



Educación
Secretaría de Educación Pública



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO

cenidet[®]
Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico

TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico

Departamento de Ciencias de la Ingeniería Electrónica

TESIS DE MAESTRÍA

Integración y Dimensionamiento de un Sistema de Energía Fotovoltaica para la Producción de Hidrógeno Verde

Presentada por:
Yurika Toledo Sánchez

como requisito para obtener el grado de:
Maestra en Ciencias de la Ingeniería Electrónica

Director de tesis:
Dra. Marisol Cervantes Bobadilla

Codirector de tesis:
Dr. Jarniel García Morales

Revisores de tesis:
Dra. Mónica Borunda Pacheco
Dr. Manuel Adam Medina

Cuernavaca, Morelos, México
Agosto de 2026



Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico
Departamento de Ingeniería Electrónica

Cuernavaca, Mor; 23/junio/2026

Oficio No. DIE/0145/2026

Asunto: Aceptación de documentos.

DR. CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, los integrantes de Comité Tutorial del **C. YURIKA TOLEDO SÁNCHEZ**, con número de control **M24CE077** de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Electrónica, le informamos que hemos revisado el trabajo de tesis profesional titulado **"INTEGRACION Y DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA PARA LA PRODUCCION DE HIDROGENO VERDE"**, y hemos encontrado que se han realizado todas las correcciones y observaciones que se le indicaron, por lo que hemos acordado aceptar el documento de tesis y le solicitamos la autorización de impresión definitiva.

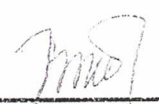
DIRECTORA DE TESIS


DRA. MARISOL CERVANTES BOBADILLA
Doctora en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 11607393

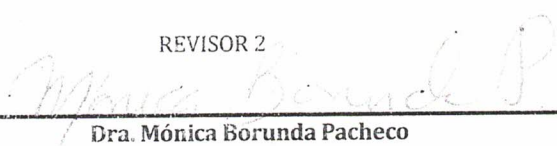
CODIRECTOR DE TESIS


DR. JARNIEL GARCÍA MORALES
Doctorado en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 11106825

REVISOR 1


DR. MANUEL ADAM MEDINA
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 3031070

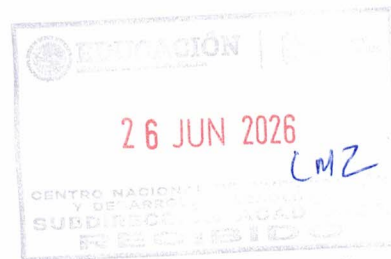
REVISOR 2


Dra. Mónica Borunda Pacheco
Doctora en Física
Cédula profesional (sin cédula)

C.c.p. Mtra. Verónica Sotelo Boya
Estudiante JGM/ibm




26 JUN 2026
CENTRO NACIONAL DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO
RECIBIDO



2026
año de
Margarita
Maza





Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico
Subdirección Académica

Cuernavaca Mor, 26/junio/2026

Oficio No. SAC/188/2026

Asunto: Autorización de impresión de tesis

YURIKA TOLEDO SÁNCHEZ
CANDIDATA AL GRADO DE MAESTRA EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
P R E S E N T E

Por este conducto, tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado **"INTEGRACION Y DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA PARA LA PRODUCCION DE HIDROGENO VERDE"**, ha informado a esta Subdirección Académica, que están de acuerdo con el trabajo presentado. Por lo anterior, se le autoriza a que proceda con la impresión definitiva de su trabajo de tesis.

Esperando que el logro del mismo sea acorde con sus aspiraciones profesionales, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE

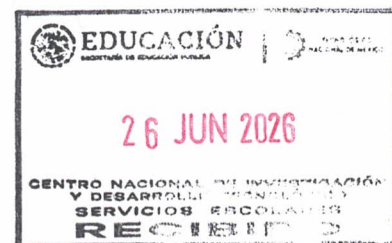
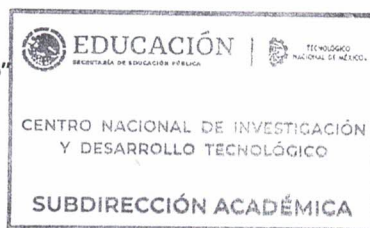
Excelencia en Educación Tecnológica®

"Conocimiento y Tecnología al servicio de México"

CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO

c.c.p. Departamento de Ingeniería Electrónica
Departamento de Servicios Escolares

CMAZ/lmz



2026
año de
Margarita
Maza

cenidet
Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico



Tabla de contenido

Lista de figuras	V
Lista de tablas	VII
Resumen	VIII
Abstract	IX
Dedicatorias	X
Agradecimientos	XI
1 Introducción	1
1.1 Planteamiento del problema	1
1.2 Objetivos	2
1.2.1 Objetivo general	2
1.2.2 Objetivos específicos	2
1.3 Metas	3
1.4 Hipótesis	3
1.5 Justificación	3
1.6 Alcance	3
1.7 Limitaciones	4
1.8 Organización del documento	4
2 Estado del Arte	5
3 Marco teórico	10

3.1	Electrólisis del agua alcalina	10
3.1.1	Leyes de Faraday para el cálculo de la producción de hidrógeno	11
3.1.2	Dimensionamiento del área activa del electrodo	12
3.2	Sistema fotovoltaico y MPPT	13
3.3	Bus de corriente directa	15
3.4	Convertidores de potencia	16
3.4.1	Convertidor Boost	18
3.4.2	Convertidor Buck	19
3.5	Control PID	21
3.6	Criterios de evaluación	23
4	Metodología, modelado y dimensionamiento del sistema	25
4.1	Dimensionamiento del sistema de electrólisis	25
4.1.1	Definición de la producción de hidrógeno	25
4.1.2	Volumen del electrolito	27
4.2	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico	28
4.2.1	Caracterización de la carga del electrolizador como base del diseño fotovoltaico	28
4.2.2	Recurso solar y parámetro de diseño energético	29
4.2.3	Selección del módulo fotovoltaico	30
4.2.4	Configuración serie-paralelo del arreglo fotovoltaico	31
4.2.5	Modelo energético del generador fotovoltaico	33
4.3	Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía o baterías	34
4.3.1	Arquitectura general del sistema	36
4.3.2	Convertidor Boost	38
4.3.3	Convertidor Buck	39
4.3.4	Balance de potencia y convenciones del sistema	42

4.4	Integración de los subsistemas y estrategia de control	43
5	Resultados y Discusión	45
5.1	Implementación del sistema en entorno de simulación	45
5.2	Recurso solar	48
5.2.1	Obtención y tratamiento de los datos	48
5.2.2	Caracterización del recurso solar	49
5.2.3	Selección del escenario de simulación	51
5.3	Etapa de generación fotovoltaica	53
5.3.1	Respuesta del arreglo fotovoltaico	53
5.3.2	Seguimiento del punto de máxima potencia	54
5.3.3	Desempeño del convertidor Boost	55
5.3.4	Métricas de generación fotovoltaica	56
5.4	Etapa de gestión energética	57
5.4.1	Estrategia de gestión energética	57
5.4.2	Participación del sistema de almacenamiento	59
5.4.3	Métricas de gestión energética	60
5.5	Etapa de electrólisis	62
5.5.1	Desempeño del convertidor Buck	62
5.5.2	Corriente suministrada al electrolizador	64
5.5.3	Comportamiento de la potencia entregada al electrolizador	65
5.5.4	Métricas de la etapa de electrólisis	66
5.6	Producción de hidrógeno	68
5.6.1	Producción instantánea de hidrógeno	68
5.6.2	Métricas de producción de hidrógeno	70
6	Conclusiones y Trabajo futuro	72
6.1	Conclusiones	72

6.1.1	Aportación	73
6.1.2	Trabajos futuros	74
ANEXOS		79
	Producto académico	79
	Ficha técnica del sistema fotovoltaico	80
	Datasheet batería LUNA Huawei	81

Lista de figuras

1	Esquema general del proceso de electrólisis alcalina.	10
2	Diagrama de flujo del algoritmo Perturbar y Observar.	15
3	Arquitectura del sistema con bus de DC.	16
4	Configuraciones básicas de los convertidores DC–DC Buck y Boost.	17
5	Esquema de un convertidor Boost	18
6	Esquema de un convertidor Buck.	20
7	Arreglo en serie de las celdas del electrolizaor alcalino	27
8	Horas Solares Pico mensuales durante 2024	29
9	Configuración serie–paralelo del arreglo fotovoltaico	33
10	Arquitectura general del sistema fotovoltaico–bus DC–batería–electrolizador con estrategia de gestión energética	37
11	Integración de los subsistemas en Simulink.	44
12	Esquema general del sistema fotovoltaico–electrolizador con almacenamiento energético.	46
13	Comparación de perfiles horarios de irradiancia solar para los meses del año 2024.	49
14	Irradiancia mensual correspondiente al año 2024	51
15	Perfil horario de irradiancia solar para un día representativo del mes de enero de 2024.	52
16	Potencia del sistema fotovoltaico durante el perfil diario de operación	54
17	Potencia del sistema de baterías durante el perfil diario de operación	59

18	Comportamiento energético del sistema integrado.	60
19	Voltaje de salida del convertidor Buck	63
20	Corriente de Salida de Buck	64
21	Potencia entregada al electrolizador	65
22	Producción total de hidrógeno	70
23	Producto académico	83
24	Ficha técnica del panel solar TRINA	84
25	Ficha técnica batería LUNA Huawei	85

Lista de tablas

1	Análisis crítico del estado del arte y áreas de oportunidad identificadas.	8
2	Criterios de decisión del algoritmo Perturbar y Observar	14
3	Parámetros eléctricos y físicos del módulo fotovoltaico Trina Vertex N.	31
4	Caracterización mensual del recurso solar durante 2024.	50
5	Indicadores de generación fotovoltaica durante la reducción vespertina.	57
6	Participación del almacenamiento durante la transición vespertina.	61
7	Métricas eléctricas de la etapa de electrólisis.	66
8	Métricas de producción de hidrógeno.	67

Resumen

En esta tesis se establece el diseño, dimensionamiento e integración de un sistema fotovoltaico capaz de producir hidrógeno verde mediante un electrolizador que opera bajo condiciones de electrólisis alcalina. El trabajo parte de una necesidad concreta: aprovechar la energía solar disponible y adaptarla para el funcionamiento del electrolizador, considerando las condiciones de operación del sistema y la variación de la irradiancia que se presenta durante la jornada.

La propuesta parte de una arquitectura conectada en corriente directa. En ella se integran el arreglo fotovoltaico, un convertidor Boost, el bus DC, el sistema de almacenamiento, el convertidor Buck y el electrolizador alcalino. La idea de usar esta configuración es evitar que la energía de los paneles llegue de forma directa al electrolizador. Antes debe pasar por etapas de conversión y regulación, ya que la irradiancia cambia durante el día y esas variaciones pueden afectar la corriente de electrólisis. Al controlar mejor esa transferencia de energía, se busca que la producción de hidrógeno sea más estable.

La topología tomada como base es Boost–Bus DC–Buck. El convertidor Boost adapta la energía proveniente del sistema fotovoltaico y la eleva hacia el bus DC. Después, el convertidor Buck reduce el voltaje y regula la corriente que necesita el electrolizador. En esta estructura, el bus DC funciona como punto común de conexión entre los subsistemas. Además, se incorpora una batería para apoyar al sistema cuando la irradiancia disminuye y para aprovechar los excedentes cuando la generación fotovoltaica es mayor que la demanda del electrolizador.

El sistema se dimensionó con una producción objetivo de 1 kg/h de hidrógeno. A partir de esta meta se definieron las condiciones nominales del electrolizador, considerando una demanda aproximada de 61.64 kW, una tensión cercana a 76 V y una corriente alrededor de 811 A. Estos valores sirvieron como referencia para el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico, los convertidores de potencia y el almacenamiento. Para el recurso solar se utilizaron datos de irradiancia del estado de Morelos, tomando enero como caso crítico por presentar menor disponibilidad energética.

Abstract

The photovoltaic system in this work was sized from the demand of the alkaline electrolyzer. This was done because the solar array does not provide a fixed output during the day. Its voltage and current change with irradiance, so the energy must be conditioned before reaching the electrolysis stage. In this way, the electrolyzer can operate closer to the electrical range required for hydrogen production.

The proposed solution consists of a direct-current architecture that includes a photovoltaic array, a Boost converter, a DC bus, an energy storage system, a Buck converter, and an alkaline electrolyzer. The purpose of this configuration is to prevent the energy generated by the photovoltaic panels from being supplied directly to the electrolyzer. Instead, the energy first passes through conversion and regulation stages. In this way, the influence of irradiance variations on the electrochemical process, and consequently on green hydrogen production, is reduced.

The topology used as the basis of the system corresponds to a Boost–DC Bus–Buck structure. The Boost converter adapts the energy extracted from the photovoltaic system to the DC bus, while the Buck converter reduces and regulates the voltage required to supply the electrolyzer. In this configuration, the DC bus operates as the energy connection point between the different subsystems. Likewise, battery storage and an energy management strategy are incorporated in order to compensate for periods of low irradiance and maintain system operation under suitable conditions for alkaline electrolysis.

The system was designed to achieve a hydrogen production rate of 1 kg/h. Based on this requirement, the nominal operating conditions of the electrolyzer were defined, considering an approximate power demand of 61,64 kW, an operating voltage of 76 V, and a current close to 811 A. These values were also used as the basis for defining the requirements of the photovoltaic system, the power converters, and the energy storage system. For the solar resource analysis, real irradiance data from the state of Morelos were used, considering January as a critical scenario due to its lower energy availability.

Dedicatorias

A Dios.

Por acompañarme en cada etapa de este camino, por darme fortaleza en los momentos difíciles y por recordarme que todo esfuerzo tiene un propósito y llega en el momento indicado.

A mis padres.

Por ser mi mayor ejemplo de amor, esfuerzo y perseverancia. Gracias por sus sacrificios, sus enseñanzas y su apoyo incondicional. Este logro también les pertenece, porque en cada paso llevo conmigo los valores que sembraron en mí.

A mi familia.

Por su cariño, apoyo y palabras de ánimo durante este proceso. Gracias por estar presentes de distintas maneras y por recordarme siempre la importancia de mis raíces.

A mi esposo Alan.

Por caminar a mi lado con amor, paciencia y comprensión. Gracias por sostenerme en los días difíciles, por motivarme a continuar y por compartir conmigo este logro tan importante.

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a Dios por otorgarme la vida, la fortaleza y la perseverancia necesarias para superar cada desafío presentado a lo largo de este camino académico, y por permitirme alcanzar esta meta.

A mi familia, por su amor, apoyo incondicional y confianza en todo momento. Sus enseñanzas, valores y acompañamiento han sido fundamentales para mi formación personal y profesional.

A mi esposo, Alan, por su amor, comprensión y apoyo constante durante este proceso. Su compañía, paciencia y motivación han sido esenciales para continuar y concluir esta etapa académica.

De manera muy especial, agradezco a mi directora de tesis, la Dra. Marisol Cervantes Bobadilla, por su orientación, paciencia y acompañamiento continuo. Sus observaciones, recomendaciones y rigor académico fueron determinantes para el desarrollo y fortalecimiento de esta investigación.

Asimismo, agradezco al Dr. Jarniel García Morales, codirector de tesis, por sus valiosas aportaciones técnicas, su disposición para la revisión del trabajo y su apoyo durante las distintas etapas del desarrollo de esta tesis.

A los integrantes del comité revisor, al Dr. Adam por sus consejos y siempre buena vibra, a la Dra. Mónica por su empatía y gentileza hacia mi persona y a ambos por el tiempo dedicado a la evaluación de este trabajo, así como por sus observaciones y sugerencias, las cuales contribuyeron significativamente a mejorar la calidad técnica y científica del documento.

Al Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET), por brindarme la oportunidad de realizar mis estudios de posgrado y proporcionarme un entorno académico de excelencia para el desarrollo de esta investigación.

Finalmente, expreso mi agradecimiento a la Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación (SECIHTI) por el apoyo otorgado a través de la beca académica, la cual fue fundamental para la realización y culminación de mis estudios de posgrado.

Capítulo 1. Introducción

La producción de hidrógeno verde necesita una fuente eléctrica renovable. El hidrógeno obtenido por electrólisis con energía renovable se considera una alternativa importante para reducir la dependencia de combustibles fósiles y apoyar la descarbonización de distintos sectores energéticos [1, 2].

Cuando se trabaja con energías renovables, la energía disponible no se mantiene igual durante todo el tiempo. Esta puede cambiar por las condiciones ambientales que se presentan a lo largo del día. Por ello, el electrolizador puede recibir una alimentación variable y no operar siempre bajo los mismos valores de corriente, voltaje y potencia. Estos cambios también pueden modificar la producción de hidrógeno, ya que la cantidad obtenida depende de la corriente que recibe el equipo [3, 4].

El sistema no se plantea como una conexión directa entre la fuente de energía renovable y el electrolizador. Debido a que la energía disponible puede cambiar con el tiempo, es necesario incluir una etapa de acondicionamiento que permita regular el suministro eléctrico antes de llegar al equipo. Para ello, se consideran elementos como un bus de corriente directa, convertidores DC-DC y un sistema de almacenamiento en baterías [5].

Cada uno de estos elementos cumple una función dentro del sistema. Los convertidores permiten adaptar los niveles eléctricos requeridos por los equipos, mientras que el almacenamiento ayuda a compensar las diferencias temporales entre la energía generada y la consumida. La coordinación entre estas etapas contribuye a mantener mejores condiciones de alimentación para el electrolizador y a aprovechar la energía disponible. [6-8].

El hidrógeno verde puede obtenerse mediante la electrólisis del agua, siempre que la electricidad utilizada provenga de una fuente renovable. El problema aparece porque este tipo de energía no está disponible de la misma forma durante todo el tiempo. Su comportamiento cambia con el clima, la hora del día y la disponibilidad del recurso.

Por otro lado, el electrolizador necesita trabajar dentro de ciertos valores de corriente y voltaje para que la producción de hidrógeno no cambie de forma considerable. Esto hace que la integración entre la fuente renovable y el equipo sea un punto importante de estudio. En este trabajo se considera la energía solar fotovoltaica, principalmente porque su generación presenta cambios a lo largo del día [9, 10].

1.1. Planteamiento del problema

En un sistema fotovoltaico destinado a la producción de hidrógeno, la energía generada no siempre coincide con la potencia que necesita el electrolizador. Mientras la generación solar cambia durante el día, este requiere una alimentación que se mantenga dentro de sus condiciones de operación. Esta diferencia entre la energía disponible y la energía demandada puede provocar cambios en la corriente suministrada y, por lo tanto, en la cantidad de hidrógeno producido.

Para un caso de estudio en Morelos, no basta con conocer que existe un recurso solar favorable. También es necesario determinar cuánta potencia fotovoltaica debe instalarse y cómo deben compensarse los periodos en los que la generación es mayor o menor que la demanda. Un dimensionamiento basado únicamente en la potencia nominal podría ocasionar falta de energía en determinados momentos o excedentes que no sean aprovechados.

El problema se encuentra, entonces, en definir un sistema capaz de aprovechar la generación fotovoltaica y atender los requerimientos eléctricos de un electrolizador alcalino ante los cambios de irradiancia. Para estudiar este comportamiento se requiere representar la generación, el consumo del electrolizador y el intercambio de energía entre los elementos encargados de acondicionar y almacenar la potencia.

Por ello, para determinar si el dimensionamiento seleccionado permite reducir las variaciones en la alimentación del electrolizador, se analiza el comportamiento de la corriente, la potencia suministrada y la producción estimada de hidrógeno bajo distintas condiciones de operación.

Con base en lo anterior, se plantea la siguiente pregunta de investigación:

¿Cómo dimensionar y simular un sistema fotovoltaico con acondicionamiento y almacenamiento de energía que permita alimentar un electrolizador alcalino y disminuir el efecto de las variaciones de irradiancia sobre su operación y la producción de hidrógeno?

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Diseñar, dimensionar e integrar un sistema fotovoltaico y de electrólisis para la producción de hidrógeno verde, que permita su operación integrada y evaluar su desempeño en términos de producción de hidrógeno y consumo energético.

1.2.2. Objetivos específicos

- Diseñar y dimensionar un sistema de electrólisis para la producción de hidrógeno verde.
- Diseñar y dimensionar un sistema fotovoltaico acorde a los requerimientos energéticos del sistema de electrólisis.
- Desarrollar un sistema de control y gestión de energía para integrar y operar el sistema fotovoltaico y el electrolizador.
- Evaluar el desempeño del sistema integrado, considerando la producción de hidrógeno y el consumo energético.

1.3. Metas

- Desarrollar un modelo de simulación de un sistema fotovoltaico acoplado a un electrolizador, que permita analizar y evaluar el comportamiento del sistema y su eficiencia energética .
- Diseñar un sistema de control de producción de hidrógeno bajo demanda, de manera que el hidrógeno se genera solo cuando sea requerido.

1.4. Hipótesis

La integración de un sistema fotovoltaico con un electrolizador alcalino es técnicamente viable bajo las condiciones de irradiancia del estado de Morelos, siempre que el sistema sea adecuadamente dimensionado y operado de forma conjunta. Esto permite atender la variabilidad de la fuente solar y suministrar la energía requerida para el proceso de electrólisis.

1.5. Justificación

La producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables se considera una opción para disminuir el uso de combustibles fósiles y las emisiones relacionadas con su consumo. Aun así, llevar esta alternativa a una aplicación práctica implica resolver cómo alimentar el electrolizador cuando la energía disponible cambia durante el día.

En muchas investigaciones, la generación fotovoltaica y el proceso de electrólisis se estudian por separado o se representan mediante valores nominales. Esto no permite observar con suficiente detalle lo que sucede cuando la energía generada es menor o mayor que la requerida por el electrolizador.

Por esta razón, el presente trabajo estudia ambos sistemas de forma conjunta. El interés principal está en relacionar el tamaño del sistema fotovoltaico, la capacidad de almacenamiento y el acondicionamiento de la energía con las necesidades eléctricas del electrolizador. De esta manera, es posible revisar si el dimensionamiento seleccionado responde adecuadamente ante los cambios de irradiancia.

El análisis se desarrolla con información solar del estado de Morelos. Esto permite trabajar con condiciones propias de la región y obtener una base técnica para definir las capacidades del sistema y aprovechar mejor la energía disponible.

1.6. Alcance

El presente trabajo se enfoca en el desarrollo de las siguientes actividades principales:

- **Diseño y dimensionamiento del electrolizador:** Definir la producción de hidrógeno verde.

- **Dimensionamiento e integración del sistema fotovoltaico:** Determinar la capacidad requerida del sistema fotovoltaico y establecer su integración con el electrolizador alcalino, considerando las condiciones locales de irradiancia y los requerimientos eléctricos de operación.

1.7. Limitaciones

- La investigación se desarrolló mediante modelado y simulación, dejando la validación experimental como una etapa posterior.
- La batería se representó mediante un modelo simplificado basado en una fuente de corriente, sin considerar el estado de carga (SOC) ni la profundidad de descarga (DOD).
- Los resultados obtenidos dependen de los datos de irradiancia utilizados para el estado de Morelos.
- No se incluyó una evaluación económica ni un análisis ambiental del sistema.

1.8. Organización del documento

La tesis se divide en seis capítulos. El capítulo 1 se presenta el problema de investigación, su justificación, los objetivos, el alcance y las limitaciones del trabajo. Después en el capítulo 2 se revisan estudios previos sobre hidrógeno verde, sistemas fotovoltaicos y electrólisis alcalina. El capítulo 3 reúne los fundamentos teóricos necesarios para comprender el funcionamiento de los elementos considerados.

A partir de estas bases, el capítulo 4 muestra el dimensionamiento del sistema y después explica el modelo desarrollado en MATLAB/Simulink. Posteriormente, en el capítulo 5 se revisan los resultados obtenidos durante las simulaciones. Y por último, en el capítulo 6 reúne las conclusiones del estudio y los aspectos que quedan abiertos para trabajos posteriores.

Capítulo 2. Estado del Arte

La revisión se orientó a trabajos que relacionan la generación renovable con la producción de hidrógeno. Además del dimensionamiento, se consideraron la electrónica de potencia, el almacenamiento y el control, ya que la integración del sistema depende de la forma en que estos elementos intercambian y regulan la energía.

Deshmukh et al. estudiaron un electrolizador alcalino de 100 kW conectado a una red de corriente directa de 1.4 kV. Para alimentar un *stack* de 70 V y 1.42 kA, propusieron una configuración modular con convertidores DAB. El análisis mostró que esta modularidad ayuda a repartir la corriente, reducir pérdidas y mejorar la confiabilidad. Su aportación resulta útil para comprender el acondicionamiento eléctrico requerido por electrolizadores de alta corriente. No obstante, el trabajo se limitó al modelado y la simulación, sin reportar producción experimental de hidrógeno. Esto deja abierta la evaluación del sistema cuando también intervienen una fuente fotovoltaica variable y el almacenamiento [11].

Franco y Rocca analizaron el uso de electricidad renovable e hidrógeno verde en industrias difíciles de descarbonizar. Para una planta siderúrgica con una producción de un millón de toneladas anuales, estimaron una demanda de 69 818 toneladas de hidrógeno por año y una capacidad fotovoltaica cercana a 3 200 MW. El estudio permite observar la magnitud energética que puede alcanzar la producción de hidrógeno a escala industrial. Sin embargo, se concentra en balances de masa y energía y no aborda la regulación eléctrica del electrolizador. Por ello, queda pendiente relacionar estos cálculos de capacidad con la operación dinámica del sistema [12].

Hassan et al. evaluaron un sistema fotovoltaico aislado de 12 kWp con electrolizadores PEM de 2 a 14 kW. La capacidad de 8 kW presentó el mejor resultado, con una producción aproximada de 450 kg de hidrógeno al año y un costo de 3.23 USD/kg. El trabajo confirma que la capacidad del electrolizador debe seleccionarse de acuerdo con la energía solar disponible. Su alcance se centra en el análisis energético y económico con tecnología PEM, por lo que no se estudian con detalle el bus DC, el almacenamiento ni la regulación de corriente. Esto representa una oportunidad para realizar un análisis similar con electrólisis alcalina y etapas de acondicionamiento [13].

Cao et al. integraron 6.7 kWp de generación fotovoltaica, una batería de 6 kW y un electrolizador alcalino con un intervalo de operación de 2 a 5.8 kW. La propuesta incluyó seguimiento del punto de máxima potencia, regulación de un bus DC de 400 V y control del convertidor conectado al electrolizador. En las pruebas reportaron producciones de 1.68 y 5.997 Nm³ de H₂ por día, con consumos entre 5.046 y 5.26 kWh/Nm³. Este trabajo es relevante porque estudia de forma conjunta la generación, el almacenamiento, la conversión y la electrólisis. La batería utilizada ofrece una autonomía de una hora, por lo que queda abierta la evaluación de otras capacidades de almacenamiento y distintos perfiles de irradiancia [14].

Anastasiadis et al. desarrollaron un sistema híbrido con una turbina eólica de 200 kW, 50 kWp de generación fotovoltaica y un electrolizador de 236 kW. La producción máxima

fue de aproximadamente 2.6 kg de H_2 por hora y el consumo total alcanzó cerca de 66.9 kWh/kg al incluir la compresión. La gestión energética priorizó la demanda local y utilizó los excedentes para producir hidrógeno. El estudio muestra la importancia de coordinar los flujos de energía, aunque la combinación de fuentes y la conexión a la red dificultan observar por separado el efecto de la generación fotovoltaica. Esto deja espacio para estudiar una configuración donde la energía solar sea la fuente principal [5].

Song et al. diseñaron un sistema de electrólisis alcalina conectado a una central hidroeléctrica de 0.7 MW. La producción calculada fue de 10.9 kg de H_2 por hora y durante la operación se alcanzaron 10.7 kg/h, con un consumo del *stack* de 56 kWh/kg. El trabajo también consideró el balance de planta, la compresión y los sistemas de seguridad. Su aportación permite reconocer que el consumo total no depende únicamente del *stack*. Sin embargo, al utilizar una fuente hidroeléctrica, no se estudia el efecto de la variación propia de la energía solar [15].

Bonaccorsi et al. analizaron experimentalmente una planta piloto formada por 6.48 kWp de generación fotovoltaica, 12 kWh de baterías y un electrolizador alcalino con un intervalo de operación de 2 a 10 kW. La producción máxima observada fue cercana a 2 Nm³ de H_2 por hora. También encontraron una relación lineal entre la potencia aplicada y el incremento de presión, con un valor de $R^2 = 0,9561$. Este antecedente aporta información obtenida en una planta real y resulta útil para la validación de modelos. Su alcance corresponde a una instalación piloto con diferentes modos de conexión, por lo que queda pendiente revisar su comportamiento en una operación completamente autónoma y a otra escala [16].

Zhang y Xu desarrollaron un modelo de optimización robusta para dimensionar un sistema fotovoltaico con batería, electrolizador y tanque de hidrógeno. Para un arreglo de 1 MW obtuvieron una configuración de 242 kW de electrólisis, 2 276 kWh de almacenamiento y un tanque de 1 135 kg. El modelo consideró la variación de la eficiencia del electrolizador y la incertidumbre de la generación solar. Su aportación principal es relacionar las capacidades de los componentes en lugar de seleccionarlás por separado. Sin embargo, el estudio se enfoca en la optimización matemática y no representa de manera detallada los lazos eléctricos del bus y del electrolizador. La oportunidad consiste en evaluar dinámicamente el dimensionamiento obtenido [17].

