

Informe final publicable de proyecto

Hidrogeno verde en Uruguay: estudios de durabilidad del electrolizador PEM y su impacto en el analisis tecnoeconómico y de ciclo de vida.

Código de proyecto ANII: MOV_CO_HV_1_2023_1_176671

Fecha de cierre de proyecto: 01/03/2025

DÍAZ MORENO, Verónica (Responsable Técnico - Científico)

CADAVID ISAZA, Andrea (Investigador)

GODOY ORTEGA, Janeth Carolina (Investigador)

LABORDE VARELA, Manuela (Investigador)

ROJAS, Ramon (Investigador)

TEJERA, Gonzalo (Investigador)

ZINOLA SÁNCHEZ, Carlos Fernando (Investigador)

UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA. FACULTAD DE INGENIERÍA (Institución Proponente) \\\

TECHNICAL UNIVERSITY OF MUNICH / TUM SCHOOL OF ENGINEERING AND DESIGN / CHAIR OF RENEWABLE AND SUSTAINABLE ENERGY SYSTEMS \\\

UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA. FACULTAD DE CIENCIAS \\\ UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA. FACULTAD DE INGENIERÍA

Resumen del proyecto

La presente propuesta tiene como objetivo generar redes científico académicas con Alemania a los efectos de desarrollar conocimiento y formar recursos humanos especializados en temas relacionados a la producción y uso de hidrógeno verde en Uruguay. La experiencia y el trabajo de ambas instituciones comprenden abordajes complementarios e interdisciplinarios.

Desde la UdelaR el GIIE presenta vasta experiencia en electrolizadores PEM y su caracterización electroquímica, en tanto el grupo TUM -ENS presenta expertise en el modelo de sistemas energéticos a diferentes escalas de diferentes vectores energéticos, desde un enfoque tecno-económico y de análisis de ciclo de vida (ACV). El modelado de los mismos podría enriquecerse con el empleo de los resultados obtenidos en investigaciones desarrolladas en Uruguay. Es interesante señalar el posicionamiento de Uruguay como potencial exportador y Alemania como importador de este vector energético. Uruguay presenta una matriz fuertemente renovable con una complementariedad estacional y diaria de energías eólica y solar por lo que el análisis de ciclo de vida del electrolizador PEM para la producción de hidrógeno verde en Uruguay, resulta relevante. La importancia de este proyecto radica en su enfoque en la producción de hidrógeno verde, un aspecto crucial de la transición global hacia fuentes de energía sostenibles. El electrolizador PEM es un componente clave en la producción de hidrógeno verde. Sin embargo, la durabilidad de estos electrolizadores sigue siendo un factor crítico para su viabilidad a largo plazo y factibilidad económica.

Al emplear un enfoque de ACV, el proyecto busca evaluar el rendimiento y la longevidad de los electrolizadores PEM a en su ciclo de vida, desde la extracción de materias primas y la fabricación hasta la operación, mantenimiento y descarte. Este análisis proporcionará información valiosa sobre el impacto ambiental, la eficiencia energética y las implicaciones económicas asociadas con el uso de estos electrolizadores.

Ingeniería y Tecnología / Otras Ingenierías y Tecnologías / Otras Ingenierías y Tecnologías / Ingeniería Electroquímica

Palabras clave: hidrogeno verde / Electrolizador PEM / Analisis ciclo de vida /

Antecedentes, problema de investigación, objetivos y justificación.

La transición energética en curso no tiene precedentes debido a su escala y al profundo impacto en las tendencias socioeconómicas, tecnológicas y geopolíticas establecidas en todo el mundo. En este contexto, el hidrógeno se proyecta como un vector energético clave ante el enorme reto del cambio climático.

Si bien la gran mayoría de las economías centrales han definido anticipadamente en sus hojas de ruta aumentar significativamente la demanda de hidrógeno necesarias para los próximos años, también en América Latina muchos países han presentado hojas de ruta en las cuales se prevé un gran aumento en la demanda, y sobre todo en la producción de hidrógeno. Y en particular, del llamado hidrógeno verde.

La forma de obtener hidrógeno verde es por medio de la electrólisis del agua, alimentando el dispositivo, llamado electrolizador, con energías de fuentes renovables. Según un reporte de IEA (1), en Latinoamérica el hidrógeno puede sustituir rápidamente los combustibles fósiles utilizados en el sector del hierro y el acero, tanto a corto y mediano plazo en las instalaciones existentes (a través de una sustitución parcial de la entrada de combustibles fósiles), como a largo plazo (a partir de 2030) a partir de instalaciones 100% basadas en hidrógeno.

