

Análisis y validación operativa de un sistema híbrido fotovoltaico–hidrógeno–baterías mediante TRNSYS en el sur del Perú.

Luis Angel Chire Iquiapaza, *Alumno, UNILA*, Gustavo A. Ronceros Rivas, *Profesor, UNILA*

Abstract—El Sur del territorio peruano posee uno de los mejores potenciales solares de América Latina, sin embargo, la limitada capacidad de almacenamiento energético incrementa la ocurrencia del “curtailment” y compromete la seguridad a la red eléctrica. Con el fin de evitar este problema, este estudio adoptó un sistema híbrido de almacenamiento basado en baterías e hidrógeno acoplado a generación fotovoltaica, el cual representa una planta piloto instalada en la ciudad de Itumbiara (Brasil). Este trabajo fue validado mediante la reproducción de este sistema en el Software TRNSYS 18, el cual mostró resultados favorables con errores inferiores al 2% para la producción de hidrógeno y por debajo del 3% en los principales componentes energéticos del sistema, lo que garantiza la confiabilidad de la simulación. Posteriormente, se analizó la flexibilidad operativa del sistema de Itumbiara bajo perfiles de demanda representativos de un consumo industrial combinado con iluminación pública, identificándose un rango operativo eficiente para cargas normalizadas de 1 p.u. entre 79 kW y 302 kW. Finalmente, se analizó la escalabilidad operativa en territorio peruano con una demanda base de 200 kW. Los resultados muestran niveles de autosuficiencia energética (SSR) entre 89.07–96.2% en escenarios de alta irradiación solar durante el verano y entre 60.8–68.9% en los escenarios de baja irradiación correspondiente a épocas de invierno. Cabe resaltar que la ciudad de Moquegua presentó el mayor potencial, mientras que la ciudad de Puno destacó por su baja variabilidad estacional. En conjunto, los resultados demuestran que el sur del Perú ofrece condiciones favorables para la implementación de sistemas FV–H₂, aportando una alternativa robusta para la mitigación del curtailment y facilitando la transición energética del país. La principal contribución del estudio radica en la evaluación integrada de validación, flexibilidad y escalabilidad en un modelo híbrido transferido a un contexto de alto recurso solar.

Palabras Clave: Hidrógeno verde, TRNSYS, transición energética, almacenamiento híbrido, sistemas híbridos PV–H₂–baterías.

NOMENCLATURA

Abreviatura	Significado
GIH	Irradiación global horizontal
PV	Módulo fotovoltaico
PtP	Power to Power
PEMFC	Celda de combustible de membrana de intercambio de protones
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TRNSYS	Transient System Simulation Program
Type	Componente de simulación utilizado en TRNSYS
Msnm	Metros sobre el nivel del mar
MPPT	Seguimiento del punto de máxima potencia
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
G	Irradiación incidente
SOC	Estado de carga
SSR	Self-Sufficiency Ratio
ICEX	Instituto Español de Comercio Exterior
IEA	Agencia Internacional de Energía
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, tanto el calentamiento global como la crisis climática representan una preocupación de alcance mundial, generados principalmente por la quema indiscriminada de combustibles fósiles, tales como el petróleo, el carbón y el gas natural, cuyo uso representa aproximadamente el 90% de las emisiones globales de carbono provenientes de su extracción, procesamiento y combustión (IISD, 2024).

Por consiguiente, para disminuir los daños climáticos y garantizar un futuro sostenible, es fundamental realizar una transición energética global y limpia desde los combustibles fósiles hacia las energías renovables, con el objetivo de alcanzar emisiones netas de carbono cero para mediados del siglo XXI. Esta transición constituye una medida clave para mitigar el cambio climático y asegurar la sostenibilidad ambiental (KIM; PARK, 2023; ONU, 2015).

En este escenario, la energía solar emerge con gran potencial para la descarbonización de matrices energéticas. Aunque su contribución a la generación mundial de energía aún es pequeña, alcanzando solo el 3,6%, ha logrado posicionarse como una de las tecnologías renovables más prometedoras y relevantes, representando aproximadamente el 31% de la capacidad total de energía renovable instalada en 2022. Por lo tanto, es posible afirmar que la energía solar es la segunda tecnología renovable más implementada a nivel mundial, siendo superada solamente por la energía hidroeléctrica, que cuenta con 1.392 GW (IRENA, 2023).

Precisamente, entre las tecnologías solares que impulsan este crecimiento, la energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una solución estratégica. De acuerdo con MARINOSKI et al. (2004), el uso de esta tecnología se posicionó como una

de las soluciones sostenibles viables para la generación de energía eléctrica, ya que se basa en una fuente abundante y bajo impacto respecto a emisiones de carbono, lo que trae beneficios ambientales, mejorando la eficiencia dentro de la matriz energética de una determinada región o país. Sin embargo, estos beneficios deben considerarse junto con los desafíos técnicos asociados a su integración masiva, por lo que la implementación de fuentes de energía renovable con producción intermitente, como la solar y la eólica, representan un grande desafío para su incorporación masiva en el Sistema Eléctrico Nacional de cada país.

Esta problemática asociada a la inestabilidad, derivada directamente de la intermitencia, ha sido objeto de diversos estudios para la comprensión de sus efectos a diferentes escalas temporales. Es por eso que, ACKERMANN (2005) muestra que esta inestabilidad trae consigo efectos que pueden dividirse en dos niveles: el corto plazo, donde es necesario ajustar la producción para mantener la estabilidad operativa en intervalos de minutos a horas, y en el largo plazo, donde se debe garantizar que haya suficiente generación disponible en momentos de alta demanda. Esto significa que la integración de energías renovables a la red eléctrica trae consigo diversos desafíos que tienen que ser superados. Otro desafío asociado al uso masivo de energías renovables consiste en el “*curtailment*”, ocurre principalmente como consecuencia de limitaciones en la red de distribución y transmisión, tales como la falta de acceso a la capacidad de transporte eléctrico o el congestionamiento de la red. Asimismo, constituye una medida preventiva destinada a garantizar la estabilidad del sistema cuando existe un alto riesgo asociado a la elevada generación proveniente de una fuente específica. Este fenómeno reduce los beneficios ambientales de las energías renovables y, al mismo tiempo, incrementa sus costos (JACOBSEN; SCHRÖDER, 2012).

Una de las alternativas más prometedoras para reducir el *curtailment*, está en el uso de dispositivos de almacenamiento de energía, debido a que se encargan de compensar los niveles de intermitencia, además que pueden llevar al uso más eficiente de las fuentes renovables, evitando la interrupción de generación de energía en sistemas intermitentes. (DENHOLM et al., 2010). Existen distintos métodos para almacenar energía, entre los cuales se pueden clasificar en mecánicas, electroquímicas, químicas, eléctricas y térmicas (LUO et al., 2015). Dentro de estas opciones, las baterías resaltan por su alta eficiencia y rápida respuesta, características que las hacen ideales para aplicaciones que requieren almacenamiento de energía compacta y de corto plazo. (HESSE, 2017). Como complemento, el hidrógeno se configura como solución tecnológicamente viable para aplicaciones que exigen almacenamiento masivo y de larga duración. Esta tecnología viene ganando relevancia como alternativa sustentable en escenarios impulsados por energías renovables, producto de su capacidad para almacenar energía durante largos períodos de tiempo y su elevada densidad energética (DUTTA, 2014).

Desde el contexto internacional, diversos países han comenzado a implementar el hidrógeno verde como parte de sus estrategias energéticas, respaldados por fuertes inversiones económicas. Alemania, por ejemplo, ha destinado 900 millones de euros al programa comercial H2Global, con el objetivo de

alcanzar 10 GW de capacidad de electrólisis para 2030 (DOUCET, 2024). Estados Unidos y China tienen ventaja para liderar el mercado del hidrógeno verde, esto debido a sus extensos recursos y capacidades industriales. Su avance impactará sectores estratégicos como la fabricación de amoníaco, metanol y acero, generando repercusiones geopolíticas importantes (EICKE et al., 2022). Australia, por otro lado, ha destinado un fondo de 2.000 millones de dólares australianos específicamente para impulsar la producción de hidrógeno mediante energías renovables (MAJEWSKI et al., 2023). India, mediante su Misión Nacional de Hidrógeno Verde, se ha propuesto alcanzar una producción anual de 2,2 millones de toneladas para 2030, meta que demandará inversiones cercanas a los 65.000 millones de dólares (BISWAS et al., 2024).

En un escenario como América Latina, la región posee una importante relevancia para el desarrollo tecnológico en la producción de hidrógeno con emisiones de bajo carbono, debido a que puede competir con grandes volúmenes de hidrógeno para exportación a los mercados globales en un largo plazo (IEA, 2022). Brasil, por ejemplo, ha explorado aplicaciones más amplias, especialmente en el aprovechamiento de materias primas renovables para la producción de hidrógeno (SOLOMON, 2006). Mientras que Colombia ha centrado sus esfuerzos en descarbonizar el sector del transporte mediante el uso de hidrógeno verde (ERAZO et al., 2022). En el caso de Chile, el país se ha posicionado como uno de los líderes regionales al contar con una Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde desde 2020, que busca aprovechar su extraordinario potencial solar en el desierto de Atacama y eólico en la Patagonia para producir hidrógeno a costos competitivos a nivel mundial, con una clara vocación exportadora hacia los mercados asiáticos y europeos. Respecto a Perú, un estudio de mercado de hidrógeno dado por ICEX (2025) afirma que este país cuenta con un gran potencial de producción de hidrógeno verde, esto se debe a que posee regiones con alta irradiación solar como Arequipa, Moquegua, Tacna y Puno. Además, que también posee un elevado potencial eólico en departamentos como Piura, Ica y Arequipa, que registran velocidades de viento que permiten factores de planta superiores al 30%, lo que colocaría a Perú como un país altamente competitivo dentro del mercado de hidrógeno.

Desde el punto de vista de la matriz energética, el Perú mantiene una alta dependencia de fuentes fósiles. Según el Balance Nacional de Energía 2023, publicado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), el consumo total de energía del país fue de 922 PJ, donde los derivados del petróleo y líquidos de gas natural representan aproximadamente el 74% del consumo energético nacional. El gas natural contribuye con cerca del 30%, consolidándose como la segunda fuente energética más relevante del país. En contraste, las fuentes renovables no convencionales aportan alrededor del 11%, mientras que las hidroeléctricas representan aproximadamente el 12%, y el carbón mantiene una participación reducida cercana al 2%. Esta composición evidencia que, pese a la disponibilidad de recursos renovables, la matriz energética peruana continúa dominada por fuentes convencionales, lo que refuerza la necesidad de incorporar vectores energéticos limpios, como el hidrógeno, para avanzar hacia un sistema energético más sostenible y diversificado (MINEM, 2023).

