olacde

ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA Y CARIBEÑA DE ENERGÍA | LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN ENERGY ORGANIZATION | ORGANIZAÇÃO LATINO-AMERICANA E CARIBENHA DE ENERGIA | ORGANISATION LATINO-AMERICAINE ET CARIBÉENNE D'ENERGIE

# enerLAC

Revista de Energía de Latinoamérica y el Caribe



Volumen X, número 1, octubrebre 2026
ISSN 2602-8042 impreso / 2631-2522 digital

## COMITÉ EDITORIAL

Andrés Rebolledo Smitmans
Secretario Ejecutivo
Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE).
Ecuador.

Gloria Alvarenga
Directora de Integración, Acceso y Seguridad Energética
Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE).
Ecuador.

Kelvin Arias
Organización Latinoamericana de Energía (OLACDE).
Ecuador.

Valentina Licanqueo
Organización Latinoamericana de Energía (OLACDE).
Chile.

Fernando Vásconez
Organización Latinoamericana de Energía (OLACDE).
Ecuador.

Marcelo Vega
Asociación de Universidades Grupo Montevideo (AUGM).
Argentina.

## COMITÉ AD-HONOREM

Federico Rojas de Galarreta
Instituto de Estudios Internacionales de la Universidad de Chile

## COORDINADORES DE LA EDICIÓN

**DIRECTOR GENERAL**
Andrés Rebolledo Smitmans
Secretario Ejecutivo
Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE).

**DIRECTORA EJECUTIVA**
Gloria Alvarenga
Directora de Integración, Acceso y Seguridad Energética
Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE)

**COORDINADOR DE PRODUCCIÓN**
Kelvin Arias
Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE).

**CONSULTORES INDEPENDIENTES**
Octavio Medina

## REVISORES

Fabio García
OLACDE, Ecuador.

Iván Alejandro Trujillo Acosta
Cancillería Colombia

Kelvin Arias
OLACDE, Ecuador

Leticia Mogollón
Universidad Politécnica Territorial de Mérida Kléber Ramírez, Venezuela

Luis Guerra
OLACDE, Ecuador

Francisco Macías Aguilera
Universidad de Guanajuato, México

Juan José Negroni
Universidad Santo Tomás, Chile

Carlos Ramiro Rodríguez
Universidad Nacional de Córdoba, Argentina

Judith Ramírez Candia
Universidad Nacional Agraria La Molina, Perú

Debrayan Bravo Hidalgo
Universidad Central del Ecuador

Rodrigo Alonso Suárez
Universidad de la República, Uruguay

Italo Bove Vanzulli
Universidad de la República, Uruguay

Juan Daniel Ríos
Universidad Cooperativa de Colombia

Fulvia Solaeche de Duarte
Investigadora independiente

Axel Bastián Poque González
Pontifícia Universidad Católica de Valparaíso, Chile

Liliam Mora Vindas
Investigadora Independiente, Costa Rica

Ednilson Gomes de Souza Junior
Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro (UENF), Brasil

Felipe Ulloa Orellana
Activasoft - University of California, Estados Unidos

Rafael Soria
Universidad San Francisco de Quito, Ecuador

Luis García Zúñiga
Consultor Independiente

Dubraska Rodríguez de Da Silva
AVEGID-AIGID, Venezuela

Diego Tamatia Coronel
Facultad Politécnica – Universidad Nacional de Asunción, Paraguay

Joni A. Amorim
Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Brasil

Cristian Martínez
Universidad Nacional Arturo Jauretche, Argentina

María Rosa Gamarra
Betterknowledge4all

Héctor Chávez
Universidad de Santiago de Chile

Albania Villarroel
Corporación Venezolana de Petróleo

Peter Santana Ciprian
WSCOM

Edgar Sandoval García
Tecnológico Nacional de México

Marx Gómez Liendo
De Anza College

Eulalia Jurado Falconi
Universidad nacional Federico Villarreal, Perú

Dasla Pando Flores
Universidad de Chile

Atahualpa Mantilla Rivadeneira
Universidad Central del Ecuador

Valentina Licanqueo Espinosa
OLACDE, Ecuador

Myriam Ethel Ludueña
Universidad Nacional de Santiago del Estero, Argentina

Luis Gómez Fernández
Colegio de Ingenieros del Perú

María Cecilia Montero
Universidad Tecnológica Nacional, Argentina

Pablo Pinto
Universidad Santo Tomás, Chile

Mixzaida Peña Zerpa
Universidad Yacambú, Venezuela

Guillermina Luque
Universidad Nacional de Córdoba, Argentina

María del Sol Muñoz Mortera
Consultora Independiente

Ojilve Medrano Pérez
Instituto Tecnológico Superior de Mante, México

Dorotea López Giral
Instituto de Estudios Internacionales - Universidad de Chile

Ricardo Gamboa
Instituto de Estudios Internacionales - Universidad de Chile

Eduardo Carreño
Instituto de Estudios Internacionales - Universidad de Chile

Fernando Sossdorf
Instituto de Estudios Internacionales - Universidad de Chile

Federico Rojas de Galarreta
Instituto de Estudios Internacionales - Universidad de Chile

# INDICE


1 Editorial

7 La resiliencia como seguro de la transición energética: el rol de la infraestructura gasífera en la integración regional latinoamericana Optimización de la distribución de glp en Ecuador mediante normativas de seguridad

25 Integración energética regional en américa latina y el caribe: Transición energética, soberanía y nuevas dinámicas geopolíticas con énfasis en el eje México–Centroamérica, el tmec y el hidrógeno verde

39 Integración energética regional, transición energética y geopolítica: lecciones del siepac para la seguridad energética del Ecuador

61 Optimización de la distribución de glp en Ecuador mediante normativas de seguridad

77 Diseño de una celda para el almacenamiento de energía térmica con material de cambio de fase

101 Hidrógeno verde en Nicaragua: viabilidad y potencial para la produccion de fertilizantes.

125 Comparación de métodos de imputación para series de generación eólica: análisis técnico y efectos económicos asociados

143 Desafíos de la transición sociotécnica en mercados emergentes: análisis prospectivo de la electromovilidad y la generación distribuida en El Salvador (2020-2026)

# EDITORIAL OLACDE



**Andrés Rebolledo Smitmans**
**Secretario Ejecutivo**
**OLACDE**

La integración energética regional constituye uno de los desafíos y objetivos estratégicos históricos de América Latina y el Caribe, particularmente en un contexto marcado por la transformación de los sistemas energéticos, la incorporación de nuevas tecnologías, la expansión de las energías renovables y la evolución de las dinámicas geopolíticas internacionales. En este escenario, fortalecer los vínculos de cooperación entre los países de la región resulta fundamental para aprovechar las complementariedades existentes y avanzar hacia sistemas energéticos más seguros, sostenibles, resilientes e integrados.

En esta edición, la revista ENERLAC reúne dos componentes que, desde perspectivas complementarias, contribuyen al análisis de los desafíos y transformaciones del sector energético regional. Por una parte, presenta su sección técnica, integrada por artículos de investigación que abordan diversas temáticas relevantes para el desarrollo energético de América Latina y el Caribe. Por otra, incorpora una sección especial dedicada a los trabajos seleccionados en el marco de la convocatoria académica “Integración energética regional: posibilidades para América Latina y el Caribe”, desarrollada conjuntamente por la Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE) y el Instituto de Estudios Internacionales (IEI) de la Universidad de Chile, a través del Programa SUR, con el financiamiento del Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe (CAF).

La sección técnica da continuidad a la vocación de ENERLAC como espacio especializado para la difusión de investigaciones y análisis sobre los principales desafíos del sector energético. Los artículos incluidos en esta sección examinan ámbitos como el almacenamiento de energía, las normas de seguridad, la generación eólica y la distribución eléctrica, aportando conocimientos y experiencias relevantes para la planificación, regulación y operación de sistemas energéticos cada vez más complejos y diversos. Estas contribuciones permiten identificar soluciones, buenas prácticas y aprendizajes que pueden resultar de utilidad para distintos países de la región, especialmente frente al desafío de incorporar nuevas tecnologías y fuentes renovables de manera segura, resiliente y eficiente.

A este contenido se suma la sección especial vinculada al Programa SUR, orientada a profundizar el debate sobre la integración energética regional. La convocatoria tuvo como objetivo fomentar la producción, difusión y circulación de conocimiento académico y aplicado sobre los desafíos, oportunidades y perspectivas de la integración energética en América Latina y el Caribe. Para ello, invitó a investigadores, especialistas, profesionales, estudiantes y miembros de la comunidad académica a aportar análisis y reflexiones en torno a temas fundamentales para la agenda energética regional, entre ellos la integración de los mercados eléctricos y el fortalecimiento de la infraestructura, la complementariedad de los recursos energéticos, la armonización regulatoria, el intercambio de conocimientos y tecnologías, la geopolítica de la energía y la integración de las energías renovables no convencionales.