Pero la descarbonización de estos otros sectores solo puede ocurrir si el hidrógeno es realmente verde y tiene una huella de carbono baja; esto solo puede evaluarse a través de una evaluación del ciclo de vida. En los últimos años, ha habido varios trabajos investigando esto; TUM-ENS tenía un artículo inicial (2) donde se evalúa un LCA del electrolizador PEM con futuros sistemas de energía, pero también otros trabajos (3,4) presentan un análisis más profundo del LCA de electrolizadores, donde siempre la conclusión es que el principal contribuyente de las emisiones de CO₂ es la electricidad utilizada para la producción de H₂.

El uso de tecnologías de electrólisis del agua sigue siendo muy limitado en América Latina, representando menos del 0,3% de la producción total de hidrógeno en 2019. En este contexto, resulta clave identificar sitios estratégicos con potencial generación de energía renovable para la producción de hidrógeno ya sea para uso doméstico como para exportación. (5) A pesar del significativo avance en la descarbonización de su matriz energética, Uruguay aún presenta una matriz principalmente fósil en el sector de transporte, siendo el transporte pesado el principal responsable de las emisiones de gases de efecto invernadero. En la hoja

de ruta del hidrógeno verde en Uruguay, (6) presentada por el Ministerio de Industria, energía y Minería, para el año 2025 se estima una demanda de 410 tH₂/día de hidrógeno verde en el sector transporte de carga pesada y buses. Asimismo, teniendo en cuenta que Uruguay es un país agroexportador, se estima una demanda de 270 tH₂/día asociadas a un segundo potencial uso local para la producción de amoníaco verde que reemplazaría la demanda de fertilizante a

corto plazo (7). Uruguay no solo presenta una importante disponibilidad de energías renovables sino que también tiene alta complementariedad tanto estacional como diaria, entre la energía eólica y solar (8,9). Actualmente Uruguay se encuentra avanzando en la segunda transición energética donde el hidrógeno verde se presenta como un vector energético importante para avanzar en descarbonizar su economía y posicionarse como posible exportador.

Vale la pena notar en este contexto que estas fuentes renovables son intermitentes por lo que su integración directa a la red eléctrica es un gran desafío (10-12).

La diversificación de la matriz energética hacia el uso de energías renovables permite acceder a fuentes energéticas inagotables y promueve la independencia de mercados internacionales. Sin embargo, la producción y gestión de energía mediante fuentes renovables, es una dificultad importante que enfrenta la transición hacia una implementación total. El principal obstáculo es su carácter intermitente, la coincidencia entre la producción y la demanda pudiendo generar déficit o superávit energético en distintos puntos del año. Por tanto, la gestión de estas es un gran desafío, necesitamos poder almacenar esta energía durante los

periodos de superávit para utilizarla en los momentos de déficit. En este sentido, El H₂ puede considerarse como vector energético sostenible, es decir, un portador de energía, capaz de almacenar energía cuando las fuentes renovables generan excedentes. El hidrógeno producido mediante electrólisis, utilizando como materia prima el agua y corriente eléctrica proveniente de producción de energía de fuentes renovables, se denomina hidrógeno verde. Su incorporación a la matriz energética representaría una opción para gestionar las fuentes renovables y descarbonizar sectores de consumo. Sin embargo, cabe señalar que una

conversión global de combustibles fósiles a hidrógeno requiere la eliminación de muchas barreras impuestas a lo largo de las etapas involucradas en el

conocimiento del hidrógeno. La degradación de las Meas es un punto medular a profundizar. Uno de los problemas que tienen los electrolizadores es la caída de la eficiencia (ca. 10 %) al año de operación continua a altas densidades de corriente (1 A cm⁻²). Se identifica en primer lugar el deterioro de la membrana de Nafion por dichas corrientes y altas temperaturas y en segundo el crecimiento de electrodos de platino columnar dispersos, que luego de cierto tiempo y según las condiciones de operación provocan el cortocircuito(13-15).

TUM-ENS ha estado involucrado en el proyecto alemán Kopernikus desde 2016. El corazón de este proyecto "Power-to-X" es el almacenamiento de electricidad fluctuante en combustibles, siendo el hidrógeno el principal. TUM es responsable de la evaluación del ciclo de vida de los electrolizadores PEM, con un enfoque especial en la evaluación de materias primas críticas.

