

Viabilidad del Hidrógeno Verde en la Industria Colombiana con Autogeneración Solar Fotovoltaica y Almacenamiento

Un análisis técnico-económico MILP considerando la valorización del oxígeno

Alejandro Jesús Salas Durán
Estudiante Maestría IELE
Universidad de los Andes
Bogotá, Colombia
a.salasd@uniandes.edu.co

Mario Alberto Ríos Mesías
Profesor Titular
Universidad de los Andes
Bogotá, Colombia
mrios@uniandes.edu.co

Paulo Manuel De Oliveira-De Jesus
Profesor Asociado
Universidad de los Andes
Bogotá, Colombia
pm.deoliveiradejes@uniandes.edu.co

Abstract—The energy transition requires sustainable solutions to reduce fossil fuel dependence in Colombian industry. This work develops an optimal dispatch model based on Mixed-Integer Linear Programming (MILP), integrating photovoltaic generation, lithium-ion batteries, and electrolyzers for green hydrogen and oxygen production, to assess the economic profitability of such systems. Two scenarios are analyzed: Case 1, with exclusive green hydrogen sales, and Case 2, adding oxygen commercialization. The model, which includes technical and economic constraints, was implemented in *Gurobi-Python*. Results show that profitability is achieved at hydrogen prices of \$9.5/kg in Case 1, while oxygen revenues in Case 2 lower the threshold to \$5.5/kg, significantly enhancing competitiveness. These findings confirm the hypotheses that (i) solar generation and batteries, together with avoided self-generation costs, leverage profitability, and (ii) oxygen sales provide income diversification that reduces economic barriers for green hydrogen, strengthening its industrial adoption.

Keywords— Green hydrogen, Lithium-ion batteries, MILP, Oxygen valorization, Profitability, Solar self-generation.

Resumen—La transición energética exige soluciones sostenibles que reduzcan la dependencia de combustibles fósiles en la industria colombiana. Este trabajo desarrolla un modelo de despacho óptimo basado en Programación Lineal Entera Mixta (MILP), que integra generación fotovoltaica, baterías de ion-litio y electrolizadores para la producción de hidrógeno verde y oxígeno, con el fin de evaluar la rentabilidad económica del sistema. Se analizan dos escenarios: el Caso 1, con venta exclusiva de hidrógeno verde, y el Caso 2, que incorpora la comercialización del oxígeno. El modelo, que contempla restricciones técnicas y económicas, fue implementado en *Gurobi-Python*. Los resultados muestran que en el Caso 1 la rentabilidad se alcanza con precios de \$9.5/kg de hidrógeno, mientras que en el Caso 2 este umbral baja a \$5.5/kg, aumentando la competitividad. Los hallazgos confirman que (i) la autogeneración solar y el almacenamiento apalancan la rentabilidad y (ii) la venta de oxígeno diversifica ingresos y reduce barreras económicas.

Palabras clave— Autogeneración solar, Baterías de ion-litio, Hidrógeno verde, MILP, Rentabilidad, Valorización del oxígeno.

I. INTRODUCCIÓN

La descarbonización de los sectores productivos es hoy una de las principales prioridades a nivel global. En particular, la industria colombiana enfrenta el desafío de garantizar un suministro energético confiable, sostenible y económicamente competitivo frente a la volatilidad de los precios de la energía y las crecientes exigencias regulatorias en materia de reducción de emisiones. Dentro de este panorama, la energía solar fotovoltaica y los sistemas de almacenamiento han demostrado ser alternativas clave para la transición energética, al tiempo que la producción de hidrógeno verde emerge como una solución estratégica para diversificar fuentes y generar nuevos modelos de negocio [1].

El interés por integrar hidrógeno verde en la industria colombiana responde no solo a sus beneficios ambientales, sino también a su capacidad de ampliar las posibilidades de almacenamiento energético y habilitar la participación en mercados emergentes. A nivel internacional, Matute et al. [2] proponen un modelo multiestado de tipo MILP que permite despachar de manera óptima sistemas de electrolisis conectados a la red bajo condiciones dinámicas, mostrando cómo la incertidumbre en la operación puede ser incorporada en la evaluación económica. Martínez Alonso et al. [3] aplican un enfoque similar en sistemas híbridos aislados, evidenciando la relevancia de modelar diferentes estados de operación para capturar el comportamiento real de los electrolizadores.

En el contexto latinoamericano, De Oliveira y Yusta [4] plantean un modelo de despacho óptimo para comunidades energéticas en sistemas de distribución cerrados, considerando simultáneamente el bienestar económico y la eficiencia técnica de los participantes. Por su parte, Sanabria [5] desarrolla un modelo para la integración de energías renovables con sistemas de almacenamiento mediante la tecnología *Power-to-Gas*, con énfasis en la producción de hidrógeno y metano, lo que demuestra la aplicabilidad de estas configuraciones en escenarios regionales.