Das et al. estudiaron configuraciones que combinan generación fotovoltaica, energía eólica, baterías, electrólisis, celda de combustible y conexión a la red. La optimización realizada en HOMER Pro obtuvo costos de electricidad entre 0.041 y 0.051 USD/kWh y un costo mínimo de hidrógeno de 3.23 USD/kg. El estudio muestra que el hidrógeno puede complementar a las baterías dentro de un sistema híbrido. Sin embargo, al considerar varias fuentes y cargas, no se distingue con claridad la interacción directa entre el sistema fotovoltaico y el electrolizador. Esto abre la posibilidad de estudiar una configuración más específica y con mayor detalle eléctrico [18].

Luciani et al. compararon cuatro configuraciones fotovoltaicas con electrólisis alcalina y de óxido sólido. El escenario seleccionado utilizó 4.02 MWp de generación fotovoltaica y un electrolizador alcalino de 2.22 MW, con una producción aproximada de 250 kg de H_2 por día y un costo estimado de 2.12 USD/kg. Los resultados muestran la influencia de la eficiencia y del costo de los equipos sobre el dimensionamiento. El estudio se centra en una evaluación

tecnoeconómica realizada con HOMER Pro, sin desarrollar el comportamiento de los convertidores ni del bus DC. Por ello, queda pendiente complementar el dimensionamiento con un modelo dinámico de la integración eléctrica [19].

Rahman et al. optimizaron sistemas renovables de 450 MW para producir electricidad e hidrógeno en Egipto. Los casos estudiados alcanzaron producciones de 3 330.47 y 1 921.94 toneladas de H_2 al año, con un consumo total aproximado de 52.7 kWh/kg. La propuesta utilizó el excedente de generación para alimentar electrolizadores PEM y consideró la energía recortada, el factor de capacidad y el costo. El trabajo demuestra la utilidad de aprovechar los excedentes renovables, aunque corresponde a una instalación conectada a la red, de gran escala y con tecnología PEM. Esto deja abierta su aplicación a sistemas fotovoltaicos autónomos y con electrólisis alcalina [20].

Wong y Li realizaron una revisión de estrategias de control para sistemas fotovoltaicos con electrolizadores PEM. Compararon métodos tradicionales de seguimiento del punto de máxima potencia, técnicas predictivas, lógica difusa y algoritmos híbridos. Algunos de los métodos revisados alcanzaron eficiencias de seguimiento mayores al 95 %, aunque las estrategias más avanzadas requieren mayor capacidad de cómputo y hardware especializado. El trabajo confirma que el control de la generación y del electrolizador debe coordinarse. No obstante, no presenta un dimensionamiento ni una instalación propia, por lo que queda pendiente aplicar estos métodos a una arquitectura específica [21].

Gulraiz et al. revisaron sistemas renovables que combinan baterías y almacenamiento de hidrógeno. Los estudios recopilados abarcan desde instalaciones residenciales cercanas a 4.5 kWp hasta sistemas de 450 MW, con consumos de electrólisis entre 50 y 84 kWh/kg. La revisión indica que las baterías son adecuadas para variaciones de corta duración, mientras que el hidrógeno puede utilizarse para periodos más largos. Esta comparación ayuda a definir la función de cada sistema de almacenamiento. Al tratarse de una revisión, no propone un dimensionamiento ni una estrategia propia, lo que deja abierta su aplicación en un caso de estudio concreto [22].

Haidar et al. desarrollaron en MATLAB/Simulink un modelo de integración entre un sistema fotovoltaico y un electrolizador alcalino. El modelo consideró aproximadamente 6.5 kWp de generación y un electrolizador de 12 celdas, 24 V y 220 A. Los resultados mostraron una relación directa entre la corriente y la producción de hidrógeno, además de la influencia de la temperatura en la eficiencia del *stack*. Este trabajo es cercano al enfoque de la tesis por el uso de modelado eléctrico, térmico y electroquímico. Sin embargo, la conexión entre el sistema fotovoltaico y el electrolizador se realizó de manera directa, dejando abierta la incorporación de almacenamiento y un bus DC [23].

Boubé et al. evaluaron el potencial geoespacial y económico de producir hidrógeno con energía solar en Níger. Compararon electrolizadores PEM y alcalinos en instalaciones aisladas y de gran escala, con consumos de 52.5 y 54.7 kWh/kg, respectivamente. Los resultados muestran la importancia de utilizar datos solares del lugar al calcular la producción y el costo del hidrógeno. El análisis se enfoca en el potencial territorial y económico, no en la respuesta dinámica de una planta. Esto permite identificar la necesidad de trasladar los datos regionales a modelos eléctricos de operación [24].

Qamar et al. propusieron una gestión energética para una microrred fotovoltaica y eólica con

baterías, almacenamiento de hidrógeno, celda de combustible y un electrolizador alcalino de 5 kW. El algoritmo PSO-MWWO permitió estabilizar el voltaje, reducir armónicos y disminuir aproximadamente 6.8 % los costos totales frente a otros métodos. El trabajo demuestra que la integración debe considerar tanto el balance de energía como la calidad de potencia. Sin embargo, el sistema incluye distintas fuentes y tecnologías y fue evaluado únicamente mediante simulación. La oportunidad consiste en aplicar una estrategia similar a una configuración fotovoltaica más específica [1].

Ashraf et al. desarrollaron un modelo electroquímico para electrolizadores PEM y estimaron sus parámetros mediante el algoritmo WMVA. La propuesta fue validada con tres *stacks* comerciales y obtuvo reducciones de hasta 88 % en el error cuadrático medio frente a algunos métodos de comparación. El estudio también mostró la influencia de la temperatura y la densidad de corriente en el voltaje y la producción de hidrógeno. Su aportación se relaciona con la precisión del modelado del electrolizador. Sin embargo, no estudia la integración con generación fotovoltaica, convertidores o almacenamiento, y utiliza tecnología PEM. Esto deja abierta la aplicación de métodos de identificación similares a electrolizadores alcalinos integrados con fuentes renovables [9].

En conjunto, los trabajos muestran avances en el dimensionamiento, el modelado, la electrónica de potencia, el almacenamiento y el control. Algunos analizan plantas completas, mientras que otros se concentran en un componente o en una evaluación económica. A partir de esta revisión se identifica que todavía es necesario relacionar, dentro de un mismo modelo, los datos solares del lugar, el dimensionamiento fotovoltaico, el almacenamiento, el bus DC, la regulación de la corriente y la producción de un electrolizador alcalino. Esta área de oportunidad sustenta el enfoque de integración considerado en la presente investigación.

Tabla 1

Análisis crítico del estado del arte y áreas de oportunidad identificadas.

Línea de investigación	Evidencia en la literatura	Brecha identificada	Enfoque de la tesis
Integración FV-electrolizador	Hassan et al. determinaron una configuración de 12 kWp y un electrolizador de 8 kW. Cao et al. integraron generación fotovoltaica, batería, bus DC y electrólisis alcalina. Bonaccorsi et al. evaluaron experimentalmente una planta piloto [13, 14, 16].	Los estudios emplean diferentes escalas y tecnologías. Son pocos los que relacionan datos solares locales, dimensionamiento, almacenamiento y producción de un electrolizador alcalino dentro de un mismo modelo.	Se estudia la integración completa con perfiles de irradiancia de Morelos y se relacionan la generación, la corriente del electrolizador y la producción estimada de hidrógeno.
Electrónica de potencia	Deshmukh et al. utilizaron convertidores DAB para alimentar un electrolizador de alta corriente. Cao et al. incorporaron convertidores Boost, bidireccional y Buck en una arquitectura con bus DC [14, 25].	Los convertidores suelen analizarse por separado, por lo que no siempre se observa cómo una variación fotovoltaica afecta las etapas de conversión y la alimentación del electrolizador.	Los convertidores Boost y Buck se analizan dentro del mismo sistema y se relacionan con el bus DC, la batería y el electrolizador.

Continúa en la página siguiente

Tabla 1 – continuación

Línea de investigación	Evidencia en la literatura	Brecha identificada	Enfoque de la tesis
Arquitecturas con bus DC	Cao et al. regularon un bus DC de 400 V para integrar la generación, la batería y el electrolizador. Qamar et al. analizaron el voltaje y la calidad de potencia en una microred híbrida [26].	El bus se utiliza principalmente como punto de conexión. Su relación con el desequilibrio energético y la producción de hidrógeno no siempre se analiza de manera conjunta.	Se utiliza un bus DC de 700 V como punto común de acoplamiento y como variable para estudiar el balance entre generación, almacenamiento y demanda.
Estrategias de control	Wong y Li revisaron métodos MPPT, control predictivo, lógica difusa y estrategias híbridas. Cao et al. utilizaron MPPT adaptativo y predicción de potencia solar [14, 21].	Los controles avanzados pueden requerir mayor capacidad de cómputo. Además, algunos estudios regulan únicamente el MPPT o el bus sin relacionarlos con la corriente del electrolizador.	Se emplea MPPT P&O y controladores PI para regular las variables eléctricas del sistema y la alimentación del electrolizador.
Gestión energética	Anastasiadis et al. utilizaron excedentes renovables para producir hidrógeno. Zhang y Xu relacionaron mediante optimización las capacidades de generación, batería y electrólisis [7, 17].	Los EMS suelen orientarse a la optimización económica o a microrredes con varias fuentes. En algunos casos no se relacionan directamente con la dinámica del bus y del electrolizador.	La gestión energética se basa en el balance de potencia del bus DC y en la participación de la batería ante excedentes o déficits de generación.
Almacenamiento energético	Cao et al. utilizaron una batería con una hora de autonomía. Bonaccorsi et al. incorporaron 12 kWh y Zhang y Xu dimensionaron 2 276 kWh mediante optimización [27, 28].	El almacenamiento suele tratarse como respaldo o como variable económica. Su efecto sobre el bus DC, la corriente y la producción de hidrógeno no siempre se estudia directamente.	La batería participa en la compensación de excedentes y déficits. Se representa mediante una fuente de corriente controlada para analizar su contribución energética.
Producción de hidrógeno	Song et al. reportaron 10.7 kg de H ₂ /h y un consumo de 56 kWh/kg. Cao et al. obtuvieron consumos de 5.046 a 5.26 kWh/Nm ³ . Haidar et al. relacionaron la corriente con el flujo de hidrógeno [14, 29].	La producción suele estudiarse mediante modelos independientes o conexiones directas, sin incluir toda la dinámica del sistema fotovoltaico, el almacenamiento y los convertidores.	La producción se estima a partir de la corriente obtenida en el modelo integrado, considerando los cambios de irradiancia y el balance energético.

La comparación muestra que la literatura ha desarrollado soluciones para el dimensionamiento, el control, el almacenamiento y la producción de hidrógeno. Sin embargo, estos aspectos suelen analizarse por separado o bajo condiciones diferentes de escala, tecnología y operación.

La principal área de oportunidad se encuentra en relacionar, dentro de un mismo modelo, el recurso solar local, el dimensionamiento fotovoltaico, el bus DC, la participación de la batería, la regulación de corriente y la producción de un electrolizador alcalino. Esta brecha sustenta el enfoque de integración desarrollado en la presente investigación.

Capítulo 3. Marco teórico

3.1. Electrólisis del agua alcalina

El proceso de electrólisis consiste en separar la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno. Para lograrlo se aplica una diferencia de potencial entre dos electrodos: ánodo y cátodo. Entre ellos se coloca un electrolito, que permite el movimiento de iones dentro de la celda. Como se muestra en la figura 1. En el caso de los electrólizadores alcalinos, se utiliza comúnmente una solución de hidróxido de potasio, debido a que mejora la conductividad iónica [30].

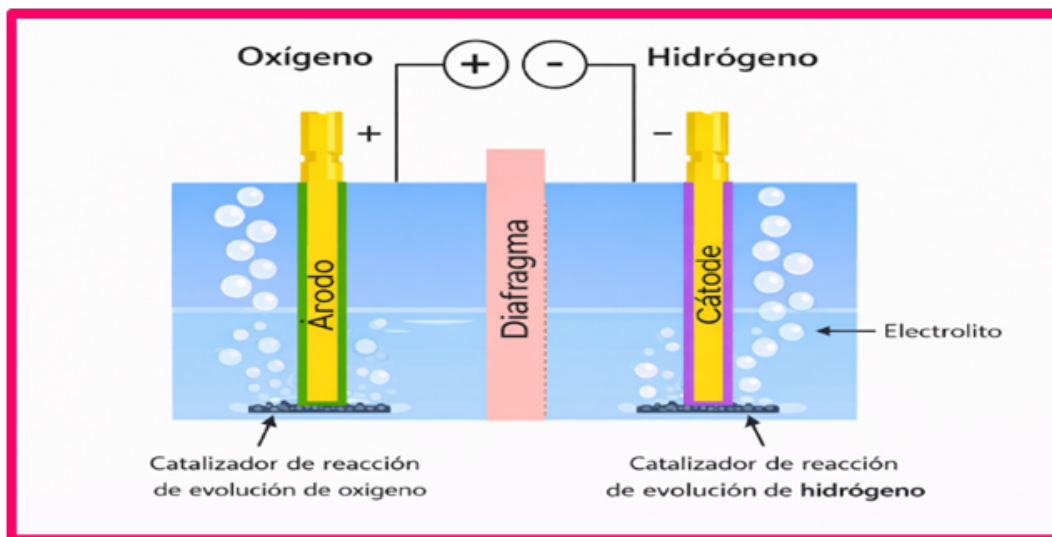


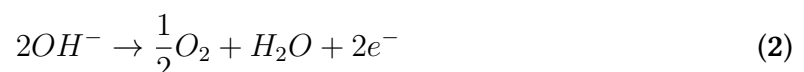
Figura 1

Esquema general del proceso de electrólisis alcalina.

Durante la electrólisis del agua ocurren dos procesos de manera simultánea: la oxidación y la reducción, los cuales conforman una reacción redox. La reducción ocurre cuando una sustancia gana electrones, mientras que la oxidación se presenta cuando los pierde. Al conectar el electrólizador, los electrones circulan por el circuito externo y los iones se desplazan dentro del electrolito. En el cátodo, las moléculas de agua reciben electrones y se lleva a cabo la reducción:



En el ánodo ocurre la oxidación:



La reacción total queda como:



En condiciones ideales, el voltaje mínimo para que ocurra la reacción es cercano a 1,23 V, a 25 °C y 1 atm. En una celda real este valor aumenta, porque aparecen pérdidas internas. Algunas se deben a la activación de las reacciones en los electrodos, otras a la resistencia del electrolito y de las conexiones, y otras al transporte limitado de especies químicas cuando la corriente es alta [1].

Por eso, el voltaje de operación no depende únicamente del valor reversible de la reacción. Durante el funcionamiento de la celda aparecen pérdidas asociadas con la activación de los electrodos, la resistencia interna y el transporte de las especies químicas. Estas contribuciones se representan mediante la siguiente expresión:

$$U = U_{rev} + \eta_{act} + \eta_{ohm} + \eta_{conc} \quad (4)$$

Cuando la densidad de corriente aumenta, la reacción electroquímica debe desarrollarse con mayor rapidez. Esto provoca una mayor caída de voltaje en los materiales y en el electrolito, además de que el transporte de reactivos hacia los electrodos puede volverse más limitado. Como resultado, la celda necesita un voltaje más alto para mantener la corriente requerida. Este efecto se refleja directamente en la potencia eléctrica consumida por el electrolizador [31].

La potencia consumida por el electrolizador se calcula mediante:

$$P = U \cdot I \quad (5)$$

Aquí, (U) representa el voltaje de operación e (I) la corriente que circula por la celda. Para estimar la producción de hidrógeno, la corriente es una variable fundamental, ya que determina la cantidad de carga eléctrica transferida durante la electrólisis. El voltaje, por su parte, refleja la diferencia de potencial necesaria para mantener esa corriente y superar las pérdidas internas del sistema [32].

3.1.1. Leyes de Faraday para el cálculo de la producción de hidrógeno

Para estimar la producción de hidrógeno se utiliza la relación entre corriente eléctrica y cantidad de sustancia generada. Esta relación se obtiene mediante las leyes de Faraday [33].

La expresión básica es:

$$n = \frac{Q}{zF} \quad (6)$$

donde n es la cantidad de sustancia producida en moles, Q es la carga transferida, z es el número de electrones de la reacción y F es la constante de Faraday, con valor de 96485 C/mol.

Como la carga eléctrica transferida puede expresarse, para una corriente constante, mediante:

$$Q = I \cdot t \quad (7)$$

donde Q es la carga eléctrica transferida, medida en coulomb (C); I representa la corriente eléctrica que circula por la celda, medida en ampere (A); y t corresponde al tiempo durante el cual se mantiene dicha corriente, expresado en segundos (s).

Entonces:

$$n = \frac{I \cdot t}{zF} \quad (8)$$

Para el hidrógeno, se requieren dos electrones por molécula formada. Por ello, $z = 2$, y la producción molar queda como:

$$n_{H_2} = \frac{I \cdot t}{2F} \quad (9)$$

Esta relación muestra que la producción de hidrógeno aumenta con la corriente aplicada al electrolizador.

Para obtener la masa de hidrógeno, se emplea la masa molar del hidrógeno, cuyo valor es $M_{H_2} = 2,016 \times 10^{-3} \text{ kg/mol}$.

En la práctica, no toda la corriente genera hidrógeno útil. Parte puede perderse por reacciones secundarias, fugas o efectos internos. Para considerar esto se incluye la eficiencia faradaica η_F :

$$\dot{m}_{H_2} = \eta_F \cdot \frac{I \cdot M_{H_2}}{2F} \quad (10)$$

Esta ecuación se utiliza en el modelo para convertir la corriente del electrolizador en producción de hidrógeno. Por eso, desde el punto de vista del control, la corriente es la variable principal del proceso. El voltaje sigue siendo importante, pero está más relacionado con el consumo energético [34].

Si el electrolizador tiene varias celdas en serie, la corriente que atraviesa la celda es la misma en todas ellas. El voltaje total sí cambia, porque se suma el voltaje de cada celda. Esto significa que la producción depende de la corriente de la celda, mientras que el número de celdas influye principalmente en el voltaje requerido [35].

3.1.2. Dimensionamiento del área activa del electrodo

Después de calcular la corriente, se determina el área activa requerida. Esta área permite distribuir la corriente sobre la superficie del electrodo. Si el área es pequeña, la densidad de corriente aumenta y pueden aparecer pérdidas, calentamiento o desgaste acelerado.

La densidad de corriente es una variable importante para describir la operación del electrolizador, ya que relaciona la corriente eléctrica aplicada con el área activa disponible

para la reacción electroquímica. Esta variable permite evaluar qué tan distribuida se encuentra la corriente sobre la superficie del electrodo y se define como:

$$J = \frac{I}{A} \quad (11)$$

donde J representa la densidad de corriente, I es la corriente eléctrica aplicada al electrolizador y A corresponde al área activa del electrodo. Por lo tanto, para una misma corriente, un área activa mayor reduce la densidad de corriente, mientras que un área menor incrementa la carga eléctrica por unidad de superficie.

Este valor permite repartir la corriente en una superficie suficiente. Con ello se busca una operación más uniforme del electrolizador y se reducen zonas con concentración excesiva de corriente.

El área activa también ayuda a definir el tamaño de la celda y el número de celdas necesarias. Por eso, este cálculo conecta la parte eléctrica con la configuración física del electrolizador [22].

3.2. Sistema fotovoltaico y MPPT

La potencia disponible en un arreglo fotovoltaico cambia durante su operación. Esto se debe a que la irradiancia y la temperatura modifican las características eléctricas de los módulos y, por lo tanto, desplazan el punto en el que se obtiene la máxima potencia. Para localizar dicho punto se utiliza un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia, conocido como MPPT [36].

El método Perturbar y Observar, denominado P&O. Su funcionamiento parte de las mediciones de voltaje y corriente del arreglo fotovoltaico, por lo que no requiere un modelo matemático detallado del módulo. La potencia entregada en cada periodo de muestreo se obtiene mediante:

$$P_{FV}(k) = V_{FV}(k)I_{FV}(k), \quad (12)$$

donde $P_{FV}(k)$ es la potencia instantánea del arreglo, $V_{FV}(k)$ es el voltaje medido, $I_{FV}(k)$ es la corriente suministrada y k representa el instante de muestreo.

Posteriormente, la potencia y el voltaje actuales se comparan con los valores obtenidos en la muestra anterior. Las variaciones se calculan como:

$$\Delta P(k) = P_{FV}(k) - P_{FV}(k-1), \quad (13)$$

$$\Delta V(k) = V_{FV}(k) - V_{FV}(k-1). \quad (14)$$

El criterio utilizado por el algoritmo se relaciona con la pendiente de la curva potencia-voltaje. Antes del punto de máxima potencia, la potencia aumenta cuando se incrementa el voltaje. Después de dicho punto, un incremento de voltaje provoca una disminución de la potencia. En el punto máximo, la pendiente de la curva es aproximadamente igual a cero:

$$\frac{dP_{FV}}{dV_{FV}} = \begin{cases} > 0, & V_{FV} < V_{MPP}, \\ = 0, & V_{FV} = V_{MPP}, \\ < 0, & V_{FV} > V_{MPP}. \end{cases} \quad (15)$$

A partir de los signos de ΔP y ΔV , el algoritmo determina si debe mantener o invertir la dirección de la perturbación. Si el último cambio produce un aumento de potencia, el ajuste continúa en el mismo sentido. Cuando la potencia disminuye, la perturbación se invierte. La lógica de decisión se resume en la Tabla 2.

Tabla 2

Criterios de decisión del algoritmo Perturbar y Observar

ΔV	ΔP	Acción sobre V_{ref}
Positivo	Positivo	Incrementar V_{ref}
Positivo	Negativo	Disminuir V_{ref}
Negativo	Positivo	Disminuir V_{ref}
Negativo	Negativo	Incrementar V_{ref}
Cualquiera	Cero	Mantener V_{ref}

La actualización del voltaje de referencia puede representarse mediante:

$$V_{ref}(k+1) = \begin{cases} V_{ref}(k) + \Delta V_p, & \frac{\Delta P(k)}{\Delta V(k)} > 0, \\ V_{ref}(k) - \Delta V_p, & \frac{\Delta P(k)}{\Delta V(k)} < 0, \\ V_{ref}(k), & \Delta P(k) = 0, \end{cases} \quad (16)$$

donde $V_{ref}(k)$ es el voltaje de referencia en el instante actual y ΔV_p corresponde al tamaño de la perturbación aplicada.

El tamaño del paso influye en el desempeño del seguimiento. Un valor grande permite llegar con mayor rapidez a la zona de máxima potencia, pero produce oscilaciones más amplias alrededor de ella. Por otro lado, un paso pequeño disminuye estas variaciones, aunque hace más lenta la respuesta cuando cambia la irradiancia.

La secuencia del algoritmo comienza con la lectura de V_{FV} e I_{FV} . Después se calcula la potencia, se obtienen ΔP y ΔV , y se aplica el criterio de decisión correspondiente. Finalmente, se actualiza el voltaje de referencia y el procedimiento se repite en el siguiente periodo de muestreo. Esta lógica debe presentarse mediante el diagrama de flujo de la Figura 2.

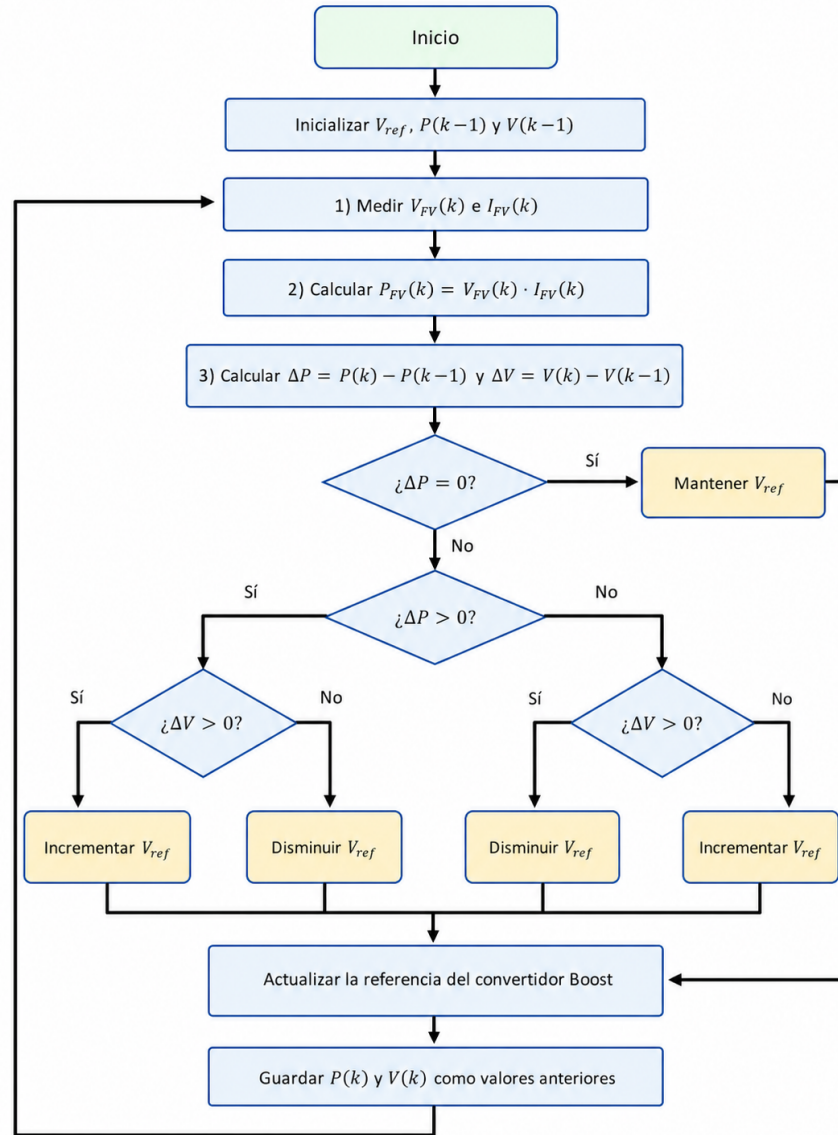
**Figura 2**

Diagrama de flujo del algoritmo Perturbar y Observar.

3.3. Bus de corriente directa

El bus DC es el punto donde se conecta la energía proveniente del sistema fotovoltaico con la demanda del electrolizador. En esta arquitectura se ubica entre el Boost y el Buck. El Boost inyecta energía al bus y el Buck la extrae para alimentar al electrolizador [37].

El bus incluye capacitores que almacenan energía de forma temporal. Este almacenamiento ayuda a suavizar cambios rápidos, aunque no sustituye a un sistema de baterías.

La Figura 3 muestra la arquitectura general de un sistema basado en bus DC. La fuente de entrada V_{in} entrega energía a un convertidor DC-DC de entrada, el cual acondiciona

el voltaje y la corriente antes de transferirlos al enlace de corriente directa. En el bus DC se integra un capacitor de enlace C_{DC} , encargado de suavizar las variaciones de voltaje y apoyar la estabilidad del sistema.

Desde el bus DC, la energía se suministra a un segundo convertidor DC-DC, correspondiente a la etapa de salida, que adapta las condiciones eléctricas requeridas por la carga. El bloque de control y regulación mide el voltaje del bus V_{DC} y ajusta los ciclos de trabajo D_1 y D_2 de los convertidores. De esta manera, el bus DC funciona como un punto común de intercambio energético entre la fuente, las etapas de conversión y la carga.

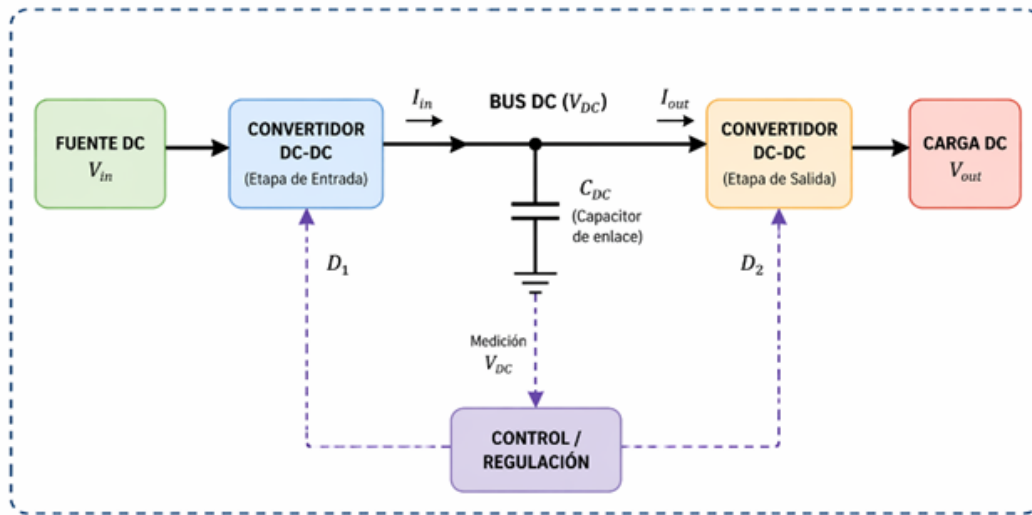


Figura 3

Arquitectura del sistema con bus de DC.

El voltaje del bus permite interpretar el estado del sistema. Si entra más potencia de la que se consume, el voltaje sube. Si se consume más de lo que entra, el voltaje baja. Cuando ambas potencias se equilibran, el voltaje se mantiene [38].