Como respuesta a este desafío energético, el Perú ha comenzado a promover el desarrollo del hidrógeno verde mediante la formulación de iniciativas y proyectos orientados a su producción y aprovechamiento. Entre las más recientes, destaca la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental de un megaproyecto de producción de hidrógeno verde y amoníaco en la región Arequipa, con una inversión estimada superior a los USD 11.000 millones, considerado uno de los proyectos más ambiciosos de América Latina en esta área (TANK TERMINALS, 2024). Asimismo, se han desarrollado proyectos piloto de producción de hidrógeno mediante electrólisis alimentada por energía solar en instituciones académicas, como la Universidad Nacional de Ingeniería, con el objetivo de evaluar la viabilidad técnica de esta tecnología en el contexto peruano. (UNI, 2024)

Bajo un enfoque técnico, la producción de hidrógeno se puede llevar a cabo de manera sostenible a través de la electrólisis del agua, utilizando fuentes de energía renovable como la energía eólica o energía solar fotovoltaica (ABDIN, 2020). Como siguiente etapa, el hidrógeno es almacenado y posteriormente transformado en electricidad mediante el proceso conocido como *Power-to-Power (PtP)* en el que se utilizan pilas de combustibles encargadas de convertir energía química (hidrógeno) en energía eléctrica y térmica. De acuerdo con ADLER; MARTINS (2023), el proceso *PtP*, en comparación con el uso de fuentes fósiles, no genera azufre, óxidos de nitrógeno, partículas de materia u otro tipo de contaminantes. Finalmente, DIAZ (2020) destacó que el hidrógeno ofrece ventajas adicionales en términos de flexibilidad y versatilidad cuando se compara con baterías. Según KWON et al. (2024), una solución para los inconvenientes de energías renovables, es la integración de diferentes tecnologías de almacenamiento de energía. En términos de una respuesta rápida y eficiente, el uso de baterías es el ideal para el almacenamiento de energía a corto plazo y un equilibrio en la red eléctrica; sin embargo, esta tecnología puede no ser rentable o técnicamente eficiente para almacenamiento a largo plazo. Para complementar esta desventaja, el uso de hidrógeno es una excelente opción para almacenamiento de energía a largo plazo, además de tener otras aplicaciones en procesos industriales y de transporte. Al combinar estas tecnologías, en las que se aprovechan las ventajas de cada sistema, se puede mejorar la flexibilidad, estabilidad y resiliencia de la red eléctrica. Este enfoque es muy importante dado el aumento de energías renovables, en donde equilibrar la oferta y la demanda se vuelve más complejo (AL-SHETWI, 2022).

Ante este escenario, el hidrógeno se consolida como un vector estratégico para la transición energética global. Una iniciativa pionera en Brasil es la planta piloto de producción de hidrógeno verde, inaugurada en 2021 y ubicada en la Usina Hidroeléctrica de Itumbiara, desarrollada por Furnas Centrais Elétricas S.A., empresa del grupo Eletrobras, en el marco de proyectos de investigación y desarrollo orientados a la integración de energías renovables. El sistema combina una planta fotovoltaica terrestre de 800 kWp con una estructura fotovoltaica flotante de 200 kWp. Para mitigar la intermitencia de la generación solar, el proyecto utiliza un sistema híbrido de almacenamiento que integra baterías de ion-litio y producción

de hidrógeno mediante electrólisis. La principal innovación consiste en el análisis de estrategias de almacenamiento y despacho de la energía generada, con el objetivo de atender la variabilidad de la demanda eléctrica y evaluar la inserción de energía en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

A partir de esta referencia tecnológica, surge la necesidad de evaluar su potencial de replicación en otros territorios con altos niveles de radiación solar. En el caso peruano, pese a encontrarse aún en una etapa incipiente en la adopción de tecnologías de hidrógeno verde, diversos estudios de mercado de ICEX (2025) y Según CACCIUTTOLO et al (2024) el GHI reportado para la costa sur (16° – 18° S) alcanza entre 6,0 y 6,5 kWh/m², mientras que zonas de la costa norte y la sierra por encima de 2.500 msnm también presentan valores entre 5,5 y 6,0 kWh/m². Estos niveles sugieren condiciones favorables para la implementación eficiente de sistemas de electrólisis acoplados a generación fotovoltaica. Por su parte, la eficiencia de un sistema híbrido de este tipo depende, además, de su capacidad para responder a diferentes perfiles de demanda eléctrica. En la literatura, estos perfiles se clasifican en residenciales, comerciales, industriales y de alumbrado público (FAHAD et al., 2021), cada uno con patrones característicos. En este trabajo, se consideran perfiles representativos del sector industrial y de iluminación pública debido a su relevancia operativa y a su uso posterior en las simulaciones en TRNSYS. Estos perfiles fueron seleccionados con el objetivo de aprovechar la energía generada por los sistemas fotovoltaicos, considerando que el consumo de estas cargas se encuentra dentro de los periodos de generación solar y de operación del sistema de iluminación, permitiendo además evaluar la capacidad de almacenamiento energético del sistema.

Finalmente, la simulación del sistema propuesto se implementó en TRNSYS 18 con el objetivo de validar el modelo basado en la planta de Itumbiara y evaluar su escalabilidad en el territorio peruano, con énfasis en las ciudades de Arequipa, Moquegua, Tacna y Puno bajo criterios de potencial solar y comportamiento de carga.

2. METODOLOGÍA

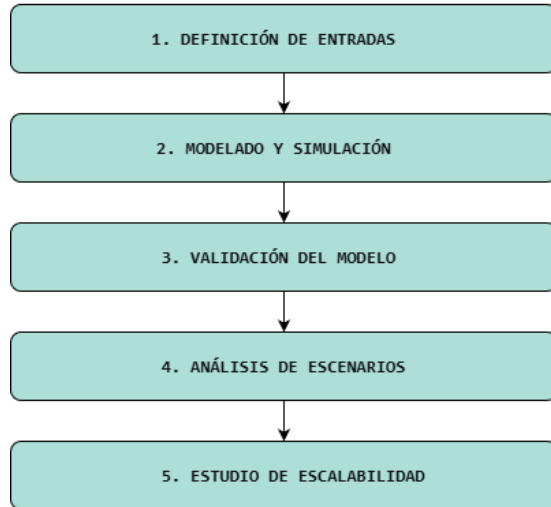
Este trabajo se encuadra en una investigación aplicada, dando un enfoque cuantitativo basado en una estrategia de la simulación computacional. Para lograr esto, se definieron los siguientes pasos presentados en la Figura 1.

2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA HÍBRIDO PROPUESTO EN TRNSYS

En este estudio, se empleó el software TRNSYS 18 para el modelado del sistema ubicado en Itumbiara. Como mostrado por Souza Filho et al. (2023), la configuración implementada se compone de los siguientes componentes : una planta fotovoltaica representada por el Type 103, con una capacidad instalada de 800 kWp; un controlador de energía (Type 1752); convertidores (Type 175); cuatro electrolizadores alcalinos (Type 160), con una potencia total de 270 kW; un tanque de almacenamiento de hidrógeno (Type 164) con una capacidad de 900 Nm³; un conjunto de tres celdas de combustible PEMFC

(Type 170), con potencia nominal total de 300 kW; un controlador de baterías (Type 48); un banco de baterías de plomo-ácido (Type 47) con capacidad de 600 kWh; y, finalmente, el perfil de demanda de energía representado mediante el Type 14h. Cabe señalar que, en este modelo, se optó por la tecnología de baterías de plomo-ácido, dado que las baterías de litio aún no cuentan con un desarrollo completamente consolidado en el Software. La Figura 2 presenta la disposición del sistema en el entorno de simulación TRNSYS 18.

Figura 1. Diagrama de Flujo para la metodología adoptada.



Fuente. Autoría propia, 2025.

2.2 MODELO TEÓRICO

En esta sección van a ser explicadas las relaciones teóricas y los parámetros técnicos relacionados con los componentes del sistema basados en el Manual Matemáticos de TRNSYS 18.

DATOS METEOROLÓGICOS

Este componente desarrollado por TRNSYS tiene la función de leer datos meteorológicos de archivos en formato “.epw”. Los datos utilizados fueron obtenidos del software Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), abarcando el período desde 2005 hasta 2023. Para la localización de las ciudades bajo estudio, se emplearon valores específicos de longitud y latitud. En la tabla 2 están mostrados los valores de latitud y longitud de las localidades de la simulación.

Tabla 2. Valores de Latitud y Longitud de las ciudades del territorio peruano.

País	Ciudad	Latitud (°)	Longitud (°)
Perú	Arequipa	-16,40	-71,54
Perú	Moquegua	-17,20	-70,94
Perú	Tacna	-18,06	-70,25
Perú	Puno	-15,84	-70,02
Brasil	Itumbiara	-18,42	-49,21

Fuente. Autoría propia, 2025.

PANELES PV (Type 103)

Los paneles fotovoltaicos captan radiación solar para convertirla en energía eléctrica (DC) y otra parte en calor. Según TRNSYS, el modelo más indicado para simular el performance de paneles monocristalinos y policristalinos es dado por el type 103. Este modelo implementa un circuito equivalente empírico de cuatro parámetros ($I_{L,ref}$, $I_{o,ref}$, γ y R_s) para predecir las características de corriente y tensión de un módulo fotovoltaico. El circuito comprende una fuente de corriente dependiente de la radiación solar, un diodo con características dependientes de la temperatura, y una resistencia. A partir de los datos típicos del fabricante, el modelo calcula automáticamente sus parámetros internos y extrapola el rendimiento de un solo módulo para simular un array completo. El componente Type103 opera en dos modos de configuración: en el Modo 0 (sin MPPT), el arreglo fotovoltaico se encuentra acoplado directamente a la carga o batería, requiriendo que la tensión de operación común sea especificada como entrada al modelo; mientras que en el Modo 1 (con MPPT), se simula la presencia de un seguidor del punto de máxima potencia, lo que permite el desacoplamiento entre la tensión del arreglo y la de la carga, eliminando así la necesidad de definir la tensión de carga como parámetro de entrada. Las características de corriente-tensión (IV) de un panel fotovoltaico varían tanto con la irradiancia como con la temperatura.