Además de su experiencia en la evaluación del ciclo de vida, TUM también tiene un fuerte liderazgo en el modelado de sistemas de energía. Se desarrollan modelos de optimización energética para diferentes escalas de tiempo y espacio para describir y comprender los procesos de transición. Se utilizan métodos avanzados para modelar interacciones técnicas y económicas para encontrar soluciones óptimas en términos de beneficios económicos e impactos ambientales.

TUM-ENS es un socio del proyecto Iridios, en el marco del Proyecto Insignia H2Giga, donde TUM-ENS realiza un ACV del escalado de la producción de electrolizadores PEM de bajo iridio(16).

Metodología/Diseño del estudio

Modelos

El grupo alemán empleará un modelo de optimización de sistemas energéticos de programación lineal llamado urbs (Dorfner, 2016; Dorfner et al., 2019) para la optimización multicomodalidad, incorporando la planificación intertemporal con previsión perfecta. El modelo abarca el sistema eléctrico uruguayo existente junto con las expansiones planificadas, optimizando la expansión y operación del sistema para la generación de electricidad y la producción de hidrógeno. El análisis es un enfoque intertemporal que abarca múltiples años de referencia, incluyendo 2021, 2025, 2030, 2040 y 2050, proporcionando una perspectiva completa de la evolución del panorama de la electricidad y el hidrógeno en Uruguay. El modelo minimiza los costes totales del sistema, al tiempo que satisface las demandas de materias primas dadas. En este modelo, Uruguay se modela como un único nodo, por lo que no se tienen en cuenta los costes ni las respectivas pérdidas de energía de las líneas de transmisión o distribución dentro del país.

La creación del modelo energético requiere la definición de diferentes parámetros de entrada. Todas las interacciones entre las distintas tecnologías y materias primas pueden visualizarse y comprenderse a través de un sistema energético de referencia. El sistema de referencia para este caso puede verse en la Figura 1 Adjuntos.

El abordaje del modelo de LCA se representa esquemáticamente en la Figura 3 de Adjuntos

Estudios de degradación a nivel de laboratorio

La evaluación electroquímica de los ensambles de electrodos de membrana PEM se llevará a cabo optimizando el diseño de un banco de pruebas de electrólisis experimental de construcción propia (ver Adjunto Banco de prueba). Este banco de pruebas incluirá un electrolizador de celda única con un área activa de 25 cm², una fuente de alimentación, una bomba peristáltica, un controlador de temperatura y rotámetros. El banco de pruebas se alimentará con agua desmineralizada y energía eléctrica de la fuente de alimentación.

La temperatura del sistema se gestionará mediante un controlador de proceso proporcional, integral y derivativo (PID) NOVUS N1050. La energía térmica será proporcionada por dos calentadores de 60W cada uno, unidos a las placas anódica y catódica, operando a 120V

Asimismo, al inicio de cada etapa, se realizará una caracterización electroquímica. Se llevarán a cabo voltametría lineal y EIS, lo que permitirá registrar el estado inicial de la membrana.

Además, se ensayará un procedimiento de mitigación de la degradación, que consistirá en un tratamiento con H₂SO₄.

Espectroscopía de Impedancia Electroquímica (EIS)

Las mediciones de EIS se realizarán en diferentes puntos de la curva de polarización, barriendo un rango de frecuencias entre 100 kHz y 10 mHz, con una amplitud de 5 mV y tomando 10 puntos por década.

Procedimiento de Degradación

El protocolo de degradación consta de etapas con diferentes condiciones de trabajo (potenciostáticas, galvanostáticas e intermitentes) a diferentes temperaturas durante 168 hs

Después de completar cada paso de degradación, se realizará una caracterización electroquímica, incluyendo curvas de polarización y Espectroscopía de Impedancia Electroquímica (EIS). La caracterización de los depósitos, impurezas y recubrimientos en las membranas se realizará mediante: Difracción de Rayos X de Polvo, FTIR-ATR, microscopía Raman Confocal y Fluorescencia de Rayos X.

Para llevar a cabo el análisis de agua antes y después de las degradaciones, se tomaron muestras y se medirá la conductividad y la concentración fluoruro por ion selectivo.

Detalles de la metodología experimental empleada se encuentran en las publicaciones derivadas de la colaboración.

En cuanto a la estrategia de vinculación se mantuvieron reuniones mensuales e instancias de intercambio durante los viajes y estancias de los investigadores, concretando seminarios y un curso de posgrado y educación permanente en Uruguay

Resultados, análisis y discusión

Modelo

Los resultados muestran una notable expansión dentro del sector eléctrico, impulsada por el aumento de la demanda debido a la producción de hidrógeno. El estudio evalúa detalladamente la matriz de generación, las cantidades de producción de hidrógeno y sus costos nivelados correspondientes.