La respuesta a esta convocatoria refleja el creciente interés por profundizar el análisis de los procesos de integración energética y generar espacios de diálogo entre la academia, las instituciones y los distintos actores vinculados al sector energético. Los trabajos seleccionados, resultado de un proceso de evaluación externa bajo la modalidad de doble ciego, aportan diversas perspectivas y aproximaciones a una temática de creciente relevancia para el desarrollo de América Latina y el Caribe.



La convergencia de ambas secciones en esta edición permite articular distintas dimensiones del conocimiento energético. Por un lado, investigaciones técnicas que profundizan en tecnologías, sistemas y soluciones concretas; por otro, análisis orientados específicamente a comprender y fortalecer los procesos de integración energética entre los países de América Latina y el Caribe. En conjunto, estas contribuciones enriquecen el debate regional y permiten abordar los desafíos energéticos desde una perspectiva amplia, que comprende tanto los aspectos técnicos asociados a la transformación de los sistemas energéticos como las condiciones regulatorias, institucionales y de cooperación necesarias para avanzar hacia una mayor integración regional.

Expresamos nuestro agradecimiento a todas las personas que contribuyeron con sus investigaciones, conocimientos y experiencia a esta edición de ENERLAC. De manera especial, reconocemos a quienes participaron en la convocatoria “Integración energética regional: posibilidades para América Latina y el Caribe” y extendemos nuestro agradecimiento al Instituto de Estudios Internacionales de la Universidad de Chile y al Programa SUR, con el apoyo de CAF, por su colaboración en esta iniciativa y por contribuir a la generación de espacios para el diálogo, la investigación y la construcción colectiva de conocimiento sobre los desafíos energéticos de nuestra región.

Con esta edición, ENERLAC reafirma su compromiso con la difusión de conocimiento especializado y con la promoción de un debate informado, riguroso y plural sobre los procesos que marcarán el futuro energético de América Latina y el Caribe.

Esperamos que los trabajos reunidos en esta publicación contribuyan a fortalecer la discusión regional y sirvan como referencia para investigadores, profesionales, responsables de políticas públicas, instituciones académicas y demás actores interesados en comprender las transformaciones del sector y contribuir al desarrollo de sistemas energéticos más sostenibles, resilientes e integrados.


$a^2+b^2=c^2$
experiment

*Sección ganadores "call for papers"*

# **Integración energética regional:** posibilidades para América Latina y el Caribe

olacde
ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA Y CARIBEÑA DE ENERGÍA | LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN ENERGY ORGANIZATION | ORGANIZAÇÃO LATINO-AMERICANA E CARIBENHA DE ENERGIA | ORGANISATION LATINO-AMERICAINE ET CARIBÉENNE D'ÉNERGIE

# LA RESILIENCIA COMO SEGURO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: EL ROL DE LA INFRAESTRUCTURA GASÍFERA EN LA INTEGRACIÓN REGIONAL LATINOAMERICANA

## RESILIENCE AS AN ENERGY TRANSITION INSURANCE: THE ROLE OF GAS INFRASTRUCTURE IN LATIN AMERICAN REGIONAL INTEGRATION

Diana C. Lizárraga Sánchez

Recibido: 10/4/2026 y Aceptado: 4/8/2026





## Resumen

La integración energética en América Latina ha priorizado la interconexión eléctrica y la expansión de energías renovables variables, sin considerar suficientemente la dependencia estructural de los sistemas eléctricos respecto de infraestructuras críticas de gas natural. Este trabajo identifica como problema central la fragilidad de dichas infraestructuras y su potencial para generar disrupciones sistémicas. El artículo analiza, desde un enfoque jurídico-regulatorio con apoyo en el análisis económico del derecho, el sistema de transporte de gas natural en el Perú como estudio de caso instrumental. A partir de evidencia reciente, se muestra cómo interrupciones en esta infraestructura generan efectos en cascada sobre la generación eléctrica, la asequibilidad de la energía y otros sectores estratégicos. Se sostiene que los modelos concesionales centrados en la eficiencia resultan insuficientes frente a riesgos sistémicos, al no internalizar la resiliencia como un objetivo regulatorio. En respuesta, se propone avanzar hacia esquemas de resiliencia sistémica basados en incentivos explícitos, coordinación intersectorial y mecanismos de internalización de costos. Finalmente, se plantea que la integración energética regional debe ser reconceptualizada como un "seguro colectivo" frente a la incertidumbre, capaz de fortalecer la seguridad, la sostenibilidad y la robustez del sistema energético en contextos de transición.


**PALABRAS CLAVE:** Resiliencia energética; Integración energética regional; Infraestructura crítica; Gas natural; Regulación energética; Seguridad energética.


## Abstract

***Energy integration in Latin America has primarily focused on electricity interconnection and the expansion of variable renewable energy, while insufficiently accounting for the structural dependence of power systems on critical natural gas infrastructure. This paper identifies the fragility of such infrastructure as a central issue, given its potential to generate systemic disruptions. Adopting a legal-regulatory approach, supported by insights from law and economics, the paper examines Peru's natural gas transportation system as an instrumental case study. Drawing on recent evidence, it shows how disruptions in this infrastructure can trigger cascading effects on electricity generation, energy affordability, and other strategic sectors. The paper argues that concession-based regulatory models, designed around cost-efficiency, are insufficient to address systemic risks, as they fail to internalize resilience as a regulatory objective. In response, it proposes a shift toward systemic resilience frameworks based on explicit regulatory incentives, intersectoral coordination, and mechanisms for cost internalization. Finally, it contends that regional energy integration should be reconceptualized as a form of "collective insurance" against uncertainty, capable of enhancing the security, sustainability, and robustness of energy systems in the context of transition.***


**KEYWORDS:** Energy resilience; Regional energy integration; Critical infrastructure; Natural gas; Energy regulation; Energy security.

# 1. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, la integración energética en América Latina y el Caribe ha sido promovida como un instrumento para mejorar la eficiencia de los mercados, optimizar el uso de recursos y fortalecer la seguridad del suministro. En este marco, la agenda regional se ha orientado principalmente al desarrollo de interconexiones eléctricas y a la expansión de energías renovables, en línea con los objetivos de descarbonización (Carrillo Cardoso, 2025).

Sin embargo, este enfoque ha tendido a invisibilizar la dependencia estructural de los sistemas eléctricos respecto de las infraestructuras críticas de gas natural, así como los riesgos sistémicos asociados a su fragilidad operativa (Gomes da Silva et al., 2021).



Esta omisión resulta particularmente relevante si se considera que, pese al crecimiento de las energías renovables —que representan aproximadamente el 69% de la generación eléctrica regional[1]—, el gas natural continúa desempeñando un rol sustancial, con cerca del 25% de la generación total (OLADE, 2024).

Por otro lado, si bien existen experiencias de integración gasífera —particularmente en el Cono Sur—, estos procesos han sido fragmentados y no han derivado en esquemas regionales plenamente articulados (Sabbatella & Serrani, 2021).

Como resultado, los sistemas energéticos nacionales presentan altos niveles de concentración en infraestructuras críticas específicas, cuya interrupción puede generar efectos adversos en cadena (Gomes da Silva et al., 2021).

El caso peruano, la infraestructura de transporte de gas constituye un ejemplo ilustrativo de esta problemática. Su sistema eléctrico presenta una alta dependencia del gas natural, articulada a través de un sistema de transporte que configura un punto único de falla (o nodo crítico), carente de redundancias operativas y almacenamiento estratégico significativo (Contreras & Mansilla, 2025). Si bien el sistema históricamente ha enfrentado eventos de fuerza mayor derivados de la geodinámica o fallas de mantenimiento, eventos críticos ocurridos entre 2025 y 2026 han ratificado que las perturbaciones en la cadena gasífera generan externalidades económicas sustanciales, principalmente a través del incremento en los costos marginales de generación eléctrica.

Desde una perspectiva regulatoria, esta situación revela una limitación estructural en el marco concesional que rige dicha infraestructura crítica. Si bien el contrato incorporó requerimientos mínimos de seguridad, confiabilidad, calidad, eficiencia y continuidad a cargo del concesionario (OSINERGMIN, 2011), su diseño se fundamentó en supuestos de operación estandarizada, careciendo de mecanismos para la mitigación de riesgos sistémicos o eventos de baja probabilidad y alto impacto.

Este modelo de concesión tradicional, que prioriza la eficiencia de costos y el retorno de inversión sobre la robustez del sistema, constituye un paradigma predominante en diversas jurisdicciones de la región, donde los marcos regulatorios han tendido a incentivar la optimización operativa por encima de la resiliencia de largo plazo (Blackman et al., 2020).