La siguiente ecuación muestra la relación entre tensión-corriente, donde γ , R_s , q y k son constantes que representan el factor de idealidad del diodo, la resistencia en serie, la carga del electrón y la constante de Boltzmann respectivamente.

$$I = I_L - I_o \left(e^{\frac{q}{\gamma k T_c} (V + I R_s)} \right) \quad (3.1)$$

La corriente generada depende linealmente de la radiación incidente.

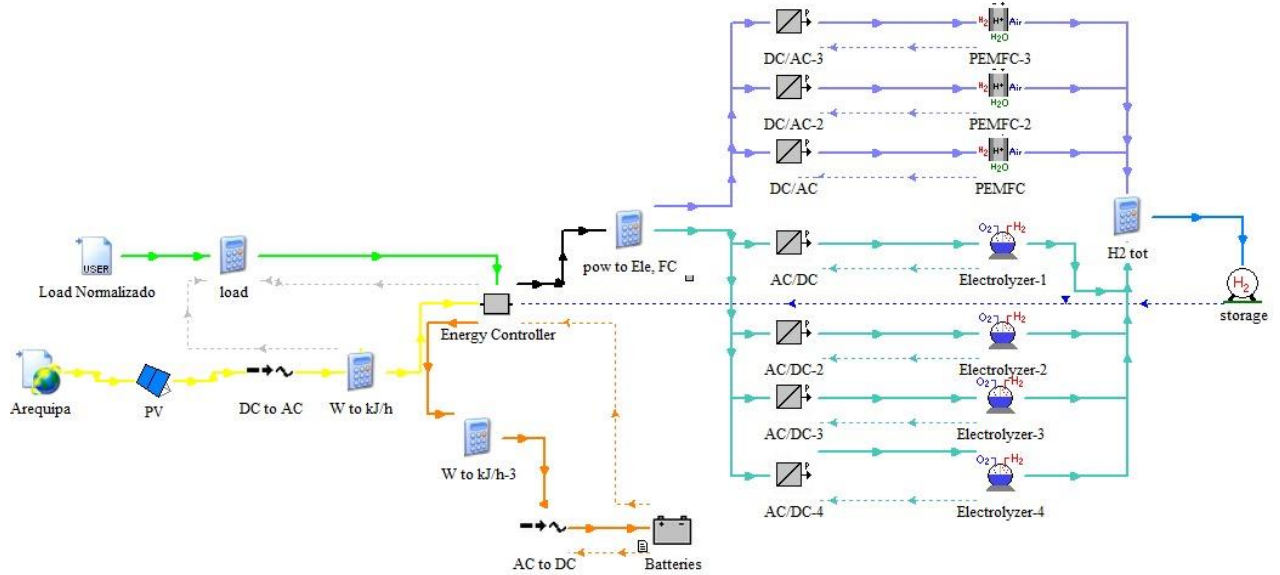
$$I_L = I_{L,ref} \frac{G_T}{G_{T,ref}} \quad (3.2)$$

La irradiancia de referencia (G_{ref}) se toma de un parámetro de Type 103, que casi siempre se define como 1000 W/m². Por otro lado, la corriente de saturación inversa del diodo (I_o), es una cantidad dependiente de la temperatura:

$$\frac{I_o}{I_{o,ref}} = \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3 \quad (3.3)$$











Adicionalmente, una rutina de búsqueda iterativa encuentra la corriente (I_{mp}) y el voltaje (V_{mp}) en el punto de máxima potencia a lo largo de la curva IV como descrito en el Manual de TRNSYS 18. A Continuación en la tabla 3 son mostrados los parámetros de este type.

Figura2. Sistema Híbrido Modelado en TRNSYS 18.



Fuente. Autoría propia, 2025.

Tabla 1. Descripción de los componentes del sistema híbrido.

Figura	Type	Función	Especificaciones
 Local	Type 15-3	Entregar datos meteorológicos (radiación, humedad, velocidad de viento, etc.)	-
 PV	Type-103	Es un modelo de panel fotovoltaico.	800 kW
 DC to AC	Type-48a	Su función es convertir la energía de DC/AC o viceversa.	-
 Calculadora	-	Realizar cálculos matemáticos con variables de entrada.	-
 Energy Controller.	Type-1752	Encargado de controlar los flujos de energía para los componentes.	-
 Baterías	Type-47	Modela un banco de baterías o sistema de almacenamiento de energía electroquímico	600 kWh
 AC/DC.	Type-175	Unidad de Acondicionamiento de Potencia que funciona específicamente como un rectificador o inversor.	-
 Electrolyzer	Type-160	Representa un electrolizador alcalino encargado de producir hidrógeno ($E \rightarrow H_2$)	270 kW (4 x 67,5 kW)
 PEMFC.	Type-170	Representa una pila de combustible de membrana de intercambio de protones ($H_2 \rightarrow E$)	300 kW (3 x 100 kW)
 Storage.	Type-164	Representa un tanque de almacenamiento de hidrógeno.	900 N^3

Fuente. Autoría propia, 2025

Tabla 3. Parámetros técnicos de la planta fotovoltaica.

Planta Fotovoltaica	
Potencia (kW)	800
Corriente de cortocircuito del módulo en STC (A)	10,8
Voltaje de circuito abierto del módulo en STC (V)	49,7
Voltaje del módulo en MPPT en STC (V)	40,5
Corriente del módulo en MPPT en STC (A)	9,64
Número de módulos en serie	17
Número de módulos en paralelo	120
Área del módulo (m ²)	2,01

Fuente. Autoría propia, 2025.

Estos parámetros fueron seleccionados de los paneles comerciales de la marca “TALL MAX” con su modelo FRAMED 144 LAYOUT MODULE, el cual posee paneles que trabajan entre 380-410W. En este caso fue usado el panel que trabaja con 390W.

CONTROLADOR DE FLUJO DE ENERGÍA (Type 1752)

Este componente es el encargado de distribuir los flujos de energía del sistema propuesto, a continuación, están los principales flujos utilizados: paneles PV, carga de la ciudad, electrolizador, pila de combustible y el conjunto de baterías. Cabe resaltar que este type fue creado usando el “memorial técnico de Itumbiara”, debido a que el sistema de Itumbiara tiene un sistema de control diferente al que se encuentra en el software. El sistema gestiona los excedentes de la planta fotovoltaica mediante un control jerárquico que prioriza el electrolizador, operando en un punto fijo de 270 kW. Los excedentes restantes se distribuyen primero a las baterías según su estado de carga y luego a la red cuando la capacidad de almacenamiento está en su límite, representando un sistema bidireccional. En caso de déficit energético, el sistema activa las baterías que proporcionan una respuesta rápida, mientras que las pilas PEMFC generan energía de manera sostenida utilizando hidrógeno almacenado.

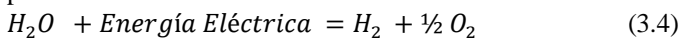
CONVERSOR CA/CC y CC/CA (Type 175)

Este componente corresponde a una unidad de acondicionamiento de energía encargado de convertir energía CC/CA o CA/CC, para este sistema se utilizaron 2 unidades, uno fue utilizado para enviar energía hacia el electrolizador CA/CC y otro para la pila de combustible CC/CA.

ELECTROLIZADOR (Type 160)

Este componente consta de un modelo matemático para un electrolizador alcalino de alta presión encargado de separar el agua en hidrógeno y oxígeno, el modelo está basado en relaciones empíricas electroquímicas basadas en termodinámica y transferencia de calor.

La relación estequiométrica del proceso de separación es dada por:



La cantidad de hidrógeno producido por el electrolizador es dado por:

$$\dot{n}_{H_2} = n_f N_{cells} \frac{I_{ely}}{nF} \quad (3.5)$$

Por otro lado, la cantidad de oxígeno producido es dada por una relación estequiométrica simple.

$$\dot{n}_{O_2} = 0,5 \dot{n}_{H_2} \quad (3.6)$$

Donde \dot{n}_{H_2} es la cantidad de moles de hidrógeno, \dot{n}_{O_2} es la cantidad de moles de oxígeno, n_f es la eficiencia de Faraday, N_{cells} es la cantidad de celdas en serie, I_{ely} es la corriente por celda (A), F constante de Faraday 96,485 C/mol y n que es el número de electrones por molécula de H_2 .

La eficiencia de Faraday es la relación entre el valor real y el teórico de la cantidad máxima de H_2 producida en el electrolizador y es representada por la siguiente ecuación.

$$n_f = \left(\frac{I_{density}^2}{I_{density}^2 + a_1} \right) a_2 \quad (3.7)$$

Donde $I_{density}$ es la densidad de corriente por cada celda (A), a_1 (250 mA.cm⁻¹), a_2 (0,96) representan constantes respectivas al electrolizador alcalino, pudiendo tener otros valores para otras tecnologías de electrolizadores. En la tabla 4 están los parámetros utilizados para este modelo.

Tabla 4. Parámetros técnicos de cada electrolizador.

Electrolizador	
Potencia Nominal (kW)	67,50
Número de celdas en serie	17
Número de stacks en paralelo	1
Voltaje Nominal de una pila	2,057
Producción de Hidrógeno (Nm ³ /h)	13,19

Fuente. Autoría propia, 2025.

Para caracterizar el electrolizador se buscó en la literatura características similares al conjunto de electrolizadores de Itumbiara. YANG et al (2024) en su trabajo analizó el performance de 4 tipos de electrolizadores utilizando Simulink, uno de ellos tiene la capacidad de generar 25 Nm³/h con una potencia nominal de 122,4 kW, posee una tensión por celda de 2,057 v con 35 celdas. Para este trabajo se adaptó ese electrolizador debido a que se necesitan 4 electrolizadores con 12,5 Nm³/h cada uno, es por ello que se modificó el número de celdas para llegar a ese límite estimado.

TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO (Type 164)

Es un modelo matemático que simula un tanque de almacenamiento de hidrógeno mediante las ecuaciones de estado del gas ideal y Van der Waals para gases reales. Para este trabajo se utilizó el modo 2 que corresponde a gases reales, por este motivo fueron consideradas las siguientes ecuaciones.

De acuerdo con la ecuación de Van der Waals la presión puede ser expresada.

$$p = \frac{nR T_{gas}}{V - n b} - a \frac{n^2}{V^2} \quad (3.8)$$

En donde p corresponde a la presión del gas, n el número de moles de hidrógeno, R la constante universal de los gases, T_{gas} la temperatura del gas, V el volumen del tanque de almacenamiento, a Comprende la fuerza de atracción intermolecular y b Está relacionado con el volumen ocupado por las moléculas del gas. La Tabla 5 presenta los parámetros de configuración del componente, los cuales se establecieron conforme a las especificaciones del memorial técnico de la planta.

