

Public Disclosure Authorized

Public Disclosure Authorized

Public Disclosure Authorized

Public Disclosure Authorized

RESUMEN  
EJECUTIVO

# ELECTROLIZADORES PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO LIMPIO

Características Técnicas y Económicas



WORLD BANK GROUP



ESMAP  
Energy Sector Management  
Assistance Program



# Principales Hallazgos

## Contexto del estudio y dinámica del mercado

**El presente informe ofrece una revisión de las tecnologías de electrólisis para la producción de hidrógeno y de su oferta en el mercado.** Elaborado en el marco de la Iniciativa Lighthouse de 10 GW, en apoyo a la Agenda de Avances de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, el análisis se basa en entrevistas con más de 50 fabricantes de equipos originales (OEMs) y desarrolladores de proyectos.

**Demanda de electrolizadores** - La experiencia en el uso de electrolizadores para la producción de hidrógeno limpio está creciendo, aunque desde una base reducida. A mediados de 2025, aproximadamente 2,15 gigavatios (GW) de capacidad de electrólisis se encontraban operativos a nivel mundial, lo que equivale a cubrir apenas alrededor del 0,2 por ciento de la demanda global actual de hidrógeno. Adicionalmente, 16 GW se encuentran en construcción y otros 3,5 GW han alcanzado decisión final de inversión (FID).

**El mercado está dominado por dos tecnologías: alcalina (ALK) y membrana de intercambio protónico (PEM).** En términos de capacidad instalada, ALK representa el 64 por ciento frente al 36 por ciento de PEM. Esta dominancia es aún más marcada en la cartera de proyectos en desarrollo, donde ALK constituye el 84 por ciento de los proyectos en construcción. Por su lado, la tecnología PEM representa el 11 por ciento de la capacidad prevista. Las tecnologías de celda de electrólisis de óxido sólido (SOEC) y de membrana de intercambio aniónico (AEM) concentran el 5 por ciento restante y están emergiendo como alternativas tecnológicas incipientes.

**Oferta de electrolizadores** - La capacidad global anual de fabricación de electrolizadores alcanza actualmente 61 GW, con 16 GW adicionales en construcción. De la capacidad existente, 43 GW anuales (70 por ciento) corresponden a tecnología ALK, 13 GW (21 por ciento) a PEM y el 9 por ciento restante a otras tecnologías.

**El desbalance entre oferta y demanda ha generado una sobrecapacidad manufacturera significativa, con numerosas plantas operando por debajo de su nivel de utilización.** Esta situación ha contribuido a un proceso de consolidación sectorial, reflejado en recientes quiebras, reestructuraciones y fusiones entre fabricantes de electrolizadores.

## Tecnologías de electrólisis, costos e impacto en la economía del hidrógeno

**Diversos factores técnicos influyen en la selección e implementación de electrolizadores, incluyendo la vida útil del sistema, su compatibilidad con electricidad renovable variable, la eficiencia eléctrica y el tamaño del equipo.** Estos parámetros de desempeño continúan evolucionando conforme maduran las tecnologías. Una tendencia clara en todas las tipologías es la modularización, que mejora la escalabilidad, reduce costos de instalación y de balance de planta (BoP), y simplifica el mantenimiento.

**No obstante, la integración con energías renovables variables continúa siendo un desafío.** Si bien los sistemas PEM presentan ventajas técnicas frente a fluctuaciones rápidas en la generación renovable, los proyectos de gran escala suelen seguir privilegiando tecnologías ALK debido a su menor costo y mayor disponibilidad comercial. Para gestionar la variabilidad, especialmente en configuraciones aisladas de red, los desarrolladores recurren a sistemas híbridos solar-eólicos y almacenamiento en baterías para estabilizar el suministro y optimizar la utilización de los electrolizadores.

**Estructura del CAPEX** - El gasto de capital (CAPEX) de un sistema de electrólisis instalado comprende CAPEX directo (stack, balance del stack [BoS] y balance de planta [BoP]) y CAPEX indirecto (ingeniería, adquisición y construcción [EPC], instalación y otros costos asociados). Ambos componentes son determinantes del costo total del proyecto.

**Los rangos de costos actuales varían según tecnología y origen de fabricación.** En los EMDCs, los sistemas ALK presentan costos reportados entre 800 y 1.000 USD/kW, mientras que los sistemas PEM oscilan entre 1.000 y 1.200 USD/kW. Sin embargo, los costos pueden variar ampliamente, especialmente en sistemas de menor escala, que tienden a presentar costos unitarios más elevados. Las tecnologías SOEC y AEM continúan siendo las más intensivas en capital, dado su menor nivel de comercialización y escala productiva.

La información de costos y precios debe interpretarse considerando el alcance incluido. Por ejemplo, la disponibilidad de capacidades internas de ingeniería puede eliminar la necesidad de un contratista EPC. Asimismo, el servicio postventa y la bancabilidad tecnológica constituyen aspectos críticos. Se prevé que la expansión de la capacidad manufacturera global y las mejoras en uso de materiales, optimización de diseño y estandarización de componentes **impulsen reducciones adicionales en los costos instalados.**

**Principales determinantes del LCOH** - Los proyectos más competitivos pueden alcanzar costos de producción cercanos a 3 USD por kilogramo (kg), aunque la mayoría enfrenta costos superiores. Un análisis riguroso del costo nivelado del hidrógeno (LCOH) es esencial para evaluar alternativas tecnológicas y debe incorporar CAPEX total y gastos operativos (OPEX), incluidos los costos asociados a la variabilidad renovable.

**La electricidad constituye el componente más significativo del OPEX y un factor central en la economía del proyecto.** Los costos y precios de suministro eléctrico dependen en gran medida de la ubicación. La flexibilidad operativa de los electrolizadores permite aprovechar mejor fuentes de bajo costo, lo que refuerza la necesidad de alinear la selección tecnológica y el diseño del sistema con los perfiles energéticos locales. Los proyectos conectados a red bajo contratos de compra de energía (PPA) pueden enfrentar dinámicas distintas respecto de aquellos que operan con generación renovable propia.