3.4. Convertidores de potencia

Los convertidores DC-DC son necesarios porque el sistema fotovoltaico y el electrolizador no operan con las mismas condiciones eléctricas. El arreglo solar presenta un punto de máxima potencia que cambia con la irradiancia y la temperatura. El electrolizador, por su parte, requiere una alimentación regulada, principalmente en corriente, para mantener una producción de hidrógeno dentro de los límites establecidos [39].

En este tipo de arquitecturas, los convertidores permiten adaptar los niveles de voltaje y controlar el flujo de energía entre la fuente fotovoltaica, el bus DC y el electrolizador. La Figura 4 presenta las configuraciones básicas de los convertidores Buck y Boost. Su

inclusión permite identificar la disposición de los elementos de conmutación y comprender por qué cada topología produce un efecto diferente sobre el voltaje de salida.

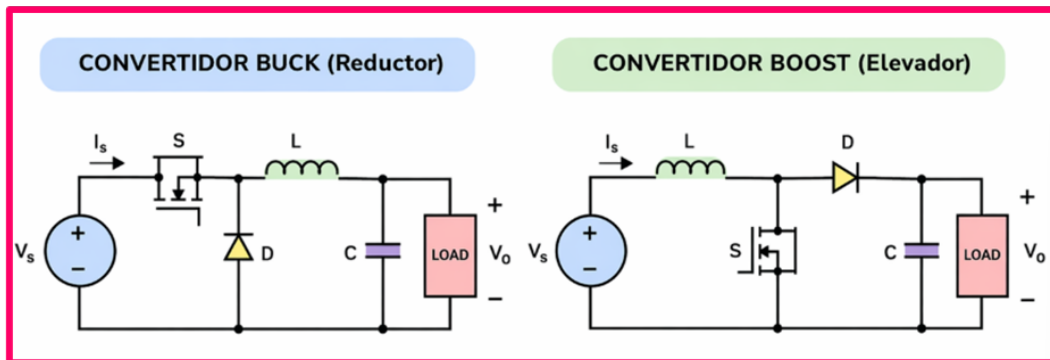


Figura 4

Configuraciones básicas de los convertidores DC-DC Buck y Boost.

Como se observa en la Figura 4, ambas configuraciones emplean un interruptor controlado, un diodo, un inductor y un capacitor. Sin embargo, la posición de estos elementos modifica la forma en que se transfiere la energía desde la fuente hacia la carga. El inductor almacena y entrega energía durante los estados de conmutación, mientras que el capacitor contribuye a reducir las variaciones del voltaje de salida.

En el convertidor Buck, mostrado en la parte izquierda de la Figura 4, el interruptor conecta y desconecta la fuente respecto al inductor. La acción conjunta del interruptor y del diodo permite obtener un voltaje de salida menor que el voltaje de entrada. Por esta razón, esta topología se utiliza cuando la carga requiere un nivel de voltaje inferior al disponible en el bus DC.

En el convertidor Boost, presentado en la parte derecha de la figura, el inductor se conecta a la entrada y almacena energía cuando el interruptor se encuentra cerrado. Al abrirse el interruptor, la energía acumulada en el inductor se transfiere hacia la salida a través del diodo, lo que permite obtener un voltaje mayor que el voltaje de entrada. Esta característica hace que el convertidor Boost sea adecuado para elevar el voltaje procedente del arreglo fotovoltaico.

En la arquitectura considerada, el convertidor Boost eleva el voltaje del arreglo fotovoltaico hasta el nivel requerido por el bus DC. Además, la regulación de su ciclo de trabajo permite modificar el punto de operación del arreglo y aplicar el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia.

El convertidor Buck toma la energía disponible en el bus DC y reduce el voltaje hasta el nivel requerido por el electrolizador. En esta etapa, la regulación de la corriente es especialmente importante, ya que la cantidad de hidrógeno producida depende de la corriente que circula por el stack.

Tanto el convertidor Boost como el Buck se controlan mediante modulación por ancho de pulso. En esta técnica, el ciclo de trabajo D representa la fracción del periodo de conmutación durante la cual el interruptor permanece cerrado. La modificación de D

permite regular la relación entre el voltaje de entrada y el voltaje de salida de cada convertidor.

3.4.1. Convertidor Boost

El convertidor Boost se usa cuando el voltaje disponible en una fuente de corriente directa es menor que el requerido por la carga. En esta tesis se coloca entre el arreglo fotovoltaico y el bus DC. Su función es elevar el voltaje de los módulos y entregar al bus un nivel más adecuado para la operación del sistema [40].

El circuito básico del Boost está formado por un inductor, un interruptor, un diodo y un capacitor. Cuando el interruptor conduce, el inductor almacena energía. Cuando el interruptor deja de conducir, esa energía se transfiere hacia la salida a través del diodo. Este comportamiento permite que el voltaje de salida sea mayor que el voltaje de entrada [41].

La Figura 5 muestra la configuración básica de esta topología. En el esquema, E representa la fuente de entrada, L el inductor, S el interruptor controlado, D el diodo, C el capacitor de salida y U el voltaje aplicado a la carga. La dirección de i_L indica el sentido de circulación de la corriente a través del inductor.

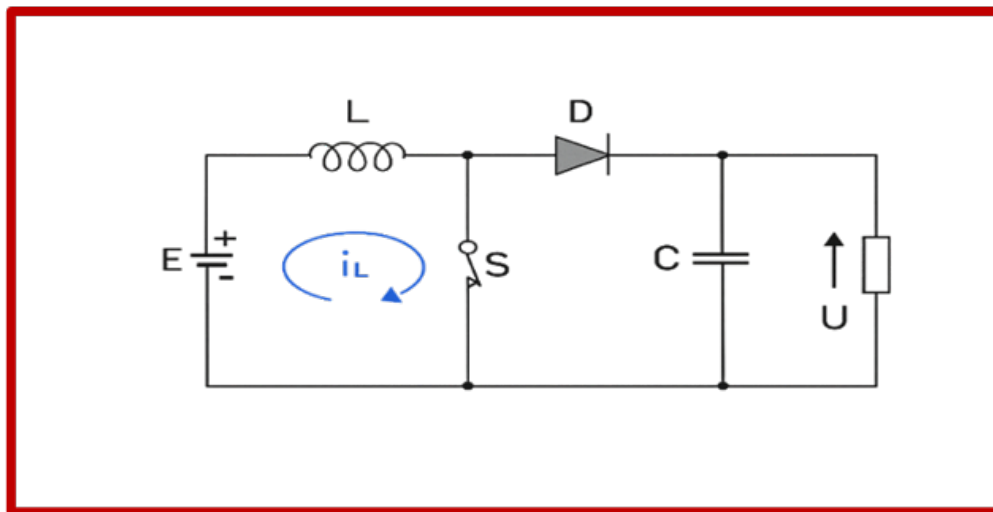


Figura 5

Esquema de un convertidor Boost

[29]

Como se observa en la Figura 5, el interruptor S controla los intervalos de almacenamiento y transferencia de energía. Cuando S permanece cerrado, el diodo queda polarizado en inversa y la corriente i_L aumenta. Al abrirse el interruptor, el diodo conduce y la energía almacenada en el inductor se suma a la proporcionada por la fuente, alimentando al capacitor y a la carga. Esta secuencia es la que permite obtener un voltaje de salida superior al de entrada.

Para conducción continua, el ciclo de trabajo se define por la relación entre el tiempo de encendido y el periodo de conmutación:

$$D = \frac{t_{on}}{T} \quad (17)$$

donde D es el ciclo de trabajo, t_{on} corresponde al intervalo durante el cual el interruptor permanece cerrado y T representa el periodo total de conmutación.

El balance de voltaje en el inductor se expresa como

$$V_{in}D_{boost} + (V_{in} - V_o)(1 - D_{boost}) = 0 \quad (18)$$

donde V_{in} es el voltaje de entrada y V_o el voltaje de salida.

Al despejar V_o , se obtiene

$$V_o = \frac{V_{in}}{1 - D_{boost}} \quad (19)$$

Esta expresión muestra que el voltaje de salida depende del ciclo de trabajo. Conforme D aumenta, también lo hace el voltaje de salida. En la práctica, el ciclo de trabajo debe mantenerse dentro de límites seguros para evitar pérdidas elevadas o condiciones de inestabilidad.

El convertidor no genera energía adicional, sino que modifica la relación entre voltaje y corriente. De manera aproximada, puede considerarse que

$$P_{in} \approx P_{out} \quad (20)$$

y, por tanto,

$$V_{in}I_{in} \approx V_oI_o \quad (21)$$

donde P_{in} y P_{out} representan las potencias de entrada y salida, respectivamente; I_{in} es la corriente de entrada e I_o la corriente de salida.

En sistemas fotovoltaicos, esta propiedad permite modificar el punto de operación del arreglo. Por esta razón, el convertidor Boost se utiliza junto con un algoritmo MPPT. En esta investigación, su papel es elevar el voltaje hacia el bus DC y contribuir a la extracción de la mayor potencia disponible del sistema fotovoltaico [26].

3.4.2. Convertidor Buck

El convertidor Buck se utiliza cuando se requiere obtener un voltaje de salida menor que el voltaje disponible en la entrada. En una arquitectura fotovoltaica conectada a un electrolizador, esta etapa toma la energía del bus DC y adapta el nivel de voltaje antes de suministrarla al stack.

Además de reducir el voltaje, su función principal es regular la corriente del electrolizador. Esta variable resulta importante debido a que la producción de hidrógeno está relacionada directamente con la corriente que circula por las celdas. Por esta razón, el convertidor Buck funciona como el actuador principal del lado de la carga.

La Figura 6 presenta la estructura básica de esta topología y permite identificar los elementos que intervienen durante los estados de conmutación. En el esquema, V_i representa el voltaje de entrada, S el interruptor controlado, D el diodo de libre circulación, L el inductor, C el capacitor de salida, R la carga y V_o el voltaje de salida. Asimismo, i_L corresponde a la corriente del inductor, V_L a su voltaje y V_D al voltaje presente en el diodo.

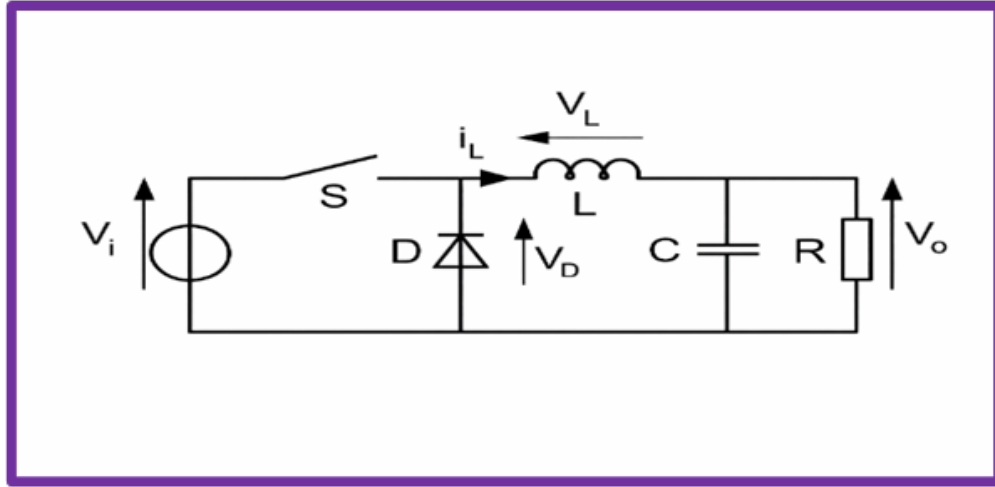


Figura 6

Esquema de un convertidor Buck.

[29]

Como se observa en la Figura 6, el interruptor S controla la transferencia de energía desde la fuente hacia la carga. Cuando el interruptor permanece cerrado, el diodo queda polarizado en inversa y el voltaje de entrada se aplica al conjunto formado por el inductor y la carga. En este intervalo, la corriente i_L aumenta y el inductor almacena energía.

Cuando el interruptor se abre, la fuente queda desconectada del inductor. Sin embargo, la corriente no se interrumpe de manera instantánea, ya que el inductor libera la energía almacenada. En este estado, el diodo conduce y proporciona una trayectoria de libre circulación para mantener el flujo de corriente hacia el capacitor y la carga.

Al conmutar entre los estados de encendido y apagado, el convertidor regula la energía transferida a la carga y obtiene un voltaje promedio de salida inferior al voltaje de entrada. Bajo condiciones ideales y en modo de conducción continua, esta relación se expresa como

$$V_o = D_{buck} V_{in}, \quad (22)$$

donde V_o es el voltaje de salida del convertidor, V_{in} corresponde al voltaje de entrada y D representa el ciclo de trabajo del interruptor.

El ciclo de trabajo se define como la relación entre el tiempo durante el cual el interruptor permanece cerrado y el periodo total de conmutación:

$$D_{buck} = \frac{t_{on}}{T}, \quad (23)$$

donde t_{on} es el tiempo de conducción del interruptor y T representa el periodo de conmutación. El valor de D se encuentra entre cero y uno, por lo que, en condiciones ideales, el voltaje de salida siempre es menor que el voltaje de entrada.

Aunque la ecuación anterior describe la reducción de voltaje, en esta arquitectura el interés principal se encuentra en la regulación de corriente. Para realizarla, la corriente medida en el electrolizador se compara con una referencia. La diferencia entre ambas señales genera un error que es procesado por un controlador PI. La salida del controlador modifica el ciclo de trabajo del convertidor y, con ello, la corriente entregada al stack.

Para analizar la dinámica del convertidor sin representar cada evento de conmutación, puede utilizarse un modelo promediado. La dinámica de la corriente en el inductor se expresa como

$$L \frac{di_L}{dt} = DbuckV_{in} - V_o, \quad (24)$$

donde L representa la inductancia, i_L es la corriente que circula por el inductor, V_{in} es el voltaje de entrada, V_o corresponde al voltaje de salida y D es el ciclo de trabajo.

La dinámica del voltaje de salida se obtiene a partir del balance de corriente en el capacitor:

$$C \frac{dV_o}{dt} = i_L - i_{load}, \quad (25)$$

donde C es la capacitancia de salida e i_{load} representa la corriente demandada por la carga.

Estas ecuaciones permiten estudiar la respuesta promedio del convertidor y facilitan el diseño del controlador de corriente. En particular, muestran que el comportamiento del Buck depende tanto del ciclo de trabajo como del voltaje disponible en el bus DC y de la corriente demandada por el electrolizador.

Si el voltaje del bus cambia, el convertidor debe modificar su ciclo de trabajo para mantener la corriente cercana a la referencia. Por esta razón, el convertidor Buck no se analiza como una etapa aislada, sino como parte del conjunto formado por el bus DC, el sistema de almacenamiento y el electrolizador.

3.5. Control PID

En un sistema fotovoltaico-electrolizador, el control automático es necesario porque la energía disponible no permanece constante. Estas variaciones pueden reflejarse en el bus DC y en las etapas de conversión si no se regulan de forma adecuada.

El control automático permite corregir esas variaciones. Su principio básico consiste en comparar una variable deseada, llamada referencia, con la variable real medida en el sistema. La diferencia entre ambas se conoce como error. A partir de ese error, el controlador genera una señal de control que modifica la operación del proceso [15].

De manera general, el error de control se define como:

$$e(t) = r(t) - y(t) \quad (26)$$

donde $e(t)$ representa el error, $r(t)$ es la referencia deseada y $y(t)$ es la variable medida del sistema.

El control proporcional, también llamado control P, trabaja a partir del error que existe entre el valor deseado y el valor medido. Si la diferencia entre ambos valores es grande, la acción de control aumenta; si la diferencia se reduce, la acción también disminuye. Cuando la variable controlada se separa de la referencia, la acción proporcional genera una respuesta inmediata. Su intensidad depende del tamaño del error y de la ganancia seleccionada. Por esta razón, este tipo de control suele mejorar la respuesta inicial del sistema.

La acción proporcional se expresa como:

$$u_P(t) = K_p e(t) \quad (27)$$

donde $u_P(t)$ representa la señal proporcional de control, $e(t)$ es el error entre la referencia y la variable medida, y K_p corresponde a la ganancia proporcional.

El control proporcional es sencillo y permite actuar rápidamente ante cambios en el sistema. Sin embargo, por sí solo no siempre elimina el error en estado estacionario. Esto significa que la variable controlada puede quedar cerca de la referencia, pero no necesariamente en el valor deseado.

Por esta razón, cuando se requiere mayor precisión, la acción proporcional se combina con una acción integral. Esta última trabaja con el error acumulado en el tiempo. Si la variable permanece por debajo o por encima de la referencia, el término integral aumenta gradualmente su efecto hasta reducir esa diferencia. Esta característica permite eliminar el error en estado estacionario. La acción integral se expresa como:

$$u_I(t) = K_i \int_0^t e(\tau) d\tau \quad (28)$$

donde $u_I(t)$ es la acción integral, K_i es la ganancia integral y τ representa la variable de integración. La principal ventaja de esta acción es que permite corregir desviaciones sostenidas. Sin embargo, si la ganancia integral se ajusta de forma inadecuada, la respuesta puede volverse lenta, presentar sobreimpulsos o incluso generar oscilaciones [?].

La combinación de la acción proporcional y la acción integral da origen al controlador PI. La parte proporcional permite que el sistema responda ante cambios inmediatos del error, mientras que la parte integral corrige el error que permanece con el tiempo. La forma general del controlador PI en el dominio del tiempo se expresa como:

$$u(t) = K_p e(t) + K_i \int_0^t e(\tau) d\tau \quad (29)$$

donde $u(t)$ es la señal de control generada por el controlador, K_p es la ganancia proporcional y K_i es la ganancia integral. En el dominio de Laplace, el controlador PI puede representarse mediante la siguiente función de transferencia:

$$G_{PI}(s) = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) \quad (30)$$

donde T_i es el tiempo integral, relacionado con las ganancias mediante:

$$K_i = \frac{K_p}{T_i} \quad (31)$$

Desde el punto de vista físico, K_p determina qué tan fuerte responde el sistema ante una desviación inmediata. Si K_p es alto, el sistema responde más rápido, pero también puede volverse más sensible y presentar oscilaciones. Si K_p es bajo, la respuesta será más suave, pero puede tardar más en alcanzar la referencia. Por otra parte, K_i determina qué tan rápido se corrige el error acumulado. Si K_i es muy pequeño, el error estacionario tardará demasiado en eliminarse; si es demasiado grande, el sistema puede presentar sobreimpulso, oscilaciones o una respuesta inestable.

3.6. Criterios de evaluación

La evaluación del sistema no se basó únicamente en revisar las gráficas obtenidas en la simulación. Las curvas ayudan a observar la tendencia general de las señales, pero una respuesta puede verse estable y aun así presentar diferencias respecto al valor de referencia. Por eso, el análisis gráfico se complementó con indicadores numéricos de desempeño.

El error cuadrático medio, o MSE. Esta métrica promedia el cuadrado de la diferencia entre el valor simulado y el valor de referencia. Al elevar el error al cuadrado, las desviaciones grandes tienen mayor peso en el resultado:

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - y_{ref})^2 \quad (32)$$

donde y_i corresponde al valor simulado en cada muestra, y_{ref} representa el valor de referencia y n es el número total de datos evaluados.

También se calculó la raíz del error cuadrático medio, conocida como RMSE. Este indicador parte del MSE, pero al aplicar la raíz cuadrada vuelve a expresar el error en las mismas unidades de la variable analizada. Por eso resulta más fácil interpretar su magnitud:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - y_{ref})^2} \quad (33)$$

Otra métrica utilizada fue el error absoluto medio, o MAE. A diferencia del MSE, este índice no eleva el error al cuadrado, por lo que permite conocer de forma más directa la desviación promedio de la señal:

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i - y_{ref}| \quad (34)$$

El MAE resulta útil para observar el error medio durante todo el periodo de simulación, sin que algunos valores aislados tengan un peso excesivo en la interpretación.

Además, la desviación estándar se utilizó para revisar la dispersión de las señales, es decir, qué tanto variaron alrededor de su valor promedio:

$$STD = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} \quad (35)$$

donde $\bar{y}$ corresponde al valor promedio de la señal evaluada. Una desviación estándar baja indica una señal con menor variación, lo cual es deseable en variables como el voltaje del bus, la corriente del electrolizador y la producción de hidrógeno.

Finalmente, se usa el MAPE para expresar el error como porcentaje respecto a la referencia:

$$MAPE = \frac{100}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{y_i - y_{ref}}{y_{ref}} \right| \quad (36)$$

Un MAPE bajo indica que la señal simulada se mantiene próxima al valor esperado.

Capítulo 4. Metodología, modelado y dimensionamiento del sistema

4.1. Dimensionamiento del sistema de electrólisis

En este capítulo se desarrolla el modelo del sistema fotovoltaico acoplado a un electrolizador alcalino. El cálculo inicia con la producción objetivo de hidrógeno, porque de ella se obtienen los parámetros principales del electrolizador: corriente, voltaje, potencia, número de celdas y área activa.

Después se dimensiona el arreglo fotovoltaico y se utiliza una arquitectura con convertidor Boost, bus DC, batería y convertidor Buck.

El Boost lleva el voltaje de los módulos al bus DC. La batería compensa diferencias entre generación y demanda. El Buck, por su parte, ajusta la alimentación que recibe el electrolizador. Esta parte es importante porque la corriente del electrolizador está relacionada con la producción de hidrógeno.

El desarrollo comienza con una producción objetivo. A partir de ella se calcula la cantidad de hidrógeno en moles, después la carga eléctrica necesaria y finalmente la corriente requerida. Esta corriente será una variable muy importante dentro del sistema, porque de ella depende directamente la producción de hidrógeno.

4.1.1. Definición de la producción de hidrógeno

Para este trabajo se considera una producción de hidrógeno de 1 kg/h, representada como $\dot{m}_{H_2}$.

Este valor se utiliza como referencia para el diseño del electrolizador y para el dimensionamiento energético del sistema. A partir de esta producción se obtienen los requerimientos eléctricos y físicos principales.

Para aplicar la ley de Faraday, la producción debe expresarse en moles.

Para el hidrógeno molecular se considera una masa molar de $M_{H_2} = 2 \text{ g/mol}$.

Para la determinación de la carga eléctrica requerida se realiza la siguiente operación:

$$Q = 500 \cdot 2 \cdot 96,485 = 96,485,000 \text{ C/h} \quad (37)$$

Donde, para producir 1 kg de hidrógeno en una hora, debe circular una carga aproximada de 96,485 millones de coulombs.

Este cálculo es importante porque muestra la relación directa entre la parte electroquímica y la parte eléctrica del sistema. Para producir hidrógeno no basta con tener voltaje disponible; también debe circular la carga necesaria.

Con la carga eléctrica ya calculada, se obtiene la corriente necesaria. La corriente se define como la carga que circula por unidad de tiempo:

$$I = \frac{96,485,000}{3600} = 26,801 \text{ kA} \quad (38)$$

El voltaje del electrolizador depende del voltaje de cada celda y del número de celdas conectadas en serie.

Para electrolizadores alcalinos, el voltaje por celda suele ubicarse en el rango de $V_{\text{celda}} = 1,8\text{--}2,2 \text{ V}$.

Para el diseño inicial se adopta un valor promedio de 2V por celda.

Con este valor y la corriente calculada, la potencia eléctrica es de 53.6 kW

Esta potencia representa la demanda aproximada del electrolizador bajo la condición de diseño. Con ella se puede avanzar hacia el dimensionamiento del sistema fotovoltaico y de las etapas de conversión.

Una vez determinada el área activa total requerida, se calcula el número de celdas que conformarán el electrolizador. Para este dimensionamiento se considera un área activa individual de $0,14 \text{ m}^2$ por celda. Este valor corresponde a un electrodo con dimensiones de 0,40 m de largo y 0,35 m de ancho, por lo que:

$$A_{\text{celda}} = 0,40 \text{ m} \times 0,35 \text{ m} = 0,14 \text{ m}^2 \quad (39)$$

El número de celdas se obtiene a partir de la relación entre el área activa total requerida y el área activa por celda:

$$N_{\text{celdas}} = \frac{A_{\text{total}}}{A_{\text{celda}}} = \frac{5,32 \text{ m}^2}{0,14 \text{ m}^2} = 38 \text{ celdas} \quad (40)$$

Por lo tanto, el apilamiento del electrolizador se conforma por 38 celdas conectadas eléctricamente en serie. En esta configuración, la misma corriente circula a través de todas las celdas, mientras que sus voltajes individuales se suman. Considerando un voltaje aproximado de 2 V por celda, el voltaje nominal del apilamiento es de $V_{\text{celda}} = 38(2 \text{ V}) = 76 \text{ V}$.

La configuración del electrodo permite relacionar el área activa de cada celda con sus dimensiones físicas. Para un área de $0,14 \text{ m}^2$ y una longitud de 0,40 m, el ancho del electrodo se determina mediante:

$$w = \frac{A_{\text{celda}}}{L} = \frac{0,14 \text{ m}^2}{0,40 \text{ m}} = 0,35 \text{ m} \quad (41)$$

donde w representa el ancho del electrodo, A_{celda} corresponde al área activa de cada celda y L es la longitud del electrodo. Por tanto, las dimensiones consideradas para el área activa son 0,40 m de longitud y 0,35 m de ancho.

Este cálculo ayuda a visualizar el tamaño de cada electrodo dentro de la celda.

La configuración obtenida distribuye el área activa total de $5,32 \text{ m}^2$ entre las 38 celdas y establece las condiciones eléctricas requeridas para la integración del electrolizador con el convertidor Buck y el bus de corriente directa. La disposición general del *celda* se presenta en la Figura 7.

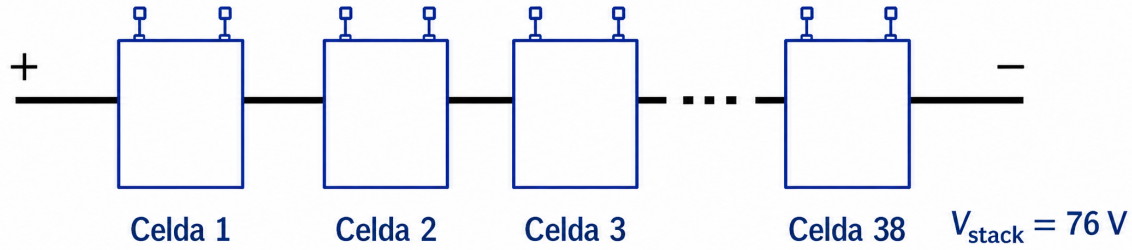


Figura 7

Arreglo en serie de las celdas del electrolizador alcalino

Este valor será utilizado para el diseño del convertidor Buck, ya que el bus DC opera a un voltaje mayor y debe reducirse hasta el nivel requerido por el electrolizador.

Por lo tanto, el número de celdas no solo define una característica física del electrolizador. También establece una condición eléctrica importante para la integración con los convertidores.

4.1.2. Volumen del electrolito

El electrolito permite el movimiento de iones entre los electrodos. En electrolizadores alcalinos suele emplearse una solución de hidróxido de potasio, debido a su buena conductividad iónica.

El volumen requerido se calcula considerando el área activa, la separación entre electrodos y el número de espacios dentro de la celda:

$$V_{\text{elect}} = A_{\text{celda}} d N_{\text{esp}} = (0,14 \text{ m}^2) (0,003 \text{ m}) (37) = 0,01554 \text{ m}^3 = 15,54 \text{ L} \quad (42)$$

donde V_{elect} representa el volumen estimado de electrolito, A_{celda} corresponde al área activa de cada celda, d es la separación entre electrodos y N_{esp} indica el número de espacios considerados entre las 38 celdas del *stack*. Por tanto, el volumen estimado de electrolito es de 15,54 L.

Por lo tanto, la celda requiere aproximadamente 15,54 litros de electrolito.

Este volumen ayuda a mantener el transporte iónico dentro del sistema. También influye en la resistencia interna y en la distribución térmica. Si el volumen no fuera suficiente, podrían presentarse limitaciones en la conducción iónica o incrementos de temperatura no deseados.

Además, durante la operación se genera calor. El electrolito puede ayudar a distribuir parte de ese calor, por lo que su volumen también se relaciona con la respuesta térmica del electrolizador.

La potencia eléctrica calculada para el electrolizador es:

$$P_{total} = 53,6 \text{ kW} \quad (43)$$

En una operación real, no toda esta potencia se convierte directamente en hidrógeno. Una parte se disipa como calor debido a la resistencia del electrolito, contactos eléctricos, electrodos y pérdidas propias de la reacción.

4.2. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico es la fuente principal de energía del sistema propuesto. Su función es entregar la potencia eléctrica necesaria para alimentar al electrolizador alcalino y sostener la producción de hidrógeno definida previamente. Por eso, su dimensionamiento no se realiza a partir de la demanda energética del proceso de electrólisis.

Para el cálculo se emplea un balance energético diario. También se toma como referencia el escenario con menor disponibilidad solar del sitio de estudio, ya que este representa una condición más exigente para el sistema. De esta manera, el dimensionamiento busca evitar que el arreglo fotovoltaico quede subestimado durante los periodos de menor irradiancia.

4.2.1. Caracterización de la carga del electrolizador como base del diseño fotovoltaico

El punto de partida para diseñar el sistema fotovoltaico es la demanda eléctrica del electrolizador. A partir del modelo desarrollado previamente, se considera una potencia nominal de $P_{EL,nom} = 53,6 \text{ kW}$.

Este valor representa la potencia base requerida por el electrolizador para la producción objetivo. Sin embargo, en un sistema real es conveniente incorporar un margen de diseño, ya que pueden presentarse pérdidas, variaciones operativas o condiciones no ideales. Por esta razón, se considera un margen adicional del 15 %.