Tabla 5. Parámetros del tanque de almacenamiento.

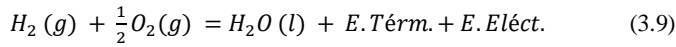
Tanque de Almacenamiento de H2	
Presión máxima (bar)	30
Volumen del tanque (m ³)	33,05
Peso molar del gas (g/mol)	2,016
Temperatura crítica del gas (°C)	-240
Presión crítica del gas (Mpa)	12,9

Fuente. Autoría propia, 2025.

PILA DE COMBUSTIBLE PEMFC (Type 170)

Este componente presenta un modelo matemático básico para una pila de combustible, se basa en modelos mecánicos y empíricos. La pila combustible es un dispositivo electromecánico que tiene como principio la conversión de energía química para energía eléctrica (CC) mediante el uso de un combustible y un oxidante, en este caso es usado hidrógeno y aire respectivamente.

La principal reacción dada en la PEMFC es mostrada a continuación.



El desempeño de la PEMFC es dado principalmente por la tensión de salida, este se define como una función del potencial termodinámico, la sobretensión de activación y la sobretensión óhmica y las pérdidas asociadas al transporte de masa de estos términos. En la siguiente expresión se muestra la tensión de una celda unitaria.

$$U_{cell} = E n_{act} n_{ohmic} \quad (3.10)$$

Donde, E representa el potencial termodinámico, n_{act} es la sobretensión de activación del ánodo y cátodo, finalmente n_{ohmic} representa la sobretensión óhmica dada por la pérdida por efecto Joule relacionadas con la conductividad en la membrana y las resistencias internas.

$$E = 1,23 - 0,00085(T_{stack} - 298) + 0,0000431T_{stack} \ln(p_{H_2} p_{O_2}^{0,5}) \quad (3.11)$$

$$n_{act} = -0,95 + 0,00234T_{stack} + 0,000192T_{stack} \ln(A_{PEM}) - 0,000192T_{stack} \ln(I_{FC}) + 0,000076T_{stack} \ln(C_{O_2}) \quad (3.12)$$

$$n_{ohmic} = \frac{-I_{FC} t_{PEM}}{A_{PEM} \exp\left(\frac{8}{3.6 \frac{T_{stack} - 353}{T_{stack}}}\right)} \left(1 + 1,64 \frac{I_{FC}}{A_{PEM}} + \gamma \left(\frac{I_{FC}}{A_{PEM}}\right)^3\right) \quad (3.13)$$

Según la Ley de Faraday el consumo de hidrógeno y oxígeno está relacionado proporcionalmente con el flujo de electrones

hacia los electrodos, por lo tanto, la tasa de consumo total de hidrógeno y oxígeno (aire) en una celda de combustible compuesta por múltiples celdas conectadas en serie puede expresarse como:

$$\dot{n}_{H_2,a,cons} = \frac{N_{cells} I_{FC}}{nF} \quad (3.14)$$

$$\dot{n}_{O_2,c,cons} = 0,5 \dot{n}_{H_2,acons} \quad (3.15)$$

$$\dot{n}_{air,cons} = 4,76 \dot{n}_{O_2,acons} \quad (3.16)$$

Donde, N_{cells} es la cantidad de celdas en serie que conforman la PEMFC, I_{FC} representa la corriente administrada por la pila de combustible (A), n es la cantidad de electrones intercambiados por molécula de hidrógeno y F es la constante de Faraday (96 485 C/mol). La configuración del componente queda definida por los parámetros que se especifican en la siguiente tabla.

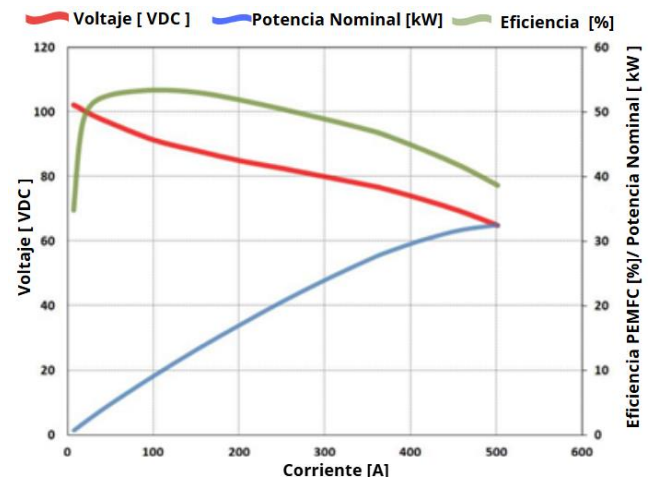
Tabla 6. Parámetros de una pila de combustible PEMFC.

Pila de Combustible	
Potencia Nominal (kW)	31
Número de módulos en serie	75
Número de módulos en paralelo	1
Consumo Nominal de Hidrógeno (Nm ³ /h)	17,85

Fuente. Autoría propia, 2025.

Para los parámetros de la pila de combustible, se implementó el módulo HyPM™ HD 30, el cual posee una potencia nominal de 31 kW DC. Respecto a este componente, se emplearon 12 módulos divididos en 3 racks de 100 kW neto con 4 módulos cada rack. Este módulo posee una curva de operación mostrada en la figura 3, por ello se modificaron parámetros como cantidad de celdas en serie, paralelo, área del electrodo y mínima tensión permisible de una celda. Esto con el fin de asemejarse al comportamiento visto en la curva de operación.

Figura 3. Curva de operación del módulo HyPM™ HD 30.



Fuente. Adaptado de HYDROGENICS, 2012.

CONTROLADOR DE CARGA/INVERSOR PV (Type 48)

Este componente integra en un solo modelo las dos funciones clave del acondicionamiento de potencia en sistemas de corriente continua, como los fotovoltaicos: el regulador y el inversor. El regulador gestiona de forma inteligente el flujo de energía CC, distribuyéndola hacia el banco de baterías (cuando existe almacenamiento) y hacia el inversor, controlando la carga y desviando el excedente cuando es necesario. Por su parte, el inversor se encarga de la conversión a corriente alterna para alimentar las cargas locales o inyectar energía a la red eléctrica.

El modelo es versátil y opera en cuatro modos: el Modo 0 (sistema sin batería), los Modos 1 y 2 (basados en la arquitectura de seguidor de máxima potencia en paralelo, optimizada para almacenamiento de energía e inyección a la red), y el Modo 3 (configuración de carga directa). Para este proyecto se implementó el Modo 0 para la generación fotovoltaica en conjunto con el modelo de paneles, y el Modo 1 para gestionar el almacenamiento de energía en las baterías.

BATERÍA

Para este trabajo fueron utilizadas baterías de plomo - ácido, representada por el type 47 cuya función es especificar el SOC (estado de carga) de la batería dadas los flujos de energía de entrada y salida. Para este modelo fue utilizado el “modo 2” dado por el algoritmo de Shepherd en el cual usa valores de tensión y corriente para determinar el SOC. Este type fue construido en paralelo con el type 48 inversor/rectificador por lo que tienen que trabajar en conjunto. A continuación, se muestran las relaciones matemáticas para la carga y descarga dadas por Shepherd.

Descarga:

$$V = V_{oc} - V_{zp} - g_c H + I r_{qc} \left(1 + \frac{m_c H}{Q_c - H}\right). \quad (3.17)$$

Carga:

$$V = V_{oc} + V_{zp} - g_c H + I r_{qc} \left(1 + \frac{m_c H}{Q_c - H}\right), \quad (3.18)$$

Donde V representa el voltaje terminal, V_{oc} el voltaje en circuito abierto dependiente del estado de carga, y V_{zp} el voltaje asociado a los fenómenos de polarización interna. El parámetro g_c modela la variación del voltaje con respecto a la carga transferida H , mientras que I corresponde a la corriente de operación y r_{qc} representa la resistencia interna efectiva. Asimismo, m_c es un coeficiente empírico que modela efectos dinámicos, y Q_c y Q_m corresponden a la capacidad disponible y a la capacidad nominal máxima de la batería, respectivamente.

Por otro lado, el voltaje de polarización y el voltaje en circuito abierto se definen mediante parámetros que permiten representar el comportamiento no lineal del sistema

$$V_{zp} = \frac{1}{k_{zp}} \ln\left(\frac{|I|}{I_{zp}}\right) + 1 \quad (3.19)$$

$$V_{oc} = \frac{1}{2} (e_{qd} + e_{qc}) \quad (3.20)$$

En este contexto, k_{zp} corresponde al coeficiente asociado a la polarización, mientras que I_{zp} representa la corriente característica vinculada a este fenómeno. Los coeficientes

empíricos e_{qd} y e_{qc} describen el comportamiento electroquímico durante los procesos de descarga y carga, respectivamente.

El componente fue configurado mediante los parámetros de la Tabla 7. Estos se definieron en función de la capacidad de almacenamiento requerida (600 kWh), para lo cual se utilizó como referencia la hoja técnica de la batería “Ecomtelco”, modelo '48V 200Ah VRLA' de ácido-plomo sellada para telecomunicaciones y respaldo energético (Statecon).

Tabla 7. Parámetros del conjunto de baterías.

Baterías	
Capacidad de almacenamiento (kWh)	600
Capacidad energética de la celda (Ah)	200
Celdas en paralelo	48
Celdas en serie	24
Voltaje máximo de carga por celda (V)	2,8

Fuente. Autoría propia, 2025.

2.3 CONDICIONES INICIALES DE LA SIMULACIÓN

Con el fin asegurar la coherencia y la reproducibilidad de todas las simulaciones realizadas, se definieron condiciones iniciales para el sistema modelado. El tanque de hidrógeno inició con un estado de carga (SOC) del 5% y para preservar la integridad del sistema, se estableció un límite mínimo de descarga del 5%. Por otro lado, el banco de baterías comenzó completamente descargado y su límite de descarga fue 1% de su capacidad de almacenamiento, lo que permitió evaluar con mayor claridad la respuesta del sistema ante variaciones en la generación y la demanda. Respecto a los intervalos de simulación, la validación se ejecutó con un intervalo temporal de 7,5 minutos, mientras que en los casos de análisis de cargas y escalabilidad se utilizó 15 segundos como paso temporal, debido a que se pueden obtener valores más realistas. Por otro lado, los inversores asociados a la planta fotovoltaica fueron modelados con una eficiencia del 95%.