Esta limitación resulta especialmente crítica en el contexto de la transición energética[2], caracterizado en la región por la mayor penetración de energías renovables variables, mayor exposición a eventos climáticos extremos

1.- Incluye hidroeléctrica (45%), eólica (12%), solar (7%), biomasa (4%) y geotérmica (1%). (OLADE, 2024). Si bien estas cifras evidencian una alta participación de energías renovables en la generación eléctrica regional, su interpretación requiere considerar la heterogeneidad entre países y la persistente dependencia de tecnologías térmicas como respaldo, particularmente en sistemas con alta variabilidad hidrológica o penetración creciente de renovables no convencionales.

2.- El término se utiliza en sentido amplio, sin perjuicio de las distinciones conceptuales entre transición, progresión o evolución energética.

y una creciente complejidad operativa (Blackman et al., 2020; Monie et al., 2025; OLADE, 2024).

Ante este escenario, la resiliencia se posiciona como el eje rector para la evolución de los marcos regulatorios, permitiendo que sistemas de infraestructura crítica como el de transporte de gas no solo operen bajo estándares de eficiencia, sino que desarrollen capacidades de anticipación, adaptación y recuperación frente a disrupciones de alto impacto (Blackman et al., 2020; Jasiunas et al., 2021; Carrillo Cardoso, 2025); lo cual constituye una condición habilitante para la seguridad de los sistemas eléctricos en transición y, por extensión, para la sostenibilidad de la integración energética regional.

A pesar del desarrollo reciente de la literatura sobre resiliencia energética, los enfoques predominantes se han concentrado en dimensiones técnicas y operativas, prestando menor atención al rol del diseño jurídico-regulatorio en la gestión de riesgos sistémicos. En este marco, el presente artículo propone trasladar el análisis hacia las limitaciones estructurales de los marcos institucionales que gobiernan estos sistemas altamente interdependientes.

## 2. ENFOQUE METODOLÓGICO

El presente artículo adopta un enfoque cualitativo de carácter jurídico-regulatorio, complementado con herramientas de análisis económico del derecho y estructurado mediante un estudio de caso instrumental: el sistema de transporte de gas natural en el Perú. Este caso fue seleccionado por su idoneidad para ilustrar las interdependencias críticas entre infraestructura gasífera y sistemas eléctricos en contextos de alta concentración sistémica.

La investigación utiliza la experiencia peruana como base empírica para identificar las limitaciones del modelo concesional tradicional frente a riesgos de baja probabilidad y alto impacto, permitiendo desarrollar inferencias analíticas aplicables a otras jurisdicciones de América Latina. El análisis se sustenta en la revisión documental de fuentes normativas, contractuales y regulatorias, así como en la evidencia de disrupciones recientes en la cadena de suministro. Dado su carácter analítico y no estadístico, el estudio no busca generalizaciones universales, sino contribuir al diseño de marcos regulatorios de resiliencia sistémica bajo un principio de neutralidad tecnológica.



## 3. MARCO CONCEPTUAL: DE LA EFICIENCIA OPERATIVA A LA RESILIENCIA SISTÉMICA

### 3.1 Continuidad, seguridad y resiliencia: una distinción necesaria

Tradicionalmente, la regulación de infraestructuras energéticas en América Latina se ha estructurado en torno a los estándares de continuidad y seguridad. La primera se circunscribe a la operatividad ininterrumpida bajo condiciones nominales, mientras que la segunda se enfoca en la suficiencia de recursos y la mitigación de riesgos deterministas o plenamente identificables (Jasiūnas et al., 2021). Sin embargo, este paradigma de "protección ante lo conocido" resulta insuficiente frente a la complejidad de los sistemas contemporáneos y sus interdependencias críticas.

Bajo esta premisa, la resiliencia desplaza el foco desde la prevención de fallas hacia la gestión de la inevitabilidad de la disrupción. A diferencia de la seguridad energética, que busca optimizar el desempeño ante eventos esperables, la resiliencia

se sitúa en el dominio de la incertidumbre radical, abordando perturbaciones de baja probabilidad y alto impacto que desafían las estimaciones estadísticas convencionales. No debe entenderse como una propiedad estática del sistema, sino como una capacidad adaptativa y dinámica que integra fases de anticipación, absorción, recuperación y aprendizaje (International Energy Agency, 2020; Monie et al., 2025).

Esta naturaleza multidimensional permite distinguir entre una resiliencia de ingeniería —enfocada en la robustez física y la celeridad del retorno al estado previo— y una resiliencia sistémica, orientada a garantizar la persistencia de las funciones críticas del sistema incluso ante cambios estructurales o fallas en cascada (Schmitz et al., 2025; Monie et al., 2025). En consecuencia, la resiliencia no sustituye a los criterios de continuidad o seguridad, sino que los trasciende al internalizar los impactos económicos y sociales de carácter sistémico derivados de la fragilidad operativa (Gasser, 2021).

Finalmente, este trabajo se decanta por la dimensión institucional y regulatoria de la resiliencia. Se asume que el diseño de los marcos legales y contractuales precondiciona la capacidad del sistema para gestionar la incertidumbre, actuando como el andamiaje que permite (o limita) la implementación de las estrategias técnicas de adaptación y recuperación necesarias.

### 3.2 Infraestructuras interdependientes y el agotamiento del enfoque tradicional

La distinción entre riesgo e incertidumbre no es meramente teórica; tiene implicancias directas en el diseño de instrumentos jurídicos y contractuales. La experiencia comparada demuestra que incluso los contratos diseñados para una asignación eficiente de riesgos enfrentan límites críticos ante eventos no anticipables, generando desequilibrios sobrevinientes que superan la capacidad de los mecanismos tradicionales de ajuste (Sabbatella & Serrani, 2021).

Esta limitación se acentúa en los sistemas energéticos contemporáneos, los cuales operan como un "sistema de sistemas". En esta configuración, múltiples infraestructuras críticas operan de manera acoplada, de modo que perturbaciones locales pueden amplificarse mediante dinámicas no lineales y generar efectos sistémicos desproporcionados (Lin & Bie, 2016; Hallioui et al., 2026). Bajo este paradigma, las amenazas no solo provienen de choques abruptos (*shock events*), sino de procesos de deterioro progresivo (*slow-burn processes*) que erosionan gradualmente la robustez institucional hasta desencadenar fallas en cascada (Schmitz et al., 2025; Monie et al., 2025). A ello se suma una creciente exposición a amenazas de naturaleza multicausal —naturales, tecnológicas y humanas— que incrementan la probabilidad de disrupciones sistémicas no previstas en el diseño original de la infraestructura (López Pérez, 2023).

Este escenario de complejidad desafía directamente el enfoque regulatorio tradicional, construido sobre supuestos de independencia funcional y confiabilidad operativa. Los instrumentos convencionales, basados en estándares técnicos como el tiempo medio entre fallas (MTBF), el tiempo medio de reparación (MTTR) o el criterio de redundancia N-1, están diseñados para gestionar contingencias previsibles. Sin embargo, resultan estructuralmente insuficientes frente a eventos de baja probabilidad y alto impacto.

En el transporte de gas natural, la incorporación de redundancias parciales —como configuraciones N+1 en estaciones de compresión o loopings en tramos críticos— responde a una ingeniería de confiabilidad orientada a la disponibilidad bajo condiciones normales. No obstante, esta sofisticación técnica coexiste con una vulnerabilidad sistémica: se optimiza la confiabilidad de los componentes individuales, pero no se garantiza la resiliencia de la red. La interdependencia entre el gas natural y la generación eléctrica implica que una reducción en la presión del sistema puede forzar la salida simultánea de múltiples unidades de generación, transformando una falla técnica localizada en una crisis energética nacional (Lin & Bie, 2016; Gomes da Silva et al., 2021).

Finalmente, esta insuficiencia regulatoria subyace en la tensión intrínseca entre eficiencia y resiliencia.

Los sistemas altamente optimizados bajo criterios de mercado tienden a operar con márgenes mínimos de flexibilidad, incrementando su fragilidad ante lo inesperado (Monie et al., 2025). Como advierte la literatura sobre la "sociedad del riesgo", las infraestructuras modernas enfrentan amenazas que no pueden ser plenamente gestionadas mediante modelos probabilísticos convencionales (Beck, 1998; Alfie Cohen & Méndez, 2000). En consecuencia, una regulación basada exclusivamente en la eficiencia operativa resulta incapaz de abordar la incertidumbre radical que caracteriza al entorno energético actual.