La potencia de diseño se calcula como:

$$P_{EL} = 53,6 \times 1,15 = 61,64 \text{ kW} \quad (44)$$

Este valor se toma como la potencia eléctrica de referencia que debe cubrir el sistema fotovoltaico.

A partir de esta potencia, se considera un tiempo efectivo de operación de 12 horas.

Con este tiempo de operación, la energía diaria requerida por el electrolizador se obtiene mediante:

$$E_{EL,d} = P_{EL} \cdot H_{op} \quad (45)$$

$$E_T = 739,68 \text{ kWh/día} \times 1000 \frac{\text{Wh}}{\text{kWh}} = 739680 \text{ Wh/día} \quad (46)$$

Este resultado se utiliza como base para el dimensionamiento del campo fotovoltaico. En otras palabras, el sistema solar debe ser capaz de entregar una energía diaria cercana a 739,68 kWh bajo el escenario de diseño considerado.

4.2.2. Recurso solar y parámetro de diseño energético

Para realizar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico es necesario conocer la disponibilidad del recurso solar en el sitio de estudio. Este recurso puede expresarse mediante la irradiación solar diaria, la cual representa la cantidad de energía recibida por unidad de superficie durante un día y se expresa en kWh/m²/día.

La Figura 8 presenta la irradiación mensual promedio diaria correspondiente al año 2024. En ella se observa que la disponibilidad solar cambia a lo largo del año. Los valores más altos se registran entre marzo y mayo, con un máximo de 7,44 kWh/m²/día en abril. En contraste, enero presenta el valor más bajo, con aproximadamente 4,86 kWh/m²/día.

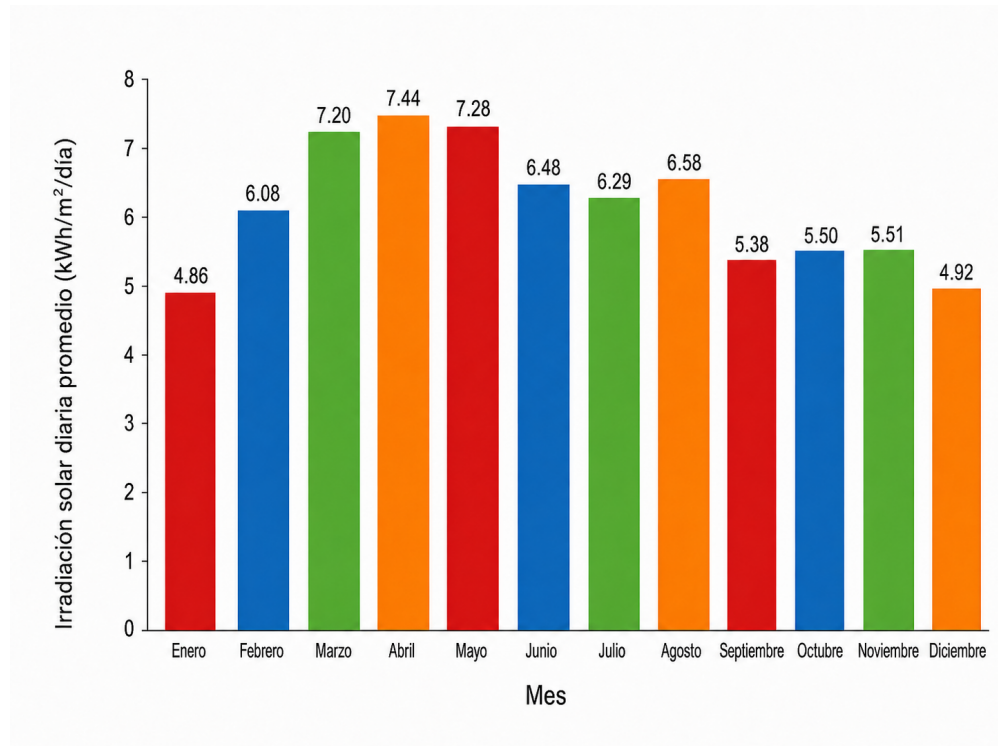


Figura 8

Horas Solares Pico mensuales durante 2024

Debido a que enero representa el periodo con menor disponibilidad de energía solar, este valor se utiliza como condición de referencia para el dimensionamiento del arreglo

fotovoltaico. De esta manera, el sistema se diseña considerando una condición desfavorable y no únicamente los meses con mayor irradiación.

Para expresar la irradiación diaria en términos de tiempo equivalente se utiliza el concepto de Horas Solares Pico, conocido como HSP. Este parámetro representa el número de horas durante las cuales una irradiancia constante de 1000 W/m^2 produciría la misma energía solar acumulada durante el día.

La relación utilizada para obtener las Horas Solares Pico es:

$$HSP = \frac{4,86808 \text{ kWh/m}^2/\text{día}}{1 \text{ kW/m}^2} = 4,86808 \text{ h/día} \quad (47)$$

donde H_d es la irradiación solar diaria y G_{ref} corresponde a la irradiancia de referencia de 1 kW/m^2 . Para el mes de enero se considera una irradiación diaria promedio de $4,86808 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$. Por lo tanto:

Este valor se emplea como parámetro de diseño energético para calcular la potencia requerida del arreglo fotovoltaico y verificar que el sistema pueda suministrar la energía necesaria incluso durante el mes con menor disponibilidad solar.

Con este dato se calcula la irradiación diaria equivalente:

$$G_{dm} = 4,86808 \cdot 1000 = 4868,08 \text{ Wh/m}^2/\text{día} \quad (48)$$

Este valor representa la energía solar diaria disponible por unidad de área. Por eso es un dato clave para conectar la demanda energética del electrolizador con el área requerida del campo fotovoltaico.

4.2.3. Selección del módulo fotovoltaico

La selección de un módulo de alta potencia permite reducir el número total de paneles requeridos. Esto también ayuda a disminuir el área ocupada, simplificar la configuración eléctrica y facilitar el diseño general del arreglo. Además, al tratarse de un módulo bifacial y de alta eficiencia, resulta adecuado para aplicaciones donde se requiere una producción energética considerable.

En este trabajo se considera el módulo Trina Vertex N de 700 W, debido a su alta potencia nominal y a su eficiencia aproximada del 22,5 %.

Los principales parámetros eléctricos y físicos del módulo fotovoltaico seleccionado se presentan en la Tabla 3. Para el desarrollo del sistema se considera el módulo Trina Vertex N de 700 W.

Tabla 3*Parámetros eléctricos y físicos del módulo fotovoltaico Trina Vertex N.*

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Potencia nominal del módulo	P_{mod}	700	W
Eficiencia fotovoltaica	η_{FV}	0.225	–
Voltaje en el punto de máxima potencia	V_{mpp}	40.5	V
Longitud del módulo	L_{mod}	2.384	m
Ancho del módulo	W_{mod}	1.303	m
Área aproximada del módulo	A_{mod}	3.106	m ²

El área total del generador fotovoltaico se calcula a partir de la energía que debe entregar el sistema y de la energía solar disponible en el sitio. La relación utilizada considera el consumo diario del electrolizador, la eficiencia del módulo y la irradiación diaria equivalente.

La expresión empleada es:

$$A_{\text{FV}} = \frac{C_e}{\eta_{\text{FV}} G_{\text{dm}}} = \frac{739,68 \text{ kWh}}{(0,225) (4,86808 \text{ kWh/m}^2)} = 675,311 \text{ m}^2 \quad (49)$$

donde:

- A_{FV} es el área total del sistema fotovoltaico [m²].
- C_e es el consumo diario del electrolizador [kWh/día].
- η_{FV} es la eficiencia del panel fotovoltaico.
- G_{dm} es la irradiación diaria equivalente [kWh/m²/día].

Este resultado indica que se requiere un área fotovoltaica aproximada de 675,311 m² para cubrir la energía diaria demandada por el electrolizador en el escenario de diseño. Este valor representa el área activa necesaria del campo solar.

4.2.4. Configuración serie–paralelo del arreglo fotovoltaico

La configuración eléctrica del arreglo se define considerando el voltaje deseado en el punto de máxima potencia. Para este sistema se selecciona un voltaje de operación del arreglo de $V_{\text{sistema}} = 567 \text{ V}$.

Este voltaje corresponde al nivel requerido a la salida del campo fotovoltaico antes del convertidor Boost.

El número de módulos en serie se calcula con:

$$N_s = \frac{V_{\text{sistema}}}{V_{\text{mod}}} = \frac{567 \text{ V}}{40,5 \text{ V}} = 14 \text{ módulos} \quad (50)$$

Por lo tanto, cada cadena del arreglo estará formada por 14 módulos conectados en serie. Esta conexión permite alcanzar el nivel de voltaje requerido para la etapa de conversión.

Después se calcula el número de ramas en paralelo:

$$N_p = \frac{N_{\text{mod}}}{N_s} = \frac{224}{14} = 16 \text{ cadenas en paralelo} \quad (51)$$

Con ello, la configuración final del campo fotovoltaico queda como $N_s \times N_p = 14 \times 16$.

Esto significa que el sistema estará formado por 16 cadenas en paralelo, y cada cadena tendrá 14 módulos conectados en serie. Esta configuración permite alcanzar el voltaje y la potencia requeridos para alimentar la etapa Boost.

Después de obtener el área total requerida, se calcula el número de módulos necesarios. Para ello se divide el área fotovoltaica total entre el área útil de cada módulo:

$$N_{\text{mod}} = \frac{A_{FV}}{A_{\text{mod}}} = \frac{675,311 \text{ m}^2}{3,106 \text{ m}^2/\text{módulo}} = 217,42 \text{ módulos} \approx 218 \text{ módulos} \quad (52)$$

Como el número de módulos debe ser entero, no se puede instalar una fracción de panel. Además, la configuración eléctrica debe organizarse en una disposición serie-paralelo que sea compatible con el convertidor Boost y con el voltaje de operación del sistema.

Por esta razón, se realiza un redondeo técnico hacia arriba y se adopta una configuración de 224 módulos:

La Figura 9 muestra la configuración adoptada para el arreglo fotovoltaico, conformado por 224 módulos distribuidos en una conexión serie-paralelo. En esta disposición, cada rama está integrada por 16 módulos conectados en serie, mientras que el arreglo completo cuenta con 14 ramas conectadas en paralelo. Esta configuración permite incrementar el voltaje de operación mediante la conexión en serie y aumentar la capacidad de corriente mediante las ramas en paralelo, logrando así una estructura eléctrica compatible con los requerimientos del convertidor Boost y del bus DC del sistema.

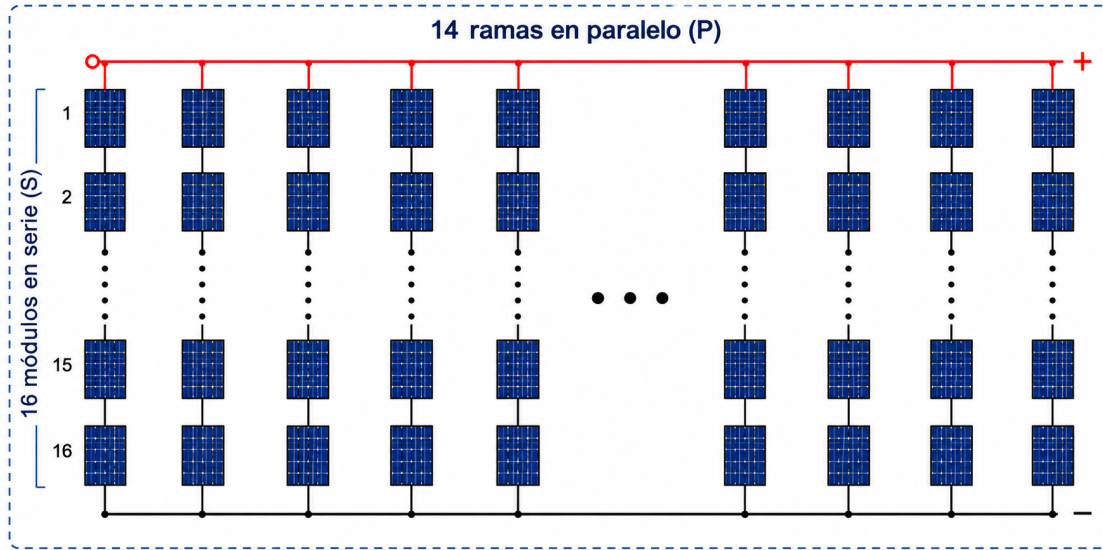


Figura 9
Configuración serie-paralelo del arreglo fotovoltaico

Potencia pico instalada del sistema fotovoltaico

La potencia pico instalada se calcula multiplicando el número total de módulos por la potencia nominal de cada uno:

$$P_{FV,inst} = N_{mod} P_{mod} = (224)(700 \text{ W}) = 156800 \text{ W} = 156,8 \text{ kW} \quad (53)$$

donde $P_{FV,inst}$ representa la potencia nominal instalada del arreglo fotovoltaico, N_{mod} corresponde al número total de módulos y P_{mod} es la potencia nominal de cada módulo.

Este resultado indica que el campo fotovoltaico tendrá una potencia pico instalada de 156,8 kW. Este valor corresponde a la potencia máxima nominal bajo condiciones estándar de prueba.

La potencia instalada es mayor que la potencia de diseño del electrolizador porque la generación solar no se mantiene constante durante todo el día. Además, el sistema debe compensar pérdidas, variaciones de irradiancia y periodos donde la potencia generada es menor. Por eso, el campo fotovoltaico se dimensiona con una capacidad mayor, buscando cubrir la energía diaria requerida y generar excedentes que puedan ser gestionados por el almacenamiento.

4.2.5. Modelo energético del generador fotovoltaico

Una vez definida el área y la configuración del campo fotovoltaico, la potencia instantánea generada puede modelarse a partir de la eficiencia del sistema, el área instalada y la irradiancia disponible en cada momento.

La expresión utilizada es:

$$P_{FV}(t) = \eta_{FV} A_{FV} G(t) = (0,225)(675,311 \text{ m}^2)G(t) = (151,945 \text{ m}^2)G(t) \quad (54)$$

donde $P_{FV}(t)$ representa la potencia instantánea generada por el arreglo fotovoltaico, η_{FV} es la eficiencia de conversión de los módulos, A_{FV} corresponde al área total del campo fotovoltaico y $G(t)$ es la irradiancia incidente en función del tiempo, expresada en W/m^2 . Por tanto, el resultado de $P_{FV}(t)$ se obtiene en watts.

En esta expresión, $G(t)$ representa la irradiancia horaria en kW/m^2 . Si la irradiancia se expresa en W/m^2 , se utiliza la forma:

$$P_{FV}(t) = \eta_{FV} A_{FV} \frac{G(t)}{1000} \quad (55)$$

Este modelo permite estimar la potencia fotovoltaica en función de la irradiancia del sitio. De esta manera, se puede representar el comportamiento variable del sistema solar durante el día.

4.3. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía o baterías

Para dimensionar el banco de baterías, el primer dato que se toma es la potencia de diseño del electrolizador. En este caso, la potencia de diseño considerada es de 61.64 kW.

A partir de esa potencia se calcula la energía que el banco de baterías tendría que entregar cuando el campo fotovoltaico no pueda aportar suficiente energía.

Para este diseño se considera un respaldo de 12 horas. Bajo este criterio, el banco de baterías debe aportar la energía necesaria para que el electrolizador continúe operando cuando el arreglo fotovoltaico no entregue potencia suficiente.

La energía útil requerida por el banco se calcula mediante:

$$E_{\text{out}} = P_{\text{EL}} t_{\text{res}} = (61,64 \text{ kW}) (12 \text{ h}) = 739,68 \text{ kWh} \quad (56)$$

donde E_{out} representa la energía útil que debe entregar el banco de baterías, P_{EL} es la potencia demandada por el electrolizador y t_{res} corresponde al tiempo de respaldo considerado.

El banco debe entregar 739,68 kWh útiles para mantener el electrolizador en operación durante 12 horas a una potencia de 61,64 kW.

Este resultado representa el primer criterio para dimensionar el almacenamiento. Antes de seleccionar módulos, torres o una tecnología comercial específica, es necesario conocer la energía que el proceso requiere durante el periodo en el que la generación solar no es suficiente.

También debe distinguirse entre energía útil y capacidad instalada. Los 739,68 kWh corresponden a la energía que realmente debe llegar a la carga. No obstante, en un sistema

físico existen pérdidas durante la carga, la descarga y las etapas de conversión. Por ello, este valor no representa todavía la capacidad final del banco, sino la energía neta que debe suministrarse al electrolizador.

A partir de este valor se aplica una corrección por eficiencia, con el fin de estimar una capacidad de almacenamiento más cercana a las condiciones reales de operación.

Por esta razón, la capacidad instalada debe ser mayor que la energía útil calculada. Para representar este comportamiento de manera compacta, se considera una eficiencia global del sistema $\eta_{\text{sis}} = 0.95$

Este valor indica que el sistema de almacenamiento se analiza con una eficiencia global del 95 %, incluyendo baterías, convertidores y elementos de gestión. Con esta eficiencia, la energía requerida se calcula como:

$$E_{\text{req}} = \frac{E_{\text{out}}}{\eta_{\text{sis}}} = \frac{739,68 \text{ kWh}}{0,95} = 778,61 \text{ kWh} \quad (57)$$

donde E_{req} representa la energía requerida en el sistema de almacenamiento, E_{out} corresponde a la energía que debe entregarse al electrolizador y η_{sis} es la eficiencia global considerada para el sistema de almacenamiento. Por tanto, se requiere una capacidad energética de 778,61 kWh.

Por lo tanto, para que el electrolizador reciba 739,68 kWh útiles, el banco debe tener una capacidad mínima aproximada de 778,61 kWh.

Una vez calculada la energía que debe cubrir el almacenamiento, se elige una batería que pueda trabajar de forma adecuada con el sistema fotovoltaico. Para este caso se toma como referencia la Huawei LUNA2000, basada en tecnología LiFePO_4 . Esta tecnología se utiliza en aplicaciones estacionarias porque ofrece buena seguridad, estabilidad térmica y capacidad para operar con ciclos repetidos de carga y descarga.

En este sistema, la batería no se considera solo como respaldo. Su función también es apoyar al bus DC cuando la generación fotovoltaica no alcanza la demanda del electrolizador. Durante las horas con mayor irradiancia puede almacenar excedentes, y en periodos de baja generación puede entregar energía al bus.

El uso de una arquitectura modular facilita el dimensionamiento del banco. Esto permite ajustar la capacidad instalada de acuerdo con la energía requerida y deja abierta la posibilidad de ampliar el sistema si la demanda aumenta.

Para este diseño, cada módulo tiene una capacidad de 5 kWh.

Los módulos se agrupan en torres de tres unidades. Por lo tanto, cada torre tiene una capacidad de 15 kWh.

Con la capacidad requerida y la capacidad individual de cada módulo, se calcula el número total de módulos necesarios. El número de módulos se obtiene mediante:

$$N_{\text{bat}} = \frac{E_{\text{req}}}{E_{\text{mod}}} = \frac{778,61 \text{ kWh}}{5 \text{ kWh}} = 155,72 \approx 156 \text{ módulos} \quad (58)$$

El resultado teórico indica que se requieren 155.72 módulos. Como no es posible instalar una fracción de módulo, se redondea hacia arriba.

Por lo tanto, se adopta 156 módulos.

Con esta cantidad de módulos,

La capacidad instalada del banco queda entonces en 780 kWh.

Posteriormente se calcula el número de torres. Como cada torre está formada por tres módulos.

Por lo tanto, el sistema de almacenamiento queda formado por 156 módulos distribuidos en 52 torres, con una capacidad total instalada de 780 kWh.

Después de definir la capacidad del banco, se verifica si el almacenamiento cumple con el tiempo de respaldo planteado.

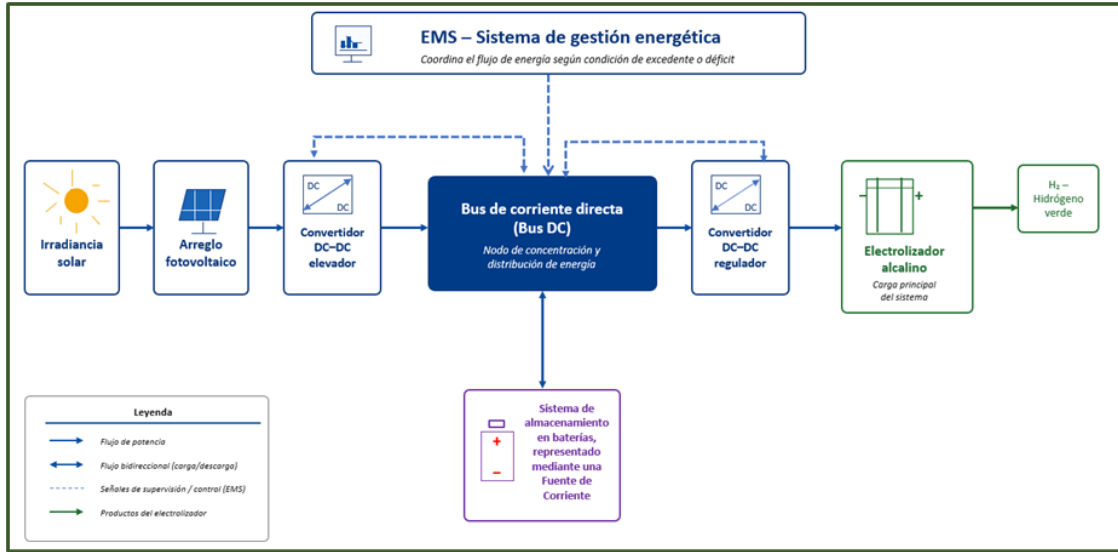
El tiempo de autonomía se calcula mediante $t_{aut} = \frac{E_{out}}{P_{EL}} = \frac{739,68}{61,64} = 12 \text{ h}$. El resultado confirma que el banco puede alimentar al electrolizador durante 12 horas con una potencia de 61,64 kW.

4.3.1. Arquitectura general del sistema

La arquitectura general corresponde a un sistema fotovoltaico–batería–electrolizador conectado a un bus de corriente directa común. En esta estructura, el campo fotovoltaico es la fuente primaria de energía. El banco de baterías funciona como elemento de apoyo y compensación. El electrolizador alcalino, por su parte, representa la carga principal, porque es el equipo que transforma la energía eléctrica en hidrógeno.

El planteamiento sigue una arquitectura tipo Boost–Bus DC–Buck con almacenamiento energético. Esta configuración permite que la energía fotovoltaica pase primero por una etapa de acondicionamiento, después se transfiera al bus DC y, finalmente, se adapte a las condiciones eléctricas requeridas por el electrolizador como se muestra en la figura 10.

De manera conceptual, el flujo principal de energía puede representarse como:

**Figura 10**

Arquitectura general del sistema fotovoltaico–bus DC–batería–electrolizador con estrategia de gestión energética

El sistema de almacenamiento se conecta al mismo bus DC mediante una interfaz de conversión bidireccional. Esta conexión permite que las baterías trabajen en dos sentidos:

$$\begin{aligned} \text{Batería} &\xrightarrow{\text{Descarga}} \text{Bus DC} \\ \text{Bus DC} &\xrightarrow{\text{Carga}} \text{Batería} \end{aligned} \quad (59)$$

Cuando existe excedente de energía, el banco puede cargarse. Cuando aparece un déficit, puede entregar energía al bus para apoyar la operación del electrolizador.

Desde el lado de la generación, el campo fotovoltaico entrega una potencia que depende de la irradiancia y de las condiciones de operación del arreglo. Como esta potencia no es constante, se requiere una etapa de acondicionamiento que adapte el nivel de tensión y ayude a extraer la mayor cantidad posible de energía. Esa función la realiza el convertidor Boost.

El convertidor Boost se ubica entre el campo fotovoltaico y el bus DC. Su función principal es elevar el voltaje del arreglo hasta el nivel requerido por el bus. Además, dentro del control energético, el Boost también influye en el punto de operación del sistema fotovoltaico, ya que su ciclo de trabajo modifica la condición eléctrica vista por el arreglo. Por esa razón, esta etapa tiene un efecto directo en la cantidad de energía que se inyecta al bus DC.

Por su parte, el electrolizador alcalino presenta condiciones eléctricas diferentes a las del arreglo fotovoltaico. Mientras el campo FV trabaja con tensiones relativamente altas y corrientes que cambian con la irradiancia, el electrolizador requiere una alimentación de menor tensión y alta corriente. Esta diferencia hace necesaria una segunda etapa de conversión, implementada mediante un convertidor Buck.

El convertidor Buck toma la energía del bus DC y la ajusta al nivel que necesita el

electrolizador. En esta etapa interesa principalmente la corriente, porque de ella depende la producción de hidrógeno.

La batería también se conecta al bus. Cuando hay más energía fotovoltaica de la que requiere el electrolizador, el excedente puede almacenarse. Cuando la generación baja, la batería entrega energía para apoyar la operación del sistema.

El bus DC es el punto donde se juntan la generación, el almacenamiento y la carga. Si entra más energía de la que se consume, el voltaje tiende a subir; si ocurre lo contrario, tiende a bajar. Por eso, el voltaje del bus se toma como una señal útil para conocer el estado energético del sistema.

4.3.2. Convertidor Boost

En la arquitectura propuesta, el convertidor Boost se ubica entre el arreglo fotovoltaico y el bus de corriente directa. Su tarea principal es elevar el voltaje de los módulos solares hasta el nivel necesario para alimentar el bus DC.

Dimensionamiento del convertidor en el sistema propuesto

En el sistema propuesto, el arreglo fotovoltaico entrega un voltaje aproximado de entrada de $V_{in} = 567 \text{ V}$ en el punto de máxima potencia. Debido a que este valor es inferior al nivel de referencia del bus DC, el convertidor Boost eleva el voltaje hasta alcanzar un valor de salida de $V_{out} = 700 \text{ V}$.

A partir de la relación ideal del convertidor Boost, el ciclo de trabajo necesario se calcula como:

$$D_{Boost} = 1 - \frac{567}{700} = 0,19 \quad (60)$$

Este resultado indica que el convertidor requiere un ciclo de trabajo aproximado de 0,19 para elevar el voltaje del arreglo fotovoltaico hasta el nivel del bus DC. En otras palabras, bajo las condiciones nominales consideradas, el interruptor debe permanecer en conducción alrededor del 19 % del periodo de conmutación.

La potencia total disponible del sistema fotovoltaico es aproximadamente $P_{FV} = 156,8 \text{ kW}$.

Con esta potencia y el voltaje de entrada, la corriente de entrada se estima mediante:

$$I_{in} = \frac{P_{FV}}{V_{in}} \quad (61)$$

Esta corriente corresponde a la corriente promedio que el convertidor debe manejar desde el campo fotovoltaico bajo condiciones nominales. Como se trata de una corriente elevada, el diseño del inductor y de los dispositivos de conmutación debe considerar cuidadosamente el rizado y el esfuerzo eléctrico.

Para el diseño se adopta un rizado de corriente del 20 % respecto a la corriente de entrada [42]:

$$\Delta I_L = 0,2 \cdot I_{in} \approx 55,31 \text{ A} \quad (62)$$

Con este valor, el inductor requerido para mantener la operación en conducción continua se calcula como:

$$L = \frac{V_{in} \cdot D}{\Delta I_L \cdot f_{sw}} \approx 198 \mu H \quad (63)$$

Este valor de inductancia permite limitar el rizado de corriente y mantener una operación más estable del convertidor. Además, contribuye a reducir variaciones bruscas en la corriente extraída del arreglo fotovoltaico.

El capacitor de salida se dimensiona considerando un rizado de voltaje del 1 % respecto al voltaje nominal del bus DC. Debido a que el bus opera a 700 V, el rizado máximo permitido es $\Delta V_{out} = 7 \text{ V}$.

A partir de este criterio de diseño, la capacitancia requerida en la salida del convertidor se estima en $C \approx 121,6 \mu F$.

Este capacitor ayuda a suavizar las variaciones de voltaje en la salida del convertidor y contribuye a mantener más estable el bus DC.

4.3.3. Convertidor Buck

El convertidor reductor tipo Buck corresponde a la última etapa de acondicionamiento de energía dentro de la arquitectura propuesta. Su tarea es tomar la energía disponible en el bus de corriente directa y llevarla a las condiciones eléctricas que necesita el electrolizador alcalino.

Esta etapa es clave porque el electrolizador no trabaja con las mismas condiciones del bus DC. El bus opera con un voltaje elevado, mientras que el electrolizador requiere un voltaje mucho menor y una corriente bastante alta.

Condiciones de operación del electrolizador

Para el sistema propuesto, se considera una tensión nominal de salida de $V_{out} = 76 \text{ V}$, correspondiente al voltaje de operación del electrolizador. Asimismo, la potencia eléctrica demandada por el equipo se establece en $P = 61,64 \text{ kW}$.

Con estos valores, la corriente de operación se calcula mediante:

$$I_{out} = \frac{P}{V_{out}} = \frac{61640}{76} \approx 811 \text{ A} \quad (64)$$

En este caso, el Buck no solo reduce el voltaje del bus DC. También debe entregar una corriente alta.

Determinación del ciclo de trabajo

En este diseño, el voltaje de entrada del convertidor Buck corresponde al nivel nominal del bus DC, por lo que se establece $V_{in} = 700$ V. Por otra parte, el voltaje de salida requerido para alimentar el electrolizador es $V_{out} = 76$ V. A partir de estos valores, el ciclo de trabajo del convertidor se obtiene como:

$$D_{Buck} = \frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{76}{700} = 0,1086 \quad (65)$$

Este valor indica que el interruptor permanece cerrado aproximadamente el 10,86 % del periodo de conmutación. El valor de D es bajo porque existe una diferencia considerable entre el voltaje del bus y el voltaje de salida. Esto exige que el convertidor trabaje con precisión, ya que pequeñas variaciones en el ciclo de trabajo pueden modificar la tensión y la corriente entregadas a la carga.