**Las mayores oportunidades de reducción de CAPEX no se encuentran en el stack, sino en el BoP, la construcción y la integración del sistema.** El CAPEX indirecto —especialmente EPC y obras civiles— suele ofrecer mayor margen de optimización. Los datos evidencian economías de escala significativas. Tecnologías menos consolidadas presentan mayores riesgos tecnológicos y, por tanto, pueden enfrentar mayores costos de financiamiento si no se mitigan mediante garantías u otros instrumentos.

## Recomendaciones para selección de equipos y debida diligencia

**La adquisición de electrolizadores requiere un enfoque integral.** Los compradores deben evaluar no solo la eficiencia nominal o especificaciones del stack, sino el conjunto completo de factores técnicos, operativos y financieros que determinan el valor de largo plazo del proyecto. Entre los elementos clave se incluyen: **definición clara de los límites del sistema; riesgos logísticos y de instalación; estructura de garantías y servicios; requerimientos de agua de alimentación e infraestructura auxiliar; y trayectoria comprobada del OEM.**

La selección tecnológica debe priorizar atributos que inciden directamente en la economía y confiabilidad del proyecto: **eficiencia eléctrica, flexibilidad operativa, degradación y reemplazo del stack, madurez tecnológica, bancabilidad y confiabilidad del equipo.** El diseño del proyecto también está condicionado por factores externos. **Los requisitos de financiamiento pueden limitar la flexibilidad en la selección tecnológica e incrementar los costos,** por ejemplo, al exigir EPC consolidados o tecnologías OEM previamente probadas. Asimismo, **los marcos de política pública, incluyendo requisitos de contenido local, incentivos a la manufactura o criterios de elegibilidad para apoyo público, influyen en las decisiones tecnológicas y estrategias de adquisición.** El fortalecimiento continuo de capacidades entre instituciones financieras y actores públicos resulta esencial para mantenerse al ritmo de la rápida evolución tecnológica en el sector de los electrolizadores.



# Resumen Ejecutivo

Los electrolizadores constituyen la tecnología fundamental para la producción de hidrógeno renovable. Utilizan electricidad para separar el agua en hidrógeno y oxígeno. Cuando se alimentan con fuentes de electricidad renovable como la energía eólica, solar e hidroeléctrica, generan beneficios ambientales y abren oportunidades para el desarrollo económico y la creación de empleo en mercados emergentes y países en desarrollo (EMDCs).

Actualmente, se producen aproximadamente 100 millones de toneladas (Mt) de hidrógeno al año a nivel mundial, casi en su totalidad a partir de combustibles fósiles. Alcanzar una participación del 10 por ciento de hidrógeno renovable requeriría alrededor de 100 gigavatios (GW) de capacidad instalada de electrólisis. Se espera que la demanda de electrolizadores aumente conforme maduren nuevos mercados para el hidrógeno y sus derivados, en particular en la síntesis de amoníaco y metanol, la producción de acero y los combustibles para el sector marítimo.

El Banco Mundial y sus instituciones aliadas han señalado previamente que el costo instalado de los sistemas de electrólisis es un factor determinante en el costo de producción del hidrógeno renovable. No obstante, se requiere información operativa y comercial más robusta sobre estas tecnologías (Banco Mundial, 2024). El presente informe contribuye a cerrar esa brecha.

Este documento ofrece un análisis actualizado y exhaustivo de las tecnologías de electrólisis y de los proveedores del mercado. Está dirigido a desarrolladores de proyectos, inversionistas y responsables de políticas públicas que evalúan y facilitan el avance hacia la decisión final de inversión (FID). El análisis sugiere que no existe una única tecnología óptima. La selección tecnológica debe considerar la aplicación final y las características del suministro eléctrico, aspectos que se desarrollan en detalle a lo largo del informe.

Preparado en el marco de la Iniciativa 10 GW Lighthouse en apoyo a la Agenda Breakthrough de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, el análisis se basa en entrevistas con más de 50 fabricantes de equipos originales (OEMs) y desarrolladores de proyectos. Estas entrevistas aportan perspectivas que, en algunos casos, pueden diferir de supuestos convencionales presentes en la literatura académica o en fuentes no especializadas. Esta divergencia refleja el rápido ritmo de innovación y la falta de datos globales armonizados.

## Dinámica del mercado de electrolizadores

La experiencia en el uso de electrolizadores para la producción de hidrógeno renovable está creciendo, aunque desde una base todavía reducida. A mediados de 2025, aproximadamente 2,15 GW de capacidad de electrólisis estaban en operación a nivel mundial. Esta capacidad ha sido suficiente para producir apenas el 0,2 por ciento del consumo global de hidrógeno. China representa el 56 por ciento de dicha capacidad, mientras que Europa concentra el 20 por ciento, con una participación menor por parte de los mercados emergentes y países en desarrollo (EMDCs). Adicionalmente, 16 GW de capacidad se encuentran en construcción y 3,5 GW han alcanzado la decisión final de inversión (FID).

El tamaño de los proyectos está aumentando considerablemente. Aproximadamente el 52 por ciento de la capacidad actualmente en construcción corresponde a proyectos que oscilan entre 100 y 500 megavatios (MW). Las instalaciones de gran escala se benefician de sistemas modulares con estrategias operativas como el ciclado de stacks individuales dentro de una planta de mayor tamaño. Asimismo, las instalaciones de gran escala ofrecen mayor flexibilidad para gestionar la variabilidad de la energía renovable cuando operan a una capacidad mas baja que su capacidad nominal.