### 3.3 Resiliencia como "seguro de transición" y su valoración económica

Frente a las limitaciones del enfoque tradicional, la resiliencia emerge como una categoría central para el diseño de sistemas energéticos en transición. Este cambio de paradigma implica transitar desde modelos centrados en la eficiencia estática hacia esquemas de seguridad dinámica, donde la capacidad de adaptación y recuperación adquiere un rol rector. Este tránsito exige reconocer que la optimización de costos en condiciones nominales entra en tensión directa con la necesidad de mantener márgenes de maniobra y capacidades de respuesta frente a eventos de baja probabilidad y alto impacto.

En este contexto, la resiliencia puede conceptualizarse como un "seguro de transición": una forma de aseguramiento sistémico donde las inversiones *ex ante* —tales como almacenamiento estratégico, diversificación de fuentes, redundancia funcional o interconexión regional— buscan mitigar la exposición a pérdidas económicas significativamente mayores en escenarios de crisis (Contreras & Mansilla, 2025). Bajo esta lógica, la resiliencia no es una propiedad técnica aislada, sino un objetivo regulatorio que debe ser internalizado en el diseño de contratos, procesos tarifarios e incentivos.

Desde una perspectiva económica, como señala la literatura, los enfoques tradicionales de evaluación de proyectos han tendido a privilegiar la rentabilidad inmediata, desplazando inversiones en seguridad y evidenciando una limitación estructural de los marcos de decisión frente a contextos de alta incertidumbre (Weikert Bicalho, 2021). Consecuentemente, la valoración de la resiliencia como "seguro de transición" requiere métricas que capturen el costo de la inacción. Un ejemplo podría ser el Costo de la Energía No Suministrada (CENS), que permite estimar el impacto macroeconómico de las interrupciones y justificar inversiones que, bajo análisis convencionales de corto plazo, podrían parecer ineficientes.

Finalmente, esta concepción permite replantear el rol de la integración energética regional. Más allá de su función clásica como mecanismo de eficiencia y arbitraje de precios, la integración opera como una forma de gestión colectiva del riesgo. Al ampliar el abanico de alternativas frente a disrupciones locales, la cooperación regional reduce la vulnerabilidad estructural y reconcilia el *trade-off* entre eficiencia y seguridad, incorporando una lógica de protección sistémica indispensable para la sostenibilidad de los procesos de transformación energética.

La siguiente tabla resume las principales diferencias entre ambos modelos, destacando sus implicancias económicas, climáticas e institucionales.

Tabla 1. Comparación entre modelo concesional basado en eficiencia y resiliencia

| Dimensión | Modelo Actual (Eficiencia) | Modelo Propuesto (Resiliencia) |
|---|---|---|
| **Objetivo** | Minimizar costos y asegurar continuidad bajo operación normal | Garantizar continuidad y capacidad de absorber shocks sistémicos |
| **Marco de riesgos** | Riesgo Determinístico (basado en normas técnicas fijas) o Probabilístico Convencional. | Incertidumbre (eventos de baja probabilidad, alto impacto) |
| **Incentivos** | *Price cap* / disponibilidad (MTBF, MTTR) | Métricas de desempeño post-evento (Velocidad de recuperación, CENS, Robustez funcional) |
| **Redundancia** | De componentes (N+1) | Redundancia Funcional o Sistémica (flexibilidad tecnológica, diversificación de fuentes, almacenamiento estratégico) |
| **Inversiones** | CAPEX mínimo (*Value for Money* de corto plazo) | CAPEX + OPEX resiliente (Valor de la Resiliencia (VoR). horizonte largo, costos evitados de racionamiento) |
| **Rol del regulador** | Simular competencia y controlar tarifas | Corregir fallas de mercado + imponer resiliencia remunerada como obligación regulatoria |
| **Coordinación** | Sectorial (gas vs. electricidad) | Intersectorial vinculante (gas-electricidad-clima-industria) |
| **Integración regional** | Eficiencia transaccional (MWh, precios) | Seguro colectivo frente a incertidumbre sistémica (reducción de Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) regional, resiliencia compartida) |
| **Dimensión económica** | Evaluación de corto plazo, subestima eventos extremos | Internalización de externalidades y valoración del VoR. |
| **Dimensión climática** | Riesgos climáticos tratados como fuerza mayor (exoneración contractual) | Adaptación estructural: resiliencia climática como obligación regulatoria y planificación de largo plazo |
| **Dimensión institucional** | Contratos centrados en disponibilidad y fuerza mayor; resiliencia no internalizada | Contratos que incluyen resiliencia como obligación explícita; incentivos regulatorios y fondos regionales |



# 4. CASO PERUANO: EVIDENCIA DE VULNERABILIDAD SISTÉMICA

## 4.1 El sistema como nodo crítico: un “single point of failure”

El sistema energético peruano presenta una alta dependencia estructural del gas natural proveniente de Camisea. Esta arquitectura se articula a través de un sistema de transporte por ductos que conecta la zona de producción en Cusco con la costa central, configurando un esquema altamente concentrado que constituye, desde una perspectiva sistémica, un punto único de falla (*single point of failure*). Actualmente, entre el 40% y 50% de la generación eléctrica nacional depende de este suministro, con una concentración crítica de centrales en el nodo de Chilca (Contreras & Mansilla, 2025; PCM, 2022).

Esta configuración tiene su origen en el Contrato BOOT (*Build, Own, Operate and Transfer*) de la concesión de transporte, suscrito en el año

2000 con el consorcio Transportadora de Gas del Perú (TGP). El sistema inició sus operaciones comerciales en agosto de 2004, diseñándose bajo un paradigma de eficiencia operativa y suficiencia de capacidad para la demanda de aquel entonces. Sin embargo, su trayectoria operativa ha estado marcada por una fragilidad intrínseca derivada de su trazado: 730 kilómetros de gasoducto y 540 kilómetros de poliducto que atraviesan zonas de extrema complejidad geodinámica, como el denominado "Codo de los Andes", expuestas a deslizamientos, sismos y erosión severa (PCM, 2022; Contreras & Mansilla, 2025).

Desde el inicio de sus operaciones, el sistema ha registrado una recurrencia de incidentes que evidencian su vulnerabilidad geográfica. Según información oficial, entre los años 2005 y 2018, hubo 68 días de cortes de suministro de gas natural y de líquidos de gas natural por vulneraciones en la integridad de los ductos (PCM, 2022). No obstante, desde una perspectiva jurídico-regulatoria, estos factores han sido tratados tradicionalmente como eximentes de responsabilidad (fuerza mayor), en lugar de ser abordados como riesgos de diseño que exigen mitigación estructural.

En efecto, la arquitectura contractual de TGP priorizó la continuidad bajo condiciones normales, estableciendo un objetivo de disponibilidad anual del 99% sustentado en indicadores de confiabilidad mecánica como el tiempo promedio entre fallas (MTBF) y el tiempo promedio de reparación (MTTR). Si bien el contrato incorpora exigencias de capacidad de respaldo y redundancia (OSINERGMIN, 2011), estas se concibieron originalmente como medios para asegurar la disponibilidad de componentes, y no como instrumentos de gestión de riesgos sistémicos.

Bajo esta misma lógica, aun cuando se han implementado mejoras operativas posteriores —como estaciones de compresión y tramos de refuerzo o *loops*—, estas apuntaron a incrementar la capacidad de transporte en ciertos tramos y asegurar la disponibilidad ante fallas esperables. No obstante, tales medidas no alteran la vulnerabilidad de la red ni sustituyen la ausencia de redundancias funcionales (como rutas alternativas o almacenamiento estratégico). En consecuencia, la capacidad de almacenamiento temporal del propio ducto (*linepack*) resulta insuficiente para mitigar los efectos de una interrupción en el tramo troncal, evidenciando un límite estructural del sistema (GĚRENS, 2026).

Desde una perspectiva comparada, configuraciones de alta centralización sin rutas de respaldo incrementan drásticamente la exposición a eventos disruptivos de gran escala (IEA, 2020; Jasiūnas et al., 2021). En el caso peruano, esta vulnerabilidad fue advertida institucionalmente por la Comisión Multisectorial (Resolución Suprema N° 108-2021-PCM), la cual identificó que la dependencia de un eje único de transporte y la falta de diversificación (como otro gasoducto interior o el terminal marítimo de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL) generarían impactos económicos desproporcionados ante escenarios de racionamiento (PCM, 2022). Así, el diseño institucional del sistema peruano revela el agotamiento de un modelo que privilegió la rentabilidad de corto plazo sobre la resiliencia sistémica de largo plazo.

## 4.2 Los incidentes de 2025 y 2026: propagación sistémica y crisis de asequibilidad

Los eventos registrados en Perú en último año y medio operan como hitos ejemplificadores de la vulnerabilidad descrita, demostrando que, en sistemas altamente acoplados, las perturbaciones localizadas desencadenan fallas no lineales de alcance macroeconómico.