El convertidor Buck se diseña en modo de conducción continua, conocido como CCM. En este modo, la corriente que circula por el inductor no cae a cero durante el ciclo de conmutación.

Esta forma de operación es conveniente porque reduce los cambios bruscos de corriente y entrega una alimentación más uniforme. En una carga electroquímica esto es importante, ya que variaciones fuertes en la corriente pueden reflejarse en el desempeño del proceso y en la producción de hidrógeno.

Para dimensionar el inductor del convertidor Buck se establece un rizado de corriente pico a pico equivalente al 20 % de la corriente nominal de salida. En el diseño de convertidores reductores, este rizado suele seleccionarse entre el 20 % y el 40 % de la corriente de salida. En este trabajo se adopta el límite inferior de dicho intervalo con el propósito de reducir las variaciones de corriente y limitar el valor máximo que circula hacia el electrolizador, favoreciendo una alimentación más estable.

Considerando que, en modo de conducción continua, la corriente promedio del inductor es aproximadamente igual a la corriente de salida, el rizado permitido se determina mediante:

$$\Delta I_L = 0,20 I_{out} \quad (66)$$

Para una corriente nominal de salida de $I_{out} = 811$ A, se obtiene:

$$\Delta I_L = 0,20(811) = 162,2 \text{ A} \quad (67)$$

Por lo tanto, se considera un rizado de corriente pico a pico de 162,2 A para el dimensionamiento del inductor del convertidor Buck.

Aunque el valor absoluto del rizado es alto, esto se debe a que la corriente nominal también lo es. Lo importante es que se mantiene dentro del criterio porcentual definido para el diseño.

Con este margen, el convertidor puede mantener una corriente más continua hacia el electrolizador y reducir los efectos de la conmutación sobre la carga.

Dimensionamiento del inductor

El inductor es uno de los elementos principales del convertidor Buck. Para calcularlo se consideran el voltaje de entrada, el voltaje de salida, el ciclo de trabajo, el rizado permitido y la frecuencia de conmutación.

La expresión utilizada es:

$$L = \frac{(V_{in} - V_{out}) D_{Buck}}{\Delta I_L f_{sw}} = \frac{(700 \text{ V} - 76 \text{ V}) (0,1086)}{(162,21 \text{ A}) (50000 \text{ Hz})} = 8,35 \times 10^{-6} \text{ H} = 8,35 \mu\text{H} \quad (68)$$

donde L representa la inductancia requerida para el convertidor Buck, V_{in} corresponde al voltaje de entrada proveniente del bus DC, V_{out} es el voltaje de salida requerido por el electrolizador, D_B representa el ciclo de trabajo del convertidor, ΔI_L es el rizado de corriente permitido en el inductor y f_{sw} corresponde a la frecuencia de conmutación. Por tanto, la inductancia calculada es de $8,35 \mu\text{H}$.

Por lo tanto, al considerar un rizado de corriente equivalente al 20 % de la corriente nominal de salida, el valor calculado para el inductor del convertidor Buck es $L \approx 8,35 \mu\text{H}$.

Este valor puede parecer bajo, pero se explica por la frecuencia de conmutación utilizada y por la magnitud de la corriente de salida. Una frecuencia alta permite reducir el valor requerido de inductancia, mientras que la elevada corriente define el nivel de rizado permitido.

Dimensionamiento del capacitor de salida

El capacitor de salida se utiliza para reducir el rizado de voltaje y mantener una tensión más uniforme a la salida del convertidor Buck. Para este diseño se adopta un rizado máximo equivalente al 1 % del voltaje nominal de salida. Este valor se considera un criterio conservador, ya que limita las variaciones de tensión aplicadas al electrolizador y favorece una alimentación más estable. Además, una menor oscilación de voltaje contribuye a reducir las variaciones de corriente y potencia durante la operación. Sin embargo, establecer un porcentaje de rizado reducido implica utilizar una capacitancia de mayor valor.

El rizado máximo permitido se determina mediante:

$$\Delta V_{out} = 0,01 V_{out} \quad (69)$$

Considerando un voltaje nominal de salida de $V_{out} = 76 \text{ V}$, se obtiene:

$$\Delta V_{out} = 0,01(76) = 0,76 \text{ V} \quad (70)$$

Por lo tanto, el capacitor se dimensiona para mantener el rizado de voltaje de salida por debajo de $0,76 \text{ V}$.

El valor del capacitor se obtiene con:

$$C = \frac{\Delta I_L}{8 \cdot f_{sw} \cdot \Delta V_{out}} \quad (71)$$

Con base en los valores de diseño establecidos y considerando un rizado máximo de voltaje del 1 %, la capacitancia requerida a la salida del convertidor Buck es $C \approx 533,6 \mu\text{F}$.

Este capacitor ayuda a disminuir las variaciones de tensión que llegan al electrolizador.

Comportamiento del sistema

A partir del modelo anterior, el comportamiento del bus DC puede explicarse mediante tres condiciones de operación.

Excedente energético, $P_{in} > P_{out}$: Cuando la potencia que entra al bus es mayor que la potencia que demanda la carga, la energía almacenada aumenta. Como consecuencia, la tensión del bus tiende a elevarse. Esta condición puede aparecer durante periodos de alta irradiancia, cuando el sistema fotovoltaico genera más energía de la que consume el electrolizador.

Déficit energético, $P_{in} < P_{out}$: Cuando la potencia demandada por la carga es mayor que la potencia disponible, la energía almacenada en el bus disminuye. En consecuencia, la tensión del bus tiende a caer. Esta situación puede presentarse en periodos de baja irradiancia o cuando la carga requiere más energía de la disponible en ese instante.

Equilibrio energético, $P_{in} = P_{out}$: Cuando la potencia de entrada y la potencia de salida son iguales, la energía almacenada en el bus permanece prácticamente constante. Bajo esta condición, la tensión del bus se mantiene estable.

Este comportamiento muestra que el voltaje del bus DC puede tomarse como una variable de estado del sistema. Su valor indica, en tiempo real, si el sistema está en excedente, déficit o equilibrio energético.

4.3.4. Balance de potencia y convenciones del sistema

El análisis del sistema se realiza a partir del bus DC, ya que en este punto se conectan la generación fotovoltaica, el almacenamiento y la carga formada por el convertidor Buck y el electrolizador. La potencia que llega desde el arreglo fotovoltaico pasa primero por el convertidor Boost. Por otro lado, la batería puede entregar energía al bus o absorberla, dependiendo de la diferencia entre la generación disponible y el consumo del electrolizador.

El comportamiento del voltaje del bus se representa mediante el siguiente balance:

$$C_{\text{bus}} V_{\text{bus}}(t) \frac{dV_{\text{bus}}(t)}{dt} = P_{\text{Boost}}(t) + P_{\text{bat}}(t) - P_{\text{Buck,in}}(t) \quad (72)$$

En esta expresión, C_{bus} corresponde a la capacitancia equivalente del enlace DC y $V_{\text{bus}}(t)$ representa su voltaje instantáneo. El término $P_{\text{Boost}}(t)$ indica la potencia que entra al bus desde el sistema fotovoltaico, mientras que $P_{\text{Buck,in}}(t)$ representa la potencia que el convertidor Buck toma para alimentar al electrolizador.

La potencia que llega desde la etapa fotovoltaica no es exactamente igual a la producida por los módulos, debido a las pérdidas del convertidor Boost. Por esta razón, se considera:

$$P_{\text{Boost}}(t) = \eta_{\text{Boost}} P_{\text{FV}}(t) \quad (73)$$

De forma similar, para que el electrolizador reciba la potencia requerida, el convertidor Buck debe tomar del bus una cantidad ligeramente mayor. Esta relación se expresa como:

$$P_{\text{Buck,in}}(t) = \frac{P_{\text{EL}}(t)}{\eta_{\text{Buck}}} \quad (74)$$

Al incluir las eficiencias de ambos convertidores, el balance queda definido por:

$$C_{\text{bus}} V_{\text{bus}}(t) \frac{dV_{\text{bus}}(t)}{dt} = \eta_{\text{Boost}} P_{\text{FV}}(t) + P_{\text{bat}}(t) - \frac{P_{\text{EL}}(t)}{\eta_{\text{Buck}}} \quad (75)$$

Esta ecuación permite relacionar el balance de potencia con la variación del voltaje del bus. Cuando entra más potencia de la que consume el electrolizador, el voltaje tiende a aumentar. Si ocurre lo contrario, el capacitor del bus entrega parte de la energía almacenada y el voltaje comienza a disminuir.

Para el almacenamiento se adopta una convención de signos que se conservará durante el desarrollo del modelo. Se considera que $P_{\text{bat}}(t) > 0$ cuando la batería entrega potencia al bus, lo que corresponde al modo de descarga. En cambio, $P_{\text{bat}}(t) < 0$ indica que la batería absorbe potencia y se encuentra en modo de carga.

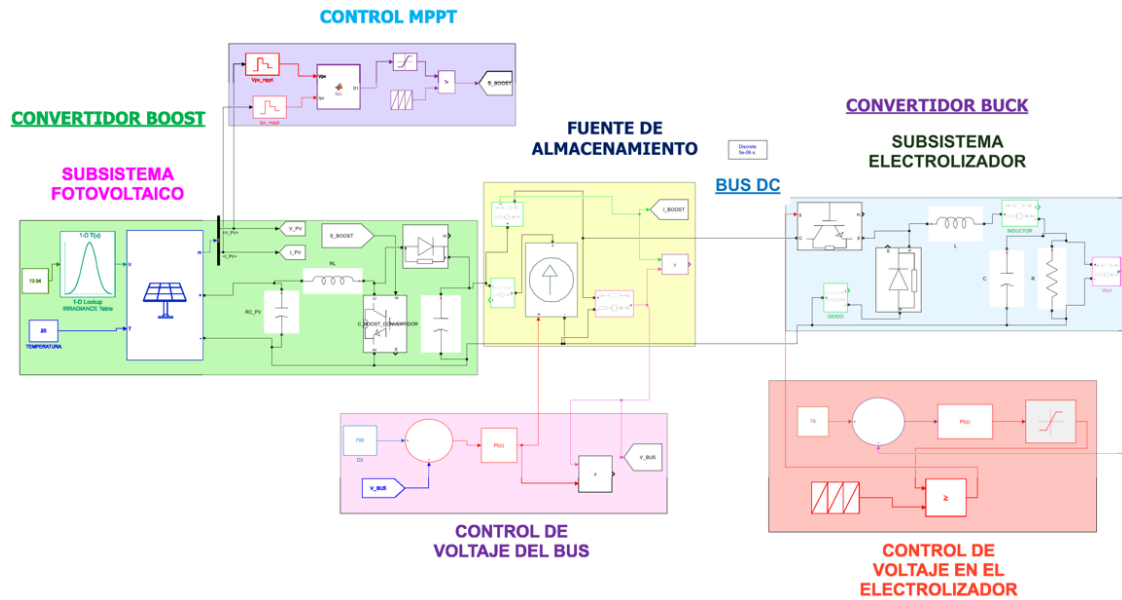
La misma convención se utiliza para la corriente. Una corriente positiva representa una inyección hacia el bus DC, mientras que una corriente negativa indica que el almacenamiento toma corriente del bus. A partir de esta definición se desarrollan posteriormente el modelo de la batería y las condiciones de carga y descarga.

4.4. Integración de los subsistemas y estrategia de control

La arquitectura propuesta reúne en un mismo sistema el arreglo fotovoltaico, las etapas de conversión de potencia, el almacenamiento energético, el bus de corriente directa y el electrolizador alcalino. Esta integración permite establecer la forma en que circula la energía entre los subsistemas y definir la intervención de los controles ante los cambios en la generación solar y en la demanda del proceso de electrólisis como se muestra en la figura 11.

La energía se obtiene inicialmente del arreglo fotovoltaico, cuya respuesta depende de la irradiancia y de la temperatura de operación. Para aprovechar la potencia disponible se utiliza un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia, MPPT, basado en el método de Perturbar y Observar. Este algoritmo modifica la señal de control del convertidor Boost con la finalidad de mantener al arreglo cerca de su punto de máxima potencia.

La salida del convertidor Boost se conecta al bus DC, el cual funciona como el enlace común entre la generación fotovoltaica, el almacenamiento y el electrolizador. El voltaje del bus se compara con un valor de referencia y el error resultante se utiliza para determinar la

**Figura 11**

Integración de los subsistemas en Simulink.

participación del sistema de almacenamiento. De esta manera, la batería puede absorber energía cuando existe un excedente de generación o entregar potencia cuando la producción fotovoltaica resulta insuficiente.

La intervención del almacenamiento permite reducir el efecto de las variaciones de irradiancia sobre el enlace de corriente directa. Por ello, la batería no se considera únicamente como una fuente de respaldo, sino también como un elemento que participa en la regulación del bus y en el balance instantáneo de potencia del sistema.

Desde el bus DC, la energía se transfiere al electrolizador mediante el convertidor Buck. Esta etapa reduce el voltaje del enlace hasta el nivel requerido por la celda. Su lazo de control compara la variable eléctrica medida con su valor de referencia y modifica el ciclo de trabajo del convertidor para mantener las condiciones de alimentación establecidas durante el diseño.

En conjunto, los controles permiten coordinar la extracción de potencia del arreglo fotovoltaico, la regulación del bus DC, la carga o descarga del almacenamiento y la alimentación del electrolizador. La Figura 11 resume la conexión final de los subsistemas y la estrategia de control planteada para la arquitectura.

Capítulo 5. Resultados y Discusión

5.1. Implementación del sistema en entorno de simulación

El modelo desarrollado en MATLAB/Simulink se utilizó para estudiar el funcionamiento conjunto de la arquitectura propuesta. En un mismo entorno se integraron el arreglo fotovoltaico, los convertidores de potencia, el sistema de almacenamiento, el bus de corriente directa y el electrolizador alcalino. Esta integración permitió seguir el flujo de energía desde la fuente solar hasta la producción de hidrógeno y observar la respuesta del sistema cuando la generación fotovoltaica no coincide con la potencia requerida por el electrolizador.

El recorrido de la energía inicia en el arreglo fotovoltaico. La potencia generada pasa por el convertidor Boost y se entrega al bus de corriente directa. En este punto se conectan el sistema de almacenamiento y el convertidor Buck que alimenta al electrolizador. El bus funciona como el enlace común entre la generación, el almacenamiento y la carga electroquímica.

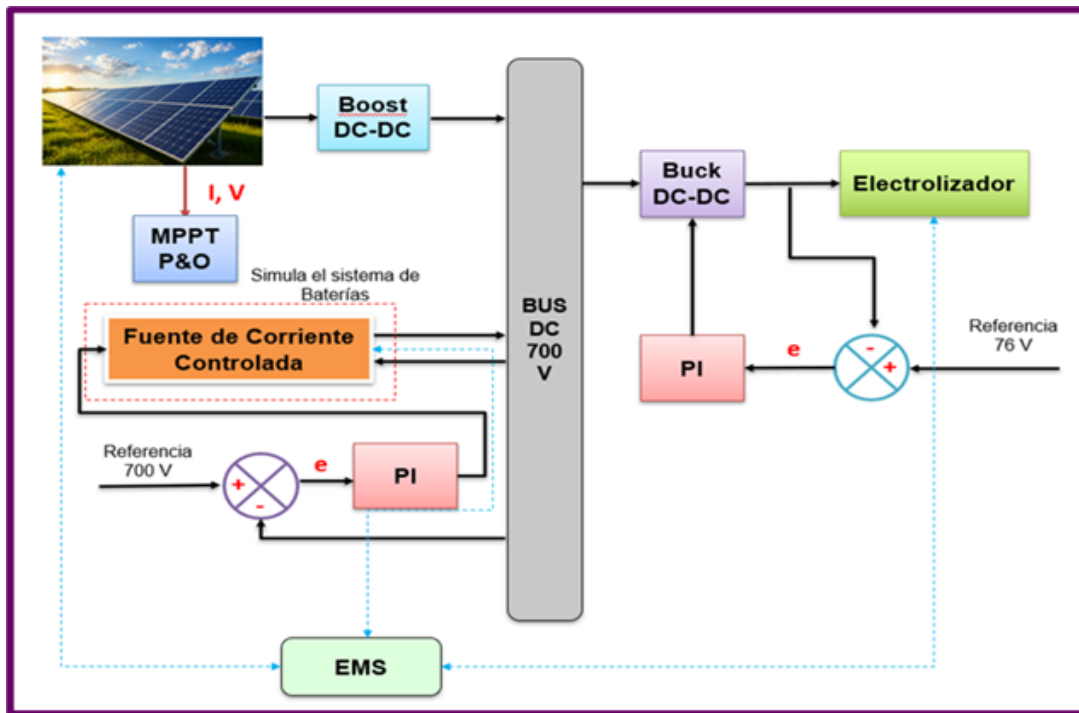
El arreglo fotovoltaico tiene una capacidad nominal de 88,2 kWp y está formado por 224 módulos de 700 W. La configuración considerada contiene catorce cadenas conectadas en paralelo, cada una con 16 módulos en serie. Con esta distribución, el voltaje del arreglo en el punto de máxima potencia se encuentra alrededor de 567 V.

Debido a que este nivel de tensión es menor que la referencia definida para el bus DC, se incorporó un convertidor Boost entre el arreglo fotovoltaico y el enlace de corriente continua. Esta etapa eleva el voltaje hasta el nivel requerido por el bus y, al mismo tiempo, permite modificar el punto de operación de los módulos mediante el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia.

El algoritmo utilizado fue Perturbar y Observar. Su funcionamiento se basa en realizar pequeños cambios en el ciclo de trabajo del convertidor y comparar la potencia obtenida antes y después de cada perturbación. A partir de esa comparación, el algoritmo determina si debe mantener el sentido del ajuste o invertirlo. Con ello, el punto de operación del arreglo se desplaza hacia la región en la que se obtiene la mayor potencia disponible para cada condición de irradiancia.

La arquitectura general del sistema fotovoltaico, el almacenamiento energético y el electrolizador se presenta en la Figura 12.

El bus de corriente directa se estableció con una referencia de 700 V. En este nodo se concentra la potencia proveniente del arreglo fotovoltaico y del sistema de almacenamiento, mientras que desde el mismo punto se suministra energía al convertidor Buck. Por ello, cualquier diferencia entre la generación disponible y la demanda del electrolizador puede reflejarse en una variación del voltaje del bus.

**Figura 12**

Esquema general del sistema fotovoltaico-electrolizador con almacenamiento energético.

Cuando la potencia fotovoltaica es menor que la requerida por el electrolizador, el almacenamiento entrega energía al bus para compensar el déficit. En cambio, cuando la generación supera la demanda, el almacenamiento absorbe parte del excedente. Esta intervención ayuda a reducir las variaciones de voltaje y evita que los cambios de irradiancia se transfieran directamente a la carga electroquímica.

En el modelo, la batería se representó mediante una fuente de corriente controlada conectada al bus DC. Esta aproximación permite reproducir el intercambio de energía sin incorporar un modelo electroquímico detallado. La magnitud y el sentido de la corriente dependen del balance de potencia entre la generación fotovoltaica y la demanda del electrolizador.

Cuando la generación solar es insuficiente, la fuente controlada entrega corriente al bus. Si existe potencia sobrante, el sentido de la corriente se invierte y representa la carga del almacenamiento. Esta representación permite estudiar la participación energética de la batería, aunque no considera fenómenos como la degradación, la variación del estado de salud o los cambios de temperatura interna.

Después del bus DC, la energía se entrega al convertidor Buck. Esta etapa reduce el voltaje desde aproximadamente 700 V hasta un nivel cercano a 76 V, requerido por el electrolizador alcalino. En el punto nominal de operación, la corriente es de aproximadamente 811 A y la potencia eléctrica se encuentra alrededor de 61,64 kW.

El convertidor Buck constituye la interfaz directa entre el bus DC y la celda. Su función no se limita a reducir el voltaje, ya que también debe mantener la corriente dentro del intervalo

establecido para la operación del electrolizador. Una variación importante en esta señal modificaría la velocidad de las reacciones electroquímicas y, por consiguiente, la cantidad de hidrógeno producido.

La entrada principal del subsistema fotovoltaico es el perfil de irradiancia seleccionado para el estudio. En la simulación, la temperatura del módulo se mantuvo constante en 25 °C. Esta consideración permitió estudiar el efecto de la irradiancia sin introducir, de manera simultánea, las variaciones térmicas que también afectan el comportamiento eléctrico de los módulos. Por tanto, la temperatura constante se reconoce como una simplificación del modelo.

El perfil utilizado representa un periodo completo de 24 horas. Para reducir el tiempo de cálculo, este comportamiento diario se reprodujo en un intervalo de 2 s dentro de Simulink. La evolución de las señales se encuentra comprimida temporalmente, pero conserva el orden de los cambios registrados durante el día.

La relación entre el tiempo real y el tiempo de simulación se expresa mediante:

$$k_t = \frac{T_{\text{real}}}{T_{\text{sim}}} \quad (76)$$

donde T_{real} corresponde al periodo representado y T_{sim} al tiempo utilizado en el modelo. Para las condiciones estudiadas:

$$k_t = \frac{24 \text{ h}}{2 \text{ s}} = \frac{86400 \text{ s}}{2 \text{ s}} = 43200 \quad (77)$$

Por lo tanto, cada segundo de simulación representa 43200 s de operación real, equivalentes a 12 horas. De forma similar, cada hora del perfil diario está representada por aproximadamente 0,0833 s dentro del modelo.

Esta compresión no modifica los valores instantáneos de voltaje, corriente o potencia. Sin embargo, debe considerarse al calcular variables acumuladas. La integración directa de la potencia durante los 2 s no representa por sí sola la energía de un día completo. Para obtener la energía diaria, la energía intercambiada por el almacenamiento o la masa acumulada de hidrógeno, se debe recuperar la escala temporal correspondiente a las 24 horas reales.

Durante la simulación se registraron las variables principales de cada etapa. En el arreglo fotovoltaico se midieron el voltaje, la corriente y la potencia generada. Estas señales permiten estudiar la respuesta de los módulos y el comportamiento del seguimiento del punto de máxima potencia.

En la etapa de gestión energética se registraron el voltaje del bus, la potencia fotovoltaica, la potencia intercambiada con el almacenamiento y la potencia requerida por el electrolizador. Con estas variables se pueden reconocer los periodos de déficit, excedente y equilibrio energético.

En la salida del convertidor Buck se monitorearon el voltaje, la corriente y la potencia suministrada al electrolizador. La corriente se utilizó posteriormente para estimar la producción de hidrógeno mediante la ley de Faraday.

El análisis de los resultados se organizó siguiendo el recorrido de la energía dentro del sistema. Primero se presenta la obtención y caracterización del recurso solar. Posteriormente se estudia la etapa de generación fotovoltaica, que comprende el arreglo, el algoritmo MPPT y el convertidor Boost. Después se analiza la gestión energética, incluyendo la participación de la batería y la regulación del bus DC. Finalmente, se evalúan la etapa de electrólisis y la producción de hidrógeno.

Esta organización permite relacionar las variaciones del recurso solar con la respuesta de cada subsistema y facilita la identificación de los elementos que intervienen cuando se presenta una diferencia entre la potencia generada y la potencia demandada.

5.2. Recurso solar

El recurso solar define la cantidad de energía que puede entregar el arreglo fotovoltaico y, por lo tanto, condiciona la participación de las demás etapas del sistema. Antes de introducir una señal de irradiancia en el modelo, se revisó el comportamiento solar del sitio durante 2024. El análisis se realizó en dos niveles: primero se compararon los doce meses y después se estudió con mayor detalle el mes elegido para la simulación.

5.2.1. Obtención y tratamiento de los datos

La información se obtuvo de la plataforma NASA POWER para un punto localizado en la zona del CENIDET, en Cuernavaca, Morelos. Las coordenadas empleadas fueron $18,8759^\circ$ de latitud norte y $-99,2197^\circ$ de longitud oeste. El archivo descargado también reporta una elevación de 2067,79 m, correspondiente al valor asignado por la base de datos al punto consultado.

La serie comprende del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024 y está formada por registros horarios expresados en hora solar local. Para este trabajo se utilizó la variable ALLSKY_SFC_SW_DWN, asociada con la radiación solar de onda corta que llega a una superficie horizontal bajo condiciones reales de nubosidad.

Cada registro corresponde a la energía recibida durante un intervalo de una hora y se encuentra expresado en Wh/m^2 . Al mantenerse constante la duración del intervalo, el valor numérico puede relacionarse con la irradiancia media de esa hora en W/m^2 . Esta fue la serie empleada posteriormente para construir la entrada del modelo fotovoltaico.

Debido a que 2024 fue un año bisiesto, la base debía contener 8784 registros. La revisión del archivo mostró 8712 valores disponibles y 72 espacios sin información. Las ausencias se concentraron en los días 2, 3 y 6 de enero, para los cuales no se contó con datos en ninguna de las 24 horas.

No se estimaron valores para completar esos tres días. Se prefirió conservar únicamente la información reportada por NASA POWER y evitar que una interpolación modificara el perfil original. De este modo, los cálculos diarios se efectuaron con 363 días completos. En el caso de enero quedaron disponibles 28 días.

Después de revisar la integridad de la serie, los datos se separaron por mes, día y hora. Para cada día se calculó la energía solar incidente mediante la suma de los registros horarios:

$$H_d = \frac{1}{1000} \sum_{h=1}^{24} E_h \quad (78)$$

donde H_d representa la energía diaria incidente en kWh/m²/día, mientras que E_h corresponde al valor registrado en cada intervalo horario en Wh/m². A partir de estos resultados se obtuvieron los promedios mensuales utilizados en la comparación anual.

5.2.2. Caracterización del recurso solar

Los perfiles horarios de los doce meses se muestran en la figura siguiente. Aunque las curvas mantienen una forma semejante, existen diferencias en la magnitud del máximo, la duración del periodo con radiación y la energía reunida durante el día.

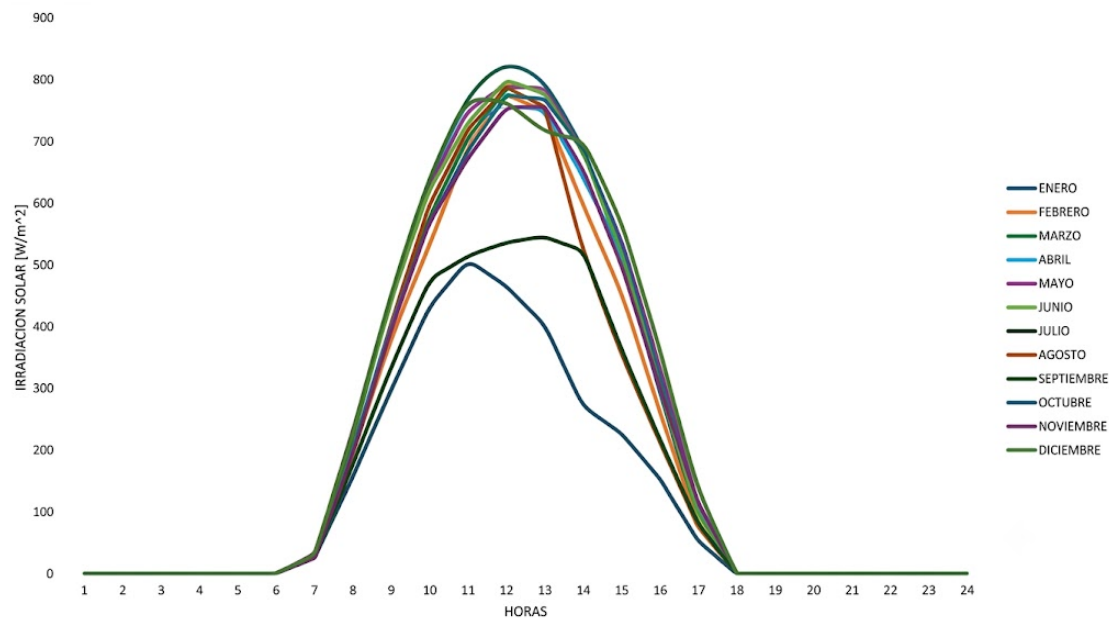


Figura 13

Comparación de perfiles horarios de irradiancia solar para los meses del año 2024.

La Figura 13 muestra la comparación de los perfiles horarios de irradiancia solar correspondientes a los doce meses de 2024. En general, se observa el comportamiento típico del recurso solar: valores bajos durante las primeras horas del día, un incremento progresivo durante la mañana, valores máximos alrededor del mediodía y una disminución hacia la tarde.

La comparación entre meses permite identificar la variación estacional del recurso solar y reconocer los periodos con mayor y menor disponibilidad de irradiancia. Esta información

resulta necesaria para seleccionar un escenario representativo de simulación y evaluar la respuesta del sistema fotovoltaico bajo diferentes condiciones de generación.

En todos los meses, los valores aumentan durante la mañana, alcanzan su nivel más alto cerca del mediodía y disminuyen posteriormente. No obstante, una curva con un máximo elevado no necesariamente representa el mes con mayor energía. También debe considerarse cuánto tiempo permanecen disponibles esos niveles de irradiancia.

Para describir estas diferencias se calcularon cinco indicadores: irradiancia promedio de las 24 horas, máximo registrado, mínimo positivo, energía diaria media y hora de máxima irradiancia del perfil promedio. El mínimo positivo se incluyó porque el mínimo absoluto de cualquier día es cero durante la noche y, por sí solo, no aporta información sobre el periodo diurno.