En Colombia, Patiño et al. [6] analizan el potencial de dife-

rentes fuentes renovables para la producción de hidrógeno verde, evaluando la factibilidad técnica y económica de proyectos en el país y destacando la competitividad del recurso solar. De manera complementaria, el informe de NewClimate Institute [7] presenta un panorama estratégico del hidrógeno verde en Colombia, identificando ventajas geográficas, energéticas y regulatorias que respaldan su despliegue como vector energético clave.

Finalmente, es importante señalar que en el documento de Salas Durán [8] se presentan en detalle los datos del sistema, modelos y resultados obtenidos, correspondientes al trabajo de grado que sustenta este artículo. Con base en dicho estudio y en la literatura revisada, este artículo plantea dos hipótesis fundamentales: (i) la incorporación de baterías y generación solar, junto con los costos evitados por la autogeneración, produce un apalancamiento que mejora la rentabilidad del sistema; y (ii) la diversificación de ingresos derivada de la comercialización del oxígeno reduce de manera significativa la barrera económica de entrada del hidrógeno verde, incrementando su competitividad y viabilidad en la industria colombiana.

II. METODOLOGÍA

Con el fin de verificar las hipótesis planteadas en este artículo, se desarrolló un modelo de optimización basado en Programación Lineal Entera Mixta (MILP, por sus siglas en inglés *Mixed-Integer Linear Programming*), que permite representar de manera precisa tanto variables continuas como binarias asociadas a la operación del sistema energético industrial colombiano ilustrado en la Figura 1.

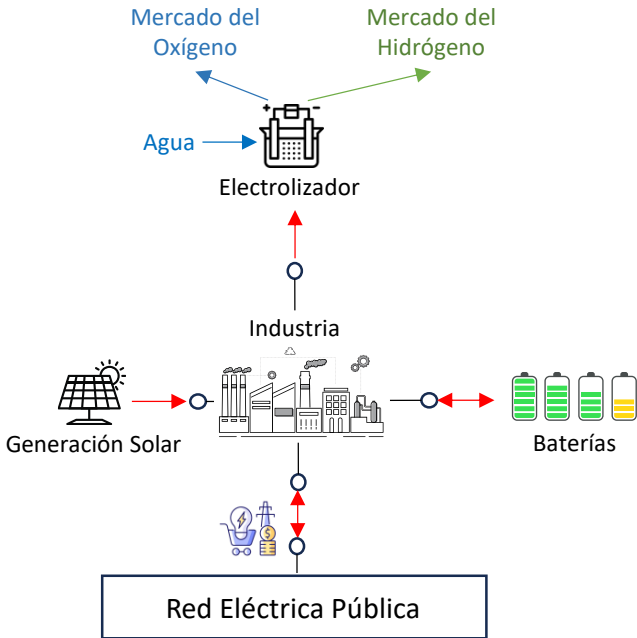


Figura 1. Sistema base

Dicho sistema corresponde a un esquema de autogeneración en el que una industria produce electricidad mediante generación solar fotovoltaica, la cual se almacena en baterías de

ion-litio durante las horas de irradiación solar; esta energía se utiliza para el autoconsumo, se vende a la red en caso de excedentes o, de manera complementaria, se combina con energía adquirida de la red para alimentar un electrolizador destinado a la producción de hidrógeno verde y oxígeno como subproducto.

Este enfoque facilita la descripción de las restricciones técnicas asociadas a la generación fotovoltaica, la operación de las baterías y los distintos estados del electrolizador (producción, espera e inactividad), garantizando una representación realista de su comportamiento dinámico. Adicionalmente, el modelo incorpora los costos e ingresos derivados de la compra y venta de energía, así como de la comercialización del hidrógeno y el oxígeno, permitiendo evaluar de manera integral la factibilidad técnica y económica de la integración de estas tecnologías en entornos industriales.

A. Supuestos

Para los propósitos de este artículo, se adoptaron los siguientes supuestos:

- Para que el hidrógeno producido sea considerado verde, debe generarse utilizando exclusivamente fuentes de energía renovable. Por ello, el principal supuesto de este modelo es que la energía comprada a la red provenga de fuentes renovables, lo cual puede garantizarse mediante el uso de contratos bilaterales, ya sean físicos o financieros.
- El modelo parte de un sistema que combina generación fotovoltaica con almacenamiento energético en baterías de litio. Los ahorros derivados de la implementación de estas tecnologías en la industria ya han sido calculados, y se ha evaluado la viabilidad económica del proyecto. Dichos ahorros han sido destinados al pago de las tecnologías mencionadas. Este análisis tiene como objetivo evaluar la inclusión del electrolizador en el sistema y determinar si su incorporación genera ahorros adicionales significativos, contribuyendo a la reducción de los costos operativos de la industria a largo plazo.

