representa una **oportunidad estratégica de soberanía energética**: permite reducir la dependencia de combustibles fósiles importados, estabilizar el sistema eléctrico y avanzar hacia un modelo industrial descarbonizado y competitivo.
- El despliegue de la electrólisis impulsará **una nueva cadena de valor industrial europea**, con capacidad de generar **empleo cualificado, innovación, liderazgo tecnológico y atracción de inversión extranjera**.

9. REFERENCIAS

- [1] MITECO, «Hidrógeno,» [En línea]. Available:
<https://www.miteco.gob.es/fr/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/hidrogeno.html>.
[Último acceso: Septiembre 2025].
- [2] «Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (versión refundida),» [En línea]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/es/ALL/?uri=CELEX%3A32018L2001>.
- [3] «Clean Energy Technology Observatory - Renewable fuels of non-biological origin in the European Union,» 2022. [En línea]. Available: https://setis.ec.europa.eu/renewable-fuels-non-biological-origin-european-union_en.
- [4] «European Comission - Renewable Hydrogen,» 2025. [En línea]. Available:
https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen/renewable-hydrogen_en.
[Último acceso: Septiembre].
- [5] «Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023,» [En línea]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=celex:32023L2413>.
- [6] «Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 de la Comisión de 10 de febrero de 2023,» [En línea]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX:32023R1184>.
- [7] «Reglamento Delegado (UE) 2023/1185 de la Comisión de 10 de febrero de 2023,» [En línea]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1185>.
- [8] H2LAC. [En línea]. Available: <https://h2lac.org/noticias/la-comision-europea-establece-las-normas-para-la-produccion-de-hidrogeno-renovable/>. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [9] MITECO, «Hoja de Ruta del Hidrogeno,» 2020. [En línea]. Available:
<https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno.html>.

- [10] MITECO, «PNIEC,» [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html>.
[Último acceso: Septiembre 2025].
- [11] IEA, «Global Hydrogen Review 2022,» [En línea]. Available:
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>.
- [12] European Commission, «A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe,» 2020. [En línea].
Available: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-07/eu_hydrogen_strategy.pdf.
- [13] IRENA, «World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway,» 2021. [En línea]. Available:
<https://www.irena.org/publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook>.
- [14] Hydrogen Council & McKinsey, «Hydrogen Insights 2024: Taking stock of industry's progress 2020–2024,» 2024.
- [15] World Bank, «Hydrogen for Development: A Green Hydrogen Development Plan.,» 2020.
- [16] E. Amores, M. Sánchez, N. Rojas y M. Sánchez-Molina, Renewable hydrogen production by water electrolysis (cap.) en: Sustainable Fuel Technologies Handbook., London: Dutta S, Hussain CM. Academic Press, 2021.
- [17] EPO and IRENA, «Patent insight report. Innovation trends in electrolyzers for hydrogen production,» 2022.
- [18] Water for hydrogen production, International Renewable Energy Agency, «IRENA and Bluerisk,» 2023.
- [19] «Asociación Española del Hidrógeno,» [En línea]. Available:
<https://aeh2.org/documentacion/#INFOGRAFIAS>.
- [20] International Energy Agency (IEA), «Global Hydrogen Review 2025,» 2025. [En línea]. Available:
<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>.
- [21] Hydrogen Europe, «Clean Hydrogen Production Pathways,» 2024. [En línea]. Available:
<https://hydrogeneurope.eu/wp->

content/uploads/2024/06/2024_H2E_CleanH2ProductionPathwaysReport.pdf. [Último acceso: Septiembre 2025].

- [22] A. Ursúa, L. M. Gandía y P. Sanchis, «Hydrogen production from water electrolysis: current status and future trends,» vol. Proceedings of the IEEE, nº 100(2):410-4264, 2012.
- [23] A. Godula-NJopek y D. Stolten, «Hydrogen production: by electrolysis,» 2015.
- [24] K. Zeng y D. Zhang, «Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications,» vol. 36, nº 3, pp. 307-326, 2010.
- [25] IRENA, «Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.
- [26] Centre, NetZero Technology, «Hydrogen Offshore Production (HOP2): Phase 1 Concept Development,» Aberdeen, 2025.
- [27] S. Marini, P. Salvi, P. Nelli, R. Pesenti, M. Villa, M. Berrettoni, G. Zangari y Y. Kiros, «Advanced alkaline water electrolysis,» *Electrochimica Acta*, vol. 82, pp. 384-391, 2012.
- [28] W. Ajeeb, R. Costa Neto y P. Baptista, «Life cycle assessment of green hydrogen production through electrolysis: A literature review,» *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 69, p. 103923, September 2024.
- [29] N. Gallandat, K. Romanowicz y A. Züttel, «An Analytical Model for the Electrolyser Performance Derived from Materials Parameters,» *Journal of Power and Energy Engineering*, vol. 5, pp. 34-49, 2017.
- [30] A. J. Bard, L. R. Faulkner y H. S. White, *Electrochemical Methods: Fundamentals and Applications*, 3rd Edition, Wiley, 2000.
- [31] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel y D. Stolten, «A comprehensive review on PEM water electrolysis,» *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 4901-4934, 22 April 2013.
- [32] D. Bessarabov, H. Wang, H. Li y N. Zhao, *PEM Electrolysis for Hydrogen production: Principles and Applications*, CRC Press, 2015.