Se analizan las capacidades instaladas y la generación y consumo de electricidad por escenario y año. En el escenario de solo electricidad, la expansión es mínima hasta 2025 y 2030, con cambios limitados a la incorporación de una planta de biomasa planificada y el retiro de una planta de petróleo. Las plantas hidroeléctricas brindan suficiente flexibilidad para satisfacer las necesidades eléctricas a pesar de una menor capacidad. Para 2040, se producen cambios significativos con la retirada de plantas renovables existentes, lo que lleva a un aumento considerable en la capacidad fotovoltaica (PV) para 2040 y 2050. En contraste, la capacidad eólica terrestre disminuye, mientras que la eólica marina experimenta nuevas instalaciones hacia 2050.

En términos de generación y consumo eléctrico, en todos los escenarios, el año 2021 muestra diferencias mínimas en tecnología y reducción de energía generada, con una combinación eléctrica relativamente estable. Aproximadamente el 44% de la electricidad proviene de la energía hidroeléctrica, el 50% de la eólica terrestre, el 2.6% de la biomasa y el resto de la fotovoltaica. Sin embargo, al menos el 11.8% de la electricidad generada se desperdicia en 2021. En el escenario de solo electricidad, no hay cambios significativos en los años siguientes. Para 2040, no se esperan nuevas energías renovables a gran escala debido al retiro de fuentes existentes, por lo que la biomasa debe proporcionar alrededor de 5 TWh de electricidad. En 2050, con una mayor expansión y diversificación de renovables, la biomasa vuelve a operar como una planta de generación en picos de demanda.

En el escenario de implementación de la hoja de ruta del hidrógeno, la capacidad instalada en 2021, 2025 y 2030 refleja el escenario de solo electricidad, con energías renovables existentes y expansiones planificadas que son suficientes en las primeras etapas. Para 2040, la alta demanda de hidrógeno y la retirada de renovables requiere una expansión sustancial, aumentando la capacidad de PV, eólica terrestre y eólica marina. Este escenario demanda un total de 22.4 GW de renovables para 2040, superando la meta oficial de 18 GW de nuevas energías renovables. Las nuevas instalaciones contrastan fuertemente con la capacidad existente y la evolución esperada.

El escenario de la hoja de ruta del hidrógeno es similar al de solo electricidad en 2025 en términos de generación y consumo eléctrico, reemplazando parte del desperdicio energético con producción de hidrógeno. Para 2030, esta reducción se elimina completamente en favor de la producción de hidrógeno, y las plantas de biomasa operan para suministrar electricidad a los electrolizadores. En 2040 y 2050, la expansión de renovables, respaldada por medidas de flexibilidad, permite la operación directa de los electrolizadores. No obstante, en 2040 se pierde el 23% de la electricidad generada, aumentando a 29% en 2050.

En los escenarios de producción de hidrógeno impulsados por el mercado, los resultados varían ampliamente según los precios del hidrógeno. En los primeros años (2021 y 2025), las capacidades instaladas siguen siendo similares al escenario de solo electricidad, excepto en el caso del escenario de 3 USD/kg H₂, que contempla capacidad adicional de eólica terrestre para 2025. Para 2030, los escenarios con precios más altos (2.5 y 3 USD/kg H₂) muestran expansiones significativas en la capacidad de PV y eólica terrestre. A partir de 2040, los escenarios divergen aún más. El escenario de 1 USD/kg H₂ se mantiene similar al de solo electricidad, mientras que el de 2 USD/kg H₂ aprovecha plenamente el potencial eólico terrestre y agrega 75 GW de PV para 2050. Los escenarios de precios más altos (2.5 y 3 USD/kg H₂) alcanzan el máximo potencial de PV y eólica marina para 2050.

En escenarios de precios bajos (1 y 1.5 USD/kg H₂), la producción de hidrógeno es impulsada por la generación de plantas de biomasa. En 2040, la reducción de capacidad conlleva una disminución en la producción de hidrógeno en el escenario de 1 USD/kg H₂ y una ligera reducción en el de 1.5 USD/kg H₂, debido a cambios en las horas de carga completa de otras renovables. La generación eléctrica y la producción de hidrógeno crecen significativamente en los escenarios de precios más altos (2, 2.5 y 3 USD/kg H₂). Aunque todavía se desperdicia algo de electricidad, la mayor parte se destina a la producción de hidrógeno, desplazando la demanda eléctrica como un servicio secundario. Según el modelo, esto sería rentable para el país, pero no se consideran las implicaciones para la infraestructura eléctrica e hidrógeno, así como el transporte fluvial, marítimo y portuario.