B. Definición de variables del modelo

a) **Conjunto y horizonte:** $\mathcal{T} = \{1, \dots, T\}$ denota los pasos de tiempo discretos (cada Δt horas).

b) **Parámetros:** λ^t [\$/kWh]: precio spot de electricidad; ψ^t [\$/kWh]: recargo por compra; n_y : factor de pagos mensuales de demanda; κ [\$/kW]: cargo por demanda; P_{\max} [kW]: potencia contratada; P_{\max}^{PV} [kW]: potencia pico del parque fotovoltaico; P_{\max}^L [kW]: demanda pico industrial; C [kWh]: capacidad de batería; η_c, η_d : eficiencias de carga/descarga; S_{H_2} [kW]: capacidad del electrolizador; P_{H_2} [kW]: potencia nominal en producción; $P_{H_2}^{sb}, P_{H_2}^{idle}$ [kW]: consumos en espera e inactivo; $p \in (0, 1]$: carga parcial mínima (MIN_PL); EFI_{H_2} [kWh/kg]: energía por kg de H_2 ; EFI_{H_2O} [m³/kg]: agua por kg de H_2 ; π_{H_2} [\$/kg]: precio de venta de H_2 ; π_{H_2O} [\$/m³]: precio del agua; N^{start} : máximo número de arranques; $PROD_{H_2}^{max}$ [kg]: cota a la producción total; $P_{u-pv}^t, P_{u-L}^t \in [0, 1]$: perfiles adimensionales de PV y carga; Δt [h].

c) **Variables de decisión:** $P_c^t, P_d^t, P_b^t, P_s^t \geq 0$ (potencias de batería y red) [kW]; $SoC^t \geq 0$ (estado de carga) [kWh]; $w^t, u^t \in \{0, 1\}$ (carga/compra-venta); $P_b^{\max} \geq 0$ [kW]; $a^t, b^t, c^t \in \{0, 1\}$ (inactivo, producción, espera); $0 \leq r_h^t \leq 1$ (carga relativa del electrolizador); $P_E^t \geq 0$ y $P_{E, \text{prod}}^t \geq 0$ [kW] (consumo total y en producción); $H_2^t \geq 0$ [kg] (producción de hidrógeno); $H_{2O} \geq 0$ [m³]; $H_2^{\text{tot}} \geq 0$ [kg]; $d^t, f^t \in \{0, 1\}$, $0 \leq e^t \leq 1$; $C_P, C_{St}, C_{idle}, C_{I \rightarrow P}, C_{S \rightarrow P} \in \mathbb{R}$ (contabilidad de costos).

C. Modelo de Optimización

$$\begin{aligned} \text{máx} \quad & -12 \cdot \kappa \cdot P_b^{\max} + \frac{365}{2} \left(\sum_{t=1}^T (\lambda^t P_s^t - (\lambda^t + \psi^t) P_b^t) \right. \\ & \left. + H_2^{\text{tot}} \cdot \$H_2 + O_{\text{total}_p} \cdot \$O - \$H_2 O \cdot H_2 O_c \right) \quad (1) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{sujeto a:} \quad & P_d^t + P_b^t + P_{u_{pv}}^t P_{\text{máx}}^{\text{PV}} = P_c^t + P_s^t + \\ & P_{u_L}^t P_{\text{máx}}^L + P_E^t, \forall t \quad (2) \\ & P_c^t \leq CR_c C w^t, \forall t \quad (3) \\ & P_d^t \leq CR_d C (1 - w^t), \forall t \quad (4) \\ & P_b^t \leq P_{\text{máx}} u^t, \forall t \quad (5) \\ & P_s^t \leq P_{\text{máx}} (1 - u^t), \forall t \quad (6) \\ & P_b^{\max} \geq P_b^t + P_s^t, \forall t \quad (7) \end{aligned}$$

$$SoC^1 = SoC^0 + \eta_c P_c^1 - \frac{P_d^1}{\eta_d} \quad (8)$$

$$SoC^t = SoC^{t-1} + \eta_c P_c^t - \frac{P_d^t}{\eta_d}, \forall t = 2, \dots, T \quad (9)$$

$$\beta_{\min} C \leq SoC^t \leq \beta_{\max} C, \forall t \quad (10)$$

$$a^1 = 1, \quad b^1 = 0, \quad c^1 = 0, \quad r_h^1 = 0, \quad (11)$$

$$a^t + b^t + c^t = 1, \forall t \quad (12)$$

$$0 \leq r_h^t \leq b^t, \forall t \quad (13)$$

$$r_h^t \geq p b^t, \forall t \quad (14)$$

$$P_{E, \text{prod}}^t = P_{H_2} r_h^t, \forall t \quad (15)$$

$$P_E^t = P_{E, \text{prod}}^t b^t + P_{H_2}^{sb} c^t + P_{H_2}^{idle} a^t, \forall t \quad (16)$$