Asimismo, tanto el electrolizador como la celda de combustible fueron configurados para operar en modo *stand-by* durante los periodos en los que no había suficiente energía disponible o cuando el sistema no requería que estos equipos estuvieran funcionando. De esta manera, el electrolizador mantiene un consumo mínimo de 4000 W, correspondiente a los requerimientos de control interno y a la conservación de su temperatura de operación. De manera similar, la PEMFC presenta un consumo de *stand-by* de 1000 W, necesario para mantener sus sistemas internos listos para una activación rápida cuando sea requerido. Estas configuraciones iniciales aportan uniformidad al análisis y fortalecen el rigor metodológico del estudio.

2.4 VALIDACIÓN DEL SISTEMA PROPUESTO

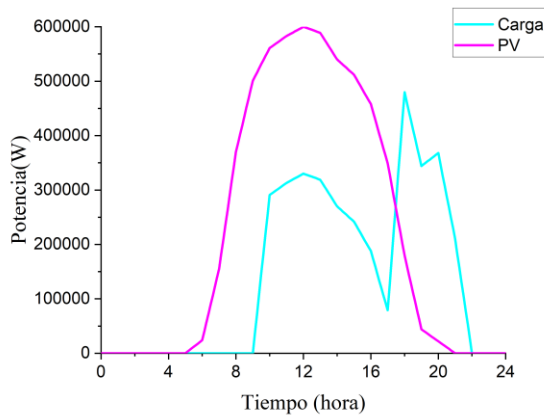
El objetivo de esta etapa es verificar si el modelo implementado en TRNSYS 18 logra representar fielmente el comportamiento del sistema instalado en Itumbiara (Brasil), garantizando la confiabilidad de los resultados para el posterior análisis de escalabilidad. Este primer paso se basó en una

comparación cuantitativa entre los resultados obtenidos del “memorial técnico” de un día de operación de la planta y los resultados obtenidos de la simulación realizada en TRNSYS. Este proceso se basó en el uso de parámetros de entrada de generación fotovoltaica y una carga propuesta por el memorial de la planta, dadas por la línea rosa y celeste respectivamente. Esto se muestra en la Figura 4, con la finalidad de evaluar el comportamiento de los demás componentes.

La comparación fue basada en la sumatoria de energía de cada componente, además se calculó el error porcentual de cada componente con la siguiente ecuación.

$$\text{error}(\%) = \frac{\text{Valor}_{real} - \text{Valor}_{TRNSYS}}{\text{Valor}_{real}} \quad (3.21)$$

Figura 4. Perfil de generación fotovoltaica y demanda de energía.



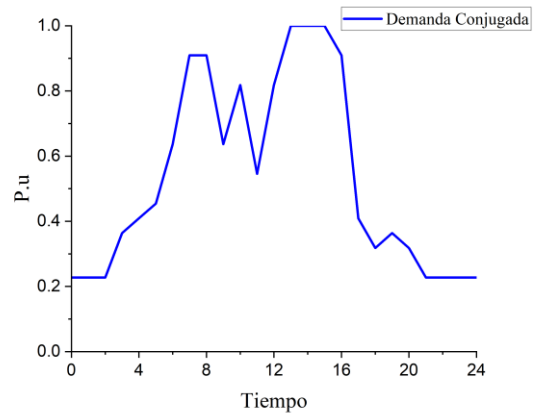
Fuente. Autoría Própria, 2025.

2.5 ANÁLISIS BAJO DIFERENTES NIVELES DE CARGA

Para esta etapa del proyecto se utilizó un perfil de carga conjugada de los sectores industrial y de iluminación pública, siguiendo la metodología propuesta por KAGAN, et al. (2008). Una vez normalizado este perfil (1 P.u), se creó 3 casos, carga máxima, carga media y carga mínima, estos valores corresponden a P.u igual a 480, 302 y 79 kW correspondientemente, estos valores fueron obtenidos considerando valores máximos, mínimos y medios de la demanda reportada en el memorial técnico, estos se muestran en la Figura 5. Adicionalmente en esta simulación se consideró la ciudad de Itumbiara, con el fin de entender el comportamiento de este sistema ante una operación normal de la planta.

Consecuentemente, se simularon dos días consecutivos correspondientes al 12 y 13 de marzo, con el objetivo de reducir los efectos transitorios asociados a la energía intercambiada con la red eléctrica. Con el fin de analizar el comportamiento de los principales componentes del sistema bajo condiciones representativas, los resultados presentados corresponden únicamente al segundo día de simulación (1704h-1728h).

Figura 5. Corresponde a la curva normalizada de carga de la ciudad.



Fuente. Autoría propia, 2025.

Se simularon dos días consecutivos, correspondientes al 12 y 13 de marzo, con el objetivo de reducir los efectos transitorios asociados a la energía intercambiada con la red eléctrica. Con el fin de analizar el comportamiento de los principales componentes del sistema bajo condiciones representativas, los resultados presentados corresponden únicamente al segundo día de simulación (1704h-1728h).

2.6 ANÁLISIS DE ESCALABILIDAD EN PERÚ

Se analizaron los valores de irradiación solar media mensual en ciudades representativas del Perú, tales como Arequipa, Moquegua, Tacna y Puno. Adicionalmente, Itumbiara fue incluida en la simulación con el fin de realizar una comparación, ya que permite evaluar el nivel de competitividad de las ciudades peruanas frente a una instalación operativa real. En la Tabla 8 se presentan los valores medios anuales de irradiación, así como los máximos y mínimos registrados para cada región correspondientes al año 2005.

A partir de estos datos, se definieron escenarios representativos de máxima y mínima disponibilidad solar, considerando los periodos de mayor irradiación durante el verano y de menor irradiación durante el invierno. Para ello, se simuló una semana típica correspondiente a cada mes indicado en la Tabla 8, permitiendo evaluar el desempeño del sistema bajo condiciones estacionales contrastantes.

Tabla 8. Valores de irradiación dada en cada región.

Ciudad	Irradiación Solar Mensual (kWh/m2)				
	Min	Max	Media.	Mes	
Arequipa	164,89	254,63	197,11	Nov.	Mes
Moquegua	165,88	258,17	206,70	Nov.	Mín.
Tacna	138,34	244,73	191,05	Nov.	Jun.
Puno	170,76	219,33	194,64	Oct.	Jul.
Itumbiara	137,06	199,72	165,63	Feb.	Jun.

Fuente. Autoría propia, 2025.

Para evaluar el desempeño del sistema, se utilizó el Índice de Autosuficiencia Energética (SSR, por sus siglas en inglés de *Self-Sufficiency Ratio*). Este índice mide el porcentaje de la demanda total de energía de la microrred que es cubierta por el almacenamiento, como mostrado en la ecuación 3.22, además que se consideraron como indicadores la producción de hidrógeno y dependencia de la red eléctrica, considerando escenarios de máxima y mínima radiación para caracterizar la resiliencia del sistema.

$$SSR = \frac{E_{FC} + E_{BAT_out}}{Demanda_total} \quad (3.22)$$

3. DESCRIPCIÓN DE RESULTADOS

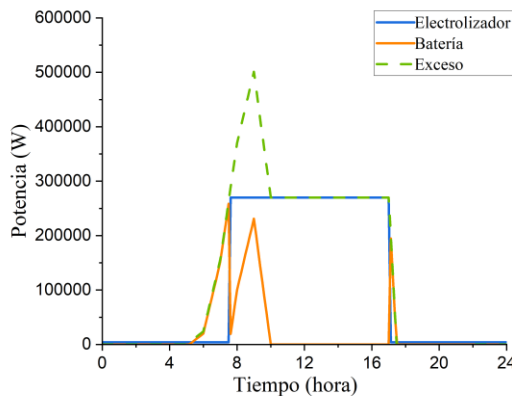
A continuación, se presentan y analizan los resultados obtenidos de la simulación del sistema híbrido en TRNSYS 18. Esta sección se divide en tres partes: primero se valida el modelo frente al sistema real de Itumbiara, en seguida se muestra el análisis de su flexibilidad operativa bajo distintos escenarios de demanda, y finalmente la evaluación de su potencial de escalabilidad en distintas regiones del Perú. Los resultados obtenidos demuestran la robustez del modelo y la viabilidad técnica del sistema como alternativa para la transición energética en el territorio peruano.

3.1 VALIDACIÓN Y ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN

3.1.1 Resultados de la simulación en TRNSYS 18

La Figura 6 presenta el perfil de energía excedente destinada al almacenamiento representada por la línea verde, que alcanza 3139,7 kWh. Esta se distribuye entre dos sistemas: la línea azul, que muestra la energía distribuida al electrolizador para producción de hidrógeno con un 83,5% de la energía total, mientras que la línea naranja corresponde a la energía almacenada en baterías llegando a 17,8%. Bajo estas condiciones, el sistema produjo 505,40 Nm³ de hidrógeno. Respecto al banco de baterías, con una capacidad máxima de 560,08 kWh, alcanzó un estado de carga del 90,83% al final del ciclo diario. Esto significa que la capacidad de almacenamiento en la simulación llegó a 616,54 kWh, lo que representa una diferencia del 2,76 % con el sistema real.

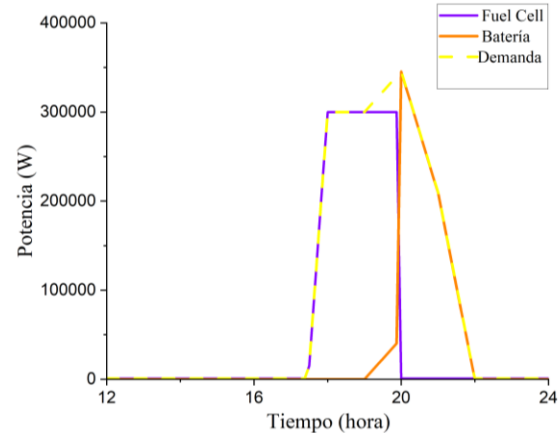
Figura 6. Representa la energía a ser almacenada en el sistema.



Fuente. Autoría Propia, 2025.

En la figura 7 se detalla la distribución de las fuentes de energía para cubrir una demanda total de 1085,7 kWh dada por la línea amarilla. La línea morada corresponde a la contribución del conjunto de celdas de combustible, la cual supuso el 61,03% del total. Por su parte, la línea naranja representa la energía proporcionada por el banco de baterías, con una participación del 38,97%.

Figura 7. Representa la demanda de energía del sistema.



Fuente. Autoría Propia, 2025.

3.1.2. Comparación con Sistema Real y Análisis de Error

Una vez analizado el comportamiento del sistema simulado en TRNSYS 18, se procede a evaluar la precisión de este frente al sistema real.