- [33] Hydrogen Europe, «Hydrogen Europe Position Paper on PFAS. The importance of fluoropolymers across the hydrogen value chain, and impacts of the proposed PFAS restriction for the hydrogen sector.,» 2023. [En línea]. Available: https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/02/Hydrogen-Europe-position-paper-on-PFAS-ban_v12_FINAL.pdf.
- [34] M. Fernandez-Sotillo, Z. B. Zhang y J. Ferreira-Aparicio, «Demonstration of the potential for gas-tight reduced graphene oxide and graphene oxide films: From windows for X-ray devices to proton exchange membranes for fuel cells,» *Environmental Chemical Engineering*, vol. 13, nº 5, p. 117546, 2025.
- [35] T. Berning y D. Bessarabov, «GOMEA: A Conceptual Design of a Membrane Electrode Assembly for a Proton Exchange Membrane Electrolyzer,» *Membranes*, vol. 13, nº 7, p. 614, 2023.
- [36] S. S. Kumar y H. Lim, «An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production,» *Energy Reports*, vol. 8, pp. 13793-13813, November 2022.
- [37] Enapter, «AEM by Enapter,» [En línea]. Available: <https://enapter.com/en/aem-by-enapter-electrolysis/>.
- [38] C. G. Arges, V. Ramani, Z. Wang y R. J. Oumiet, «Assessing the Oxidative Stability of Anion Exchange Membranes in Oxygen Saturated Aqueous Alkaline Solutions,» *Frontiers in Energy Research*, vol. 10, 28 March 2022.
- [39] A. Albistur Ahechu, «Diseño y evaluación de electrolizadores basado en membrana de intercambio aniónico (AEM),» 2022.
- [40] S. B. Harrison, «Electrolyser innovations PEM, alkaline, SOEC, and AEM,» 2024.
- [41] J. Costas Franco, «Investigadores coreanos diseñan un electrolizador AEM mucho más económico y eficiente para la producción de hidrógeno verde,» FCE Foro Coches Eléctricos, 01 02 2022. [En línea]. Available: https://forococheselectricos.com/2022/02/investigadores-coreanos-disenan-un-electrolizador-aem-mucho-mas-economico-y-eficiente-para-la-produccion-de-hidrogeno-verde.html#google_vignette.
- [42] CSIRO, «Hydrogen Electrolyser Manufacturing: A strategic guide for seizing Australia's clean-tech,» Canberra, 2024.

- [43] Lisandra Quevedo Hernández, «Producción de hidrógeno verde mediante un electrolizador de membrana de intercambio aniónico (AEM),» Universidad Autónoma de Madrid, 2023.
- [44] «Reglamento (UE) 2024/1252 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de abril de 2024,» 2024. [En línea]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX:32024R1252>.
- [45] E. De Aragón, «Enapter simplifica la producción de hidrógeno verde con el nuevo electrolizador estandarizado AEM EL 4.0,» HidrogenoVerde, 2 Marzo 2022. [En línea]. Available: <https://hidrogeno-verde.es/enapter-electrolizador-estandarizado-aem-el-4-0/>.
- [46] G. Flis y G. Wakim, «Solid Oxide Electrolysis: A Technology Status Assessment,» Clean Air Task Force, 2023.
- [47] M. Samavati, «Design and analysis of solid oxide electrolysis-based systems for synthetic,» Polytechnic University of Turin, 2018.
- [48] S. E. Wolf, Winterhalder, F. E., V. Vibhu, L. G. J. (Bert) de Haart, O. Guillon, R. -A. Eichel y N. H. Menzler, «Solid oxide electrolysis cells – current material development and industrial application,» *Journal of Materials Chemistry A*, vol. 11, nº 34, pp. 17977-18028, 2023.
- [49] H. E. Team, «Hydrogen Tech World,» 2023. [En línea]. Available: https://hydrogentechworld.com/worlds-largest-solid-oxide-electrolyzer-begins-producing-hydrogen?utm_source=ts2.tech#:~:text=Bloom%20Energy%20has%20begun%20generating,such%20as%20PEM%20. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [50] M. M. Ramadan, Y. Wang y P. Tooteja, «Analysis of Hydrogen Production Costs across the United States and over the next 30 years,» Harvard, MIT.
- [51] S. Fogel, H. Kryk y U. Hampel, «Simulation of the transient behavior of tubular solid oxide electrolyzer cells under fast load variations,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, nº 18, pp. 9188-9202, 2019.
- [52] «TOPSOE,» [En línea]. Available: <https://www.topsoe.com/>.