$$P_E^t \leq S_{H_2}, \forall t \quad (17)$$

$$H_2^t = \frac{P_{E, \text{prod}}^t b^t}{\text{EFI}_{H_2}}, \forall t \quad (18)$$

$$P_{E, \text{prod}}^t \leq P_{H_2} b^t, \forall t \quad (19)$$

$$H_2^t \leq \frac{P_{H_2}}{\text{EFI}_{H_2}} b^t, \forall t \quad (20)$$

$$H_2^{\text{tot}} = \sum_{t=1}^T H_2^t \quad (21)$$

$$H_2^{\text{tot}} \leq \text{PROD}_{H_2}^{\max} \quad (22)$$

$$H_2 O = \text{EFI}_{H_2 O} H_2^{\text{tot}}, \quad (23)$$

$$c^t a^{t-1} = 0, \quad c^{t-1} a^t = 0, \forall t = 2, \dots, T \quad (24)$$

$$d^t = b^t a^{t-1}, \quad \sum_{t=2}^T d^t \leq N^{\text{start}} \quad (25)$$

$$d^t \leq b^t, \quad d^t \leq a^{t-1}, \quad d^t \geq b^t + a^{t-1} - 1, \quad (26)$$

$$\forall t = 2, \dots, T \quad (27)$$

$$e^t = r_h^t d^t, \forall t = 2, \dots, T \quad (28)$$

$$f^t \leq b^t, \quad f^t \leq c^{t-1}, \quad f^t \geq b^t + c^{t-1} - 1, \quad (28)$$

$$C_P = \sum_{t=1}^T \left(P_{H_2} \lambda^t + \frac{P_{H_2}}{\text{EFI}_{H_2}} \text{EFI}_{H_2 O} \pi_{H_2 O} \right) r_h^t b^t \quad (29)$$

$$C_{St} = \sum_{t=1}^T P_{H_2}^{sb} \lambda^t c^t \quad (30)$$

$$C_{idle} = \sum_{t=1}^T P_{H_2}^{idle} \lambda^t a^t \quad (31)$$

$$C_{I \rightarrow P} = \text{TT}_{I \rightarrow P} \pi_{H_2} \frac{P_{H_2}}{\text{EFI}_{H_2}} \sum_{t=2}^T e^t \quad (32)$$

$$C_{S \rightarrow P} = \text{TT}_{S \rightarrow P} \pi_{H_2} \frac{P_{H_2}}{\text{EFI}_{H_2}} \sum_{t=2}^T f^t \quad (33)$$

$$P_c^t, P_d^t, P_b^t, P_s^t, P_E^t, P_{E, \text{prod}}^t, H_2^t \geq 0 \quad (34)$$

$$SoC^t \geq 0 \quad (35)$$

$$0 \leq r_h^t \leq 1, \forall t \quad (36)$$

$$a^t, b^t, c^t, w^t, u^t, d^t, f^t \in \{0, 1\} \quad (37)$$

$$0 \leq e^t \leq 1 \quad (38)$$

$$P_b^{\max} \geq 0 \quad (39)$$

$$H_2 O \geq 0 \quad (40)$$

$$H_2^{\text{tot}} \geq 0 \quad (41)$$

$$O^{\text{tot}} = 8 \cdot H_2^{\text{tot}} \quad (42)$$

- (1) Maximiza el beneficio anual equivalente: venta de energía a la red menos compras, más ingresos por venta de H₂ y O y menos costo del agua, penalizado por el cargo de demanda $n\gamma\kappa P_b^{\max}$.
- (2) Balance nodal de potencia en cada periodo: fuentes (descarga batería, compra y PV) igualan sumideros (carga batería, venta, demanda industrial y electrolizador).
- (3) - (4) Límites de potencia de la batería: la tasa de carga se activa con w^t y la de descarga con $(1 - w^t)$, impidiendo cargar y descargar simultáneamente.
- (5)-(6) Acota compra y venta por la potencia contratada $P_{\text{máx}}$ mediante el binario u^t (compra) y su complemento (venta).
- (7) Define P_b^{\max} como cota superior del intercambio con la red en cada t (sirve para el cargo por demanda).
- (8) Ecuación del SoC en el primer periodo, con eficiencias de carga y descarga.
- (9) Dinámica del SoC para $t \geq 2$, acumulando carga y descarga con sus eficiencias.
- (10) Mantiene el SoC dentro de bandas operativas $[\beta_{\min} C, \beta_{\max} C]$.
- (11) Condiciones iniciales del electrolizador: arranca inactivo ($a^1 = 1$), sin producción ni espera, y $r_h^1 = 0$.
- (12) Exclusión mutua de estados del electrolizador: exactamente uno entre inactivo, producción o espera en cada periodo.
- (13)-(14) La fracción de carga r_h^t sólo es positiva en