El 16 de enero de 2025, intensas lluvias en la región Cusco provocaron un deslizamiento que afectó un tramo del ducto de líquidos de gas natural. Aunque el flujo de gas seco —vital para la electricidad— no se interrumpió de forma inmediata, la respuesta institucional fue reveladora: el Estado activó mecanismos de gestión de escasez mediante la Resolución Viceministerial N° 001-2025-MINEM-VMH y la Resolución Directoral N° 018-2025-MINEM-DGH, priorizando el abastecimiento interno ante el temor de una parálisis total.

Este episodio demostró que la infraestructura gasífera y el sistema eléctrico en Perú operan bajo una interdependencia crítica. La mera percepción de vulnerabilidad impulsó medidas que haya menor disponibilidad de gas para generación eléctrica, lo que obligó al despacho de centrales térmicas que operan con combustibles líquidos, lo que disparó los costos marginales por encima de los US$ 250/MWh en barras específicas (GĚRENS, 2025). Este evento confirmó que no se requiere una falla total para comprometer la asequibilidad energética; basta con alcanzar umbrales de incertidumbre que el mercado eléctrico traduce inmediatamente en precios de crisis.

Un evento de mayor severidad ocurrió el 1 de marzo de 2026, cuando una deflagración en la estación de válvulas ubicada en el KP 43 (sector selva), en el distrito de Megantoni, Cusco, obligó a la paralización total del transporte gas natural seco y líquidos de gas natural. Durante catorce días, el sistema enfrentó un déficit de suministro que materializó el escenario de "punto único de falla", activando de inmediato los mecanismos de prelación y racionamiento[3]. El impacto trascendió el sector eléctrico, paralizando industrias y colapsando el abastecimiento de Gas Natural Vehicular (GNV) en la capital.

Un evento de mayor severidad se registró el 1 de marzo de 2026, cuando una deflagración en la estación de válvulas ubicada en el distrito de Megantoni (Cusco) obligó a la paralización total del transporte. Este incidente materializó el escenario de 'punto único de falla', activando de inmediato los mecanismos de prelación y racionamiento que afectaron prioritariamente al sector industrial y al parque automotor de GNV (GĚRENS, 2026).

La magnitud económica de esta disrupción fue sustancial[4], con pérdidas diarias estimadas entre US$ 200 y 300 millones, derivadas no solo del sobrecosto energético, sino del elevado costo de oportunidad por la demanda no atendida en los sectores productivos (GĚRENS, 2026). En términos agregados, una interrupción de esta naturaleza puede comprometer hasta el 0.21% del PBI por cada día de parálisis, escalando a pérdidas superiores a los US$ 30,000 millones si la interrupción fuese prolongada (Vásquez Cordano, 2019). Estas cifras, consistentes con la evidencia internacional sobre choques energéticos (Bouwmeester & Oosterhaven, 2017; Bagnoli et al., 2025), posicionan la fragilidad del ducto no solo como un problema sectorial, sino como un riesgo macroeconómico sistémico.

En conjunto, ambos eventos permiten identificar un patrón de propagación en cascada: una falla localizada en la infraestructura de transporte desencadena efectos que se propagan a través de las cadenas de suministro, reduciendo la productividad e imponiendo costos económicos significativos (Bagnoli et al., 2025):



3.- Este incidente motivó la emisión de la Resolución Viceministerial N° 004-2026-MINEM/VMH que declaró en emergencia el abastecimiento de gas natural, así como la Resolución Directoral 020-2026-MINEM/DGH, por la cual se activaron los mecanismos de prelación.

4.- Dada la naturaleza reciente de los eventos analizados, parte de la evidencia disponible proviene de reportes técnicos preliminares, documentos institucionales y estimaciones económicas sujetas a actualización. En este sentido, las cifras presentadas deben ser interpretadas como órdenes de magnitud que ilustran el impacto potencial de las disrupciones, más que como estimaciones definitivas.

- Falla en el transporte (Nodo Crítico): Incidente en un tramo único sin redundancia funcional.
- Sustitución ineficiente: El sistema recurre a tecnologías de mayor costo variable (diésel/ fuel oil) y reservas frías.
- Crisis de Asequibilidad: Incremento drástico en los precios spot que genera presiones tarifarias, afectando la competitividad y el bienestar agregado.

Si bien en Perú existen mecanismos de respaldo —como el despacho de la Reserva Fría, el uso de centrales duales o la interconexión eléctrica internacional—, estos operan como soluciones de contingencia de corto plazo con limitada capacidad de escala y altísimos costos operativos. No constituyen una estrategia de resiliencia estructural, sino respuestas fragmentadas para mitigar el impacto, ante la ausencia de un diseño regulatorio orientado a la gestión ex ante del riesgo.

Por otro lado, no debe perderse de vista la dimensión ambiental de estas crisis (IRENA, 2025). Ante la vulnerabilidad del sistema de gas natural y la actual limitación de la matriz para escalar la generación mediante fuentes renovables de manera inmediata, el país se ve forzado a recurrir a combustibles líquidos con mayor intensidad de carbono. Este retroceso temporal en la jerarquía del despacho no solo incrementa las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), sino que evidencia una contradicción estructural: la falta de resiliencia en la infraestructura de transición (gas) termina saboteando los objetivos de descarbonización y los compromisos climáticos del país.

### 4.3 Lección regulatoria: la resiliencia como externalidad no internalizada



El análisis del caso peruano permite sostener que las limitaciones observadas no responden a fallas aisladas, sino el resultado de limitaciones estructurales en el diseño concesional, particularmente en términos de incentivos, coordinación y asignación de riesgos (GĚRENS, 2026). En particular, este presenta una tensión no resuelta entre la eficiencia económica de corto plazo —que orienta su diseño— y la necesidad de garantizar la resiliencia sistémica de infraestructuras críticas en el largo plazo.

Esta provisión subóptima de resiliencia responde a tres fallas estructurales de la arquitectura regulatoria actual:

**a) Ineficiencia en la asignación de riesgos y sesgo hacia la eficiencia de corto plazo:** Como señala la literatura comparada, las transformaciones estructurales en los mercados energéticos pueden generar desequilibrios contractuales no anticipados, incluso en esquemas diseñados originalmente para asegurar estabilidad de largo plazo (Sabbatella & Serrani, 2021).

En el caso de Perú, el contrato de concesión BOOT de TGP refleja un desalineamiento estructural entre su diseño original y la evolución sistémica del mercado. El contrato fue estructurado sobre métricas de confiabilidad mecánica (MTBF y MTTR) que internalizan adecuadamente fallas operativas previsibles, pero resulta insuficiente frente a la incertidumbre sistémica, donde la probabilidad y magnitud de los eventos extremos no pueden estimarse con precisión diagnóstica. En este esquema, los riesgos sistémicos son tratados bajo la cláusula de fuerza mayor, lo que exime al operador de inversión en redundancias funcionales.

Así pues, desde una perspectiva de Análisis Económico del Derecho, la resiliencia puede ser entendida como una externalidad negativa no internalizada: mientras los beneficios de la eficiencia de costos son privados, los costos de las disrupciones son socializados, trasladándose al conjunto del sistema energético y a la economía nacional.

El sesgo bajo comentario se ve reforzado por dos factores económicos:

- El problema del *Hold-up*: Las inversiones en resiliencia son intensivas en capital y de recuperación incierta, pues su valor social solo se materializa ante una disrupción. En ausencia de mecanismos regulatorios que garanticen la recuperación de dicha inversión, el concesionario tiene bajos incentivos para desarrollarlas por cuenta propia.

- Sesgo en la evaluación económica: Los análisis tradicionales de Valor por Dinero (VfM) tienden a privilegiar alternativas de menor costo inicial, utilizando tasas de descuento que subestiman los beneficios de largo plazo asociados a evitar eventos de baja probabilidad y alto impacto. Como advierte Joskow (2007), en monopolios naturales de red, un enfoque centrado exclusivamente en la eficiencia de costos operativos tiende a degradar la robustez y seguridad sistémica.

**b) Fragmentación regulatoria y desacople funcional:** Existe un desacople funcional entre los sectores de hidrocarburos y electricidad que operan como "silos" normativos. En escenarios de interrupción, esta fragmentación permite que el transportista invoque causales de fuerza mayor, mientras el sistema eléctrico absorbe el impacto económico mediante despachos de emergencia. Esta configuración confirma que la resiliencia actúa como un bien público o cuasi-público infra-producido: su valor social excede los incentivos privados de los operadores individuales, pero al no existir una señal económica que la remunere, su provisión permanece por debajo del óptimo social.