El mercado presenta actualmente una bifurcación tecnológica, dominada principalmente por dos tecnologías: alcalina (ALK) y de membrana de intercambio protónico (PEM). En términos de capacidad instalada, la tecnología ALK representa el 64 por ciento, frente al 36 por ciento de PEM. La dominancia de ALK es aún más marcada en la cartera de proyectos en construcción, donde concentra el 84 por ciento de la capacidad. PEM representa el 11 por ciento de la capacidad en desarrollo. Las tecnologías de celda de electrólisis de óxido sólido (SOEC) y de membrana de intercambio aniónico (AEM) constituyen el 5 por ciento restante y emergen como nuevas alternativas. Tecnologías adicionales en etapa temprana, aún no desplegadas a escala significativa, quedan fuera del alcance de este análisis.

Las proyecciones de mercado para 2030 han sido analizadas a la baja durante el último año. Las estimaciones más recientes indican que entre 5 y 20 millones de toneladas (Mt) de capacidad operativa de producción de hidrógeno por electrólisis estarían en funcionamiento hacia 2030. Considerando la capacidad actualmente operativa y los proyectos en cartera, y teniendo en cuenta los plazos habituales desde la FID hasta la puesta en marcha, la capacidad operativa global de electrólisis probablemente se mantendrá por debajo de 100 GW en 2030, salvo que el sector reciba un impulso político más coordinado y ágil.

# Capacidad de manufactura y cadenas de suministro

La capacidad anual global de fabricación de electrolizadores asciende a 61 GW, con 16 GW adicionales en construcción. De la capacidad existente, 43 GW (70 por ciento) corresponden a tecnología ALK y 13 GW (21 por ciento) a tecnología PEM. El 9 por ciento restante corresponde a otras tecnologías.

El panorama de manufactura es marcadamente regional: China domina la producción de ALK (86 por ciento), mientras que Europa lidera la fabricación de PEM (54 por ciento). No obstante, China está expandiendo rápidamente su producción hacia tecnologías PEM, SOEC y AEM.

Cabe señalar que la asignación por país puede resultar engañosa, dado que un sistema de electrólisis es una tecnología compleja con cadenas de suministro intrincadas y, a menudo, internacionalizadas.

Un desequilibrio entre oferta y demanda ha generado una sobrecapacidad significativa en manufactura, con numerosas plantas operando por debajo de su nivel de utilización. Esta situación ha contribuido a la consolidación del sector, evidenciada en recientes quiebras, procesos de reestructuración y fusiones entre fabricantes.

Al analizar la capacidad de manufactura, es fundamental distinguir entre la capacidad de ensamblaje de stacks y la capacidad de entrega de sistemas totalmente integrados. Si bien la fabricación de stacks presenta abundancia de oferta, persisten cuellos de botella en componentes del balance de planta (BoP), como sistemas de conversión eléctrica y tratamiento de gases. Asimismo, los modelos de cadena de suministro difieren entre OEMs: algunos producen internamente la mayoría de los componentes, mientras que otros dependen de proveedores externos para piezas clave.

## Tecnologías de electrólisis

La categoría ALK comprende diversas configuraciones con características operativas diferenciadas. Los sistemas ALK presurizados —que dominan el mercado— incorporan stacks de gran tamaño alimentados por una única unidad de potencia. Este diseño, ampliamente adoptado por fabricantes chinos, tiende hacia stacks aún mayores para incrementar la productividad, aunque limitaciones logísticas como el transporte restringen su escalabilidad adicional.

Por su parte, los sistemas ALK atmosféricos ofrecen mayor flexibilidad operativa, pudiendo funcionar eficientemente con cargas parciales tan bajas como el 10 por ciento, frente al rango típico de 30–40 por ciento en sistemas presurizados.

Una tercera variante, más especializada, corresponde a sistemas ALK de alta densidad de corriente, que utilizan catalizadores avanzados para aumentar la producción. Estos sistemas aún no han demostrado competitividad de costos a gran escala y en el largo plazo.

Los stacks PEM son más compactos y se adaptan mejor a instalaciones con restricciones de espacio, como estaciones de recarga. También destacan por su capacidad para gestionar energías renovables variables. Sin embargo, la narrativa que posiciona a PEM como estándar futuro para producción a gran escala está siendo reevaluada. A pesar de sus ventajas teóricas, los sistemas PEM no han demostrado beneficios decisivos en la práctica, y sus elevados costos de capital reducen su atractivo para muchos desarrolladores.

En proyectos de gran escala abastecidos por energías renovables intermitentes, la tecnología ALK continúa siendo predominante. Para gestionar la variabilidad eléctrica, algunos desarrolladores adoptan configuraciones híbridas ALK/PEM o integran almacenamiento en baterías. A escala multi-stack, la flexibilidad operativa pierde relevancia como factor diferenciador, y la ventaja de costos de ALK mantiene su liderazgo en la cartera global de proyectos.

Innovaciones como celdas de alta densidad de corriente y membranas avanzadas están mejorando capacidades de carga parcial, mientras que la ampliación de unidades ALK presurizadas impulsa ganancias de productividad. En última instancia, el liderazgo tecnológico estará determinado por soluciones rentables, escalables y probadas, más que por ventajas teóricas.

Las tecnologías emergentes SOEC y AEM ofrecen potencial de largo plazo. Por un lado, la tecnología SOEC puede reducir el consumo eléctrico entre 20 y 30 por ciento cuando se integra en procesos industriales que aprovechan calor residual. Sin embargo, requiere mejoras en durabilidad y reducción de costos para alcanzar plena viabilidad comercial.

Por otro lado, las tecnologías AEM combinan alta eficiencia y flexibilidad operativa sin requerir metales preciosos, pero aún deben demostrar durabilidad de membrana a escala. En ambos casos, la principal barrera es la percepción de riesgo por parte de los financiadores.

La industria avanza hacia una mayor modularización en todas las tecnologías. Los módulos integrados modernos, típicamente entre 5 MW y 100 MW, combinan múltiples stacks con sistemas compartidos de energía, procesamiento de gas y tratamiento de agua. Este enfoque mejora la escalabilidad, reduce costos de instalación y simplifica la puesta en marcha y el mantenimiento.