- producción ($r_h^t \leq b^t$) y respeta una carga mínima p cuando $b^t = 1$.
- (15) Define la potencia efectiva en producción como la nominal multiplicada por la fracción r_h^t .
- (16) Consumo total del electrolizador: suma de consumo en producción (activado por b^t) y consumos en espera/inactivo según el estado.
- (17) Límite de capacidad eléctrica del electrolizador.
- (18) Conversión de potencia efectiva a producción de H_2 (kg), activada por b^t mediante el término b^t .
- (19)-(20) Refuerzos “anti-fuga”: fuerzan $P_{E,prod}^t = 0$ y $H_2^t = 0$ cuando $b^t = 0$ para evitar residuos numéricos.
- (21)-(22) Acumula la producción total de H_2 y la acota por una capacidad exógena máxima.
- (23) Relaciona el consumo de agua con la producción total de H_2 vía el coeficiente específico.
- (24) Prohíbe transiciones directas Inactivo↔Espera en pasos consecutivos.
- (25) Define arranques desde inactivo ($d^t = b^t a^{t-1}$) y limita su número total por día/periodo de referencia.
- (26) Linealización estándar de $d^t = b^t a^{t-1}$ mediante desigualdades tipo big- M (con $M = 1$).
- (27) Acople bilineal $e^t = r_h^t d^t$ que mide el “esfuerzo” al transitar a producción con cierta carga (puede reemplazarse por McCormick si se requiere MILP).
- (28) Linealización de $f^t = b^t c^{t-1}$ (arranques desde espera) con desigualdades tipo big- M .
- (29) Contabiliza el costo variable en producción (energía eléctrica y agua) proporcional a $r_h^t b^t$.
- (30)-(31) Contabiliza los costos por consumos en espera e inactivo, ponderados por el precio de la energía.
- (32)-(33) Costos de transición inactivo→producción y espera→producción, proporcionales a tiempos de transición y potencia equivalente.
- (34)-(41) Dominios de variables: no negatividad, binariedad y cotas de fracciones, además de no negatividad de agregados ($P_b^{max}, H_{2O}, H_2^{tot}$).
- (42) Indica la relación estequiométrica entre producción total de oxígeno y de hidrógeno.

D. Caso de estudio

El modelo MILP desarrollado se aplica al análisis de una industria colombiana que opera bajo un esquema de autogeneración de energía, utilizando como base la radiación solar disponible en la ciudad de Barranquilla y precios spot de la electricidad consistentes con las tarifas nacionales. El sistema considera un parque fotovoltaico con una capacidad máxima de

220 kW, acoplado a una demanda industrial con un consumo pico de 110 kW y un contrato de potencia equivalente a este valor. Para gestionar la variabilidad de la generación, la industria dispone de una batería de ion-litio de 355 kWh, con eficiencias de carga y descarga del 95 % y 92 % respectivamente, y con un estado inicial del 50 % de su capacidad. El electrolizador instalado tiene una capacidad de 90 kW, con consumos diferenciados en producción, espera e inactividad, y es capaz de generar oxígeno como subproducto. Todo el sistema se simula en un horizonte temporal de 48 horas, el cual posteriormente se extrapola a 8,760 horas anuales con el fin de calcular los indicadores de rentabilidad, tal como se evidencia en la función objetivo del modelo MILP en la ecuación 1.

III. RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados del sistema considerando dos escenarios de análisis: en el Caso 1 se evalúa la venta exclusiva de hidrógeno verde como producto principal del electrolizador, mientras que en el Caso 2 se incorpora adicionalmente la comercialización del oxígeno generado en el proceso de electrólisis. En la Figura 2 se observa que, en el primer caso, el electrolizador opera de manera cíclica durante las 48 horas de simulación, con una mayor actividad en los periodos de alta irradiación solar, lo que evidencia la dependencia directa de la operación respecto a la disponibilidad de recursos renovables. En contraste, la Figura 3 muestra que, en el segundo caso, los ingresos adicionales derivados de la venta de oxígeno hacen más atractivo mantener el equipo en estado de producción, lo que conduce a una operación más intensiva del electrolizador, un mayor aprovechamiento de la generación renovable y una utilización más eficiente del sistema en su conjunto.