La Tabla 9 muestra las diferencias entre ambos sistemas. En la generación fotovoltaica, se observa una discrepancia mínima del 0,31%, atribuida principalmente a la resolución temporal de los datos, mientras que el sistema real fue registrado con un paso de tiempo horario, la simulación en TRNSYS 18 empleó un intervalo de 7,5 minutos.

Tabla 9. Validación del Sistema de Itumbiara.

	Sistema Real	Sistema TRNSYS18	Error (%)
E. Fotovoltaica (kWh)	5471	5488	-0,31%
E. Electrolizador (kWh)	2700	2623	2,85%
E. entrada Baterías (kWh)	510	560,06	-9,82%
E. Fuel Cell (kWh)	698	715,54	-2,51%
E. Salida Baterías (kWh)	480	423,15	11,84%
E. Inyectada a la Red (kWh)	0	0	-
E. Consumida de la Red (kWh)	0	0	-
Producción Hidrógeno (Nm ³ /día)	500	505,40	-1,08%
Consumo de Hidrógeno (Nm ³ /día)	500	488,50	2,30%

Tiempo de trabajo del Electrolizador	10 h 00 min	09h 42 min	2,85%
E. Total, almacenada (kWh)	3210	3139,70	2,19%
E. Total suplida (kWh)	1178	1085,70	7,84%

Fuente. Autoría Propia, 2025.

Desde la perspectiva del almacenamiento energético, esta diferencia se refleja directamente en las horas de operación del electrolizador, con una reducción de 18 minutos en el modelo simulado. Esto conlleva a que la energía dirigida al electrolizador sea un 2,85% inferior en comparación con el sistema real. Sin embargo, contrariamente a lo esperado, la producción de hidrógeno en el modelo fue superior (505,4 Nm³/día), representando un incremento del 1,08%. Este resultado se explica por la mayor tasa horaria de producción (52,78 Nm³/h) por parte del conjunto de electrolizadores, equivalente a un 5,56% por encima del sistema real.

En cuanto al almacenamiento en baterías, se identificó la mayor discrepancia con 9,82%. Esto se debe a que, en el modelo, el paso de tiempo permitió capturar un segundo flujo de energía no reflejado en los registros horarios, particularmente entre las 17h00 y 17h30, lo que incrementó la energía almacenada de 510 kWh a 560,06 kWh.

Respecto a la energía a ser suplida, el sistema simulado requirió suplir un 7,84% menos de energía, nuevamente influenciado por la resolución temporal. Esta diferencia se refleja también en la energía generada por la pila de combustible, con un valor 2,85% inferior al real. El consumo de hidrógeno por la PEMFC se mantuvo con una diferencia marginal del 0,33% correspondiente a 214,3 Nm³/h frente a 215 Nm³/h, en consecuencia, el consumo total de hidrógeno fue un 4,42% menor, debido principalmente al límite mínimo de capacidad de almacenamiento fijado en 5%. Cabe señalar que, tanto en el modelo como en el sistema real, se contemplan modos de espera (*stand-by*) para el electrolizador y la PEMFC, destinados a mantener la operatividad de los sistemas de control y auxiliares, lo que afectó en menor medida los resultados encontrados.

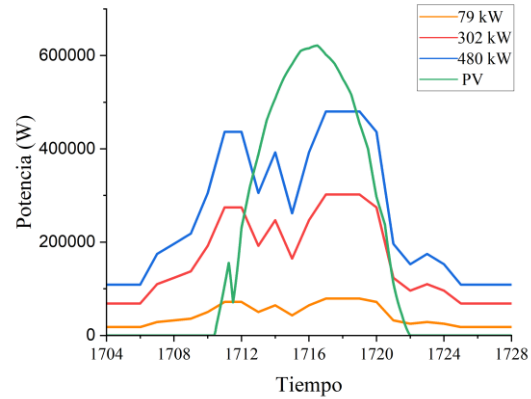
En síntesis, a pesar de las diferencias puntuales, principalmente relacionadas con la resolución temporal entre los registros horarios del sistema real y el intervalo de simulación en TRNSYS, el modelo demuestra una elevada precisión global. Los errores relativos se mantienen por debajo del 3% en los parámetros críticos, como la producción de hidrógeno y el consumo de la pila de combustible. La mayor discrepancia se presenta en el flujo de energía hacia las baterías (9,82%), atribuible a la incapacidad de los registros horarios para reflejar eventos transitorios de carga. Por lo tanto, se concluye que el modelo en TRNSYS 18 constituye una representación confiable del sistema real para el análisis energético tanto diario como anual.

3.2 ANÁLISIS DE FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA CON DIFERENTES NIVELES DE CARGA

En la siguiente figura se muestra la comparación entre la

generación fotovoltaica y las curvas de demanda de energía en los diferentes niveles mínimo, medio y máximo.

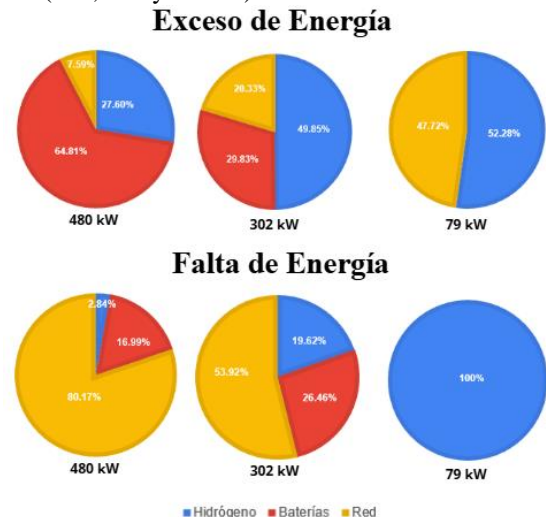
Figura 8. Comparación de la curva de generación fotovoltaica con demandas normalizadas industriales e iluminación de 480, 302 y 79 kW en simulación TRNSYS.



Fuente. Elaboración propia, 2025.

La Figura 9 y la Tabla 10 se resumen los principales resultados obtenidos que representan totales acumulados en una ventana de simulación de 24 horas consecutivas. En el caso de 1 P.u equivalente a 480 kW, el sistema depende en gran medida de la red eléctrica durante la mañana, hasta que la generación fotovoltaica pueda cubrir la demanda. Se registraron 930,87 kWh de excedentes, de los cuales el 64,81% fue almacenado en baterías, 27,60% corresponde al electrolizador y un 7,59% enviado a la red eléctrica. El total de energía a suplir corresponde a 2798,7 kWh, cubierto mayormente por la red con un 80,17%, en menor proporción por las baterías con 16,99% y finalmente con solo un 2,84% fue suplida por las pilas de combustible. Otro punto importante de resaltar, es respecto a la energía suministrada por las baterías (475,54 kWh) que es menor que la energía que recibieron para su carga (603,28 kWh). Esta diferencia se debe a la eficiencia de descarga de la batería, para este escenario, resultó en un 78,8%.

Figura 9. Distribución comparativa de la energía suplida y almacenada en el sistema bajo distintos escenarios de carga (480, 302 y 79 kW) simulados en TRNSYS.



Fuente. Elaboración propia, 2025.

Tabla 10. Balance energético del sistema en el segundo día de simulación para tres niveles de demanda.

	480 kW	302 kW	79 kW
E. Fotovoltaica (kWh)	4449	4449	4449
E. Electrolizador(kWh)	328,75	1063,40	2008,90
E. para Baterías (kWh)	603,28	599,61	0,00067
E. Fuel Cell (kWh)	87,61	309,71	342,40
E. salida Baterías (kWh)	475,54	407,82	0
E. Inyectada a la Red (kWh)	70,68	408,65	1785,80
E. Consumida por la Red (kWh)	2243,60	831,14	0
Producción de Hidrógeno (Nm ³ /día)	52,54	197,60	384,20
Cons. de Hidrógeno (Nm ³ /día)	52,71	197,40	201,60
Horas de trabajo del electrolizador	00 h 57 min	03 h 42 min	07 h 14 min
E. Total a ser almacenada (kWh)	930,87	2010,30	3742
E. Total a ser suplida (kWh)	2798,7	1541,40	333,71

Fuente. Elaboración propia, 2025.

Estos resultados sugieren que el sistema cuando posee altas demandas no tiene la capacidad de suplir esta, recurriendo como *back up* a la red eléctrica. Por otro lado, este escenario posee el menor excedente de energía a ser almacenado, pese a eso el sistema no consigue almacenar toda la energía, siendo una parte enviada a la red eléctrica. Esto demuestra una fragilidad por parte de las tecnologías usadas para el almacenamiento de energía.

Con una carga de 302 kW, posibilita la operación del electrolizador durante 3 h 56 min, alcanzando una producción de 197,60 Nm³/día de hidrógeno. Bajo este escenario, hubo un exceso igual a 2010,30 kWh siendo 29,83% de la energía se destinó a baterías, el 49,85% al electrolizador y un 20,33% fue inyectado a la red. La demanda total fue de 1541,40 kWh, suplida en un 53,92% por la red, un 26,46% por baterías y un 19,62% por la pila de combustible. Por otro lado, la energía total suministrada por las baterías (407,82 kWh) es sustancialmente menor que la energía destinada a su carga (599,61 kWh) dentro del mismo ciclo de 24 horas. Esta aparente discrepancia se explica al considerar que estos resultados corresponden al segundo día de simulación. En el primer día, la batería no fue descargada por completo, por lo que al inicio del período reportado aún contenía energía disponible. De este remanente, se consumieron 146,74 kWh en las primeras horas de la madrugada. Posteriormente, la batería se cargó por completo con los excedentes fotovoltaicos y luego procedió a una nueva descarga parcial, aportando 261,08 kWh durante la tarde-noche. Sin embargo, esta descarga nocturna fue interrumpida al finalizar el período de las 24:00 horas, registrándose un estado de carga (SOC) final del 48,45%

Finalmente, en el escenario de 79 kW, la batería no aportó energía para suplir la carga (≈ 0 kWh). Esto se debe a que la PEMFC, ya desde el primer día, cubrió por sí sola el 100% de

la demanda del sistema, haciéndola innecesaria. Este comportamiento se confirma en el balance de hidrógeno del segundo día, donde la producción 384,20 Nm³ superó ampliamente al consumo 201,60 Nm³, demostrando la capacidad del sistema para alimentar la carga directamente con el uso del hidrógeno. Esto generó un excedente total de energía de 3742 kWh, el cual fue distribuido en un 52,28% al electrolizador y un 47,72% a la red eléctrica. En conclusión, este caso logra la confiabilidad energética al cubrir toda la demanda con la celda de combustible, pero a expensas de una baja utilización del banco de baterías y una significativa inyección de excedentes a la red. Este escenario demuestra una fragilidad en el dimensionamiento del almacenamiento de energía para el sistema de Itumbiara debido a las grandes cantidades de energía que podría llegar a ser desperdiciada en casos de *curtailment*. Respecto a la operación del electrolizador, este operó durante 7 h 14 min, lo que representa una reducción considerable respecto a las 10 horas reportadas en el memorial técnico, revelando una vulnerabilidad del sistema bajo condiciones reales de radiación.