La eficiencia del sistema, expresada en kilovatios-hora por kilogramo de hidrógeno (kWh/kgH<sub>2</sub>), es un determinante clave del costo nivelado del hidrógeno (LCOH). Si bien los electrolizadores alcalinos (ALK) y de membrana de intercambio protónico (PEM) suelen presentar eficiencias iniciales comparables, los stacks PEM tienden a degradarse con mayor rapidez. En consecuencia, el reemplazo de stacks en sistemas PEM puede representar hasta el 15 por ciento del costo total del sistema, con implicaciones relevantes para los gastos operativos de largo plazo.

La producción de amoníaco continúa siendo el principal segmento de uso final, representando aproximadamente el 42 por ciento de los proyectos globales actualmente en construcción. Otras aplicaciones relevantes incluyen la producción de metanol, el hierro de reducción directa (DRI) basado en hidrógeno, y el uso de hidrógeno renovable en refinerías y en infraestructura de

abastecimiento. Cada aplicación impone requisitos específicos en términos de presión del hidrógeno, estabilidad del flujo y pureza. Estos factores inciden directamente en la selección del electrolizador. Por ejemplo, algunas aplicaciones se benefician de una salida a alta presión o de mayor capacidad de almacenamiento, mientras que otras —como la síntesis de amoníaco— generan calor residual que puede aprovecharse mediante sistemas SOEC de alta temperatura para mejorar la eficiencia global.

Esta diversidad de requerimientos técnicos pone en evidencia que ninguna tecnología de electrólisis puede considerarse universalmente superior. En cambio, la selección tecnológica óptima debe considerar el contexto integral del sistema, incluyendo la aplicación final, las necesidades de integración y las características del suministro eléctrico.

La Tabla RE.1 resume los parámetros de las distintas tecnologías. Además del costo, deben considerarse otros aspectos como la vida útil, la integración con electricidad renovable variable, la eficiencia eléctrica y la productividad (espacio ocupado por el electrolizador por unidad de hidrógeno producido). Estos parámetros son dinámicos y pueden variar conforme evolucionan las tecnologías.

El agua, junto con la electricidad, es un insumo fundamental para la producción de hidrógeno renovable. Si bien el requerimiento absoluto de agua por unidad de hidrógeno es relativamente bajo, e inferior al de rutas basadas en combustibles fósiles, como el reformado de metano con captura de carbono, su relevancia operativa y ambiental sigue siendo considerable.

Aunque el agua representa una fracción marginal de los gastos de capital (CAPEX) y operativos (OPEX), su disponibilidad y calidad son determinantes para el desarrollo sostenible de los proyectos. En consecuencia, la gestión responsable de los recursos hídricos es esencial. La localización de los proyectos debe evaluar la disponibilidad hídrica local, los niveles de pureza requeridos y los impactos ecológicos asociados a la extracción y descarga. En regiones con estrés hídrico, la dependencia de aguas subterráneas puede agravar la escasez, lo que subraya la importancia de estrategias alternativas de abastecimiento. Tecnologías como sistemas de enfriamiento en seco, desalinización y el uso de aguas salobres pueden reducir significativamente la demanda de agua dulce, con un impacto mínimo en el costo nivelado del hidrógeno (LCOH).

El agua de alta pureza es igualmente indispensable para mantener el desempeño de los electrolizadores. La presencia de contaminantes puede provocar daños irreversibles en componentes sensibles, especialmente en las membranas PEM, lo que conduce a una degradación acelerada, menor eficiencia y paradas no programadas. Por ello, con frecuencia se requieren etapas dedicadas de purificación para cumplir con especificaciones estrictas del agua de alimentación. A pesar de la importancia de los sistemas de tratamiento de agua, los fabricantes de equipos originales (OEMs) suelen evitar asumir responsabilidad por la gestión de la calidad del agua, trasladando a los desarrolladores la obligación de garantizar sistemas robustos de purificación y monitoreo.

**TABLA RE.1**

Parámetros clave de tecnologías de electrólisis a escala  
(los datos de costos reflejan rangos globales)

<b>PARÁMETROS CLAVE DE INVERSIÓN</b>				
<b>PARÁMETRO</b>	<b>ALCALINO (ALK)</b>	<b>MEMBRANA DE INTERCAMBIO PROTÓNICO (PEM)</b>	<b>CELDA DE ELECTRÓLISIS DE ÓXIDO SÓLIDO (SOEC)</b>	<b>MEMBRANA DE INTERCAMBIO ANIÓNICO (AEM)</b>
CAPEX del sistema instalado (USD/kW)	500-1,500	1,000-2,000	>3,000	>3,500
OPEX anual no eléctrico como porcentaje del CAPEX total	2-3%	3.5-5%	>3%	>5%
<b>VIDA ÚTIL DEL ELECTROLIZADOR</b>				
Durabilidad del stack (horas operativas estimadas)	60,000-90,000	40,000-60,000	20,000-40,000	10,000-20,000
Tasa de degradación	0.1-0.25% por 1,000 horas	0.2-0.5% por 1,000 horas	0.5-1.0% por 1,000 horas	>1% por 1,000 horas (incierto)
<b>INTEGRACIÓN CON ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE (VRE)</b>				
Capacidad mínima operativa (% de capacidad nominal)	30% de capacidad nominal para ALK presurizado; 10% para ALK atmosférico moderno	10% de capacidad nominal	50% de carga nominal	5% de capacidad nominal
Tiempo de arranque en frío (minutos)	30 hasta 120	5 hasta 30	>360	20 hasta 30
<b>DEMANDA ELÉCTRICA POR UNIDAD DE HIDRÓGENO</b>				
Consumo eléctrico (kWh/kgH <sub>2</sub> , AC)	51-56	53-56	35-42 (con vapor de alta temperatura disponible en sitio)	51-53 (valores declarados; validación en campo limitada)
<b>TAMAÑO DEL ELECTROLIZADOR</b>				
Densidad de corriente típica (A/cm <sup>2</sup> , stack)	0.23-0.46 (avanzado: 0.6-0.9)	1.0-2.0	0.3-1.0 (dependiente de la celda; alta temperatura)	0.5 (tecnología emergente)

A = amperios; AC = corriente alterna; CAPEX = gasto de capital; cm<sup>2</sup> = centímetros cuadrados; kW = kilowatt; kWh/kgH<sub>2</sub> = kilovatios-hora por kilogramo de hidrógeno; OPEX = gasto operativo; T = temperatura; VRE = energía renovable variable.