Por otro lado, para determinar el punto de equilibrio en el que la comercialización de hidrógeno verde y oxígeno resulta rentable, se consideraron cinco valores de CAPEX asociados al electrolizador, en el rango de 400 \$/kW hasta 800 \$/kW, con incrementos de 100 \$/kW.

En el Caso 1, los indicadores financieros muestran que la rentabilidad se alcanza cuando el precio del hidrógeno verde llega a \$9.5/kg para el CAPEX más bajo (400 \$/kW). A partir de este valor, el VPN se torna positivo, alcanzando un valor de 10 677.36 USD; la TIR supera la tasa de descuento del 7.5 % (Figura 4) con un valor cercano al 12 %; la relación B/C es mayor a 1, con un valor de 2.2; y el periodo de recuperación de la inversión (PBT) se reduce a un nivel aceptable (Figura 5), aproximadamente 7 años.

En el Caso 2, los ingresos adicionales derivados de la comercialización del oxígeno permiten que los indicadores sean rentables a un precio significativamente menor de \$5.5/kg para el CAPEX más bajo (400 \$/kW). Esto representa una reducción sustancial en la barrera de rentabilidad y resalta el papel del oxígeno como subproducto estratégico para mejorar la competitividad del proyecto (Figura 6 y Figura 7).

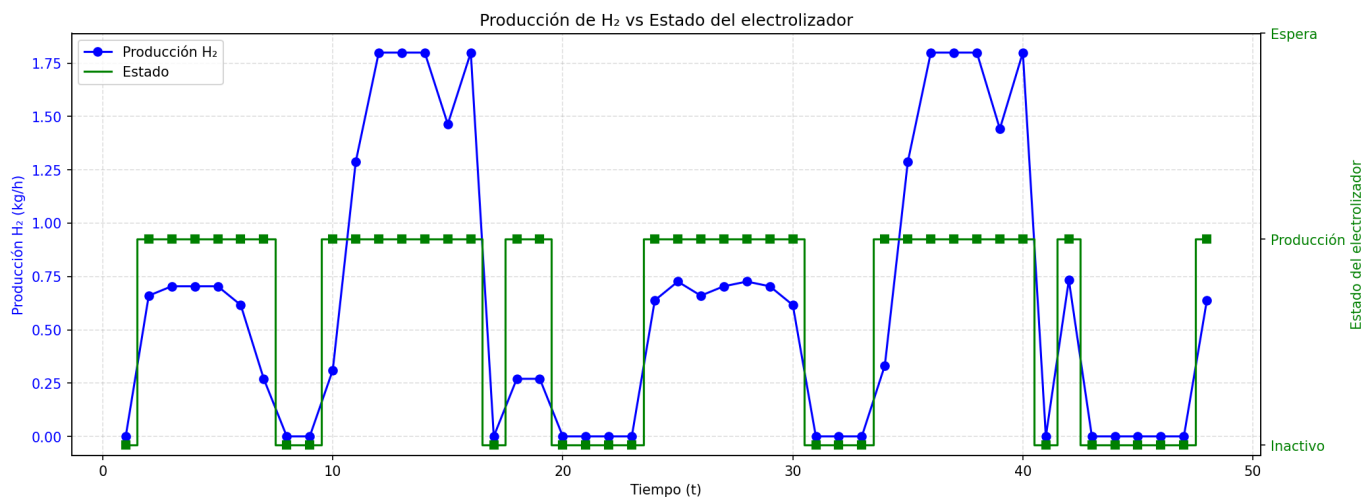


Figura 2. Resultados técnicos para el Caso 1 (venta de H_2 sin oxígeno, $P_{H_2} = 9,5 \text{ \$/kg}$).