**c) El paradigma reactivo y la exclusión normativa:** Los instrumentos vigentes, como el Decreto Supremo Nº 017-2018-EM, evidencian un enfoque reactivo basado en la gestión de la escasez ex post (racionamiento) y en el uso de "colchones operativos" limitados (*linepack*), en lugar de la reducción estructural de la vulnerabilidad. Este enfoque se limita al refuerzo físico (*hardening*) de componentes aislados, ignorando estrategias de resiliencia adaptativa que mejoren la capacidad operativa ante la incertidumbre (Lin & Bie, 2016).

Esta problemática se agrava por una paradoja en el marco normativo nacional: Si bien la Política Energética Nacional 2010–2040 reconoce la seguridad energética como objetivo estratégico, las normas vigentes se orientan a gestionar la escasez ex post, sin abordar la prevención estructural del riesgo sistémico. Es decir, la resiliencia no ha sido operacionalizada en el diseño institucional. A su vez, instrumentos como la Ley Nº 29852 -Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), y su reglamento excluyen explícitamente el transporte de gas natural por ductos, dejando al nodo más crítico del sistema sin una fuente de financiamiento o incentivo para para redundancias funcionales.

Por consiguiente, el caso peruano ilustra que confiar exclusivamente en incentivos tarifarios o métricas de disponibilidad operativa es insuficiente para garantizar la seguridad nacional. La magnitud de las pérdidas económicas reportadas (GĔRENS, 2026) confirma que la resiliencia constituye un atributo sistémico que debe ser remunerado o exigido mediante estándares explícitos. Continuar bajo el modelo concesional actual, que externaliza el riesgo sistémico hacia la sociedad, solo garantiza la repetición de las crisis de asequibilidad y seguridad observadas.

# 5. PROPUESTA: HACIA UN ENFOQUE DE RESILIENCIA SISTÉMICA

El análisis desarrollado en este trabajo permite sostener que la resiliencia no puede ser tratada como un subproducto accidental de la confiabilidad operativa, sino como un objetivo regulatorio que debe incorporarse de manera explícita en el diseño contractual y normativo de las infraestructuras energéticas, en especial las gasíferas.

Ello implica transitar desde modelos concesionales tradicionales centrados exclusivamente en la eficiencia de costos hacia esquemas que internalicen el valor de la resiliencia, reconociendo que, si bien esta genera costos ex ante, su ausencia implica impactos socioeconómicos significativamente mayores. Si la resiliencia es concebida como un bien público *infra-producido*, resulta necesario diseñar instrumentos regulatorios que permitan su provisión eficiente, superando las limitaciones de los esquemas basados exclusivamente en señales de mercado de corto plazo.

Desde la perspectiva de la política energética contemporánea, la resiliencia debe entenderse en una triple dimensión: capacidad absorptiva, adaptativa y transformativa. Mientras las dos primeras operan dentro del marco institucional existente, la tercera exige cambios estructurales en el diseño del sistema (Schmitz et al., 2025). Fortalecer estas capacidades implica necesariamente gestionar *trade-offs* con los costos directos del sistema, lo que demanda decisiones de política pública informadas sobre el nivel de robustez deseado. En este contexto, las propuestas que se presentan a continuación buscan ilustrar los mecanismos regulatorios necesarios para esta transformación.



## 5.1 De la continuidad a la resiliencia contractual: la obligación remunerada y seguro macroeconómico

Se propone la incorporación de la resiliencia como una obligación contractual explícita y remunerada, bajo la premisa de que esta constituye un activo de seguridad esencial. Un instrumento central para este fin es la creación de un "cargo por resiliencia", destinado a financiar tanto la infraestructura física como las capacidades operativas e institucionales (IEA, 2025). Este enfoque permite superar las barreras de incentivos identificadas anteriormente, habilitando la viabilidad de activos cuyo valor social solo se materializa en escenarios de estrés.

La implementación de un cargo por resiliencia debe entenderse como un instrumento de aseguramiento macroeconómico que compatibiliza eficiencia y seguridad. Este mecanismo corrige las limitaciones de los métodos tradicionales de evaluación económica —como el análisis de Valor por Dinero (VfM)— que tienden a subestimar los beneficios de evitar disrupciones debido al desajuste temporal entre los costos inmediatos y los beneficios inciertos de largo plazo.

Asimismo, la resiliencia debe integrarse como un indicador de desempeño que trascienda métricas tradicionales como la Energía No Suministrada Esperada (EENS). Es imperativo priorizar indicadores de respuesta sistémica, tales como el tiempo de recuperación funcional y el Costo de la Energía No Suministrada (CENS) ante eventos de baja probabilidad.

En el caso del Perú, esta evolución no requiere una ruptura total con el ordenamiento jurídico vigente; por el contrario, el Decreto Legislativo N° 1362 y su reglamento ofrecen bases sólidas al incorporar criterios de sostenibilidad y gestión de riesgos en las Asociaciones Público-Privadas. La internalización de la resiliencia representa, así, una evolución en los criterios de valoración del sistema, permitiendo que inversiones en seguridad sean reconocidas como costos recuperables en la tarifa.

## 5.2 Redundancia de resultado y el paradigma Safe-Fail

Frente al enfoque tradicional de reforzamiento físico (*hardening*), se propone adoptar el concepto de "redundancia de resultado", mediante el cual el concesionario debe garantizar la continuidad del suministro bajo escenarios de falla sistémica, manteniendo flexibilidad técnica para definir los medios más eficientes. Este enfoque se alinea con la distinción entre sistemas *fail-safe* y *safe-fail*: mientras los primeros buscan evitar la falla a toda costa, los segundos reconocen su inevitabilidad bajo condiciones extremas y priorizan la continuidad funcional (Monie et al., 2025).

Esta aproximación desplaza el énfasis desde la confiabilidad de componentes aislados hacia la resiliencia del sistema integrado. Al permitir la combinación de diversos instrumentos —almacenamiento estratégico, flexibilidad de la demanda o infraestructura adaptable— se reducen los riesgos de *gold plating* y se mitigan los problemas de *lock-in* tecnológico (Lin & Bie, 2016). Para asegurar su cumplimiento, el regulador debe implementar auditorías de resiliencia periódicas basadas en simulaciones de escenarios extremos que verifiquen la capacidad operativa efectiva bajo estrés.

## 5.3 Gobernanza institucional

La efectividad de estas señales económicas depende de una gobernanza intersectorial que supere la fragmentación entre hidrocarburos y electricidad. La creciente complejidad energética exige marcos institucionales capaces de integrar información y coordinar actores de manera permanente (OLADE, 2024; Bagnoli et al., 2025). Se propone, por tanto, la creación de una instancia de coordinación permanente —una Mesa de Gestión de Riesgos Sistémicos Energéticos— que articule la planificación y respuesta frente a contingencias. En términos de la "sociedad del riesgo" (Beck, 1998), esta institucionalización transformaría la gestión de la incertidumbre de una función marginal a un componente central del diseño del Estado.



## 5.4 Integración regional como mecanismo de gestión colectiva

El enfoque de resiliencia sistémica no se agota en el ámbito nacional. Dada la naturaleza transfronteriza de los sistemas energéticos y la creciente interdependencia regional, su gobernanza debe proyectarse a escala supranacional mediante mecanismos de coordinación y solidaridad energética. En este contexto, la integración energética regional no puede ser concebida únicamente como un instrumento de eficiencia, sino como un mecanismo de gestión colectiva del riesgo (OLADE, 2024).

Desde esta perspectiva, su valor radica no solo en los volúmenes transados, sino en su capacidad para reducir la probabilidad de pérdida de carga a nivel regional. La complementariedad de recursos —hidráulicos, térmicos, renovables y gasíferos— permite ampliar las alternativas disponibles frente a disrupciones locales, sustituyendo soluciones de emergencia de alto costo por mecanismos más eficientes y sostenibles.

No obstante, las limitaciones históricas de la región —particularmente la primacía de la soberanía energética y la ausencia de marcos vinculantes de cooperación— han restringido su desarrollo. Superarlas requiere avanzar hacia protocolos regionales de solidaridad energética con reglas predefinidas para escenarios de emergencia.

Bajo este enfoque, la integración opera como un "seguro regional" cuya operacionalización requiere instrumentos concretos:

1. **Protocolos regionales de emergencia energética**, que establezcan reglas ex ante para el intercambio prioritario de energía y combustibles en escenarios de disrupción, incluyendo criterios de asignación, compensación económica y responsabilidades operativas.

2. **Mecanismos de respaldo cruzado *(cross-border back-up)***, mediante los cuales

sistemas interconectados puedan proveer capacidad firme o energía de emergencia, reduciendo la necesidad de soluciones domésticas altamente costosas.