Además de insumos variables como la electricidad y el agua, los requerimientos de materiales necesarios para la fabricación de las tecnologías de electrólisis también influyen en el diseño del sistema y en la selección tecnológica. Las distintas tecnologías dependen de insumos diferenciados: por ejemplo, los electrolizadores PEM utilizan metales del grupo del platino, como iridio, mientras que otras tecnologías requieren diversos elementos de tierras raras. Cuando se integran sistemas de almacenamiento en baterías, el litio y otros materiales electroquímicos asociados se convierten en consideraciones adicionales. Si bien estos materiales pueden incidir en los costos y generar riesgos localizados en la cadena de suministro, análisis previos, incluidas las evaluaciones del Banco Mundial, indican que la huella material agregada del sector del hidrógeno difícilmente ejercerá presión significativa sobre los mercados globales de materiales.

## Costos de los electrolizadores e impacto en la economía del hidrógeno

La integración de electrolizadores con energías renovables variables sigue siendo un desafío clave. Aunque la tecnología PEM se adapta mejor a la variabilidad renovable, los proyectos a gran escala suelen preferir la tecnología alcalina (ALK) por su menor costo y disponibilidad. Existen diversas estrategias para gestionar la variabilidad en sistemas fuera de red. Los sistemas híbridos solar-eólico y el almacenamiento en baterías se utilizan cada vez más para estabilizar el suministro. La energía solar es, con diferencia, la forma más barata de electricidad renovable disponible hoy: en ubicaciones favorables, del orden de US\$1/kWh; sin embargo, su generación se limita al periodo diurno. Cada vez más plantas incorporan almacenamiento en baterías junto con suministro solar. La caída de los costos de los sistemas de almacenamiento electroquímico permite un almacenamiento económicamente viable durante más horas al día, extendiendo las horas de operación de los electrolizadores. En consecuencia, algunos proyectos ya consideran la producción de hidrógeno renovable totalmente alimentada por solar con electrolizadores ALK. No obstante, la viabilidad técnica de estos diseños aún debe demostrarse a escala comercial. Además, innovaciones como el acoplamiento en corriente continua (CC) de fotovoltaica (FV) con electrolizadores permiten reducciones adicionales de costos.

### **Estructura del CAPEX de los electrolizadores**

El costo total instalado de un electrolizador comprende gastos de capital (CAPEX) directos e indirectos. El CAPEX directo incluye el stack, el balance del stack (BoS) y el balance de planta (BoP); el CAPEX indirecto cubre ingeniería, adquisiciones y construcción (EPC), instalación y servicios asociados. Ambos rubros contribuyen al costo total del proyecto, y sobrecostos en comparación a estimados de costos pasados se debieron a subestimaciones u omisiones en componentes de CAPEX. Factores estructurales más amplios—como la inflación, los costos financieros elevados y las disrupciones en cadenas de suministro—siguen presionando al alza los costos instalados

Aunque el stack es central para el desempeño del sistema, típicamente representa solo entre 20 y 50 por ciento del CAPEX directo en proyectos modernos de gran escala con electrolizadores PEM y ALK. Las actividades de instalación y EPC suelen ser los mayores contribuyentes, representando entre 40 y 50 por ciento del CAPEX total, especialmente en proyectos grandes que requieren obras civiles extensas, permisos e integración. Los elementos BoS y BoP también son sustanciales y, en conjunto, representan entre 50 y 80 por ciento del CAPEX directo, dependiendo de la tecnología y de la ubicación del proyecto.

Persiste una variabilidad regional significativa. Los sistemas ALK fabricados en China tienen un CAPEX directo de aproximadamente US\$270–\$280/kilovatio (kW) para el mercado doméstico y alrededor de US\$350/kW “ex-factory” para exportación, en comparación con unos US\$800/kW “ex-factory” para sistemas ALK producidos en Europa o Estados Unidos. Una vez incluidos logística, EPC, obras civiles y sistemas de apoyo como tratamiento de agua, los costos instalados de ALK en mercados emergentes oscilan entre US\$800 y \$1,200/kW para sistemas chinos y entre US\$1,200 y \$1,800/kW para sistemas europeos en EMDC, con costos mayores en instalaciones de pequeña escala. Debe considerarse que la información de costos y precios depende del alcance del proyecto. Por ejemplo, capacidades internas de ingeniería pueden eliminar la necesidad de un contratista EPC.

Los sistemas PEM presentan una prima de precio notable debido a su dependencia de metales del grupo del platino, como iridio y platino. Si bien PEM ofrece una huella física menor que puede reducir costos de edificación y logística, esto solo compensa parcialmente los mayores costos del stack y componentes. Como resultado, sistemas PEM completos fabricados en China típicamente tienen un CAPEX directo de US\$700–\$1,000/kW, mientras que los sistemas europeos se sitúan entre US\$1,000 y \$1,600/kW “ex-factory”. Un proveedor estadounidense ofrece sistemas PEM instalados con costo de capital de proyecto de US\$1,000/kW, basados en mayor densidad de potencia del stack (para reducir la intensidad de uso de metales del grupo del platino) y construcción modular (para disminuir el costo EPC). Los costos instalados de sistemas PEM observados hasta la fecha generalmente se ubican entre US\$1,850 y \$2,500/kW en China y mercados emergentes. La variación regional de precios es menor en PEM que en ALK porque los sistemas PEM dependen más de componentes comercializados globalmente. El rango de precios actual para electrolizadores PEM indica un potencial sustancial de reducción de costos, impulsado por economías de escala, optimización del uso de catalizadores y reciclaje del stack al final de vida útil para recuperar metales preciosos.