En cuanto al sistema de producción de hidrógeno, se analiza la capacidad de expansión requerida para los electrolizadores en diferentes escenarios. El escenario de la hoja de ruta del hidrógeno presenta diferencias con los valores oficiales reportados: para 2025 se requieren aproximadamente 70 MW de electrolizadores en comparación con los 100 MW reportados; en 2040, 0.43 GW frente a 0.6 GW; y en 2050, 8.69 GW frente a 9 GW. Estas diferencias se deben a una mayor utilización de los electrolizadores en este estudio, lo que reduce la capacidad necesaria para satisfacer la misma demanda de hidrógeno. En la hoja de ruta del hidrógeno, la mayoría de los proyectos se consideran sistemas aislados operados exclusivamente con energía eólica, PV o combinaciones de ambas, lo que reduce sus horas de uso.

En los escenarios de precios de mercado, los precios variables del hidrógeno conducen a diferentes escalas de expansión de electrolizadores. El escenario de 1 USD/kg H₂ mantiene un crecimiento modesto con alrededor de 290.6 MW de electrolizadores alcalinos hasta 2040. A medida que los precios aumentan, se producen expansiones significativas. El escenario de 2 USD/kg H₂ alcanza aproximadamente 27.2 GW para 2040 y 118.5 GW para 2050. El escenario de 2.5 USD/kg H₂ ve un mayor crecimiento, con capacidades de alrededor de 113 GW para 2040 y 482.4 GW para 2050. El escenario más alto de 3 USD/kg H₂ muestra un crecimiento exponencial, alcanzando 320.9 GW en 2040 y 503.8 GW en 2050, lo que ilustra una posible ampliación masiva bajo condiciones económicas favorables.

Los cambios tecnológicos ocurren con el tiempo. Inicialmente, los electrolizadores alcalinos dominan el mercado. Para 2040, los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM) se vuelven competitivos debido a su mayor eficiencia, y para 2050, las nuevas instalaciones son aproximadamente 80% PEM y 20% alcalinas en escenarios con capacidades superiores a 2 GW.

En cuanto a la capacidad y potencia instalada de baterías, la expansión de baterías se vuelve necesaria para 2030 en todos los escenarios, ya que hasta entonces los embalses hidroeléctricos proporcionan flexibilidad. Existe una sinergia entre el sistema eléctrico y la producción de hidrógeno que reduce la necesidad de capacidad de almacenamiento en escenarios con producción significativa de hidrógeno. La capacidad de almacenamiento disminuye especialmente en la hoja de ruta del hidrógeno y en escenarios de precios elevados de hidrógeno (2, 2.5 y 3 USD/kg H₂), especialmente para 2050.

Otra tecnología que aporta flexibilidad al sistema son los tanques de almacenamiento de hidrógeno, con expansiones significativas en el escenario de la hoja de ruta del hidrógeno. Para 2050, los tanques de hidrógeno representan aproximadamente el 50% de la capacidad instalada de electrolizadores, pero menos del 7.5% de la demanda anual de hidrógeno.

El costo nivelado del hidrógeno (LCOH) está dominado por los costos de electricidad. A lo largo del tiempo, el LCOH tiende a disminuir, con incrementos en años de expansión. A pesar de los diferentes escenarios de desarrollo para Uruguay hasta 2050, el LCOH sigue tendencias similares.

Degradación

Se estudió la impedancia equivalente de la célula para aislar los diferentes procesos que ocurren en su interior y su cambio durante el funcionamiento. 1,9 V (bajas densidades de corriente) y 2,3 V (mayor densidad de corriente) corresponden a puntos de la curva de polarización relacionados con regiones bajo control de activación y control de transferencia de masa, respectivamente.

A bajas densidades de corriente, cuando no se tiene en cuenta el impacto de la sobretensión de concentración, dos ramas RCPE conectadas en serie pueden

replicar la caída de tensión de activación de los compartimentos anódico y catódico por separado¹⁹. Aparte del inductor y el elemento de resistencia óhmica presente a densidades de corriente bajas y altas.

A densidades de corriente más altas, las ramas RCPE conectadas en serie replican la caída de tensión de activación y los efectos de la sobretensión de concentración. Este enfoque está ampliamente aceptado para modelar tanto células galvánicas como electrolíticas

Para identificar los cambios en el sistema, se determinaron las constantes de tiempo para cada rama RCPE utilizando los parámetros ajustados. τ_{cat} , τ_{an} y τ_m se refieren a la constante de tiempo de transferencia de carga catódica, la constante de tiempo de transferencia de carga anódica y la constante de tiempo de difusión, respectivamente.