Tabla 4

Caracterización mensual del recurso solar durante 2024.

Mes	Irradiancia promedio de 24 h (W/m ²)	Irradiancia máxima (W/m ²)	Mínimo positivo (W/m ²)	Energía diaria media (kWh/m ² /día)	Hora del máximo
Enero	202.12	874.25	3.22	4.851	11:00
Febrero	245.68	986.40	5.95	5.896	11:00
Marzo	298.89	1080.35	3.70	7.173	11:00
Abril	305.08	1059.28	7.30	7.322	11:00
Mayo	293.28	1028.50	26.35	7.039	11:00
Junio	254.75	1024.97	9.82	6.114	11:00
Julio	253.81	1011.75	7.78	6.091	11:00
Agosto	263.78	995.83	7.75	6.331	11:00
Septiembre	211.70	905.65	3.70	5.081	11:00
Octubre	225.88	972.67	1.62	5.421	11:00
Noviembre	220.50	871.05	2.85	5.292	11:00
Diciembre	202.48	841.33	0.80	4.860	11:00

El mayor promedio diario se obtuvo en abril, con 7,322 kWh/m²/día. Marzo y mayo presentaron valores similares, de 7,173 y 7,039 kWh/m²/día, respectivamente. En esos meses no solo se registraron niveles altos alrededor del mediodía; la radiación también se mantuvo elevada durante varias horas.

En enero se obtuvo el menor promedio diario, con 4,851 kWh/m²/día. Diciembre quedó muy cerca, con 4,860 kWh/m²/día. Aun cuando la diferencia entre ambos es reducida, enero presentó el valor mínimo de los doce meses.

Entre abril y enero existe una diferencia aproximada de 2,47 kWh/m²/día. En términos relativos, la energía diaria disponible en enero fue alrededor de 33,7% menor. Esta reducción resulta importante para el sistema analizado, pues disminuye el tiempo durante el cual el arreglo puede cubrir por sí solo la demanda del electrolizador.

El mayor valor horario del año se presentó en marzo y alcanzó $1080,35 \text{ W/m}^2$. También se observaron registros superiores a 1000 W/m^2 en abril, mayo, junio y julio. En enero, el máximo fue de $874,25 \text{ W/m}^2$.

El máximo de los perfiles mensuales promedio ocurrió a las 11:00 h. Este resultado está referido a hora solar local, de acuerdo con el formato utilizado en el archivo de NASA POWER. En consecuencia, no debe establecerse una equivalencia directa con la hora civil sin realizar la conversión correspondiente.

La diferencia entre los promedios mensuales se aprecia en la figura 14.

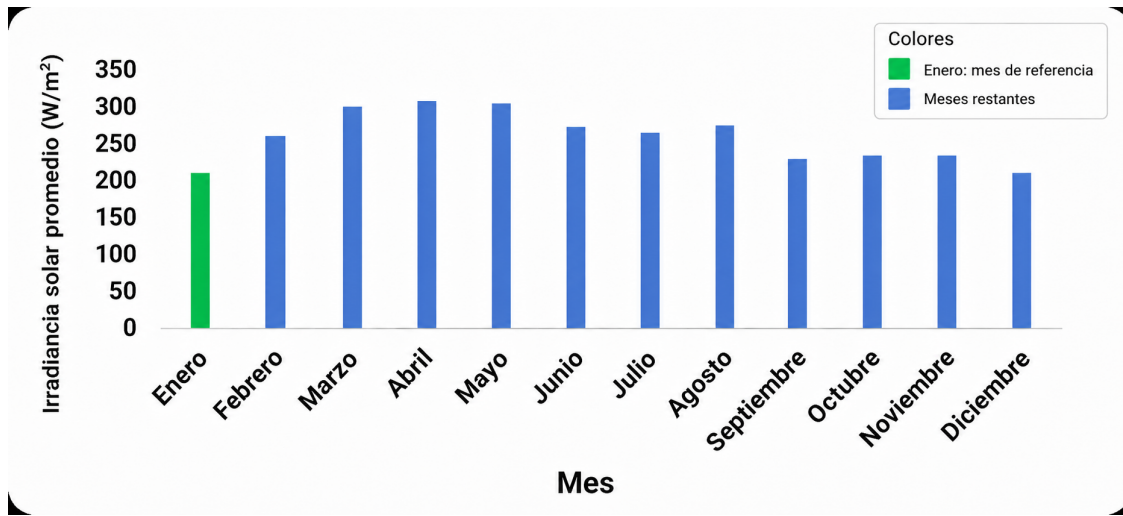


Figura 14

Irradiancia mensual correspondiente al año 2024

Los meses de marzo, abril y mayo concentran los valores más altos, mientras que enero y diciembre se ubican en la parte inferior de la comparación. Para enero, el periodo con radiación comienza alrededor de las 06:00 h. La mayor aportación se encuentra entre las 08:00 y las 15:00 h, y después de las 16:00 h la disminución se hace más pronunciada.

5.2.3. Selección del escenario de simulación

La elección del escenario se basó en la energía diaria media. Se utilizó este indicador porque representa el aporte acumulado a lo largo del día, a diferencia de la irradiancia máxima, que puede corresponder únicamente a un intervalo aislado.

El criterio aplicado fue identificar el mes con el menor promedio de energía diaria:

$$m^* = \arg \min_m (\overline{H}_{d,m}) \quad (79)$$

donde m^* es el mes seleccionado y $\overline{H}_{d,m}$ representa la energía diaria media calculada para cada mes.

El resultado fue enero, con $4,851 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$. Diciembre presentó $4,860 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$, por lo que la diferencia entre ambos fue solamente de $0,009 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$. A pesar de esta cercanía, enero conservó el menor valor dentro del periodo estudiado.

Por este motivo se eligió enero como escenario de baja disponibilidad solar. La selección no pretende representar el día más adverso del año, sino estudiar el funcionamiento del sistema con el perfil medio del mes que presentó la menor energía diaria. En estas condiciones, la generación fotovoltaica dispone de un margen menor para cubrir la potencia del electrolizador y el apoyo del almacenamiento adquiere mayor relevancia.

Los resultados muestran que enero fue el mes con menor energía diaria durante el año consultado, pero no permiten afirmar que se trate del mes históricamente más desfavorable para Cuernavaca. Para llegar a esa conclusión sería necesario analizar una serie de varios años.

Una vez seleccionado el mes, los 28 días completos se agruparon por hora. Se promediaron todos los registros correspondientes a cada intervalo, desde las 00:00 hasta las 23:00 h. El procedimiento dio como resultado un perfil de 24 puntos, utilizado posteriormente como entrada de irradiancia en Simulink.

El perfil conserva una energía diaria de $4,851 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$. Su valor máximo promedio fue de $738,99 \text{ W/m}^2$ y ocurrió a las 11:00 h. Después del mediodía la irradiancia comienza a disminuir, con una caída más marcada a partir de las 16:00 h.

Esta precisión del perfil es necesaria para delimitar el alcance de los resultados obtenidos posteriormente como se muestra en la figura 15.

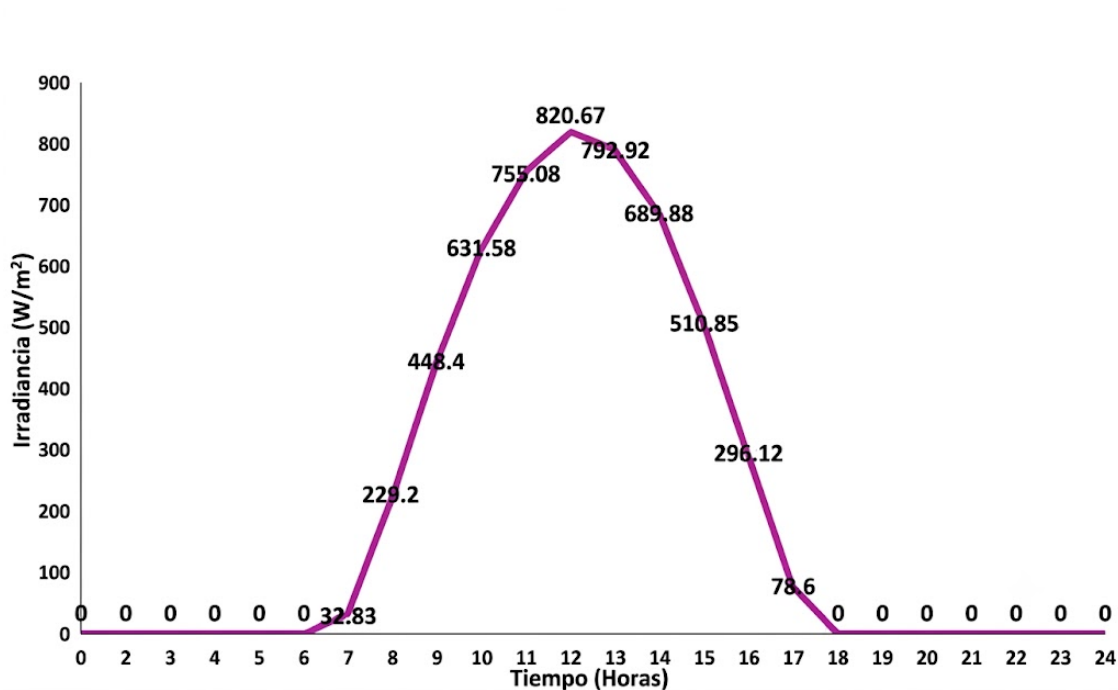


Figura 15

Perfil horario de irradiancia solar para un día representativo del mes de enero de 2024.

El perfil anterior se utilizó como entrada del arreglo fotovoltaico. En la sección siguiente se analiza la potencia obtenida a partir de esta señal, junto con la respuesta del algoritmo MPPT y del convertidor Boost.

5.3. Etapa de generación fotovoltaica

Una vez definido el perfil solar utilizado como entrada, se analizó la manera en que el arreglo convierte el recurso disponible en potencia eléctrica. En esta etapa intervienen el generador fotovoltaico, el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia y el convertidor Boost. El arreglo entrega la energía de acuerdo con la irradiancia disponible; el MPPT modifica el punto de operación, mientras que el Boost adapta el nivel de tensión antes de transferir la potencia al bus DC.

El análisis se concentra en la potencia obtenida durante el perfil diario seleccionado. La intervención de la batería y la regulación del bus se estudian posteriormente, dentro de la etapa de gestión energética, con el propósito de distinguir la respuesta propia de la fuente fotovoltaica de las acciones de compensación realizadas por el almacenamiento.

5.3.1. Respuesta del arreglo fotovoltaico

El campo fotovoltaico tiene una capacidad instalada de (88.2 kWp). Está formado por (224) módulos de (700 W), organizados en catorce cadenas conectadas en paralelo, cada una integrada por (16) módulos en serie. Con esta configuración, el voltaje del arreglo en el punto nominal de máxima potencia se encuentra alrededor de (567 V).

La potencia instantánea del arreglo fotovoltaico se obtiene a partir del producto entre el voltaje y la corriente entregados por el campo fotovoltaico. Para la condición nominal de diseño se tiene:

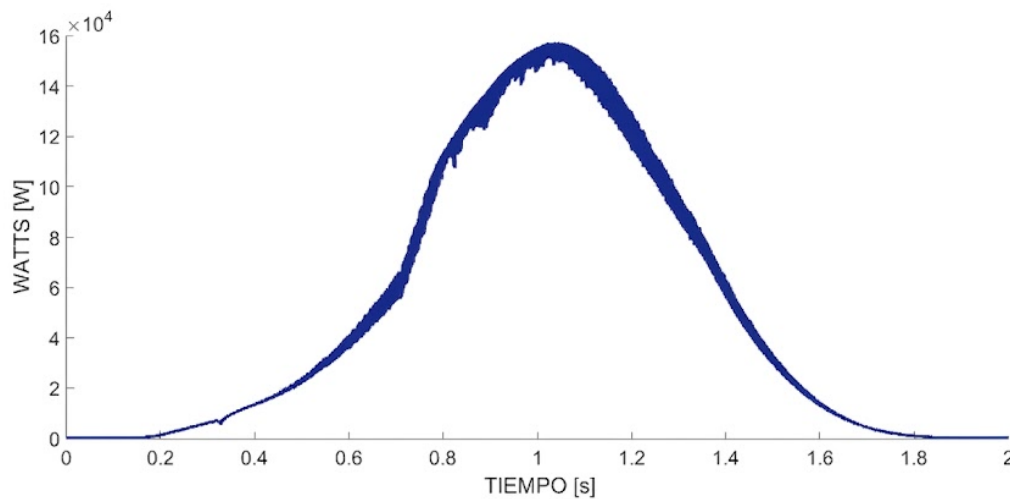
$$P_{FV}(t) = V_{FV}(t) I_{FV}(t) = (567 \text{ V}) (276,54 \text{ A}) = 156800 \text{ W} = 156,8 \text{ kW} \quad (80)$$

donde $P_{FV}(t)$ representa la potencia instantánea del arreglo fotovoltaico, $V_{FV}(t)$ corresponde al voltaje entregado por el arreglo e $I_{FV}(t)$ es la corriente suministrada por los módulos. Para la condición nominal considerada, la potencia fotovoltaica instalada es de 156,8 kW.

La evolución de la potencia durante el perfil diario seleccionado se presenta en la siguiente figura 16.

Durante las primeras horas, la potencia permanece prácticamente en cero porque todavía no existe radiación suficiente para establecer una generación apreciable. Conforme aumenta la irradiancia, la corriente suministrada por los módulos también se incrementa y la potencia comienza a elevarse. La forma de la curva conserva, por tanto, la tendencia observada en el perfil solar de enero.

La mayor aportación se presenta en la parte central del día. Durante este intervalo, el arreglo trabaja más cerca de la potencia disponible para las condiciones de irradiancia aplicadas y

**Figura 16**

Potencia del sistema fotovoltaico durante el perfil diario de operación

puede cubrir la demanda eléctrica del electrolizador. Sin embargo, la capacidad nominal de (88.2 kWp) corresponde a las condiciones de referencia del campo fotovoltaico y no representa una potencia constante durante todo el día.

Por la tarde ocurre el comportamiento contrario. La disminución del recurso solar provoca una reducción progresiva de la generación. A las (15:00 h), el arreglo todavía entrega aproximadamente (74.45 kW), valor superior a los (61.64 kW) requeridos por el electrolizador. En ese momento existe un excedente cercano a (12.81 kW).

Una hora después, la potencia fotovoltaica disminuye hasta aproximadamente (45.93 kW). En esta condición, el arreglo ya no puede cubrir por completo la demanda de la carga, debido a que aparece un déficit de aproximadamente (15.71 kW).

La reducción continúa durante la tarde. Cerca de las (17:00 h), la generación fotovoltaica es de aproximadamente (17.13 kW), por lo que la diferencia respecto a la demanda del electrolizador aumenta hasta (44.51 kW). Para las (18:00 h), la contribución del arreglo es prácticamente nula.

Estos resultados permiten ubicar la transición entre una condición con excedente y otra con déficit. De acuerdo con los valores obtenidos, el cambio ocurre entre las (15:00) y las (16:00 h). Antes de este intervalo, la generación puede cubrir la potencia requerida por el electrolizador; después, se necesita el apoyo del sistema de almacenamiento.

5.3.2. Seguimiento del punto de máxima potencia

El arreglo fotovoltaico no mantiene un punto de operación fijo. Cuando cambia la irradiancia, también se modifican el voltaje, la corriente y la posición del punto en el que

se obtiene la mayor potencia. Para evitar que el generador opere alejado de esta región, se utilizó el algoritmo de Perturbar y Observar.

El algoritmo actúa sobre el ciclo de trabajo del convertidor Boost. En cada actualización se compara la variación de la potencia con el cambio aplicado al punto de operación. Si la perturbación produce un aumento de potencia, el ajuste continúa en la misma dirección. Cuando la potencia disminuye, el algoritmo invierte el sentido de la perturbación.

El procedimiento puede expresarse a partir de:

$$\Delta P = P_{FV}(k) - P_{FV}(k - 1) \quad (81)$$

$$\Delta V = V_{FV}(k) - V_{FV}(k - 1) \quad (82)$$

donde k corresponde al instante actual de evaluación y $k - 1$ al instante anterior. El signo de ΔP y ΔV permite determinar el sentido del siguiente ajuste.

En la respuesta obtenida, la potencia aumenta y disminuye de acuerdo con el perfil de irradiancia, sin presentar interrupciones durante el periodo diurno. Este comportamiento muestra que el punto de operación del arreglo se modifica conforme cambia el recurso disponible.

Cerca del punto de máxima potencia pueden aparecer pequeñas oscilaciones. Estas variaciones son propias del método de Perturbar y Observar, debido a que el algoritmo continúa realizando cambios pequeños aun cuando se encuentra próximo al máximo. En este caso, las oscilaciones forman parte del proceso de búsqueda y no representan por sí mismas una pérdida de estabilidad.

La curva de potencia permite comprobar de manera funcional la intervención del MPPT. Sin embargo, para calcular una eficiencia exacta de seguimiento sería necesario comparar la potencia extraída con la potencia máxima teórica disponible en cada instante:

$$\eta_{MPPT}(t) = \frac{P_{FV}(t)}{P_{MPP,ref}(t)} \times 100 \quad (83)$$

donde $P_{MPP,ref}(t)$ representa la potencia máxima de referencia para cada condición de irradiancia y temperatura. Debido a que esta señal no se registró de manera independiente, no se asignó un porcentaje de eficiencia al algoritmo MPPT.

5.3.3. Desempeño del convertidor Boost

El convertidor Boost conecta el arreglo fotovoltaico con el bus de corriente directa. Su incorporación es necesaria porque el voltaje del generador, cercano a (567 V) en el punto nominal, es menor que la referencia de (700 V) definida para el bus.

Para un convertidor ideal en régimen de conducción continua, la relación entre el voltaje de entrada y el voltaje de salida se expresa como:

$$V_{bus} = \frac{V_{FV}}{1 - D_{Boost}} \quad (84)$$

donde D_{Boost} representa el ciclo de trabajo del convertidor Boost.

A partir de esta relación, el ciclo de trabajo nominal puede estimarse mediante:

$$D_{Boost} = 1 - \frac{V_{FV}}{V_{bus}} = 1 - \frac{567 \text{ V}}{700 \text{ V}} = 0,19 \quad (85)$$

El convertidor Boost no incrementa la energía disponible en el arreglo. Durante las horas de mayor irradiancia recibe una potencia más elevada y la transfiere al bus con el nivel de tensión requerido. Cuando la irradiancia disminuye, también se reducen la corriente y la potencia que pueden entregarse al enlace de corriente directa.

Por ello, elevar el voltaje hasta (700 V) no significa que el sistema fotovoltaico pueda sostener por sí solo la demanda del electrolizador durante todo el día. El Boost realiza el acoplamiento eléctrico y modifica el punto de operación del arreglo, pero la potencia transferida continúa limitada por el recurso solar disponible.

5.3.4. Métricas de generación fotovoltaica

Para complementar el análisis de la curva se consideraron dos indicadores: el porcentaje de utilización instantánea de la capacidad instalada y la cobertura de la demanda del electrolizador.

El factor de utilización instantánea se definió como:

$$F_{u,FV}(t) = \frac{P_{FV}(t)}{P_{FV,nom}} \times 100 \quad (86)$$

donde $P_{FV,nom} = 88,2 \text{ kWp}$ corresponde a la capacidad nominal del arreglo fotovoltaico.

La cobertura instantánea de la demanda del electrolizador se calculó mediante:

$$C_{EL}(t) = \frac{P_{FV}(t)}{P_{EL}} \times 100 \quad (87)$$

donde $P_{EL} = 61,64 \text{ kW}$ representa la potencia nominal requerida por el electrolizador.

Los resultados correspondientes al periodo de reducción vespertina se presentan en la Tabla 5.

Los datos de la Tabla 5 permiten observar la reducción progresiva de la generación fotovoltaica durante la tarde. A las 15:00 h, el arreglo entrega 74,45 kW, cantidad suficiente para cubrir la demanda nominal del electrolizador y disponer de un excedente aproximado de 12,81 kW.

A las 16:00 h, la potencia disminuye hasta 45,93 kW, por lo que el arreglo cubre el 74,5 % de la demanda y se presenta un déficit de 15,71 kW. Una hora después, la generación se

Tabla 5*Indicadores de generación fotovoltaica durante la reducción vespertina.*

Hora	Potencia FV	Utilización de la capacidad instalada	Cobertura de la demanda del electrolizador	Condición de operación
15:00 h	74,45 kW	84,4 %	120,8 %	Excedente de 12,81 kW
16:00 h	45,93 kW	52,1 %	74,5 %	Déficit de 15,71 kW
17:00 h	17,13 kW	19,4 %	27,8 %	Déficit de 44,51 kW
18:00 h	≈ 0 kW	≈ 0 %	≈ 0 %	Sin generación fotovoltaica

reduce a 17,13 kW, equivalente al 27,8 % de la potencia requerida por el electrolizador. En esta condición, el almacenamiento debe suministrar los 44,51 kW restantes.

Finalmente, a las 18:00 h, la aportación fotovoltaica es prácticamente nula. A partir de ese momento, la continuidad de operación depende casi por completo de la energía disponible en el sistema de almacenamiento.

Finalmente, a las 18:00 h, la generación fotovoltaica es prácticamente nula. En consecuencia, el sistema de almacenamiento debe cubrir casi por completo la potencia requerida para mantener la operación del electrolizador.

Los resultados obtenidos muestran una respuesta coherente entre el recurso solar y la etapa de generación. La potencia fotovoltaica sigue la variación de la irradiancia, el algoritmo MPPT mantiene la extracción de energía durante el periodo diurno y el convertidor Boost adapta el nivel de tensión para transferirla al bus DC. La forma en que esta potencia se combina con el almacenamiento y su efecto sobre el enlace de corriente directa se analiza en la siguiente sección.

5.4. Etapa de gestión energética

La potencia entregada por el arreglo fotovoltaico cambia durante el día, mientras que el electrolizador requiere una alimentación cercana a su punto nominal de operación. Esta diferencia hace necesario coordinar la generación, el almacenamiento y la carga antes de transferir la energía hacia la etapa de electrólisis.

En el modelo, esta función se realiza mediante la estrategia de gestión energética. Su propósito es establecer el intercambio de potencia con la batería a partir de la diferencia entre la generación fotovoltaica y la demanda del electrolizador. El bus DC funciona como punto de acoplamiento entre la etapa de generación, el almacenamiento y el convertidor Buck.

5.4.1. Estrategia de gestión energética

La operación del sistema se analizó a partir del balance general de potencia:

$$P_{FV} + P_{bat} = P_{EL} + P_{loss} \quad (88)$$

donde P_{FV} representa la potencia entregada por el arreglo fotovoltaico, P_{bat} corresponde a la potencia intercambiada con el almacenamiento, P_{EL} es la potencia requerida por el electrolizador y P_{loss} agrupa las pérdidas asociadas con las etapas de conversión.

Para interpretar la potencia de la batería se utilizó la siguiente convención de signos:

$$P_{bat} > 0 \rightarrow \text{descarga del almacenamiento} \quad (99)$$

$$P_{bat} < 0 \rightarrow \text{carga del almacenamiento} \quad (90)$$

Un valor positivo indica que la batería entrega potencia al bus DC. Por el contrario, un valor negativo significa que absorbe parte de la energía disponible. Esta convención permite reconocer los intervalos en los que el sistema cubre un déficit y aquellos en los que aprovecha un excedente fotovoltaico.

A partir del balance de potencia se distinguieron tres condiciones de operación. La primera se presenta cuando:

$$P_{FV} > P_{EL} \quad (91)$$

En esta condición, la generación fotovoltaica supera la demanda del electrolizador. La potencia sobrante no debe permanecer en el bus DC, ya que provocaría un aumento de su voltaje. Por ello, el sistema de gestión establece una condición de carga y dirige el excedente hacia el almacenamiento.

La segunda condición ocurre cuando:

$$P_{FV} < P_{EL} \quad (92)$$

En este caso, la generación solar no es suficiente para mantener el punto de operación del electrolizador. La batería entra en descarga y entrega al bus la potencia faltante. Esta situación se presenta principalmente durante la noche, en las primeras horas de la mañana y al final de la tarde.

La tercera condición corresponde a:

$$P_{FV} \approx P_{EL} \quad (93)$$

Cuando ambas potencias tienen valores cercanos, el intercambio con la batería disminuye. Este comportamiento aparece durante las transiciones entre déficit y excedente, cuando la generación fotovoltaica se aproxima a la potencia demandada por el electrolizador.

La estrategia implementada responde al balance instantáneo de potencia. En esta etapa no se incorporaron pronósticos de irradiancia ni una optimización basada en el estado futuro del almacenamiento. Tampoco se consideraron de manera detallada la degradación, la temperatura interna o el estado de salud de la batería. Por esta razón, el análisis se concentra en su participación energética dentro del sistema.

5.4.2. Participación del sistema de almacenamiento

La potencia intercambiada por la batería durante el perfil diario de operación se presenta en la figura 17.

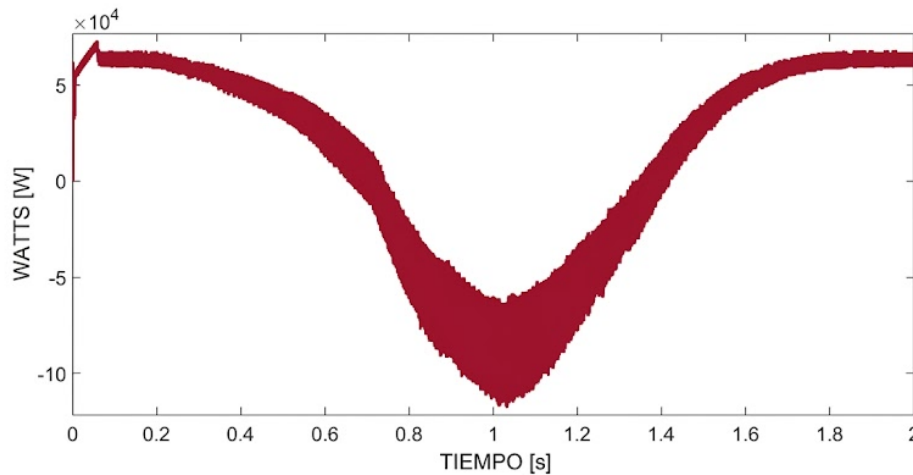


Figura 17

Potencia del sistema de baterías durante el perfil diario de operación

Durante la noche y las primeras horas del día, la señal de potencia es positiva. En ese intervalo no existe generación fotovoltaica o la potencia disponible todavía es menor que la requerida por el electrolizador. La batería entrega entonces la energía necesaria para cubrir la diferencia.

Conforme aumenta la irradiancia, también crece la potencia del arreglo fotovoltaico y disminuye el aporte del almacenamiento. Esta transición ocurre de manera gradual, ya que la batería reduce su descarga a medida que la generación se aproxima a los 61,64 kW requeridos por el electrolizador.

Entre las 09:00 y las 15:00 h, la potencia fotovoltaica supera la demanda durante buena parte del intervalo. En consecuencia, la señal del almacenamiento cambia de signo y toma valores negativos, lo cual corresponde a la carga de la batería. En esas horas, el sistema de gestión utiliza el excedente solar para almacenar energía y evitar que se produzca un incremento en el voltaje del bus.

Después de las 15:00 h, la reducción de la irradiancia comienza a modificar nuevamente el balance energético. A esa hora, el arreglo todavía entrega aproximadamente 74,45 kW, por lo que existe un excedente cercano a 12,81 kW. La batería permanece en carga, aunque con una potencia menor que durante las horas de mayor generación.

A las 16:00 h, la potencia fotovoltaica disminuye hasta aproximadamente 45,93 kW. El sistema cambia entonces de una condición de carga a una de descarga, debido a que debe

cubrirse una diferencia cercana a 15,71 kW. Esta transición permite ubicar el momento en el que el arreglo deja de sostener por sí solo la demanda del electrolizador.

Una hora después, la generación fotovoltaica disminuye hasta aproximadamente 17,13 kW. Dada esta condición, la batería comienza a tener una participación más importante, ya que debe aportar cerca de 44,51 kW para cubrir la demanda del electrolizador. Para las 18:00 h, la contribución del arreglo fotovoltaico es prácticamente nula, por lo que el almacenamiento asume casi por completo la alimentación de la carga.

Este comportamiento permite observar que la batería no actúa solamente cuando ya no existe generación solar. Su intervención también es necesaria durante los cambios graduales de la potencia fotovoltaica, tanto en la mañana como en la tarde. En estos periodos de transición, la energía disponible no coincide de manera inmediata con la potencia requerida por el electrolizador, por lo que el almacenamiento ayuda a compensar esa diferencia y a mantener la continuidad de operación del sistema.

5.4.3. Métricas de gestión energética

El comportamiento de la potencia fotovoltaica, la participación del almacenamiento y la demanda del electrolizador se muestra de manera conjunta en la Figura 18.