Las condiciones de mercado evolucionan rápidamente. Resultados recientes de subastas en China indican costos de stack y BoS para ALK tan bajos como US\$100/kW, excluyendo BoP. Esto es alrededor de 60 por ciento por debajo de los niveles de 2022, reflejando la aparición de ofertas altamente competitivas que no siempre representan costos subyacentes de manufactura. Entre las tecnologías más nuevas, los sistemas de óxido sólido (SOEC) y membrana de anión (AEM) siguen siendo los más intensivos en capital. Las instalaciones SOEC a escala piloto cuestan actualmente US\$5,000–\$5,800/kW, muy por encima de los sistemas ALK y PEM. Sin embargo, los fabricantes informan que equipos SOEC y AEM a escala industrial ya pueden entregarse por debajo de US\$2,000/kW. Se esperan reducciones adicionales a medida que se expanda la capacidad de producción y mejore la estandarización de componentes.

En los mercados globales, los costos instalados en Asia siguen siendo más bajos que en Europa, Norteamérica y Australia. Estas diferencias responden menos al hardware del electro-  
lizador y más a los “soft costs”, incluidos EPC, financiamiento, primas de riesgo y mano de obra. A medida que el sector madura, los desarrolladores reconocen que tecnologías avanzadas y de alta especificación no siempre son necesarias; en muchos casos, soluciones probadas y costo-efectivas bastan para acelerar el despliegue en el corto plazo.

### **Principales determinantes del LCOH**

Una evaluación rigurosa del costo nivelado del hidrógeno (LCOH) es central para analizar tecnologías de electrolizadores y factibilidad de proyectos. El LCOH debe reflejar tanto el CAPEX total como el gasto operativo (OPEX), incluidos los costos de gestionar la variabilidad de la energía renovable. Las mayores oportunidades de reducción de costos no están en el stack—donde hoy se concentra la I+D—sino en el BoP, la construcción y la integración del sistema. Los datos de costos instalados también muestran economías de escala destacables al pasar de proyectos en el rango de megavatios a cientos de megavatios.

En la mayoría de los proyectos, el OPEX domina el LCOH, mientras que el CAPEX juega un papel secundario. Los proyectos más competitivos hoy pueden alcanzar costos de producción de hidrógeno de alrededor de US\$3/kilogramo (kg), pero la mayoría aún enfrenta costos superiores. Aunque la elección tecnológica puede influir el LCOH vía ganancias de eficiencia o menores costos de suministro eléctrico, los principales palancas de reducción de costos se encuentran fuera del stack. En despliegues de sistema completos, factores específicos del sitio y de la integración suelen tener mayor impacto en la economía.

La electricidad es el mayor componente del OPEX y el principal impulsor de la economía del proyecto. Los precios eléctricos dependen fuertemente de la ubicación. Aunque la FV puede contratarse a bajo costo en regiones favorables, la operación de electrolizadores requiere factores de capacidad altos y umbrales mínimos de carga. Esto suele requerir una mezcla de fuentes renovables, sistemas de baterías o almacenamiento por bombeo, elevando el costo eléctrico efectivo. Los cargos de transmisión pueden añadir costos. Los costos medios de suministro a nivel global suelen situarse en el rango de US\$0.03–\$0.05/kWh en buenos emplazamientos, pero pueden ser mucho más altos. Por ello, es esencial alinear la tecnología del electrolizador, el diseño del sistema y la estrategia operativa con las condiciones energéticas locales. Los desarrolladores están adoptando diseños híbridos y almacenamiento en baterías para optimizar el acceso a electricidad de bajo costo. Los proyectos conectados a red y operando mediante contratos de compraventa de energía (PPA) enfrentan dinámicas de costos diferentes a los proyectos renovables completamente autoabastecidos.

Las condiciones de financiamiento también desempeñan un papel crítico. Una evaluación del costo medio ponderado de capital nominal (WACC) en economías emergentes y en desarrollo líderes muestra rangos de 9.4–18.4 por ciento, lo que hace que las estrategias de financiamiento sean determinantes para reducir el LCOH. Tecnologías de electrolizadores menos maduras conllevan mayores riesgos tecnológicos percibidos y pueden enfrentar costos financieros más elevados, salvo que dichos riesgos se mitiguen mediante garantías, avales u otros instrumentos de reducción de riesgo.

En conjunto, lograr costos competitivos de producción de hidrógeno requiere un enfoque holístico: optimizar el abastecimiento y la flexibilidad eléctrica, minimizar el CAPEX indirecto, capturar economías de escala y desplegar estrategias de financiamiento y mitigación de riesgos efectivas. El papel crítico de la electricidad y el financiamiento

La electricidad representa el mayor componente del OPEX y el principal motor económico de un proyecto. Los precios de la energía dependen estrechamente de la ubicación geográfica. Aunque la energía solar fotovoltaica puede adquirirse a bajo costo en regiones favorables, la operación de los electrolizadores requiere factores de capacidad más altos y umbrales de carga mínima. Esto suele exigir una combinación de fuentes renovables, sistemas de baterías o almacenamiento por bombeo, lo que eleva el costo efectivo de la electricidad.

### **Oportunidades de reducción de costos**

Se esperan reducciones significativas del LCOH en los próximos años. Dado que la electricidad representa aproximadamente dos tercios del LCOH, las oportunidades más inmediatas de reducción se encuentran en abaratar el suministro eléctrico. La selección estratégica de sitios, mejores mezclas de renovables y tecnologías de baterías más competitivas (que permiten un mayor uso de FV de bajo costo) son centrales para mejoras de corto plazo.