- [53] Clark D. et al, «Single-step hydrogen production from NH₃, CH₄, and biogas in stacked proton ceramic reactors,» *Science*, vol. 376, pp. 390-393, 2022.
- [54] European Hydrogen Observatory, [En línea]. Available: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/electrolyser-cost>.
- [55] H. Song, Y. Kim y H. Yang, «Design and Optimization of an Alkaline Electrolysis System for Small-Scale Hydropower Integration,» *Energies*, vol. 17, n° 1, p. 20, 2024.
- [56] IEA, «Global Hydrogen Review 2025,» [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [57] Leaders, World Hydrogen, «Large-scale electrolysis, Technology of the Past to Shape the Future,» 2021.
- [58] D. Konovalov, I. Tolstorebrov, Y. Iwamoto y J. J. Lamb, «Hydrogen and Japan's Energy Transition: A Blueprint for Carbon Neutrality,» *Hydrogen*, vol. 6, n° 61, 2025.
- [59] A. Skaaret, «4 common water electrolysis technologies and when to use them,» Southern Lights, 15 October 2024. [En línea]. Available: <https://www.southernlights.io/industry/water-electrolysis-technologies/>.
- [60] «MultiPLHY Project,» [En línea]. Available: <https://multiplhy-project.eu/>. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [61] Clean Hydrogen Partnership, «GrInHy,» [En línea]. Available: https://www.clean-hydrogen.europa.eu/projects-dashboard/projects-repository/grinhy_en.
- [62] «SYRIUS,» [En línea]. Available: <https://syrius-project.eu/>. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [63] H2GS, «HySteel Project,» [En línea]. Available: <https://apep.uci.edu/h2gs/Objectives.html>. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [64] S. K. Mazloomi y N. Sulaiman, «Influencing factors of water electrolysis electrical efficiency,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, n° 6, pp. 4257-4263, 2012.

- [65] «Lhyfe-heroes,» [En línea]. Available: <https://www.lhyfe-heroes.com/es/about-hydrogen/comprendiendo-los-fundamentos-de-la-electrolisis-de-hidrogeno>. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [66] J. Dohyung , H. S. Cho, S. Lee, M. Park, S. Kim, H. Park y S. Kang, «Investigation of the operation characteristics and optimization of an alkaline water electrolysis system at high temperature and a high current density,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 424, p. 138862, 2023.
- [67] «Hygreen Energy,» [En línea]. Available: <https://www.hygreenenergy.com/electrolyzers/alkaline/>. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [68] L. Xue, S. Song, W. Chen, B. Liu y X. Wang, «Enhancing Efficiency in Alkaline Electrolysis Cells: Optimizing Flow Channels through Multiphase Computational Fluid Dynamics Modeling,» *Energies*, vol. 17, n° 2, p. 448, 2024.
- [69] «Stargate Hydrogen,» [En línea]. Available: <https://stargatehydrogen.com/blog/alkaline-electrolysers-101/>. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [70] U.S. Department of Energy - Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, «Technical Targets for Liquid Alkaline Electrolysis,» [En línea]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/technical-targets-liquid-alkaline-electrolysis>.
- [71] «Hyto-Life,» [En línea]. Available: <https://www.hyto-life.com/blog/pem-electrolyzer-high-efficiency-hydrogen-production-for-renewable-energy-integration>. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [72] «Stargate Hydrogen,» [En línea]. Available: <https://stargatehydrogen.com/blog/pem-electrolysers/>. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [73] H2GREEM, [En línea]. Available: <https://h2greem.com/>. [Último acceso: Octubre 2025].
- [74] U. S. Department of Energy - Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, «Technical Targets for Proton Exchange Membrane Electrolysis,» [En línea]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/technical-targets-proton-exchange-membrane-electrolysis>. [Último acceso: Octubre 2025].