3. **Coordinación regulatoria mínima**, orientada a armonizar estándares técnicos, criterios de seguridad y reglas de acceso a infraestructura, permitiendo respuestas más rápidas y eficientes ante contingencias.
4. **Plataformas regionales de planificación y análisis de riesgo**, que integren información sobre infraestructura crítica, escenarios climáticos y vulnerabilidades sistémicas, facilitando la anticipación de disrupciones.

Estos mecanismos permitirían transitar desde esquemas de intercambio comercial hacia una arquitectura regional de resiliencia sistémica.

## 6. CONCLUSIONES

El análisis sistémico desarrollado en el presente trabajo permite extraer conclusiones fundamentales para la redefinición de la seguridad energética en la región, estructuradas en torno a la superación del modelo regulatorio convencional:

1. El trabajo identifica una vulnerabilidad crítica en la narrativa de la transición energética en América Latina: la subestimación de la dependencia sistémica respecto de la infraestructura gasífera. El caso peruano opera como un escenario testigo de cómo la fragilidad de un "punto único de falla" en el transporte de gas natural desencadena efectos en cascada que comprometen no solo la generación eléctrica y la asequibilidad tarifaria, sino la estabilidad macroeconómica en su conjunto. Se concluye que la transición hacia matrices descarbonizadas es inviable sin una infraestructura de soporte (el gas como combustible de transición) que posea niveles de resiliencia proporcionales a su importancia estratégica; de lo contrario, la fragilidad de la infraestructura de base saboteará los objetivos de sostenibilidad.
2. La resiliencia no constituye un mero atributo técnico-operativo, sino que es el resultado directo del diseño jurídico-regulatorio que articula el sistema energético. Tomando como ejemplo la concesión BOOT de TGP, se concluye que los modelos concesionales tradicionales de infraestructura presentan una limitación estructural frente a riesgos sistémicos. Al haber sido concebidos bajo supuestos de eficiencia estática y estabilidad probabilística, estos marcos fallan en capturar la complejidad de sistemas altamente acoplados. En consecuencia, la resiliencia emerge como una externalidad negativa no internalizada: el diseño de incentivos actual privilegia la reducción de costos operativos de corto plazo, trasladando el riesgo de disrupción a la sociedad y al aparato productivo nacional.
3. La integración energética regional se enfrenta a un cambio de paradigma: debe transmutar de un instrumento de optimización comercial hacia un mecanismo de seguridad colectiva y solidaridad institucional. El trabajo sugiere que, con la integración, se pueden transformar vulnerabilidades nacionales en robustez regional, actuando como un "seguro colectivo" ante shocks idiosincráticos. No obstante, esto exige superar la primacía de la soberanía energética absoluta para avanzar hacia protocolos regionales de respuesta ante emergencias, armonización de estándares de resiliencia y mecanismos de respaldo cruzado (*cross-border back-up*).
4. Finalmente, se establece que la resiliencia constituye una condición habilitante y no un subproducto accidental del mercado. Su incorporación como objetivo explícito del diseño regulatorio es imperativa para transitar desde la gestión de la escasez ex post hacia la gobernanza de la incertidumbre ex ante. En

la actual “sociedad del riesgo”, la capacidad de los sistemas para absorber, adaptarse y transformarse frente a perturbaciones extremas define la viabilidad misma de la política energética. La resiliencia se configura, por tanto, como el nexo indisoluble entre la seguridad nacional y la gobernanza regional del riesgo, posicionándose como el pilar fundamental para garantizar la sostenibilidad y la autonomía estratégica de América Latina y el Caribe en las décadas por venir.

## 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS


Alfie Cohen, M., y Méndez, L. H. (2000). La sociedad del riesgo: amenaza y promesa. Sociológica, 15(43), 173-201. https://www.redalyc.org/pdf/3050/305026539006.pdf

Beck, U. (1998). La sociedad del riesgo: Hacia una nueva modernidad (J. Alborés, Trad.). Paidós. (Obra original publicada en 1986).

Bagnoli, L. S., Balza, L., Brichetti, J. P., Cavallo, E. A., Eguiguren-Cosmelli, J., Libra, J. M., Pérez Urdiales, M., Rivas, M. E., Stisman, P. R., & Suárez-Alemán, A. (2025). Del riesgo a la confiabilidad: servicios de infraestructura resiliente para enfrentar los desafíos de la naturaleza. Banco Interamericano de Desarrollo. https://doi.org/10.18235/0013769

Blackman, A., Brichetti, J. P., Calatayud, A., Cavallo, E. A., Datshkovsky, D., Estache, A., Guerrero Compeán, R., Carvalho Metanias Hallack, M., Hamaker-Taylor, R., Hoffmann, B., López Soto, D. D., Velasques de Paula Machado, F., Montes, L., Muñoz, J. C., Murphy, T. E., Pastor, C., Powell, A., Puig Gabarró, P., Rivas, M. E., ... Vogt-Schilb, A. (2020). From Structures to Services: The Path to Better Infrastructure in Latin America and the Caribbean. https://doi.org/10.18235/0002506

Bouwmeester, M. C., & Oosterhaven, J. (2017). Economic impacts of natural gas flow disruptions between Russia and the EU. Energy Policy, 106, 288–297. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.030

Carrillo Cardoso, Jorge Andres (2025). Resiliencia ante los apagones: lecciones para la confiabilidad energética en América Latina. World Economic Forum. https://es.weforum.org/stories/2025/12/resiliencia-ante-los-apagones-lecciones-para-la-seguridad-energetica-en-america-latina/

Contreras Panibra, A., & Mansilla Pimentel, D. J. (2025). Análisis y formulación de estrategias de resiliencia ante la vulnerabilidad del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos frente a fenómenos naturales [Tesis de maestría, ESAN]. Repositorio Institucional ESAN. https://hdl.handle.net/20.500.12640/4730

GĚRENS. (2025, 3 de marzo). ¿Crisis energética en el 2025? El impacto del gas natural en el Perú. Blog de la Dirección de Investigación. https://gerens.pe/blog/crisis-energetica-en-el-2025-el-impacto-del-gas-natural-en-el-peru/

GĚRENS. (2026, 9 de marzo). Interrupción del suministro de gas natural en el 2026: implicancias para la seguridad energética del Perú. Blog de la Dirección de Investigación. https://gerens.pe/blog/interrupcion-del-suministro-de-gas-natural-en-el-2026-implicancias-para-la-seguridad-energetica-del-peru/

Gomes da Silva, E., Carvalho Georg, M. A., Ribeiro Júnior, L. A., Ferreira, L. R., de Melo, L. P., & Nunes, R. R. (2025). International perspectives on critical infrastructure: Evaluation criteria and definitions. International Journal of Critical Infrastructure Protection, 49, 100761. https://doi.org/10.1016/j.ijcip.2025.100761

Helm, D. (2019, 13 de mayo). The systems regulation model. Dieter Helm. https://dieterhelm.co.uk/regulation-utilities-infrastructure/regulation/the-systems-regulation-model/.

IRENA (2025), Enhancing resilience: Climate-proofing power infrastructure, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Dec/IRENA_TEC_Enhancing_resilience_power_infrastructure_2025.pdf

Jasiūnas, J., Lund, P. D., & Mikkola, J. (2021). Energy system resilience – A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 150, Artículo 111476. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111476

Joskow, Paul L. (2007). Regulation of natural monopolies. En A. M. Polinsky & S. Shavell (Eds.), Handbook of Law and Economics (Vol. 2, pp. 1227-1348). Elsevier. https://doi.org/10.1016/S1574-0730(07)02016-6

Lin, Yanling & Bie, Zhaohong. (2016). Study on the Resilience of the Integrated Energy System. Energy Procedia. 103. 171-176. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.11.268

López Pérez, P. (2023). La resiliencia energética: cómo prepararse para lo inesperado. Cuerva. https://cuervaenergia.com/es/comunidad/nuevos-roles-de-la-energia/resiliencia-energetica-como-prepararse-para-lo-inesperado/

OLADE. (2024). Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2024 https://www.olade.org/publicaciones/panorama-energetico-de-america-latina-y-el-caribe-2024/

OSINERGMIN (2011). Texto Actualizado del Contrato BOOT de Concesión de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al City Gate. http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/TO_BOOT_Transporte_Gas_Natural.pdf

Monie, S. W., Gustafsson, M., Önnered, S., & Guruvita, K. (2025). Renewable and integrated energy system resilience – A review and generic resilience index. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 215, Artículo 115554. https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.115554



Presidencia del Consejo de Ministros (2022). Informe final preliminar de la Comisión Multisectorial para evaluar el fortalecimiento de la industria de hidrocarburos y la masificación del gas natural (R.S. N.° 108-2021-PCM). Gobierno del Perú. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/2779437/RS%20108-2021-PCM%20Informe%20Final%20Preliminar.pdf