Aunque el stack del electrolizador es una fracción minoritaria del CAPEX total del sistema, sigue siendo un foco principal de innovación manufacturera. La I+D en curso busca disminuir el uso de metales preciosos en sistemas PEM y mejorar la eficiencia eléctrica en diseños de próxima generación, con potenciales ganancias de hasta 20 por ciento.

El mayor potencial de reducción de costos, sin embargo, reside en los componentes BoS y BoP. Las economías de escala, la estandarización de diseños, la contenerización, los skids modulares y la consolidación de cadenas de suministro pueden reducir costos de manera significativa. Las instalaciones pequeñas siguen enfrentando costos unitarios mucho mayores, lo que subraya las ventajas económicas de los despliegues a gran escala.

En EMDC, la reducción de costos se centra en aliviar los gastos de EPC y obras civiles. Mientras los proyectos pioneros suelen requerir involucramiento completo de EPC, desarrolladores con experiencia están reduciendo el costo total del proyecto entre 20 y 40 por ciento al limitar el alcance EPC o prescindir de contratistas EPC. Si bien este enfoque puede bajar costos instalados, exige fuertes capacidades internas de ingeniería y colaboración estrecha con proveedores de equipos. Los requerimientos de los financiadores pueden seguir exigiendo contratos EPC "llave en mano" de suma alzada cuando las capacidades del desarrollador o los instrumentos de mitigación de riesgo sean insuficientes.

Los fabricantes alrededor del mundo están adoptando métodos avanzados de producción, incluida la automatización y la optimización del diseño para reducir los costos del stack. Al mismo tiempo, tecnologías digitales como la automatización habilitada por inteligencia artificial (IA), gemelos digitales y mantenimiento predictivo ofrecen oportunidades para reducir tanto CAPEX como OPEX, acelerando la puesta en servicio, extendiendo la vida del stack y mejorando los factores de capacidad.

Mejores historiales operativos, garantías de desempeño más robustas y electrolizadores modulares más estandarizados reducirán las primas de riesgo y mejorarán la bancabilidad de los proyectos.

Finalmente, los marcos de política pública continúan moldeando los mercados y estructuras de costos de electrolizadores. Requisitos de contenido local, incentivos a la manufactura y estrategias industriales pueden apoyar la producción doméstica, pero también encarecer los equipos cuando los mercados se contraen. La experiencia internacional con renovables y otras tecnologías limpias masivas indica que la innovación, la competencia y cadenas de suministro diversificadas son los motores más efectivos de la reducción de costos a largo plazo.

### **Aspectos comerciales**

Las estrategias de los fabricantes de equipo original (OEM) en el mercado de electrólisis de hidrógeno varían en alcance de producto, modelos de entrega y compromisos de postventa. Los proveedores van desde quienes ofrecen soluciones solo de stack, hasta OEM que entregan paquetes de stack + BoS, y un grupo más pequeño que provee sistemas BoP completos que incluyen purificación y secado de gas, gestión térmica, tratamiento de agua e integración a nivel de sitio. Los modelos de entrega también difieren: soluciones modulares “llave en mano” contenerizadas bajo normas ISO dominan proyectos de pequeña escala, mientras que instalaciones de gran escala recurren a sistemas montados sobre skid y ensamblaje en sitio de módulos probados en fábrica.

Las ofertas de postventa también son variadas. La mayoría de los OEM brinda una garantía estándar de dos años, con contratos de servicio a largo plazo y garantías de desempeño opcionales, a costo adicional. Datos indicativos sugieren que contratos de servicio completos pueden añadir aproximadamente 3 por ciento del CAPEX del equipo por año. La dependencia de largo plazo del soporte del OEM sigue siendo una preocupación, dadas la viabilidad incierta de proveedores en horizontes de 10–20 años, límites regionales de cobertura de servicio e historiales operativos multianuales limitados. En varios proyectos a escala utility, el desempeño del electrolizador se ha desviado de las especificaciones del OEM, aunque algunos sistemas ya incorporan monitoreo y diagnóstico remoto basados en SCADA para apoyar el mantenimiento y mejorar la confiabilidad.

La retroalimentación de desarrolladores de proyectos revela riesgos adicionales de ejecución no destacados en el material de marketing de los OEM. Estos riesgos incluyen atrasos en la entrega de equipos, documentación técnica incompleta y dificultades para cumplir requisitos de pureza de agua—particularmente en sistemas PEM—cuando la infraestructura de tratamiento de agua queda fuera del alcance del proveedor.

Estas observaciones subrayan la necesidad de un marco de evaluación holístico al seleccionar sistemas de electrolizadores. Factores clave incluyen:

- Definición de límites del sistema (solo stack vs. BoS vs. BoP).
- Logística de instalación y riesgos de integración (contenerizado vs. montado en skid; probado en fábrica vs. ensamblado en campo).

- Alcance de garantía, costo de contrato de servicio y durabilidad del proveedor a lo largo del ciclo de vida del proyecto.
- Madurez de infraestructura auxiliar, incluyendo suministro de agua desionizada, lazos de enfriamiento y secado de gas.
- Historial de desempeño real, incluyendo degradación de stack a largo plazo y confiabilidad operativa.

El panorama de suministro es cada vez más globalizado. Muchos OEM norteamericanos y europeos dependen de componentes fabricados en Asia, mientras que proveedores asiáticos expanden su producción y servicios en mercados internacionales para cumplir requisitos de contenido local y sortear restricciones logísticas. Aunque persiste cierta especialización regional, las diferencias entre regiones de suministro son cada vez menos pronunciadas conforme maduran las cadenas globales.

## Recomendaciones para selección de equipos y debida diligencia

No existe una tecnología de electrolizador universalmente “mejor”. Los sistemas ALK muestran, no obstante, los costos de capital más bajos con ofertas integrales. Algunos proveedores incluyen soporte de instalación, lo que puede reducir o incluso eliminar la necesidad de contratistas EPC, con posibles ahorros de costo.