Según el análisis de estos escenarios, se sugiere encontrar un punto de operación intermedio capaz de optimizar la eficiencia global del sistema, maximizando la producción de hidrógeno y reduciendo la dependencia de la red.

3.3 ESCALABILIDAD Y POTENCIAL DE IMPLEMENTACIÓN EN EL TERRITORIO PERUANO

Los resultados presentados en la Tabla 11 corresponden a dos períodos de simulación, seleccionados para evaluar el comportamiento del sistema bajo condiciones opuestas de irradiancia, donde se evalúan indicadores clave como la autosuficiencia energética (SSR), la producción de hidrógeno y el comportamiento del almacenamiento energético, permitiendo comparar la viabilidad operativa del sistema en condiciones climáticas contrastantes.

Tabla 11.1 Representa los resultados del sistema en el territorio peruano para buenas condiciones climáticas.

Ciudad	Gen. FV (kWh)	H ₂ Producido (Nm ³ /día)	E. Inyect a la Red (kWh)	E. Cons Red (kWh)
Arequipa	5259,10	347,00	1293,60	56,66
Moquegua	5801,20	379,80	1761,30	55,84
Tacna	5322,80	349,80	1353,90	51,14
Puno	4830,40	307,60	1049,70	121,84
Itumbiara	3624,70	229,80	413,45	353,50

Fuente. Autoría propia, 2025.

Tabla 11.2 Representa los resultados del sistema en el territorio peruano para malas condiciones climáticas.

Ciudad	Gen. FV (kWh)	H ₂ Producido (Nm ³ /día)	E. Inyect a la Red (kWh)	E. Cons Red (kWh)
Arequipa	3264,90	175,40	326,86	462,71
Moquegua	3165,90	220,40	189,23	555,68
Tacna	3026,00	160,40	230,67	524,70

Puno	3655,70	233,50	399,20	363,98
Itumbiara	2651,90	112,60	192,53	711,74

Fuente. Autoría propia, 2025.

El análisis de las tablas 11.1 y 11.2, evidencia que Arequipa cuenta con excelentes condiciones de irradiación solar, permitiendo una inyección de 1293,60 kWh a la red y una producción de hidrógeno de 347 Nm³/día. Sin embargo, en condiciones de baja radiación, el sistema incrementa su dependencia de la red eléctrica con 462,71 kWh consumidos y reduce drásticamente la producción de hidrógeno a 175,40 Nm³/día, lo que refleja una vulnerabilidad ante la variabilidad estacional.

Moquegua, al poseer el mayor recurso solar registrado, presenta el mejor desempeño global, debido a que inyecta 1761,30 kWh a la red y produce 379,80 Nm³/día de hidrógeno en condiciones óptimas. Incluso en escenarios adversos, mantiene un consumo moderado de la red con 555,68 kWh y una producción de hidrógeno de 220,40 Nm³/día, demostrando robustez.

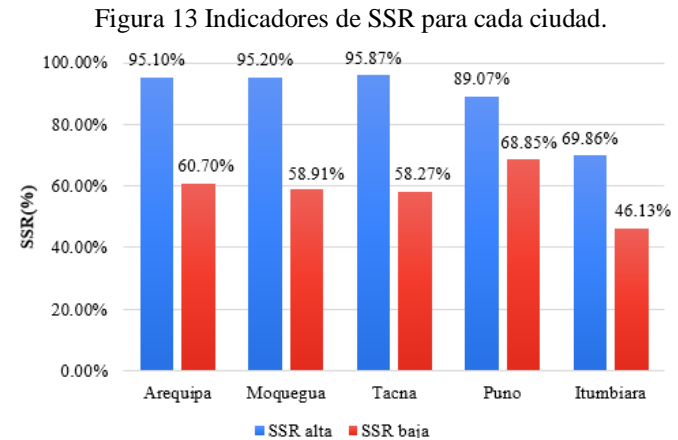
Por su parte, Tacna muestra resultados sobresalientes, con una inyección de 1353,90 kWh acompañada de una producción de hidrógeno con 349,80 Nm³/día en alta irradiación. En condiciones desfavorables, por otro lado, posee dependencia de la red de 524,70 kWh, en consecuencia, su producción de hidrógeno disminuye a 160,40 Nm³/día.

Los resultados de Puno revelan un comportamiento distinto. Si bien presenta las condiciones menos favorables durante la alta radiación con la menor generación fotovoltaica (4830,40 kWh) y una producción limitada de hidrógeno (307,60 Nm³/día), su desempeño en el escenario de baja radiación es notablemente superior al de otras localidades. Puno registra la mayor generación fotovoltaica con 3655,70 kWh y, en consecuencia, la menor dependencia de la red (363,98 kWh consumidos) junto con la mayor producción de hidrógeno de 233,50 Nm³/día. Este fenómeno sugiere que la menor variabilidad estacional en la irradiación de Puno, en comparación con las ciudades desérticas, confiere a su sistema una mayor resiliencia y un desempeño más estable a lo largo del año, priorizando la confiabilidad sobre la maximización de excedentes.

El comportamiento de Itumbiara constituye un punto de referencia fundamental dentro del análisis comparativo, ya que se trata de la planta piloto que presenta la menor disponibilidad de recurso solar entre todas las localidades evaluadas. En concordancia con esta limitación, Itumbiara muestra los valores más bajos de generación fotovoltaica tanto en condiciones favorables como desfavorables, lo cual impacta directamente en la producción de hidrógeno y en la mayor dependencia de la red eléctrica. En condiciones de alta radiación, solo inyecta 413,45 kWh a la red y produce 229,80 Nm³/día de hidrógeno, mientras que su consumo eléctrico asciende a 353,50 kWh. Estos resultados empeoran notablemente cuando la irradiación disminuye, registrando un consumo de la red de 711,74 kWh y una caída en la producción de hidrógeno hasta 112,60 Nm³/día.

Este comportamiento también queda evidenciado en los indicadores de autosuficiencia energética (SSR) mostrados en

la Figura 13. Durante el escenario de alta irradiación, Itumbiara alcanza un SSR de 69,86 %, el valor más bajo entre todas las ciudades estudiadas y muy por debajo del rendimiento superior al 95 % observado en Arequipa, Moquegua y Tacna. Esta diferencia se refleja claramente que incluso en condiciones favorables, el sistema en Itumbiara requiere un aporte significativo de energía externa para mantener su operación. La diferencia se amplía aún más durante el período de baja irradiación (SSR de 46,13 %), lo que indica que más de la mitad de la demanda energética debe ser suplida por la red. Esta situación confirma la baja autonomía del sistema y su sensibilidad ante las fluctuaciones climáticas locales.



Fuente. Autoría propia, 2025

A pesar de su rendimiento limitado, el caso de Itumbiara desempeña un papel estratégico dentro de este trabajo. Su comportamiento representa una línea base realista de un sistema operando en condiciones subóptimas, permitiendo evaluar con claridad el potencial de mejora cuando dicho sistema se traslada a regiones con mayor radiación solar. Al compararlo con las ciudades del sur peruano, se evidencia que la sola diferencia climática permite alcanzar indicadores de autosuficiencia muy superiores, incrementos sustanciales en la generación fotovoltaica y una producción de hidrógeno significativamente mayor. Los resultados indican que el sistema validado en Itumbiara podría obtener eficiencias notablemente superiores si fuera replicado en determinadas regiones del Perú caracterizadas por alta irradiación solar, como Moquegua, Arequipa, Tacna y Puno

En conjunto, los resultados de Itumbiara refuerzan la conclusión general del estudio. Las regiones del sur peruano no solo presentan un mayor potencial para la producción de hidrógeno verde, sino también una mayor estabilidad operativa y autonomía energética, superando ampliamente la referencia de la planta piloto brasileña. Por ello, Itumbiara constituye un caso valioso para demostrar la escalabilidad y viabilidad tecnológica del sistema cuando se traslada a emplazamientos con mejores condiciones climatológicas.

4. CONCLUSIONES

Los resultados de este estudio confirman la viabilidad técnica de un sistema híbrido de almacenamiento basado en hidrógeno y baterías para gestionar excedentes de energía fotovoltaica en

aplicaciones descentralizadas. La validación del modelo en TRNSYS 18 mostró una alta concordancia con los datos de referencia, con errores relativos reducidos en la producción de hidrógeno (1,08 %) y en el desempeño de la celda de combustible (0,33 %). La mayor discrepancia se observó en el subsistema de baterías (9,82 %), atribuida principalmente a la diferencia en el paso temporal de simulación, lo que evidencia la sensibilidad dinámica de este tipo de almacenamiento. Respecto con el análisis de flexibilidad realizado en la planta piloto de Itumbiara, este permitió caracterizar el comportamiento operacional bajo condiciones meteorológicas reales y perfiles de demanda típicos del sector industrial y de iluminación pública. Los resultados indican la existencia de un rango óptimo de operación del sistema dado entre 302 y 79 kW en la cual se maximiza la producción de hidrógeno y se reduce la dependencia de la red eléctrica. Demandas superiores a este rango incrementan la necesidad de energía externa, mientras que demandas bajas generan excedentes significativos. Adicionalmente, en el caso de mínima demanda (79 kW), se observó una disminución de 2 h 46 min en el tiempo de operación del electrolizador respecto al escenario de referencia, lo que derivó en una producción 121 Nm³ inferior. Lo que evidencia una diferencia de performance ante diferentes perfiles de demanda.

En el análisis aplicado al territorio peruano, todas las ciudades evaluadas demostraron condiciones favorables para la implementación del sistema, registrando altos niveles de autosuficiencia energética (SSR). Las localidades de mayor irradiancia particularmente Moquegua y Arequipa, obtuvieron los mejores resultados en términos de inyección de energía a la red y producción de hidrógeno en escenarios de alta radiación. Puno, por su parte, destacó por su desempeño más estable bajo condiciones desfavorables, atribuido a su menor variabilidad estacional, lo que confirma su potencial para aplicaciones que priorizan la resiliencia operativa. Al compararse con la referencia de Itumbiara, el desempeño de las ciudades peruanas resultó significativamente superior en todos los indicadores energéticos, evidenciando la alta escalabilidad del sistema cuando se implementa en regiones con mayor recurso solar. Por otro lado, estos hallazgos indican un desbalance inherente al dimensionamiento original del sistema cuando es trasladado a zonas con mayor potencial solar, lo que implica que futuras implementaciones requerirán un ajuste en el dimensionamiento de los componentes para optimizar el uso de los recursos disponibles y mejorar el aprovechamiento energético global.