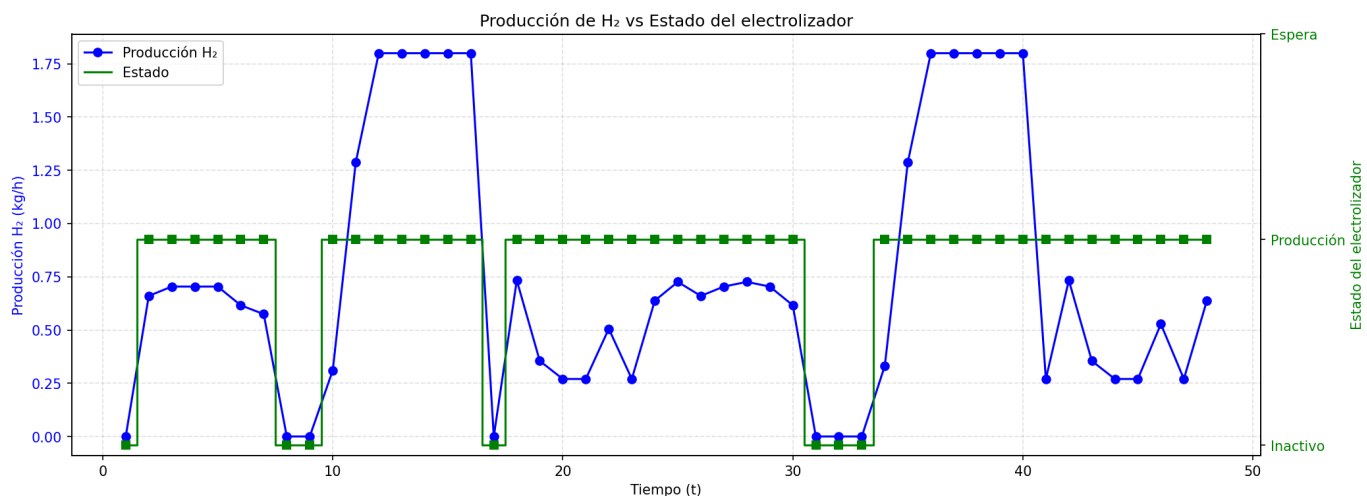


Figura 3. Resultados técnicos para el Caso 2 (venta de H_2 con oxígeno, $P_{H_2} = 5,5 \text{ \$/kg}$).

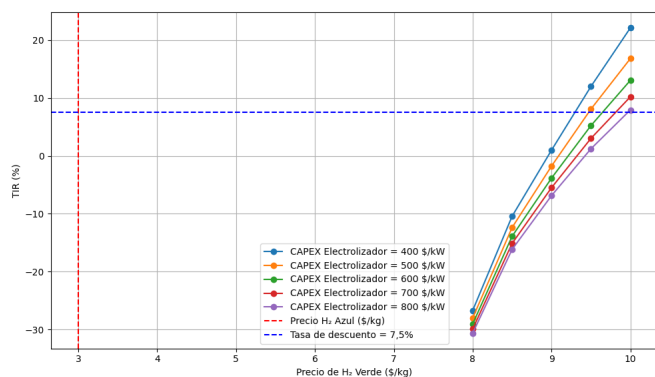


Figura 4. Tasa Interna de Retorno (TIR) en función del precio de H_2 para el Caso 1.

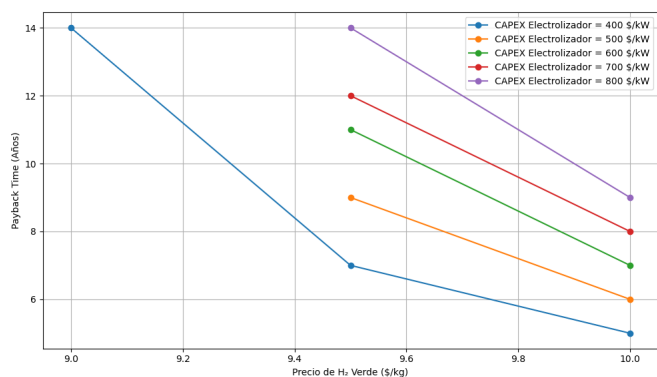


Figura 5. Tiempo de recuperación (PBT) en función del precio de H_2 para el Caso 1.

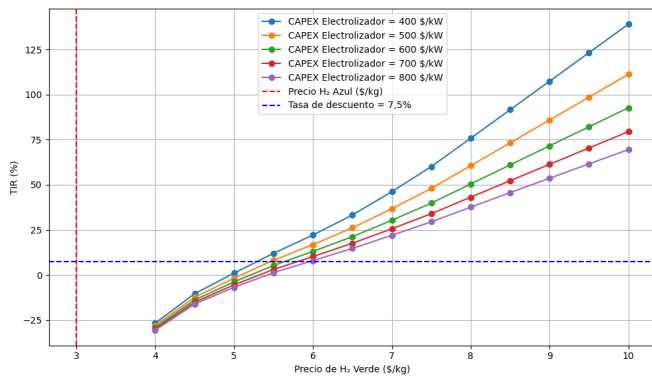


Figura 6. Tasa Interna de Retorno (TIR) en función del precio de H_2 para el Caso 2.

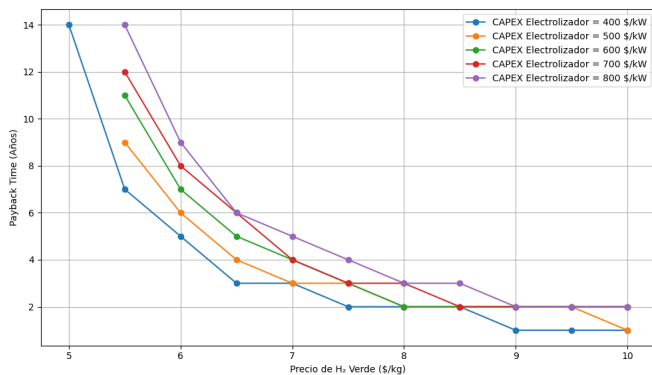


Figura 7. Tiempo de recuperación (PBT) en función del precio de H_2 para el Caso 2.