- [75] «Power to Hydrogen,» Agosto 2025. [En línea]. Available: <https://www.power-h2.com/insights/aem-electrolysers>. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [76] «Enapter,» [En línea]. Available: <https://enapter.com/en/enapter-products-aem/>. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [77] S. W. Myeong, J. Jeong, J. Y. Jeong, H. Lee, S. Jin, J. H. Lee, J. Yang, J. M. Lee, Y. Kim, C. Kim y S. M. Choi, «Highly durable and efficient anion exchange membrane water electrolyzer using one-step fabrication of the integrated electrode by the hot-press process,» *Applied Energy*, vol. 371, p. 123650, 2024.
- [78] «Red Eléctrica,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es>.
- [79] «ENTSO-E,» [En línea]. Available: <https://www.entsoe.eu/>.
- [80] «Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016,» [En línea]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX:32016R1388>.
- [81] «Real Decreto 647/2020, de 7 de julio,» [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/07/07/647>.
- [82] B. Tuinema, «Modelling of large-sized electrolyzers for real-time simulation and study of the possibility of frequency support by electrolyzers,» *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 14, p. 1985–1992, 2020.
- [83] M. Lieberwirth y H. Hobbie, «Decarbonizing the industry sector and its effect on electricity transmission grid operation—implications from a model based analysis for Germany,» *J. Clean. Prod.*, vol. 402, p. 136757, 2023.
- [84] A. Buttler y H. Spliethoff, «Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to liquids: a review,» *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, p. 2440–2454, 2018.
- [85] Y. Al-Sagheer y R. Steinberger-Wilckens, «Novel control approach for integrating water electrolyzers to renewable energy sources,» *Fuel Cells*, vol. 22, pp. 290-300, 2022.

- [86] R. Jain, K. Nagasawa, S. Veda y S. Sprik, «Grid ancillary services using electrolyzer-Based power-to-Gas systems with increasing renewable penetration,» *ePrime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, vol. 6, p. 100308, 2023.
- [87] European Hydrogen Observatory, «Levelised Cost Hydrogen Calculator,» [En línea]. Available: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/levelised-cost-hydrogen-calculator>.
- [88] RenewableUK, «Splitting the difference — reducing the cost of electrolytic hydrogen to accelerate deployment,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.renewableuk.com/media/gjkhpx2n/splitting-the-difference-hydrogen-co-report.pdf>. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [89] G. Georgopoulos, P. Papadopoulos, G. Mitkidis y S. G. Giannissi, «Active trading and regulatory incentives lower the levelized cost of green hydrogen in Greece,» *Communications Earth & Environment*, vol. 6, nº 370, 2025.
- [90] G. Matute , J. M. Yusta y N. Naval, «Techno-economic model and feasibility assessment of green hydrogen projects based on electrolysis supplied by photovoltaic PPAs,» *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 48, pp. 5053-5068, 2023.
- [91] L. Sens, Y. Piguel, U. Neuling , S. Timmerberg, K. Wilbrand y M. Kaltschmitt, «Cost minimized hydrogen from solar and wind – Production and supply in the European catchment area,» *Energy Conversion and Management*, vol. 265, p. 115742, 2022.
- [92] M. T. Zun y B. C. McLellan, «Cost Projection of Global Green Hydrogen Production Scenarios,» *Hydrogen*, vol. 4, nº 4, pp. 932-960, 2023.
- [93] IEA, «Global Hydrogen Review 2025,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [94] IEA, «World Energy Outlook 2023,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>. [Último acceso: Septiembre 2025].

- [95] H. Sayed-Ahmed, A. I. Toldy, M. Lappalainen, O. Himanen, C. Bajamundi y A. Santasalo-Aarnio, «Strategies and challenges for reducing green hydrogen cost: Operation mode and revenue streams,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 223, p. 116065, 2025.
- [96] U.S. Department of Energy - Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, 2024. [En línea]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-and-fuel-cell-technologies-office>. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [97] European Comission, «IF24 Auction,» [En línea]. Available: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/calls-proposals/if24-auction_en.
- [98] MITECO, «PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.prtr.miteco.gob.es/es/perte/perte-de-energias-renovables-hidrogeno-renovable-y-almacenamiento.html>.
- [99] MITECO, «Resolución de concesión de ayudas para proyectos de clústeres de hidrógeno renovable,» 2025. [En línea]. Available: <https://sede.idae.gob.es/sites/default/files/documentos/2025/Hidrogeno/H2%20Valles/Resolucion-definitiva-1ra-convocatoria-Valles-H2.pdf>. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [100] H2med Project, [En línea]. Available: <https://h2medproject.com/>. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [101] IEA, «Hydrogen Tracker,» [En línea]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/hydrogen-tracker>.
- [102] «Hydrogen Infrastructure Map,» [En línea]. Available: <https://www.h2inframap.eu/#introduction>. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [103] European Hydrogen Observatory, «Geomap,» [En línea]. Available: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/geomap>. [Último acceso: Septiembre 2025].
- [104] Asociación Española del Hidrógeno, «Censo de proyectos de hidrógeno,» [En línea]. Available: <https://aeh2.org/censo-de-proyectos-de-hidrogeno/>. [Último acceso: Septiembre 2025].