Respecto al diseño de proyectos de hidrógeno, se deben evaluar varios factores: costo total instalado, gastos operativos, madurez tecnológica y riesgo, la oferta del OEM en su totalidad, servicios y garantías, eficiencia eléctrica, tasas de degradación y capacidades de carga mínima. Estos parámetros son críticos para seleccionar la tecnología más adecuada según el contexto.

Hoy, las ofertas de los OEM no están estandarizadas, por lo que la debida diligencia es esencial. Los responsables de política y los inversionistas deben definir límites del sistema—como stack, BoS, BoP y alcance de instalación. Esto es crucial para elaborar referentes comparables de CAPEX y para comparar proveedores de tecnología de manera justa. Muchos informes generales presentan estimaciones de costos basadas en múltiples supuestos que pueden sesgar las conclusiones. Se necesita un enfoque armonizado de referenciación de CAPEX para apoyar decisiones informadas.

Las intervenciones de política también influyen en la dinámica del mercado. Medidas como requisitos de contenido local para electrolizadores pueden impactar la selección tecnológica y la fijación de precios. Si bien estas políticas pueden apoyar industrias domésticas, también pueden elevar los costos del equipo si no se diseñan cuidadosamente.

El análisis sugiere que las lecciones aprendidas en el escalamiento y reducción de costos de otras tecnologías limpias manufacturadas en masa también aplican en electrolizadores. Los esfuerzos de política deben enfocarse en innovaciones tecnológicas para reducir el costo de

electrolizadores, estrategias que habiliten la integración de electricidad renovable de bajo costo y apoyo de mercado para hidrógeno limpio y sus derivados, mediante incentivos financieros y precios premium. Al mismo tiempo, esto debe combinarse con una tarificación de carbono adecuada para el hidrógeno convencional.

Las bases de datos propietarias pueden aportar información valiosa para apoyar una selección tecnológica informada. Por ejemplo, la operada por Det Norske Veritas (DNV) rastrea 165 parámetros de electrolizadores. Estas plataformas ofrecen datos detallados y estandarizados que pueden ayudar a responsables de política y desarrolladores a evaluar desempeño, confiabilidad y costo-efectividad del equipo.

Este reporte presenta una metodología de cinco pasos para seleccionar un proveedor de electrolizadores, integrando tanto decisiones tecnológicas como consideraciones específicas del proveedor. La Figura RE.1 resume el enfoque.

La tecnología de electrólisis afecta el CAPEX, el OPEX y los flujos de ingresos. Al elegir entre las distintas opciones tecnológicas, los tomadores de decisión harían bien en considerar los siguientes factores:

- **Eficiencia eléctrica.** La cantidad de energía requerida por unidad de hidrógeno afectará la demanda total de electricidad y el LCOH.
- **Flexibilidad operativa.** La capacidad del electrolizador para operar de forma flexible e intermitente puede ser crítica, especialmente cuando se despliegan fuentes de bajo costo variables como FV y eólica.
- **Degradación y reemplazo de stacks.** Las pérdidas de eficiencia y el costo y frecuencia de reemplazo del stack son componentes importantes del OPEX.
- **Madurez tecnológica y bancabilidad.** La experiencia limitada con operación de electrolizadores a gran escala y largo plazo incrementa los riesgos de proyecto y de financiamiento. Los acuerdos de servicio de largo plazo, garantías e instrumentos de seguro son mitigantes contractuales críticos.
- **Confiabilidad del equipo.** El desempeño y la confiabilidad de los OEM varían ampliamente según el alcance de suministro, el servicio postventa, las garantías y las garantías de desempeño.
- **Restricciones de financiamiento.** Bancos comerciales e instituciones de financiamiento para el desarrollo a menudo imponen requisitos de elegibilidad, como el uso de contratistas EPC o tecnologías OEM probadas. Estos requisitos restringen cómo el diseño del proyecto puede abordar flexibilidad de demanda y eficiencia energética, y también afectan la estructura de costos encareciendo los proyectos.
- **Marco legal.** La elección del lugar de fabricación del equipo puede verse afectada por requisitos de contenido local, subsidios y otras políticas de apoyo. Las instituciones financieras requieren fortalecimiento de capacidades continuo y actualizaciones regulares de conocimiento para mantenerse al día con las innovaciones tecnológicas.

**FIGURA RE.1**

Metodología para la selección de electrolizadores



Fuente: Análisis del banco Mundial

Nota: AEM = membrana de intercambio aniónico; ALK = alcalino; CAPEX = gasto de capital; DFI = institución financiera de desarrollo; ECA = agencia de crédito a la exportación; EPC = ingeniería, procura y construcción; LCOH = costo nivelado del hidrógeno; OEM = fabricante de equipos originales; OPEX = gasto operativo; PEM = membrana de intercambio protónico; RE = energía renovable; SOEC = celda de electrolisis de óxido sólido; TRL = nivel de preparación tecnológica.

## Consideraciones adicionales y líneas de investigación futura

Este análisis proporciona solo una instantánea de una tecnología en evolución. Existe un reconocimiento creciente de que, a medida que el sector se desarrolla, la información estandarizada y de calidad será crítica. La validez de la información disponible hoy no siempre es clara y a menudo es contradictoria. La escasez de aplicaciones reales, a gran escala y multianuales dificulta emitir afirmaciones definitivas sobre las elecciones tecnológicas. Si bien las bases de datos comerciales pueden apoyar la debida diligencia, hay limitada información de desempeño en dominio público. Sin embargo, a medida que más proyectos entren en operación, la situación mejorará. El análisis destaca la capacidad de integrar renovables variables como un factor clave. Mucha innovación en sistemas de electrólisis apunta a una mejor integración, permitiendo aprovechar renovables de bajo costo. Es recomendable monitorear el desempeño de nuevos diseños de sistema. Los costos también cambian rápidamente, por lo que se requerirá seguimiento y referenciación continua para evaluar los avances más recientes, de modo que los tomadores de decisión puedan interpretar correctamente la información disponible.



WORLD BANK GROUP



ESMAP  
Energy Sector Management  
Assistance Program