IV. CONCLUSIONES

El modelo de Programación Lineal Entera Mixta (MILP) desarrollado demuestra que la integración de autogeneración solar, almacenamiento en baterías e hidrógeno por electrólisis puede ser una alternativa económicamente viable para la industria colombiana bajo los supuestos analizados. En el Caso 1, la rentabilidad se alcanza a partir de precios de hidrógeno de \$9.5/kg, mientras que en el Caso 2 la valorización del oxígeno permite reducir ese umbral a \$5.5/kg, incrementando de forma sustancial la competitividad del sistema y ubicándolo dentro de un rango comparable con los costos de referencia observados en los mercados nacional e internacional.

Estos resultados confirman explícitamente las hipótesis planteadas en el estudio. En primer lugar, la incorporación de generación solar y baterías, junto con los costos evitados por autogeneración, produce un apalancamiento operativo y financiero que incrementa la rentabilidad del esquema. En segundo lugar, la diversificación de ingresos derivada de la comercialización del oxígeno como subproducto reduce de manera significativa la barrera económica de entrada del hidrógeno verde, reforzando su atractivo para decisiones de inversión industrial en el contexto colombiano y proyectándolo como un vector energético competitivo frente a otras alternativas.

A partir de estos hallazgos, se concluye que el hidrógeno verde puede consolidarse como una opción estratégica para la

industria nacional si se implementan modelos de negocio que aprovechen tanto la autogeneración solar como la valorización de subproductos. Como recomendación, futuros trabajos deberían ampliar el horizonte temporal de análisis hacia periodos de un año o más y considerar la variabilidad estocástica de precios de energía y recursos renovables, con el fin de capturar con mayor precisión la incertidumbre operativa y económica del sistema, fortaleciendo así la toma de decisiones para proyectos de inversión en hidrógeno verde en Colombia.

V. ANEXOS

Los códigos desarrollados para el proyecto se encuentran en el repositorio:

A. J. Salas Durán, “Investigación Hidrógeno Verde”, GitHub. Disponible en: <https://github.com/Alfsd/Investigaci-n-Hidr-eno-Verde.git>. Accedido el 8 de septiembre de 2025.

En este repositorio se incluyen los archivos *C1_Despacho_industrial.ipynb*, que contiene el modelo MILP aplicado al escenario de solo venta de hidrógeno verde, y *C2_Industria_despacho.ipynb*, que desarrolla el modelo MILP considerando además la valorización y venta de oxígeno.

REFERENCIAS

- [1] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511-536, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.
- [2] G. Matute, J. M. Yusta, and J. Beyza, Multi-state techno-economic model for optimal dispatch of grid connected hydrogen electrolysis systems operating under dynamic conditions, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 1, pp. 1449-1460, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.10.019.
- [3] A. Martinez Alonso, G. Matute, J. M. Yusta, and T. Coosemans, Multi-state optimal power dispatch model for power-to-power systems in off-grid hybrid energy systems: A case study in Spain, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.06.019.
- [4] P. M. De Oliveira-De Jesus and J. M. Yusta, Optimal Power Dispatch for Maximum Energy Community Welfare by Considering Closed Distribution Systems and Renewable Sources *Energies*, vol. 17, no. 4707, 2024, doi: 10.3390/en17184707.
- [5] S. C. Sanabria Orjuela, Modelo de despacho de potencia óptimo para la integración de energías renovables con sistemas de almacenamiento mediante la producción de hidrógeno y metano en el marco de la tecnología PowerToGas, Proyecto de grado, Universidad de los Andes, Colombia, 2023.
- [6] J. J. Patiño, C. Velásquez, E. Ramírez, R. Betancur, J. F. Montoya, E. Chica, P. Romero-Gómez, A. M. Kannan, D. Ramírez, P. Eusse, *et al.*, “Renewable Energy Sources for Green Hydrogen Generation in Colombia and Applicable Case of Studies,” *Energies*, vol. 16, no. 23, art. 7809, 2023, doi: 10.3390/en16237809.
- [7] NewClimate Institute, *The landscape of green hydrogen in Colombia*, 2023. [En línea]. Disponible en: https://newclimate.org/sites/default/files/2023-11/The%20landscape%20of%20green%20hydrogen%20in%20Colombia_nov2023.pdf.
- [8] A. J. Salas Durán, “Viabilidad de la incorporación de venta de hidrógeno verde y oxígeno en industrias con energía solar y almacenamiento,” Tesis de pregrado, Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://hdl.handle.net/1992/75780>