La resistencia óhmica presenta un aumento significativo después de la degradación 3 (paso galvanostático) y no se recupera después de la regeneración.

Para 1,9 V (donde se detecta el control de transferencia de carga) se observa que las constantes de tiempo anódica y catódica aumentan durante la degradación. Tras la regeneración, se observa una disminución significativa de este valor. Cabe señalar que este efecto es más marcado en la constante de tiempo catódica (compatible con la eliminación de impurezas reducidas).

Para 2,3V (donde se observa el control de la transferencia de masa) la constante de tiempo asociada a los procesos faradaicos aumenta durante la degradación y disminuye significativamente debido a la regeneración.

Durante la degradación, la constante de tiempo de transferencia de masa también muestra un aumento de su valor.

En cuanto al análisis del agua, el fluoruro fue el único analito con un incremento notable de concentración entre la etapa inicial y la medida. Según el análisis UNE EN ISO10304-1:2009, el valor inicial de concentración de flúor era inferior al límite de detección y tras la degradación el valor determinado fue de 1,5 mg.L⁻¹. Cabe destacar que este incremento debe asociarse a la degradación de la membrana (deterioro irreversible).

En el marco de las redes se concretaron los siguientes items:

Visita de la Prof. Verónica Díaz a Alemania.

Actividades realizadas durante su visita:

Taller entre H-TEC (ahora Quest One) y LMU.

Presentaciones, visitas y reuniones bilaterales con:

Cátedra de Sistemas Energéticos (Prof. Spliethoff)

Cátedra de Ingeniería de Plantas y Procesos (Prof. Klein)

Grupo de Investigación Bein (Prof. Bein, LMU)

Cátedra de Tecnología de Almacenamiento de Energía Eléctrica (Prof. Jossen)

Cátedra de Electroquímica Técnica (Prof. Gasteiger)

Ingeniería de producción de componentes de movilidad eléctrica (RTWH Aachen)

El Ing. Tejera realizó una estancia de investigación de 3 semanas en la Cátedra de Ingeniería de Plantas y Procesos (Prof. Klein).

Estancias de investigación de 2 investigadores de TUM: (2 y 1 mes) en Uruguay.

Estancia de 1 semana del Prof. Hamacher en Uruguay.

Actividades durante la estancia:

Actividades durante la estancia:

Celebración de reuniones bilaterales con:

AHK

Embajada de Alemania

ADME: Operadores del Mercado Eléctrico

UTE: Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE)

MIEM: Ministerio de Industria, Energía y Minería

Salto Grande: Central hidroeléctrica binacional

LES: Laboratorio de Energía Solar de UDELAR

Implementación de un curso (3 ETCS) en la universidad sobre la optimización y evaluación de la sostenibilidad de los sistemas energéticos.

Presentación de los resultados de la investigación en las siguientes conferencias:

9ª Reunión Latinoamericana de Economía de la Energía, 28-31.07 Río de Janeiro, Brasil.

Presentación: «Assessing Uruguay's Green Hydrogen Potential: A Comprehensive Analysis of Electricity and Hydrogen Sector Optimization».

Participación en el evento de cierre de proyectos. Febrero 2025 Presentación de resultados. Se adjunta presentación realizada en adjuntos

Conclusiones y recomendaciones

Modelo

Este trabajo presenta una metodología para la asignación y distribución de costos en un sistema con coproducción de dos o más productos; esta metodología puede aplicarse a cualquier sistema energético que analice el acoplamiento de sectores. También presentamos una metodología integral para derivar todos los datos de entrada, como demandas, costos de inversión (CAPEX) y operación (OPEX) específicos por año y país, así como factores económicos como la tasa de descuento y el costo promedio ponderado del capital (WACC).

El estudio presenta diferentes escenarios para optimizar los sistemas de electricidad e hidrógeno en Uruguay. Cada escenario demuestra diversas trayectorias para la evolución del sistema energético, destacando los impactos potenciales de integrar la producción de hidrógeno en las capacidades

instaladas, la generación de electricidad y los patrones de consumo.

La investigación resalta el papel estratégico de la energía hidroeléctrica y la necesidad del almacenamiento en baterías para mantener la estabilidad de la red y mejorar la eficiencia del sistema, especialmente para respaldar la expansión de las energías renovables, como la fotovoltaica y la eólica.