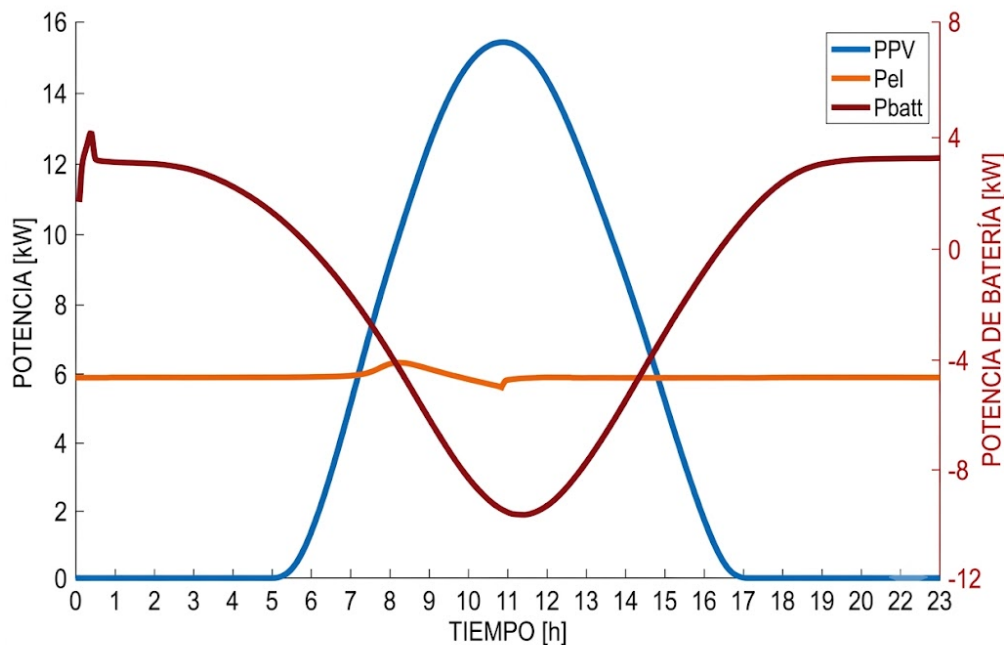


Figura 18

Comportamiento energético del sistema integrado.

Para saber en qué momentos la batería debe entrar en operación, se compara la potencia entregada por el arreglo fotovoltaico con la potencia que demanda el electrolizador. Esta diferencia permite ubicar dos situaciones principales: cuando la generación solar es suficiente para alimentar la carga y cuando no alcanza.

La diferencia de potencia se definió como:

$$\Delta P(t) = P_{FV}(t) - P_{EL}(t) \quad (94)$$

Con esta expresión, un valor positivo indica que el arreglo fotovoltaico está generando más potencia de la que requiere el electrolizador. En ese caso, la energía sobrante puede dirigirse hacia la batería. En cambio, si el valor es negativo, la potencia solar disponible no cubre la demanda y el almacenamiento debe entregar la parte faltante.

Para estimar esa participación de la batería, se usó la siguiente aproximación, sin incluir las pérdidas asociadas a los convertidores:

$$P_{bat}(t) \approx P_{EL}(t) - P_{FV}(t) \quad (95)$$

A partir de este valor también se calculó qué porcentaje de la demanda del electrolizador era cubierto por el almacenamiento:

$$C_{bat}(t) = \frac{|P_{bat}(t)|}{P_{EL}} \times 100 \quad (96)$$

En este caso, $C_{bat}(t)$ sirve para interpretar la participación de la batería respecto a la potencia nominal del electrolizador. Con este indicador fue posible identificar con mayor claridad cuándo el almacenamiento absorbía excedentes y cuándo entregaba energía para sostener la operación del sistema.

Los resultados correspondientes al periodo de transición vespertina se resumen en la Tabla 6.

Tabla 6

Participación del almacenamiento durante la transición vespertina.

Hora	Potencia fotovoltaica	Potencia aproximada de la batería	Participación respecto a la demanda	Estado
15:00 h	74,45 kW	−12,81 kW	20,8 %	Carga
16:00 h	45,93 kW	15,71 kW	25,5 %	Descarga
17:00 h	17,13 kW	44,51 kW	72,2 %	Descarga
18:00 h	≈ 0 kW	≈ 61,64 kW	≈ 100 %	Descarga

A las 15:00 h, el excedente equivale aproximadamente al 20,8 % de la potencia nominal del electrolizador. En ese momento, el almacenamiento todavía recibe energía. Una hora después, la condición cambia y la batería cubre cerca del 25,5 % de la demanda.

A las 17:00 h, la participación del almacenamiento aumenta hasta aproximadamente el 72,2 %. Cuando la generación fotovoltaica desaparece, la batería debe suministrar prácticamente la totalidad de la potencia requerida por el electrolizador, siempre que disponga de energía suficiente y no se alcancen sus límites de operación.

Los resultados confirman que la participación del almacenamiento aumenta conforme disminuye la potencia solar. También se observa que el cambio entre carga y descarga ocurre entre las 15:00 y las 16:00 h para el escenario analizado. Este momento marca la transición en la que la potencia fotovoltaica deja de ser suficiente para cubrir por completo la demanda del electrolizador.

A partir del comportamiento analizado, los resultados indican que el sistema de gestión ajusta el flujo de potencia según la energía solar disponible en cada momento. Cuando la generación fotovoltaica supera la demanda del electrolizador, la batería aprovecha ese excedente para cargarse. En cambio, cuando la potencia solar disminuye y ya no es suficiente, el almacenamiento entrega la energía necesaria para cubrir la diferencia. Conforme la generación vuelve a acercarse a la demanda, la participación de la batería se reduce. Esta interacción permite conservar el equilibrio del bus DC y favorece una alimentación más uniforme hacia la etapa de electrólisis, que se analiza en la siguiente sección.

5.5. Etapa de electrólisis

La etapa de electrólisis recibe la energía disponible en el bus DC y la adapta antes de alimentar al electrolizador alcalino. Aunque esta energía puede provenir del arreglo fotovoltaico o de la batería, el electrolizador no puede conectarse directamente al bus, ya que requiere trabajar con un voltaje menor y una corriente elevada. Por esta razón, se utiliza una etapa de acondicionamiento que permite entregar la energía en las condiciones necesarias para el proceso. Esta función se realiza mediante el convertidor Buck.

En el modelo, el bus de corriente directa opera alrededor de 700 V, mientras que el electrolizador requiere aproximadamente 76 V y 811 A. La diferencia entre ambos puntos de operación hace necesaria una etapa reductora que mantenga las condiciones eléctricas de la carga aun cuando cambie la fuente que suministra la energía al bus.

El análisis de esta etapa se realizó a partir del voltaje, la corriente y la potencia entregada al electrolizador. Estas variables permiten comprobar si el convertidor Buck mantiene el punto eléctrico definido durante el dimensionamiento y si las variaciones del sistema fotovoltaico quedan desacopladas de la carga electroquímica.

5.5.1. Desempeño del convertidor Buck

El convertidor Buck recibe la energía disponible en el bus DC y reduce el voltaje hasta el nivel requerido por el electrolizador. Para un convertidor ideal que opera en conducción continua, la relación entre el voltaje de entrada y el voltaje de salida se expresa como:

$$V_{EL} = D_{Buck} V_{bus} \quad (97)$$

donde V_{EL} representa el voltaje aplicado al electrolizador, V_{bus} corresponde al voltaje del bus de corriente directa y D_{Buck} es el ciclo de trabajo del convertidor.

A partir de esta relación, el ciclo de trabajo nominal puede calcularse mediante:

$$D_{\text{Buck}} = \frac{V_{\text{EL}}}{V_{\text{bus}}} = \frac{76 \text{ V}}{700 \text{ V}} = 0,1086 \quad (98)$$

El resultado indica que el punto nominal requiere un ciclo de trabajo cercano al 10,86 %. Este valor se utiliza como referencia para la operación del convertidor, aunque durante la simulación pueden presentarse ajustes asociados con el arranque y con las pequeñas variaciones del bus DC.

La frecuencia de conmutación considerada fue de 50 kHz. En estas condiciones, el inductor y el capacitor de salida limitan el rizado antes de entregar la energía al electrolizador. Esta función resulta relevante debido a la magnitud de la corriente demandada por el *stack* y a la relación directa que existe entre esta variable y la producción de hidrógeno.

La Figura 19 muestra el comportamiento del voltaje de salida durante la simulación.

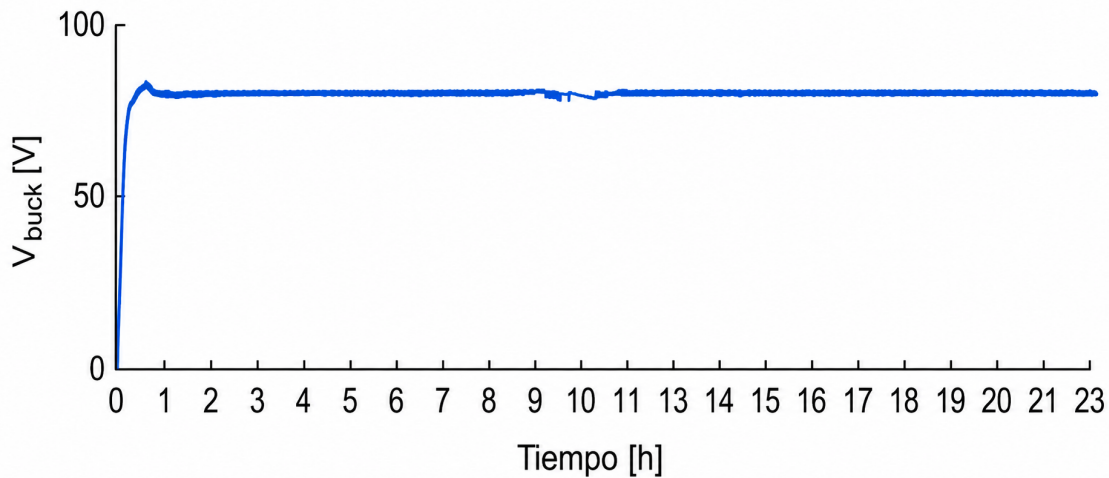


Figura 19

Voltaje de salida del convertidor Buck

Al inicio de la señal se observa un cambio breve, asociado al arranque del convertidor y a la respuesta inicial de los elementos inductivos y capacitivos. Después de este primer ajuste, el voltaje se estabiliza y se mantiene cercano al valor necesario para alimentar al electrolizador, alrededor de 76 V.

El valor promedio obtenido fue de 75,90 V, muy próximo a la referencia nominal. La diferencia fue de apenas 0,10 V, lo que equivale a una variación aproximada del 0,13 %. Este resultado muestra que el convertidor mantiene adecuadamente el nivel de tensión requerido después del periodo inicial de arranque.

También se observa que el voltaje de salida no cambia de la misma forma que la potencia fotovoltaica. Aunque la generación solar varía durante el día, la tensión aplicada al electrolizador permanece cerca de su valor de referencia. Esto se debe a la acción conjunta del convertidor Boost, el sistema de almacenamiento, la regulación del bus DC y el convertidor Buck.

Por tanto, el resultado no representa únicamente una reducción de 700 V a 76 V. También muestra el desacoplamiento eléctrico entre una fuente renovable variable y una carga que requiere condiciones de alimentación más estables.

5.5.2. Corriente suministrada al electrolizador

La corriente nominal del electrolizador se obtuvo a partir de la potencia y del voltaje de operación:

$$I_{EL} = \frac{P_{EL}}{V_{EL}} = \frac{61,64 \times 10^3 \text{ W}}{76 \text{ V}} = 811,05 \text{ A} \approx 811 \text{ A} \quad (99)$$

Este valor indica la condición de operación definida para la celda. En el electrolizador, la corriente tiene un papel fundamental, porque de ella depende qué tan rápido ocurren las reacciones electroquímicas y, por lo tanto, la cantidad de hidrógeno que se produce.

La figura 20 muestra la corriente obtenida a la salida del convertidor.

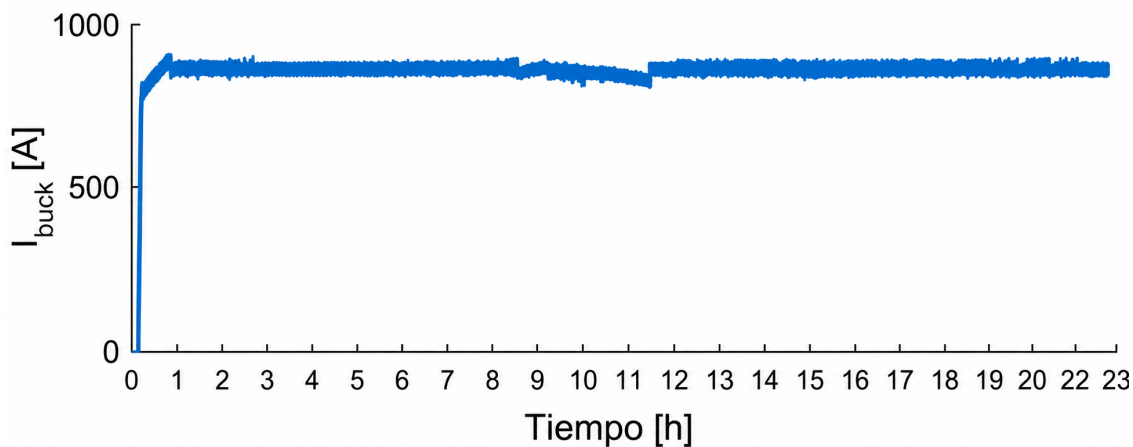


Figura 20
Corriente de Salida de Buck

Al comienzo de la simulación se presenta una variación rápida en la corriente. Este comportamiento corresponde al arranque del sistema, cuando el voltaje empieza a establecerse y el inductor del convertidor responde al cambio inicial. Una vez superado ese primer intervalo, la corriente se estabiliza y permanece muy cercana al valor considerado en el dimensionamiento.

El promedio obtenido fue de 810,12 A, prácticamente igual a la referencia de 811 A. La diferencia entre ambos valores fue de apenas 0,88 A, equivalente a una variación aproximada del 0,11 %. Esto permite comprobar que el convertidor Buck entrega la corriente requerida para que el electrolizador trabaje en las condiciones previstas.

Después del arranque todavía se observan pequeñas oscilaciones, pero estas son esperadas debido a la conmutación del convertidor y a la acción del controlador. Lo importante es que

la corriente no presenta una caída continua cuando cambia la disponibilidad del recurso solar.

Este comportamiento se debe a que la batería interviene cuando la potencia fotovoltaica disminuye. En esos momentos, el almacenamiento aporta la energía faltante al bus DC y ayuda a mantener la alimentación del electrolizador cerca de su punto nominal. Con ello, el convertidor Buck mantiene la alimentación del electrolizador en condiciones cercanas a las requeridas, sin que las variaciones del arreglo fotovoltaico se reflejen directamente en la carga.

Esta continuidad depende de la energía disponible en el almacenamiento. En el modelo se considera que la batería puede suministrar la potencia requerida mientras exista un déficit. Si el sistema alcanzara el estado mínimo de carga, sería necesario reducir la corriente del electrolizador o detener temporalmente su operación. Esta condición forma parte de las limitaciones del modelo utilizado.

5.5.3. Comportamiento de la potencia entregada al electrolizador

La potencia entregada al electrolizador se obtuvo a partir del voltaje y la corriente medidos a la salida del convertidor Buck. Con este cálculo se revisó si la etapa de alimentación mantenía a la celda cerca de la condición establecida durante el dimensionamiento.

Para la simulación se consideró una potencia de referencia de 61,64 kW, que corresponde a la demanda eléctrica estimada para la operación nominal del electrolizador. En la Figura 21 se muestra la evolución de esta potencia durante el periodo analizado.

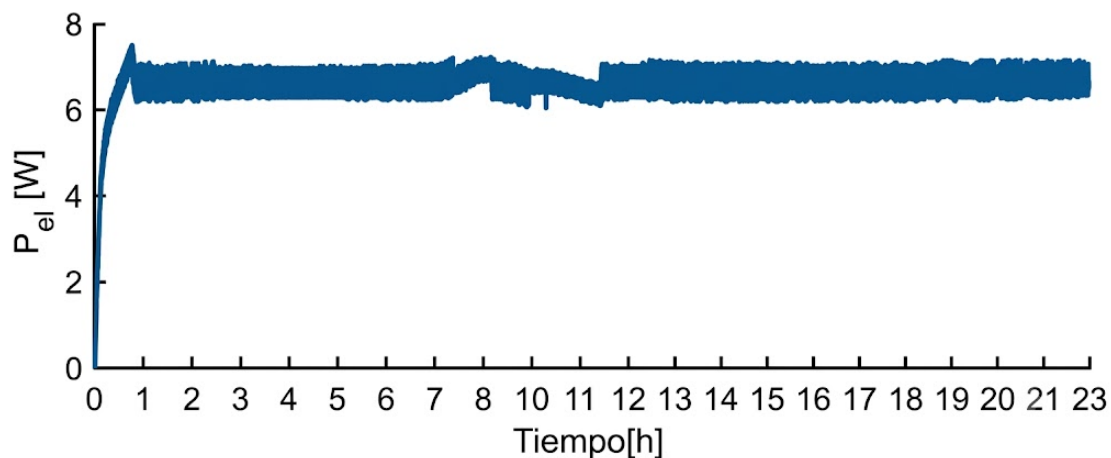


Figura 21

Potencia entregada al electrolizador

Al inicio de la simulación se observa un aumento rápido de la señal. Esto ocurre mientras el convertidor entra en operación y mientras el voltaje y la corriente alcanzan sus valores de trabajo. Después de ese intervalo, la potencia se mantiene cercana al valor esperado, sin presentar variaciones importantes.

El valor promedio obtenido fue de 61,539,60 W, equivalente a 61,5396 kW. Al compararlo con la referencia de 61,64 kW, la diferencia es de 100,40 W, aproximadamente 0,16 %. Esta diferencia es baja en relación con la potencia manejada, por lo que puede considerarse que la etapa Buck entrega una potencia acorde con el diseño del electrolizador.

Aunque durante el día cambia la fuente que alimenta al bus DC, la potencia aplicada al electrolizador se mantiene cercana a su referencia. En las horas de mayor irradiancia, el arreglo fotovoltaico aporta la mayor parte de la energía. Cuando la generación solar disminuye, la batería compensa la potencia faltante. De esta forma, el electrolizador recibe una alimentación estable, aun cuando la disponibilidad solar varía durante la simulación. El resultado muestra que la alimentación de la celda no depende solamente de la potencia fotovoltaica disponible en cada instante. La estabilidad observada se obtiene mediante la acción conjunta del almacenamiento, la regulación del bus DC y el convertidor Buck. Si alguna de estas etapas dejara de compensar el desbalance energético, la potencia del electrolizador se alejaría de su referencia.

5.5.4. Métricas de la etapa de electrólisis

Para evaluar el desempeño eléctrico de esta etapa se compararon los valores promedio obtenidos con las referencias utilizadas durante el diseño. Los resultados se presentan en la Tabla 7.

Tabla 7

Métricas eléctricas de la etapa de electrólisis.

Variable	Valor de referencia	Promedio obtenido	Diferencia absoluta	Desviación relativa
Voltaje del electrolizador	76,00 V	75,90 V	0,10 V	0,13 %
Corriente del electrolizador	811,00 A	810,12 A	0,88 A	0,11 %
Potencia entregada al electrolizador	61,64 kW	61,5396 kW	0,1004 kW	0,16 %

Como se observa en la Tabla 7, las tres variables eléctricas permanecieron próximas a los valores establecidos durante el dimensionamiento. En todos los casos, la diferencia relativa fue inferior al 0,2 %.

El voltaje promedio presentó una diferencia de 0,10 V respecto a la referencia, equivalente al 0,13 %. En el caso de la corriente, la diferencia fue de 0,88 A, con una desviación relativa del 0,11 %. Por su parte, la potencia entregada al electrolizador registró la mayor diferencia relativa, aunque esta fue únicamente del 0,16 %.

Estos resultados indican que, una vez superado el transitorio inicial, el convertidor Buck mantuvo las condiciones de alimentación del electrolizador cerca del punto nominal de 76 V, 811 A y 61,64 kW.

La cercanía de los valores promedio permite comprobar que el punto eléctrico del electrolizador se mantiene durante el escenario analizado. Sin embargo, estas métricas describen únicamente la diferencia promedio y no sustituyen la revisión completa de las

señales. Una variable puede mantener un promedio cercano a la referencia y, al mismo tiempo, presentar transitorios o rizados que deben analizarse por separado.

Para cuantificar la diferencia entre las referencias de diseño y los valores promedio obtenidos durante la simulación, se calcularon el error medio absoluto y la raíz del error cuadrático medio. Debido a que en este análisis se emplean los valores promedio de cada señal, ambos indicadores coinciden numéricamente con la diferencia absoluta respecto a la referencia.

Para cuantificar la diferencia entre la producción obtenida y la referencia de 1 kg/h, se consideraron los indicadores MSE, RMSE, MAE, desviación estándar y MAPE. Los resultados se presentan en la Tabla 8.

Tabla 8

Métricas de producción de hidrógeno.

Indicador	Valor obtenido
Producción de referencia	1,00000 kg/h
Producción promedio de la celda	1,12564 kg/h
Producción promedio por celda	0,02962 kg/h
Producción acumulada equivalente en 24 h	27,015 kg
MSE	0,017138 (kg/h) ²
RMSE	0,130912 kg/h
MAE	0,127003 kg/h
Desviación estándar	0,031751 kg/h
MAPE	12,700 %

El error medio absoluto fue de 0,127003 kg/h. Esto significa que la producción se separó, en promedio, alrededor de 0,127 kg/h de la referencia establecida.

La raíz del error cuadrático medio fue de 0,130912 kg/h. Este valor es ligeramente mayor que el MAE, debido a que el RMSE asigna un peso superior a las desviaciones de mayor magnitud, entre ellas las asociadas con el transitorio inicial.

El MAPE alcanzó un valor de 12,700 %, consistente con la diferencia observada entre la producción promedio y la referencia. Este resultado indica que la señal presenta una tendencia a mantenerse por encima del objetivo, y no solamente una oscilación simétrica alrededor de 1 kg/h.

La desviación estándar fue de 0,031751 kg/h. A partir de este valor se calculó el coeficiente de variación:

$$CV_{H_2} = \frac{\sigma_{H_2}}{\bar{n}_{H_2}} \times 100 = \frac{0,031751 \text{ kg/h}}{1,12564 \text{ kg/h}} \times 100 = 2,82 \% \quad (100)$$

El coeficiente de variación muestra que la dispersión de la producción es reducida respecto al valor promedio. No obstante, el promedio permanece por encima de la referencia. Esto

significa que la producción es relativamente estable, pero el punto de operación requiere un ajuste si se desea mantener de manera más precisa el objetivo de 1 kg/h.

Debido a la relación aproximadamente proporcional entre la corriente y la producción de hidrógeno, una reducción de la referencia de corriente del convertidor Buck permitiría acercar la salida al valor objetivo sin modificar la arquitectura general del sistema.

Los resultados muestran que la integración de la generación fotovoltaica, el almacenamiento, el bus DC y el convertidor Buck permite mantener la producción durante el escenario analizado. Sin embargo, también se observa que el modelo entrega una cantidad de hidrógeno superior a la referencia planteada. Esta diferencia se retoma en la discusión general, debido a que afecta el cumplimiento del objetivo, el consumo energético y el punto final de operación del electrolizador.

Los resultados muestran que las tres variables permanecieron próximas a sus valores de referencia. El voltaje presentó una diferencia de 0,10 V, la corriente se apartó 0,88 A y la potencia tuvo una diferencia de 0,1004 kW. En términos relativos, ninguna de las desviaciones superó el 0,2 %, por lo que el convertidor Buck mantuvo al electrolizador cerca del punto eléctrico definido durante el dimensionamiento.

En conjunto, los resultados muestran que el convertidor Buck reduce el nivel de tensión del bus y mantiene la corriente y la potencia del electrolizador próximas a las referencias de diseño. Esta estabilidad evita que la producción de hidrógeno siga directamente las variaciones del recurso solar. La relación entre la corriente aplicada al *stack* y la cantidad de hidrógeno obtenida se estudia en la siguiente sección.

5.6. Producción de hidrógeno

La producción de hidrógeno constituye la variable de salida que integra la respuesta de las distintas etapas de la arquitectura. Antes de llegar al electrolizador, la energía procedente del arreglo fotovoltaico pasa por el convertidor Boost, el bus DC, el sistema de almacenamiento y el convertidor Buck. Por esta razón, la cantidad de hidrógeno obtenida depende de que el sistema mantenga la corriente del *stack* dentro de las condiciones establecidas durante el dimensionamiento.

El objetivo de diseño se fijó en una producción de 1 kg/h. Para alcanzar esta condición, el electrolizador se configuró con 38 celdas y una corriente nominal aproximada de 811 A. Durante la simulación se obtuvo una corriente promedio de 810,12 A, un voltaje medio de 75,90 V y una potencia promedio de 61,5396 kW.

5.6.1. Producción instantánea de hidrógeno

La producción instantánea se calculó a partir de la corriente suministrada al electrolizador. De acuerdo con la ley de Faraday, el flujo molar de hidrógeno puede expresarse mediante:

$$\dot{n}_{H_2}(t) = \frac{\eta_F N_c I_{EL}(t)}{2F} \quad (101)$$

donde $\dot{n}_{H_2}(t)$ representa el flujo molar de hidrógeno, η_F es la eficiencia faradaica, N_c corresponde al número de celdas, $I_{EL}(t)$ es la corriente aplicada al electrolizador y F representa la constante de Faraday. El factor 2 aparece debido a que la formación de una molécula de hidrógeno requiere la transferencia de dos electrones.

A partir del flujo molar, el flujo másico se obtiene mediante:

La producción másica de hidrógeno se obtuvo a partir del flujo molar calculado por el modelo y de la masa molar del hidrógeno:

$$\dot{m}_{H_2}(t) = \dot{n}_{H_2}(t)M_{H_2} \quad (102)$$

Para el periodo estable de operación, el flujo molar promedio fue de 0,15510 mol/s. Al considerar una masa molar del hidrógeno de $2,016 \times 10^{-3}$ kg/mol, se obtiene:

$$\dot{m}_{H_2, \text{prom}} = (0,15510 \text{ mol/s}) (2,016 \times 10^{-3} \text{ kg/mol}) \quad (103)$$

$$\dot{m}_{H_2, \text{prom}} = 3,1268 \times 10^{-4} \text{ kg/s} \quad (104)$$

Para expresar el resultado en kilogramos por hora, se realiza la conversión:

$$\dot{m}_{H_2, \text{prom}} = (3,1268 \times 10^{-4} \text{ kg/s}) (3600 \text{ s/h}) = 1,12564 \text{ kg/h} \quad (105)$$

Por tanto, la producción promedio obtenida en la simulación fue de 1,12564 kg/h. Este valor supera en 0,12564 kg/h la referencia establecida de 1 kg/h, lo que equivale a una diferencia relativa aproximada del 12,56 %.

donde M_{H_2} corresponde a la masa molar del hidrógeno. Para que el resultado quede expresado en kg/h, se toma en cuenta la conversión de segundos a horas.

En este modelo, el número de celdas y la eficiencia faradaica se mantienen fijos. Por eso, la producción de hidrógeno depende principalmente de la corriente que pasa por la celda. Si la corriente entregada por el convertidor Buck se mantiene estable, la producción también tiende a variar poco.

La Figura 22 muestra la producción de hidrógeno obtenida durante el periodo evaluado.

Al inicio de la simulación, la producción aparece en cero porque el sistema todavía se encuentra en la etapa de arranque. Conforme el voltaje y la corriente del electrolizador se acercan a sus valores de operación, la producción de hidrógeno comienza a aumentar. Después de ese arranque, la producción deja de presentar cambios importantes y se mantiene cercana al mismo nivel durante la simulación. Por tanto, el valor mínimo de 0 kg/h corresponde al inicio de la respuesta y no a una interrupción posterior del proceso.

La producción promedio estimada para cada celda fue de 0,02962 kg/h. Al multiplicar este valor por las 38 celdas del electrolizador, se obtiene una producción total promedio de 1,12564 kg/h. El valor máximo alcanzó 1,23781 kg/h.

La diferencia entre la producción promedio y la referencia de 1 kg/h fue de:

$$\Delta \dot{m}_{H_2} = 1,12564 - 1 = 0,12564 \text{ kg/h} \quad (106)$$

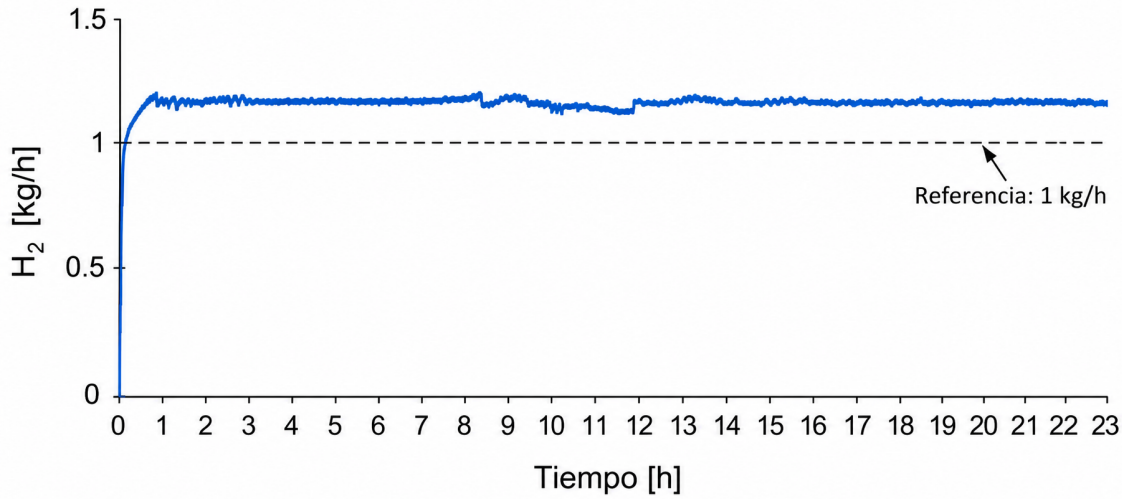


Figura 22
Producción total de hidrógeno

En términos relativos:

$$e_{H_2} = \frac{1,12564 - 1}{1} \times 100 = 12,56 \% \quad (107)$$

El promedio de producción de hidrógeno fue mayor que la referencia establecida de 1 kg/h. En lugar de quedar exactamente en ese valor, el sistema produjo aproximadamente un 12,56 % más. Por eso, este resultado no debe interpretarse solo como que el sistema se acercó al objetivo, sino como que logró una producción superior a la esperada.