Asimismo, los resultados obtenidos constituyen una referencia técnica que puede servir como base para procesos de planificación energética y toma de decisiones por parte de inversionistas, desarrolladores de proyectos y organismos del sector eléctrico, al proporcionar información comparativa sobre el desempeño del sistema en distintas condiciones geográficas y de recurso solar.

Finalmente, los resultados de este estudio aportan evidencia técnica sólida para la integración del hidrógeno verde como vector de almacenamiento en sistemas fotovoltaicos de mediana escala en el Perú, especialmente en la región sur. Se recomienda, como línea futura de investigación, incorporar

generación eólica, efectuar un análisis económico detallado (LCOE y LCOH) e investigar la implementación del sistema en microrredes aisladas, con el objetivo de fortalecer la seguridad energética y avanzar en la descarbonización de la matriz eléctrica nacional.

AGRADECIMIENTOS

Quisiera expresar mi sincero agradecimiento al Centro de Tecnologías do Hidrogênio y a la Fundação Parque Tecnológico Itaipu (Itaipu Parquetec), Brasil, por el apoyo técnico brindado para el desarrollo del presente trabajo, realizado en el marco de una alianza técnica entre ambas instituciones como parte del I&D ANEEL PD-0394/2134/2021.

Asimismo, deseo agradecer profundamente a mi familia, especialmente a mis padres y a mi hermano, por su apoyo incondicional, comprensión y motivación constante a lo largo de mi formación académica. Su respaldo emocional ha sido fundamental para la culminación de esta etapa.

Finalmente, agradezco a mis amigos por su compañía, ánimo y apoyo durante este proceso, contribuyendo de manera significativa a mantener la motivación y el equilibrio personal necesarios para la realización de este trabajo.

BIBLIOGRAFIA

- ABDIN, Z. et al. Hydrogen as an energy vector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 120, 2020. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109620.
- ACKERMANN, T. (Ed.). *Wind power in power systems*. New York: Wiley Online Library, 2005. v. 140.
- ADLER, E. J.; MARTINS, J. R. Hydrogen-powered aircraft: fundamental concepts, key technologies, and environmental impacts. *Progress in Aerospace Sciences*, 2023.
- AL-SHETWI, A. Q. Sustainable development of renewable energy integrated power sector: trends, environmental impacts, and recent challenges. *Science of The Total Environment*, v. 822, 153645, 2022.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Informações Gerenciais*. Set. 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 22 nov. 2025.
- BISWAS, T.; YADAV, D. Green hydrogen: India's billion-dollar opportunity. Taylor and Francis, 2024. DOI: 10.4324/9781003281818-4.
- CACCIUTTOLO, C.; GUARDIA, X.; VILLICAÑA, E. Implementation of Renewable Energy from Solar Photovoltaic (PV) Facilities in Peru: A Promising Sustainable Future. *Sustainability*, v. 16, n. 11, p. 4388, 2024. DOI: 10.3390/su16114388.
- DENHOLM, P. Energy storage to reduce renewable energy curtailment. In: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012. p. 1–4.
- DÍAZ, I. U. Hidrogênio como sistema de armazenamento energético de fontes renováveis intermitentes no contexto de uma microrrede. 2020. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, 2020. Disponível em: <https://tede.unioeste.br/handle/tede/5601>.
- DOUCET, F. et al. Green hydrogen for the energy transition in Germany – potentials, limits, and priorities. In: 20th

- International Conference on the European Energy Market (EEM 2024), 2024. DOI: 10.1109/EEM60825.2024.10609015.
- DUTTA, S. A review on production, storage of hydrogen and its utilization as an energy resource. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, v. 20, p. 1148–1156, 2014. DOI: 10.1016/j.jiec.2013.07.037.
- EICKE, L.; DE BLASIO, N. Green hydrogen value chains in the industrial sector – geopolitical and market implications. *Energy Research & Social Science*, v. 93, 2022. DOI: 10.1016/j.erss.2022.102847.
- ERAZO-CIFUENTES, Y. A.; OREJUELA, J. P.; MANOTAS-DUQUE, D. F. Technoeconomic comparison of scenarios for the configuration of the renewable hydrogen supply chain in Colombia. *International Journal of Energy Economics and Policy*, v. 12, n. 6, p. 293–304, 2022.
- EUROPEAN COMMISSION – Joint Research Centre. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Disponível em: <https://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. Acesso em: 22 nov. 2025.
- FAHAD, M.; RAHMAN, M.; CHOWDHURY, S. Load profile modeling and analysis for smart grid applications. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 12, n. 3, p. 2104–2115, 2021.
- HESSE, H. C. et al. Lithium-ion Battery Storage for the Grid – A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids. *Energies*, 2017. DOI: 10.3390/en10122107.
- HYDROGENICS. HyPM™ HD 30 – Heavy Duty Fuel Cell Power Module. Mississauga: Hydrogenics Corporation, 2012. Disponível em: <arquivo enviado pelo usuário>. Acesso em: 22 nov. 2025.
- IISD – International Institute for Sustainable Development. Transitioning away from oil and gas. 2024. Disponível em: <https://www.iisd.org/publications>. Acesso em: 22 nov. 2025.
- IRENA. Renewable Capacity Statistics 2021. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2021.
- IRENA. Renewable Capacity Statistics 2023. International Renewable Energy Agency, 2023.
- JACOBSEN, H. K.; SCHRÖDER, S. T. Curtailment of renewable generation: economic optimality and incentives. *Energy Policy*, v. 49, p. 663–675, 2012.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. M.; COVAS, D. T. Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 2. ed. Rio de Janeiro: Editora SARAIVA, 2013.
- KARACAVUS, B.; AYDIN, K. Hydrogen production and storage analysis of a system using TRNSYS. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.03.005.
- KIM, S. K.; PARK, S. Impacts of renewable energy on climate vulnerability: a global analysis. 2023.
- KWON, K. et al. Integrated Battery and Hydrogen Energy Storage for Enhanced Grid Power Savings and Green Hydrogen Utilization. *Applied Sciences*, v. 14, n. 17, p. 7631, 2024. DOI: 10.3390/app14177631.
- LUO, X. et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, v. 137, p. 511–536, 2015. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.
- MAJEWSKI, P.; SALEHI, F.; XING, K. Green hydrogen. *AIMS Energy*, v. 11, n. 5, p. 878–895, 2023. DOI: 10.3934/energy.2023042.
- MARINOSKI, L. D.; SALAMONI, I. T.; RUTHER, R. Prédimensionamento de sistema solar fotovoltaico: estudo de caso do edifício sede do CREA-SC. In: 1ª Conferência Latino-Americana de Construção Sustentável e 10º ENTAC, São Paulo, 2004.
- MAROCCO, P. et al. Towards 100% renewable energy systems: The role of hydrogen and batteries. *Journal of Energy Storage*, v. 57, 2023. DOI: 10.1016/j.est.2022.106306.
- PERÚ. Ministerio de Energía y Minas (MINEM). Balance Nacional de Energía 2023. Lima: Dirección General de Eficiencia Energética, Área de Planeamiento Energético, 2024. Disponível em: <https://www.gob.pe/institucion/minem/colecciones/3209-balance-nacional-de-energia>. Acesso em: 4 feb. 2026.
- SOLOMON, B. D.; BANERJEE, A. A global survey of hydrogen energy research, development and policy. *Energy Policy*, v. 34, n. 7, p. 781–792, 2006. DOI: 10.1016/j.enpol.2004.08.007.
- SOUZA FILHO, Hélio Nunes de; SOUZA, Ana Beatriz Barros; RIEDEL, Vitor Feitosa; CABRAL, Renato Marques; SILVA, Leandro de Brito; SOUZA, Diogo Machado de; PIMENTEL, Jacinto Maia. Análise da operação contínua da planta de hidrogênio verde da UHE Itumbiara no escopo do projeto de P&D ANEEL PD-00394-2204/2022. In: XXVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, 26–29 nov. 2023, Brasília, DF. Anais [...]. Brasília: CIGRE-BRASIL, 2023.
- STATCON ELECTRONICS INDIA LIMITED. 48V 200Ah VRLA Battery – Sealed Lead Acid Battery for Telecom & Power Backup. Disponível em: <https://ecomtelco.com/>. Acesso em: 22 nov. 2025.
- TANKTERMINALS. *Peru Approves EIA for USD-11.2bn Green Hydrogen, Ammonia Project*, 12 mar. 2025. Disponível em: <https://tankterminals.com/news/peru-approves-eia-for-usd-11-2bn-green-hydrogen-ammonia-project/>. Acesso em: 4 de Feb. del 2026.
- TRINA SOLAR. Tallmax M – Framed 144 Half-Cell Module (TSM-DE15H(II)). Disponível em: [https://static.trinasolar.com/sites/default/files/PS-M-0817-D-Datasheet_TallmaxM_DE15H\(II\)_NA_EN_2022-A-web.pdf](https://static.trinasolar.com/sites/default/files/PS-M-0817-D-Datasheet_TallmaxM_DE15H(II)_NA_EN_2022-A-web.pdf). Acesso em: 22 nov. 2025.
- TRNSYS. TRNSYS 18 – Transient System Simulation Tool. Madison, WI: Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin–Madison, 2017. Software.
- TRNSYS. TRNSYS 18 – Documentation. Madison, WI: Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin–Madison, 2017. Disponível em: <http://www.trnsys.com>. Acesso em: 22 nov. 2025.
- VICERRECTORADO DE INVESTIGACIÓN UNI. *La UNI inaugura primera planta de producción de hidrógeno verde en el Perú*, 21 mar. 2025. Disponível em: <https://vri.uni.edu.pe/la-uni-inaugura-primera-planta-de-produccion-de-hidrogeno-verde/>. Acesso em: 4 de Feb de 2026.
- YANG, J. et al. Dynamic Simulation and Performance Analysis of Alkaline Water Electrolyzers for Renewable Energy-

Powered Hydrogen Production. *Energies*, v. 17, n. 19, p. 4915, 2024. DOI: 10.3390/en17194915.