Asimismo, el estudio enfatiza los posibles beneficios económicos de la hoja de ruta del hidrógeno, incluyendo la reducción de los costos de electricidad para los consumidores domésticos y la promoción de fuentes de energía renovables con menores costos. Los hallazgos sugieren que, bajo condiciones de mercado favorables, la producción de hidrógeno podría contribuir significativamente a la economía de Uruguay, posicionando al país como un importante exportador de hidrógeno.

Las recomendaciones para los responsables de la formulación de políticas y otros actores incluyen invertir en capacidad de energías renovables y en infraestructura para la producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno; desarrollar condiciones de mercado sólidas e incentivos para inversiones en energías renovables integradas y en electrolizadores; explorar las implicaciones para la infraestructura fluvial, marítima y portuaria en relación con el transporte y la exportación de hidrógeno; e investigar avances en tecnologías de electrolizadores y medidas de flexibilidad para mejorar la eficiencia del sistema y reducir costos.

En conclusión, este estudio proporciona información valiosa sobre la optimización de los sistemas de electricidad e hidrógeno en Uruguay, demostrando el potencial transformador de integrar la producción de hidrógeno en la matriz energética nacional. La investigación ofrece una hoja de ruta para que los responsables políticos y los actores del sector naveguen la transición energética, enfatizando la importancia de la planificación estratégica, la inversión en infraestructura y el desarrollo de políticas de apoyo para aprovechar plenamente el hidrógeno como un componente clave en el futuro energético sostenible de Uruguay.

Degradación

La degradación del ensamble bajo diferentes condiciones de trabajo se evalúa mediante técnicas electroquímicas.

Después del tratamiento ácido, la MEA recupera parcialmente su rendimiento original con tasas de degradación más lentas de 40 mA/h cm^2 , seis veces más bajas que los valores reportados antes del estudio de regeneración.

La disminución del rendimiento de la MEA se debe principalmente a una contaminación reversible, con constantes de tiempo similares a las del ensamblaje original. La mayor tasa de degradación observada en la Etapa 1 podría estar asociada al bloqueo de los sitios más activos debido a la reducción de impurezas en la superficie del electrocatalizador, así como a la obstrucción de los poros de la membrana. En las etapas posteriores de degradación, el aumento del grosor de estos depósitos afecta principalmente la resistencia del sistema.

Sin embargo, se observa un deterioro irreversible, evidenciado por el aumento de la resistencia óhmica, que no disminuye después de la regeneración. Este deterioro irreversible estaría asociado con la degradación de la membrana de Nafion.

Las muestras de agua tomadas al final del experimento muestran la presencia de fluoruros, lo que podría deberse a varios factores que contribuyen a la degradación de la membrana. Estos factores incluyen el ataque químico por agentes oxidantes (como el peróxido de hidrógeno) presentes durante la operación, el desgaste mecánico causado por tensiones repetidas en la membrana, la degradación térmica debido a las temperaturas de operación y la contaminación del electrodo. Estos mecanismos crean condiciones que facilitan los procesos de degradación y, en consecuencia, la liberación de fluoruros en el agua.

Productos derivados del proyecto

Tipo de producto	Título	Autores	Identificadores	URI en repositorio de Silo	Estado
Artículo científico	PEM electrolysis: Degradation study of N1110 assemblies for the production of green hydrogen	Tejera, Rojas, Teliz, Diaz	https://doi.org/10.1016/j.electacta.2024.144716	https://hdl.handle.net/20.500.12381/3882	Finalizado
Póster	Electrólisis PEM: Estudio de degradación de ensambles N1110 para la producción de hidrógeno verde	Tejera, Rojas, Teliz, Diaz		https://hdl.handle.net/20.500.12381/3883	Finalizado
Presentación en evento	Green Hydrogen Production in Uruguay: Integrating Life Cycle Assessment and Energy System Optimisation using Impuls-urbs Framework	Cadavid Isaza, Andrea Addanki, Thushara de la Rua, Cristina Hamacher, Thomas		https://hdl.handle.net/20.500.12381/3884	Finalizado
Artículo científico	IX ELAEE - ASSESSING URUGUAY'S GREEN HYDROGEN POTENTIAL: A COMPREHENSIVE ANALYSIS OF ELECTRICITY AND HYDROGEN SECTOR OPTIMIZATION UNTIL 2050 IX ELAEE - EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE HIDRÓGENO VERDE EN URUGUAY: UN ANÁLISIS INTEGRAL DE LA OPTIMIZACIÓN DE LOS SECTORES DE ELECTRICIDAD E HIDRÓGENO HASTA EL 2050	Cadavid Isaza, Andrea Addanki, Thushara, Diaz Veronica, Hamacher, Thomas		https://hdl.handle.net/20.500.12381/3887	En proceso
Presentación en evento	"Assessing Uruguay's Green Hydrogen Potential: A Comprehensive Analysis of Electricity and Hydrogen Sector Optimization"	Cadavid Isaza, Andrea Fiedler, Raphael Hamacher, Thomas		https://hdl.handle.net/20.500.12381/3886	Finalizado
Otro	"Uruguayan-German Hydrogen network: PEM electrolyzer´s durability studies and their impact on the techno-economic and life cycle analysis MOV_CO_HV_1_2023_1_176671"	Veronica Diaz		https://hdl.handle.net/20.500.12381/3885	Finalizado