El valor máximo también estuvo por encima de la referencia. En ese punto, la producción aumentó 0,23781 kg/h respecto al valor objetivo, lo que equivale a una diferencia de 23,78 %. Sin embargo, este valor máximo ocurrió solo en un momento específico de la simulación, por lo que no representa la producción normal o promedio del sistema después del arranque.

Aunque la irradiancia solar cambia durante el día, la producción de hidrógeno no cambia de la misma forma. Esto ocurre porque la batería ayuda a compensar la energía cuando disminuye la potencia fotovoltaica. Además, el convertidor Buck regula la corriente que llega al electrolizador. Por esta razón, la producción de hidrógeno depende principalmente de las condiciones eléctricas del electrolizador y no directamente de la potencia solar disponible en cada instante.

5.6.2. Métricas de producción de hidrógeno

Para cuantificar la diferencia entre la producción obtenida y la referencia de 1 kg/h, se consideraron los indicadores MSE, RMSE, MAE, desviación estándar y MAPE.

El error medio absoluto fue de 0,127003 kg/h. Esto significa que la producción se separó, en promedio, alrededor de 0,127 kg/h de la referencia establecida.

La raíz del error cuadrático medio fue de 0,130912 kg/h. Este valor es ligeramente mayor que el MAE, debido a que el RMSE asigna un peso superior a las desviaciones de mayor magnitud, entre ellas las asociadas con el transitorio inicial.

El MAPE alcanzó un valor de 12,700 %, consistente con la diferencia observada entre la producción promedio y la referencia. Este resultado indica que la señal presenta una tendencia a mantenerse por encima del objetivo, y no solamente una oscilación simétrica alrededor de 1 kg/h.

La desviación estándar fue de 0,031751 kg/h. A partir de este valor se calculó el coeficiente de variación:

$$CV_{H_2} = \frac{\sigma_{H_2}}{\bar{m}_{H_2}} \times 100 = \frac{0,031751 \text{ kg/h}}{1,12564 \text{ kg/h}} \times 100 = 2,82 \% \quad (108)$$

El coeficiente de variación muestra que la dispersión de la producción es reducida respecto al valor promedio. No obstante, el promedio permanece por encima de la referencia. Esto significa que la producción es relativamente estable, pero el punto de operación requiere un ajuste si se desea mantener de manera más precisa el objetivo de 1 kg/h.

Debido a la relación aproximadamente proporcional entre la corriente y la producción de hidrógeno, una reducción de la referencia de corriente del convertidor Buck permitiría acercar la salida al valor objetivo sin modificar la arquitectura general del sistema.

Los resultados muestran que la integración de la generación fotovoltaica, el almacenamiento, el bus DC y el convertidor Buck permite mantener la producción durante el escenario analizado. Sin embargo, también se observa que el modelo entrega una cantidad de hidrógeno superior a la referencia planteada. Esta diferencia se retoma en la discusión general, debido a que afecta el cumplimiento del objetivo, el consumo energético y el punto final de operación del electrolizador.

Capítulo 6. Conclusiones y Trabajo futuro

6.1. Conclusiones

El trabajo permitió modelar y simular un sistema fotovoltaico con almacenamiento para alimentar un electrolizador alcalino. La propuesta se desarrolló considerando que la energía solar no puede entregarse directamente al electrolizador sin una etapa intermedia, debido a que la irradiancia cambia durante el día y modifica la potencia disponible. Por esta razón, el sistema se integró mediante un arreglo fotovoltaico, un convertidor Boost, un bus DC, una batería, un convertidor Buck y el electrolizador.

La producción objetivo fue de 1, kg/h de hidrógeno. A partir de este valor se definieron las condiciones eléctricas principales del electrolizador.

Para el dimensionamiento del electrolizador se consideró una configuración de 38 celdas conectadas en serie. Con base en la meta de producción de 1 kg/h de hidrógeno, se establecieron las condiciones nominales de operación: un voltaje aproximado de 76 V, una corriente de 811 A y una potencia de 61,64 kW.

Se eligió el mes de enero porque, al revisar el comportamiento del recurso solar durante todo el año 2024, fue el periodo con menor disponibilidad de energía solar. De acuerdo con los datos de NASA POWER, en ese mes se obtuvo una energía diaria media de $4,851 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{d}$. Por esta razón, trabajar con el perfil de enero permitió evaluar el sistema en una condición menos favorable, es decir, cuando la generación fotovoltaica disponible es más baja.

El campo fotovoltaico se dimensionó a partir de la demanda eléctrica del electrolizador. La configuración final quedó formada por 224 módulos de 700, W, con una potencia total instalada de 156,8, kWp. Los módulos se organizaron en catorce cadenas conectadas en paralelo, cada una con 16 módulos en serie. Con esta configuración, el arreglo pudo cubrir la demanda del electrolizador durante las horas de mayor irradiancia.

El convertidor Boost elevó el voltaje proveniente del arreglo fotovoltaico hacia el bus DC. Esta etapa fue necesaria porque el voltaje de los módulos no permanece fijo durante la operación. Además, el algoritmo MPPT Perturbar y Observar permitió seguir el punto de máxima potencia del arreglo, aprovechando mejor la energía disponible durante el perfil de irradiancia utilizado.

El bus DC fue el punto donde se acoplaron la generación, el almacenamiento y la carga. Su voltaje ayudó a interpretar el estado del sistema: cuando hubo excedente de potencia, tendió a elevarse; y cuando la demanda fue mayor que la generación, tendió a disminuir. En este sentido, el bus no solo funcionó como conexión eléctrica, sino también como una señal útil para revisar el balance energético del sistema.

El convertidor Buck fue la etapa encargada de ajustar la energía antes de llegar al electrolizador. Esta etapa redujo el voltaje del bus DC a 76, V y mantuvo la corriente cerca de 811, A. Esto permitió que el electrolizador trabajara alrededor del punto definido durante el dimensionamiento.

La batería tuvo una participación importante en la operación del sistema. En los momentos de baja irradiancia entregó energía al bus DC, mientras que en los periodos con excedente absorbió parte de la potencia fotovoltaica disponible. Asimismo, esta no se modeló ni se simuló de forma electroquímica, sino que se representó como una fuente de corriente.

Cuando la potencia fotovoltaica fue mayor que la demanda, el almacenamiento absorbió el excedente. Cuando la irradiancia disminuyó, la batería comenzó a entregar la potencia faltante. A las 16:00, h cubrió cerca del 25,5, % de la demanda, y a las 17:00, h su aportación aumentó hasta aproximadamente el 72,2, %.

Esto confirma que el almacenamiento no funciona solo como respaldo nocturno. También actúa durante las transiciones, cuando la potencia solar empieza a caer y el arreglo deja de cubrir por completo la carga.

La gestión energética se planteó con tres casos de operación: déficit, excedente y equilibrio. Aunque la lógica utilizada es simple, permitió observar cómo cambia la participación de la batería según la potencia disponible del arreglo fotovoltaico y la demanda del electrolizador. Para el alcance de esta tesis, esta estrategia fue útil porque permitió analizar el comportamiento del sistema integrado sin agregar una capa de control más compleja.

Para revisar la producción de hidrógeno se utilizaron indicadores de error entre el valor simulado y la referencia establecida. El error medio fue de 0,127, kg/h, el RMSE de 0,1309, kg/h y el MAPE de 12,7, %.

La arquitectura propuesta permitió reducir el efecto de la intermitencia solar sobre la corriente de electrólisis. La energía generada por los paneles pasó por etapas de acondicionamiento, almacenamiento y regulación antes de alimentar la celda. Esto favoreció una operación más estable del electrolizador.

6.1.1. Aportación

Este trabajo aporta una propuesta integrada para estudiar la producción de hidrógeno verde a partir de energía fotovoltaica, almacenamiento y electrólisis alcalina. El planteamiento se desarrolló considerando el comportamiento conjunto del arreglo fotovoltaico, el bus DC, la batería, los convertidores DC-DC y el electrolizador.

El sistema parte de una producción objetivo de 1 kg/h de hidrógeno. Con este valor se definieron la potencia, el voltaje y la corriente requeridos por el electrolizador, de manera que la producción esperada quedara relacionada con la energía que debía entregar el sistema.

La implementación realizada en MATLAB/Simulink, con condiciones de irradiancia asociadas a Morelos, deja una base para continuar con estudios de control, optimización, diseño del convertidor bidireccional y validación experimental.

6.1.2. Trabajos futuros

Como trabajo futuro se propone mejorar el modelo del sistema de almacenamiento. En esta tesis, la batería se representó de forma simplificada para analizar su intercambio de energía con el bus DC. Sin embargo, un modelo más completo debería incluir estado de carga, límites de operación, eficiencia, degradación y restricciones de carga y descarga.

También se considera necesario incorporar el convertidor bidireccional entre la batería y el bus DC. Esta etapa permitiría representar con mayor detalle la regulación de carga y descarga del almacenamiento, así como su respuesta ante cambios de irradiancia y demanda del electrolizador.

Otro aspecto que puede fortalecerse es la gestión energética. En este trabajo se partió de tres condiciones básicas de operación: déficit de energía, excedente de energía y equilibrio entre generación y demanda. Con esta lógica fue posible analizar cómo se distribuye la potencia entre el arreglo fotovoltaico, la batería y el electrolizador.

En trabajos posteriores, esta estrategia podría mejorarse mediante métodos de control más avanzados, técnicas de optimización o algoritmos que consideren el pronóstico de irradiancia, el estado de carga de la batería y la producción de hidrógeno requerida.

También se recomienda mejorar la representación del electrolizador alcalino. Para ello, podrían incorporarse variables que influyen directamente en su operación, como la eficiencia faradaica, la temperatura, la presión, las sobrepotenciales, el comportamiento térmico y la degradación de las celdas. Esto ayudaría a que el modelo represente de forma más cercana el funcionamiento real del equipo.

Finalmente, sería necesario validar la arquitectura mediante pruebas experimentales. Un banco de pruebas permitiría comparar los resultados de simulación con mediciones reales, ajustar los parámetros del modelo y observar cómo responde el sistema ante cambios reales de irradiancia, almacenamiento y operación del electrolizador.

Bibliografía

- [1] S.-s. H. Integration, “Design and Optimization of an Alkaline Electrolysis System for Small-Scale Hydropower Integration,” pp. 1–13, 2024.
- [2] M. K. Abbas, Q. Hassan, and V. Sohrabi, “ScienceDirect Techno-economic analysis for clean hydrogen production using solar energy under varied climate conditions,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 8, pp. 2929–2948, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.073>
- [3] D. Alghool, C. Bouden, M. Haouari, and P. Trucco, “Harnessing enhanced solar efficiency for green hydrogen production: A comparative analysis of PV and PV-T systems,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 98, no. December 2024, pp. 394–406, 2025. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.11.489>
- [4] A. Albistur-Ahechu, “Diseño y evaluación de electrolizadores basado en membrana de intercambio aniónico (AEM),” pp. 5–15, 2022.
- [5] B. N. Alhasnawi, B. H. Jasim, and M. D. Esteban, “A New Robust Energy Management and Control Strategy for a Hybrid Microgrid System Based on Green Energy,” 2020.
- [6] A. Alzahrani, S. K. Ramu, G. Devarajan, I. Vairavasundaram, and S. Vairavasundaram, “A Review on Hydrogen-Based Hybrid Microgrid System : Topologies for Hydrogen Energy Storage , Integration , and Energy Management with Solar and Wind Energy,” 2022.
- [7] L. P. Aravamoudane, “Aspen Plus Modelling of Green Hydrogen production using Alkaline electrolyzers to produce Ammonia,” 2024.
- [8] A. Arturo and M. Santibáñez, “Producción de hidrógeno verde a partir de energía solar fotovoltaica para aplicaciones energéticas en la minería chilena,” pp. 2022–2023, 2023.
- [9] H. Ashraf, E. Kawai, M. Mae, and R. Matsushashi, “Advancing electrochemical modelling of PEM electrolyzers through robust parameter estimation with the weighted mean of vectors algorithm,” vol. 123, 2025.
- [10] H. E. Assal, M.-b. Camara, and D. Guilbert, “Advances in Electrolyzer Emulators : A Comprehensive Review,” 2025.
- [11] E. Domain and S. E. Conductivity, “A Comprehensive Survey of Alkaline Electrolyzer Modeling : Electrical Domain and Specific Electrolyte Conductivity,” 2022.
- [12] A. Franco and M. Rocca, “Renewable Electricity and Green Hydrogen Integration for Decarbonization of “ Hard-to-Abate ” Industrial Sectors,” pp. 471–490, 2024.
- [13] Q. Hassan, “A review of green hydrogen production based on solar energy ; techniques and methods,” *Energy Harvesting and Systems*, vol. 11, no. 1, pp. 1–28, 2024. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1515/ehs-2022-0134>
- [14] X. Cao, J. Wang, P. Zhao, H. Xia, Y. Li, L. Sun, and W. He, “Hydrogen Production System Using Alkaline Water Electrolysis Adapting to Fast Fluctuating Photovoltaic Power,” pp. 1–13, 2023.

- [15] D. D. Simone, L. Piegari, and R. Scalabrin, “Novel Current Source Converter for Integrating Multiple Energy Storage Systems,” 2024.
- [16] L. Bonaccorsi, R. Carbone, F. L. Foresta, C. Marino, A. Nucara, M. Pietrafesa, and M. Versaci, “Operational Analysis of a Pilot-Scale Plant for Hydrogen Production via an Electrolyser Powered by a Photovoltaic System,” pp. 1–33, 2025.
- [17] K. Zhang, X. Liang, L. Wang, K. Sun, Y. Wang, Z. Xie, Q. Wu, X. Bai, M. S. Hamdy, H. Chen, and X. Zou, “Status and perspectives of key materials for PEM electrolyzer,” vol. 1, no. 1, pp. 1–8, 2022.
- [18] B. Dual and G. Module, “High customer value.”
- [19] S. Luciani, G. Coccia, S. Tomassetti, M. Pierantozzi, and G. D. Nicola, “Correction Procedures for Temperature and Irradiance of Photovoltaic Modules : Determination of Series Resistance and Temperature Coefficients by Means of an Indoor Solar Flash Test Device,” vol. 65, no. 2, pp. 264–270, 2021.
- [20] M. Rahman, G. Antonini, and J. M. Pearce, “International Journal of Hydrogen Energy Open-source DC-DC converter enabling direct integration of solar photovoltaics with anion exchange membrane electrolyzer for green hydrogen production,” vol. 88, no. June, pp. 333–343, 2024.
- [21] S. Y. Wong and J. Li, “MethodsX Enhancing efficiency in photovoltaic hydrogen production : A comparative analysis of MPPT and electrolysis control strategies,” *MethodsX*, vol. 14, no. August 2024, p. 103220, 2025. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.mex.2025.103220>
- [22] A. Gulraiz, A. J. A. Bastaki, K. Magamal, M. Subhi, A. Hammad, A. Allanjawi, S. H. Zaidi, H. M. Khalid, A. Ismail, G. A. Hussain, and Z. Said, “iScience Review Energy advancements and integration strategies in hydrogen and battery storage for renewable energy systems,” *ISCIENCE*, vol. 28, no. 3, p. 111945, 2025. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.isci.2025.111945>
- [23] M. Heydari, A. Heydari, and M. Amini, “Solar Power Generation and Sustainable Energy : A Review,” vol. 12, no. 03, 2023.
- [24] B. D. Boubé, R. Bhandari, M. M. Saley, A. L. Bonkaney, and R. Adamou, “Techno-Economic Analysis of Geospatial Green Hydrogen Potential Using Solar Photovoltaic in Niger : Application of PEM and Alkaline Water Electrolyzers,” pp. 1–22, 2025.
- [25] P. E. M. E. Design, “An Optimized Balance of Plant for a Medium-Size,” 2020.
- [26] F. P. Pinheiro, D. M. Gomes, F. L. Tofoli, R. F. Sampaio, L. S. Melo, R. C. F. Gregory, D. Sgrò, and R. P. S. Leão, “Techno-economic analysis of green hydrogen generation from combined wind and photovoltaic systems based on hourly temporal correlation,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 97, no. September 2024, pp. 690–707, 2025.
- [27] A. K. Sarker, A. K. Azad, M. G. Rasul, and A. T. Doppalapudi, “Prospect of Green Hydrogen Generation from Hybrid Renewable Energy Sources : A Review,” pp. 1–17, 2023.

- [28] F. Mendler, J. Fragoso Garcia, C. Kleinschmitt, and C. Voglstätter, “Global optimization of capacity ratios between electrolyser and renewable electricity source to minimize levelized cost of green hydrogen,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 82, no. April, pp. 986–993, 2024.
- [29] F. Haidar, I. Mrad, and Q. T. Dam, “Modeling and Simulation of Integrated Photovoltaic-Alkaline Electrolyzer System for Sustainable Hydrogen Production,” vol. 4, no. 2, pp. 60–68, 2024.
- [30] C. Information, “Hidrógeno Verde : El vector energético para descarbonizar la economía de México,” 2022.
- [31] C. N. D. Investigación, I. Lázaro, and I. D. L. Reyes, “Tecnológico Nacional de México Tesis de Maestría Maestro en Ciencias en Ingeniería Director de tesis,” 2024.
- [32] M. Jaszczur, Q. Hassan, and P. Palej, “An optimisation of the hybrid renewable energy systems,” vol. 1, pp. 1–6, 2019.
- [33] M. Jaszczur, “The field experiments and model of the natural dust deposition effects on photovoltaic module efficiency,” pp. 8402–8417, 2019.
- [34] M. Jayachandran, R. K. Gatla, A. Flah, A. H. Milyani, H. M. Milyani, V. Blazek, L. Prokop, and H. Kraiem, “Challenges and Opportunities in Green Hydrogen Adoption for Decarbonizing Hard-to-Abate Industries : A Comprehensive Review,” *IEEE Access*, vol. PP, p. 1, 2024.
- [35] F. Gutiérrez-Martín, J. A. Díaz-López, A. Caravaca, and A. J. Dos Santos-García, “Modeling and simulation of integrated solar PV - hydrogen systems,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 52, pp. 995–1006, 2024.
- [36] F. Neumann, M. Victoria, F. Neumann, E. Zeyen, M. Victoria, and T. Brown, “Article The potential role of a hydrogen network in Europe The potential role of a hydrogen network in Europe,” *Joule*, vol. 7, no. 8, pp. 1793–1817, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.06.016>
- [37] G. A. Ramos, “Energy Management Strategies for Hybrid Energy Storage Systems Based on Filter Control : Analysis and Comparison,” pp. 1–26, 2022.
- [38] P.-h. A. Review and A. Ghosh, “Solar-Powered Green Hydrogen from Electrolyzer,” pp. 1–29, 2025.
- [39] S. Ortega, “Análisis de la Integración del Hidrógeno en Sistemas Híbridos de Energía Renovable en el marco de Escenarios Energéticos Analysis of Hydrogen Integration in Hybrid Renewable Energy Systems under Energy Scenarios,” 2024.
- [40] F. Cheng, H. Luo, J. D. Jenkins, and E. D. Larson, “Impacts of the Inflation Reduction Act on the Economics of Clean Hydrogen and Synthetic Liquid Fuels,” 2023.
- [41] A. Palacios, R. Martins, E. Palacios-rosas, P. M. Castro-olivera, A. Oros, and F. Lizcano, “International Journal of Hydrogen Energy Hydrogen in Mexico : A technical and economic feasibility perspective for the transition to a hydrogen economy,” *International Journal of Hydrogen Energy*, no. August 2023, 2024. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.03.116>

- [42] A. M. Mousa, H. A. A. Sayed, K. A. M. Ali, N. S. Elkaoud, and W. A. E. Mahmoud, “Energy-conversion efficiency for producing oxy-hydrogen gas using a simple generator based on water electrolysis,” pp. 1–13, 2024.

ANEXOS

Producto académico

Review: Advances in Green Hydrogen Technologies and Solar Energy

Yurika Toledo Sánchez *. Marisol Cervantes Bobadilla **. Jarniel García Morales **. Manuel Adam Medina **. Mónica Borunda Pacheco **. Alan Jair Gamboa Escobar *.

* Posgrado del Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Interior Internado Palmira S/N, Col. Palmira, C.P. 62490 Cuernavaca, Morelos (e-mail: m24ce077@cenidet.tecnm.mx, m24ce102@cenidet.tecnm.mx).

** Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Interior Internado Palmira S/N, Col. Palmira, C.P. 62490 Cuernavaca, Morelos (e-mail: marisol.cb@cenidet.tecnm.mx, jarniel.gm@cenidet.tecnm.mx, manuel.am@cenidet.tecnm.mx, monica.bp@cenidet.tecnm.mx).

Abstract: The transition to sustainable energy systems has sparked growing interest in green hydrogen as a viable solution for decarbonizing key sectors, including industry, transportation, and energy storage. Unlike conventional hydrogen, which is derived from fossil fuels, green hydrogen is produced through water electrolysis powered by renewable sources, making it a clean and versatile energy carrier. However, widespread adoption still faces major hurdles, particularly in terms of high production costs, energy efficiency, storage limitations, and integration into existing infrastructure. This study provides a critical review of recent advancements in hydrogen production technologies, particularly focusing on alkaline and proton exchange membrane electrolysis, as well as emerging alternatives like methane pyrolysis, which offers the advantage of reducing carbon emissions. The research is based on a systematic analysis of peer-reviewed studies, technical reports, and industrial developments over the past decade, with a particular emphasis on efficiency trends, cost reduction strategies, and scaling potential. In addition to production methods, the study explores the technological challenges associated with hydrogen storage, evaluating the feasibility of compressed gas, liquid hydrogen, and metal hydrides for different applications. The findings indicate that while current production costs range from €4 to €7 per kilogram, projections suggest a significant reduction to €1.5–€3 per kilogram by 2050, driven by advancements in electrolysis efficiency, economies of scale, and policy incentives. Moreover, green hydrogen's role in stabilizing renewable energy grids and its potential applications in industrial processes, steel production, and fuel cell transportation are assessed. By identifying research gaps and key investment areas, this review provides insight into the future trajectory of green hydrogen and its role in shaping a low-carbon global economy.

Keywords: Green Hydrogen, Hydrogen Production Technologies, Hydrogen Economy, Sustainable Energy Systems.

1. INTRODUCCIÓN

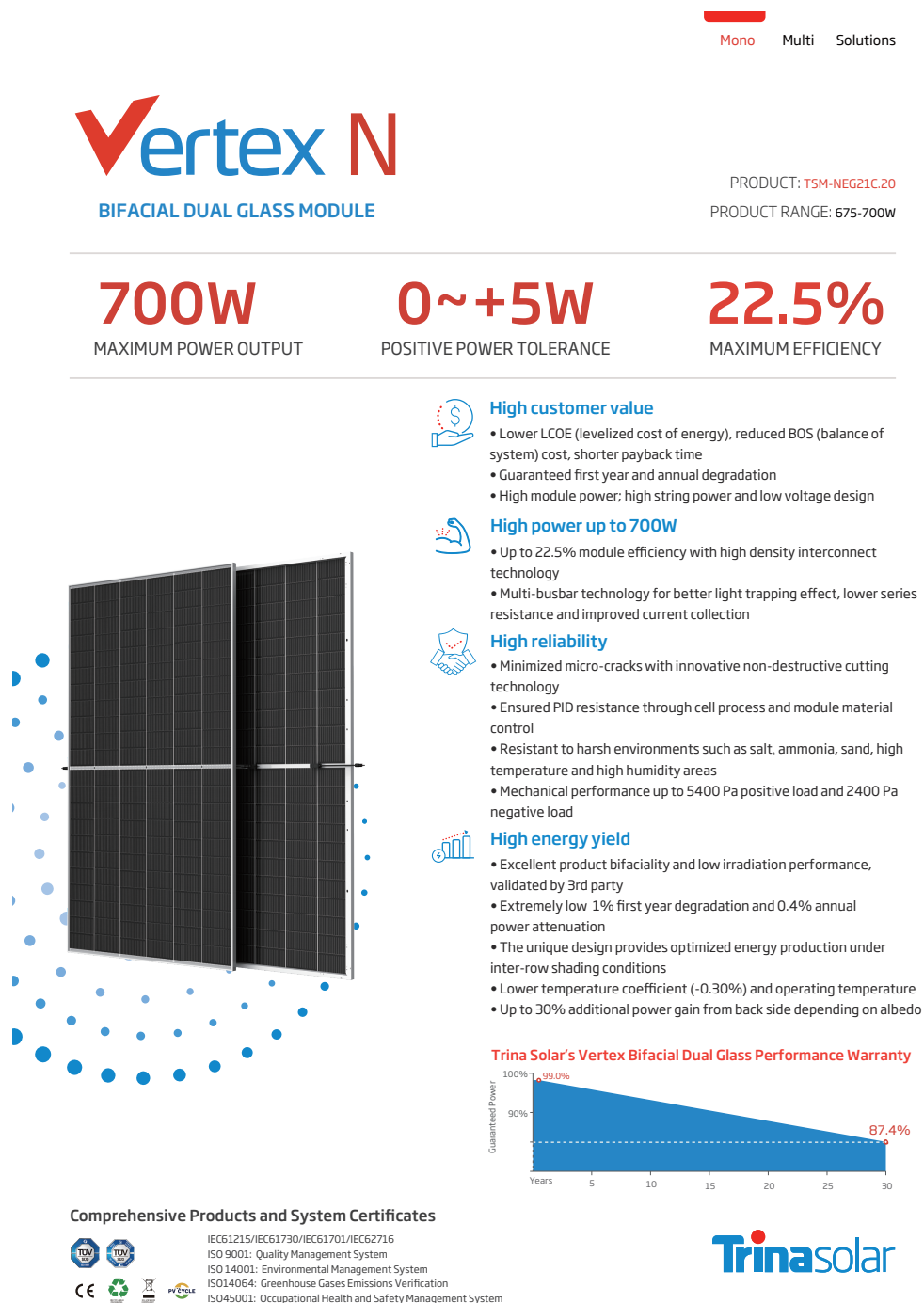
El cambio climático se ha consolidado como uno de los desafíos más urgentes del siglo XXI, impulsando la necesidad de transitar hacia sistemas energéticos sostenibles y libres de carbono. Según el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (Howarth et al., 2024), Es necesario reducir las emisiones globales de gases de efecto invernadero en un 45 % para 2030 y alcanzar la neutralidad de carbono en 2050, a fin de limitar el calentamiento global a 1.5 °C (Cheng et al., 2023). En este contexto, el hidrógeno verde, producido exclusivamente mediante energía renovable, se presenta como una solución versátil y limpia con el potencial de transformar sectores intensivos en carbono, como la industria, el transporte y la generación eléctrica (Ummah, 2019). Entre las tecnologías utilizadas para producir hidrógeno verde se encuentra la electrólisis del agua, en la que se emplea electricidad proveniente de fuentes renovables para separar el hidrógeno del oxígeno, así como métodos emergentes como la pirólisis de metano, cuyo objetivo es reducir las emisiones de

CO₂. Estas tecnologías están respaldadas por instituciones como la Agencia Internacional de Energías Renovables (Astriani et al., 2024), que proyecta una reducción del costo del hidrógeno verde a menos de \$2/kg para 2030, posicionándolo como una alternativa competitiva frente a los combustibles fósiles (Cheng et al., 2023).

Además, el almacenamiento de hidrógeno es fundamental para su adopción global. Métodos como el gas comprimido y el hidrógeno líquido, junto con innovaciones como los hidruros metálicos, buscan superar las limitaciones de infraestructura y escalabilidad. Estas tecnologías han sido respaldadas por importantes avances en países como Japón y Alemania, que lideran la inversión en infraestructura de hidrógeno (Ustolin et al., 2023).

El hidrógeno verde también juega un papel crucial en la descarbonización de sectores clave. En el transporte, los vehículos de celdas de combustible ofrecen una alternativa limpia para la movilidad urbana y de carga pesada, mientras que, en la industria pesada, el hidrógeno puede reemplazar al coque en la producción de acero, reduciendo

Ficha técnica del sistema fotovoltaico



Ficha técnica de la batería LUNA Huawei

LUNA2000-5/10/15-S0
Technical Specification

1. Test conditions: 100% depth of discharge (DoD), 0.2C rate charge & discharge at 25°C, at the beginning of life. If no PV modules are installed or the system has not detected sunlight for at least 24 hours, the minimum end of discharge SOC is 15%.

2. The weight of the battery module is subject to the actual product, with a tolerance of ±3%.

3. Refer to battery warranty letter for conditional application.

4. Improper storage system installation may compromise product warranty and operation safety. Please follow the user manual during the installation, use, and maintenance of the storage system.

5. Please contact local engineer for the compatibility between the SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0 with the LUNA2000.

6. Storage system is ordered and delivered in the form of power module and battery module separately with corresponding quantity.

Figura 25
Ficha técnica batería LUNA Huawei