Referencias bibliográficas

- [1] International Energy Agency (IEA). (2021). Hydrogen in Latin America. Hydrogen in Latin America. <https://doi.org/10.1787/68467068-en>
- [2] K. Bareiß, C. de la Rua, M. Möckl, and T. Hamacher, "Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems," *Applied Energy*, vol. 237, pp. 862–872, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.001.
- [3] A. Lotri?, M. Sekav?nik, I. Kuštrin, and M. Mori, "Life-cycle assessment of hydrogen technologies with the focus on EU critical raw materials and end-of-life strategies," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 16, pp. 10143–10160, Mar. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.06.190.
- [4] H. Sharma, G. Mandil, P. Zvolinski, E. Cor, H. Mugnier, and E. Monnier, "Integration of life cycle assessment with energy simulation software for polymer exchange membrane (PEM) electrolysis," *Procedia CIRP*, vol. 90, pp. 176–181, 2020, doi: 10.1016/j.procir.2020.02.139.
- [5] Energy Agency, I. (2019). The Future of Hydrogen. The Future of Hydrogen. OECD. <https://doi.org/10.1787/1e0514c4-en>
- [6] Ministerio de Industria Energía y Minería. (2021). Uruguay - Estrategia País de hidrógeno verde.
- [7] Medina, N., Scarone, M., Sierra, W., Coopman, M., Correa, C., Gonzalez, M. J., & Irrazabal, G. (2021).
- [8] Ministerio de Industria, E. y M. (2022). Green Hydrogen Roadmap in Uruguay. Green Hydrogen Roadmap in Uruguay. Retrieved from <https://www.gub.uy/ministerio-industriaenergia-mineria/green-hydrogen>
- [9] Gurin, M., Cornalino, E., Guggeri, A., Alonso-Suárez, R., Giacosa, G., Abal, G., ... Chaer, R. (2016). "Complementariedad de los recursos renovables (solar-eólico) y su correlación con la demanda de energía eléctrica" REPORTE FINAL REF: MIEM-DNE PT 005 2016 Autores, 1–84.
- [10] B. Nastasi, G.L. Basso, Hydrogen to link heat and electricity in the transition towards future Smart Energy Systems, *Energy* 2016; 110: 5–22.
- [11] G. Gahleitner, Hydrogen from renewable electricity: an international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications, *Int. J. Hydrogen Energy* 2013; 38: 2039–2061.
- [12] R.B. Olsen, Hydrogen metal-hydride thermal to electrical conversion: hymtec, *Energy* 1986; 11:869–871.
- [13] F.N. Khatib, Tabbi Wilberforce, Oluwatosin Ijaodola, Emmanuel Ogungbemi, Zaki El-Hassan, A. Durrant, J. Thompson, A.G. Olabi, Material degradation of components in polymer electrolyte membrane (PEM) electrolytic cell and mitigation mechanisms: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 111, 2019, 1–14,
- [14] Qi Feng, Xiao?Zi Yuan, Gaoyang Liu, Bing Wei, Zhen Zhang, Hui Li, Haijiang Wang, A review of proton exchange membrane water electrolysis on degradation mechanisms and mitigation strategies, *Journal of Power Sources*, Volume 366, 2017, 33–55,
- [15] Andrej Zvonimir Tomi?, Ivan Pivac, Frano Barbir, A review of testing procedures for proton exchange membrane electrolyzer degradation, *Journal of Power Sources*, Volume 557, 2023, 232569,
- [16] M. Möckl et al., "Durability Testing of Low-Iridium PEM Water Electrolysis Membrane Electrode Assemblies," *J. Electrochem. Soc.*, vol. 169, no. 6, p. 064505, Jun. 2022, doi: 10.1149/1945-7111/ac6d14.

Licenciamiento

Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada 4.0 Internacional. (CC BY-NC-ND)