Sabbatella, Ignacio Mariano, & Serrani, Esteban. (2021). Integración gasífera entre Argentina y Bolivia: de la etapa geopolítica al distanciamiento político (1968-2019). Estudios internacionales (Santiago), 53(199), 167-196. https://dx.doi.org/10.5354/0719-3769.2021.60093

Schmitz, R., Flachsbarth, F., Plaga, L. S., Braun, M., & Härtel, P. (2025). Energy security and resilience: Revisiting concepts and advancing planning perspectives for transforming integrated energy systems. Energy Policy, 207, Artículo 114796. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2025.114796

Vásquez Cordano, A. (2019). Evaluación del impacto económico de las interrupciones en el suministro de gas natural en el Perú (Documento de Trabajo No. 001-2019-DI/EPG). GĚRENS Escuela de Postgrado. https://repositorio.gerens.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12877/52/DT-001-2019-DI-EPG.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Weikert Bicalho, F. (2021). “Infraestructura resiliente: un imperativo para el desarrollo sostenible en América Latina y el Caribe”, serie Comercio Internacional, N° 160 (LC/TS.2020/177), Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/1e61262e-7887-4cfd-8efc-cf4626e0056c/content

# INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE:

## TRANSICIÓN ENERGÉTICA, SOBERANÍA Y NUEVAS DINÁMICAS GEOPOLÍTICAS CON ÉNFASIS EN EL EJE MÉXICO–CENTROAMÉRICA, EL TMEC Y EL HIDRÓGENO VERDE

REGIONAL ENERGY INTEGRATION IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN: ENERGY TRANSITION, SOVEREIGNTY, AND NEW GEOPOLITICAL DYNAMICS—WITH A FOCUS ON THE MEXICO–CENTRAL AMERICA AXIS, THE USMCA, AND GREEN HYDROGEN

Miguel Alonso Malpica

Recibido: 30/3/2026 y Aceptado: 5/8/2026





© 2026 Miguel Alonso Malpica Artículo preparado para publicación en la Serie de Análisis Energético Regional de la OLADE — Quito, Ecuador.


H2 HYDROGEN
H2 HYDROGEN

## Resumen

América Latina y el Caribe (ALC) posee los activos energéticos renovables más abundantes del planeta y, sin embargo, permanece al margen de la recomposición de las cadenas globales de valor de la energía limpia. El presente artículo examina cuatro dimensiones interconectadas que redefinen la integración energética regional para el período 2025–2035: (1) la disputa geopolítica entre EEUU, China y la UE por los activos renovables y minerales críticos de la región; (2) la integración energética del eje México–Centroamérica como laboratorio de soberanía regional; (3) el TMEC y su revisión de 2026 como marco jurídico condicionante de la política energética mexicana; y (4) el hidrógeno verde como vector estratégico de integración regional y soberanía energética. Concluye con propuestas de arquitectura jurídica e institucional para que los países miembros de la OLADE articulen una agenda energética regional soberana y competitiva.

Palabras clave: integración energética • geopolítica de la energía • México–Centroamérica • TMEC • hidrógeno verde • soberanía energética • transición energética justa • redes eléctricas inteligentes

# 1. Introducción: la paradoja energética latinoamericana

América Latina y el Caribe enfrenta una paradoja estructural de consecuencias históricas: es la región con mayor dotación de recursos energéticos renovables del mundo [1] y, sin embargo, registra índices de pobreza energética y dependencia de combustibles fósiles importados que contradicen esa ventaja comparativa. Esta contradicción no es un accidente histórico sino el resultado acumulado de tres décadas de fragmentación normativa, debilidad institucional regional y modelos de desarrollo energético diseñados para satisfacer demandas externas de materias primas, no para construir soberanía energética.

El período 2020–2026 marca un punto de inflexión. La confluencia de la aceleración de la transición energética global post-París, la geopolítica de los minerales críticos, el surgimiento del hidrógeno verde como mercancía energética emergente y la irrupción de la electromovilidad y las Redes Eléctricas Inteligentes (REI) redefinen las condiciones estructurales del sector energético regional en un momento en que la revisión del TMEC prevista para 2026 [2] sitúa al sector energético en el centro de la negociación hemisférica más relevante de la década.

En este contexto, cuatro ejes ana líticos articulan el presente trabajo: la disputa geopolítica entre EEUU, China y la Unión Europea por los activos energéticos de ALC; la integración del eje México–Centroamérica como caso de estudio de soberanía energética subreg ional; el TMEC como marco jurídico condicionante y, a la vez, como oportunidad estratégica; y el hidrógeno verde como vector transformador de la integración regional.



# 2. La nueva geopolítica de la energía: ALC entre tres potencias

## 2.1 El triángulo geopolítico: EEUU, China y la Unión Europea

América Latina ha dejado de ser un espacio de competencia geopolítica centrado en el petróleo para convertirse en un campo de disputa estratégica por los activos de la transición energética: litio, cobre, níquel, cobalto y el potencial de hidrógeno verde [3]. Los tres actores externos con mayor presencia articulan aproximaciones distintas e incompatibles entre sí, lo que genera dilemas de posicionamiento estratégico para los países de la región.

Estados Unidos articula su estrategia a través del TMEC y de la Alianza de las Américas para la Prosperidad Económica (APEP), instrumentalizando la "política de nearshoring energético" para reconfigurar cadenas de valor de vehículos eléctricos (VE) y energías renovables en el hemisferio occidental. La Inflation Reduction Act (IRA, 2022) [4] transforma el modelo de incentivos del sector energético norteamericano y redefine las condiciones de acceso de proveedores latinoamericanos a los mercados de VE y componentes de baterías.

China ha consolidado una presencia dual: inversiones directas en generación renovable —particularmente en Brasil, Perú, Chile y Argentina— y control creciente de la cadena global de suministro de minerales críticos, incluyendo la producción y refinamiento de litio del "triángulo" (Argentina, Bolivia, Chile) [5]. La presencia de equipamiento chino en redes de distribución eléctrica en países de la región añade una dimensión de ciberseguridad que ningún marco regulatorio latinoamericano ha abordado de manera integral.

La Unión Europea, a través del Global Gateway, el Reglamento de Materias Primas Críticas [6] y el mecanismo de ajuste en frontera por carbono (CBAM) [7], configura un marco de acceso al mercado europeo que discrimina por intensidad

de carbono de los procesos productivos, transformando sus estándares climáticos en instrumentos de política comercial con impacto directo en las exportaciones energéticas e industriales de ALC.

| Actor | Estrategia energética en ALC | Instrumento jurídico clave | Riesgo/oportunidad para ALC |
|---|---|---|---|
| EEUU | Integración cadenas de valor VE + nearshoring energético | TMEC (Revisión 2026) + IRA | Oportunidad: manufactura VE. Riesgo: cláusulas standstill |
| China | Control minerales críticos + generación renovable | BRI energético + contratos CNPC/SGCC/CATL | Oportunidad: inversiones. Riesgo: dependencia tecnológica y ciberseguridad |
| UE | Hidrógeno verde + minerales para descarbonización | CRMA 2024 + CBAM + Global Gateway | Oportunidad: mercado H2. Riesgo: barreras CBAM a exportaciones |
| ALC/OLADE | Soberanía energética + integración regional | MER centroamericano + SIEL-OLADE | Necesario: instrumentos jurídicos vinculantes regionales |



## 2.2 El triángulo del litio y la geopolítica de los minerales críticos

Argentina, Bolivia y Chile concentran más del 55% de las reservas mundiales probadas de litio [8], mineral indispensable para las baterías de VE y sistemas de almacenamiento de energía. La gestión jurídica de estos recursos define la capacidad de la región para capturar valor en la cadena de la transición energética. La brecha entre exportar carbonato de litio —cuyo precio de mercado osciló entre 6,000 y 80,000 USD/ton en el período 2020–2024— y exportar cátodos de baterías o celdas tiene una dimensión jurídica directa: los regímenes de concesión minera, los requisitos de contenido local, los contratos de valor agregado y los mecanismos de soberanía fiscal sobre la renta mineral.

El cobre —del que Chile y Perú controlan más del 40% de la producción mundial [9]— y los recursos de tierras raras configuran un mapa de activos estratégicos cuya gestión soberana es condición necesaria para que ALC participe como actor productor de tecnología, y no solo como exportador de commodities, en la transición energética global.

# 3. El eje México–Centroamérica: integración energética y soberanía subregional

## 3.1 La arquitectura institucional del eje México–Centroamérica

El eje México–Centroamérica constituye el único corredor de integración energética operativo de Norteamérica y, al mismo tiempo, el eslabón de conexión entre el sistema eléctrico más grande del hemisferio norte y los mercados emergentes de América Central [10]. El Mercado Eléctrico Regional centroamericano (MER) —creado por el Tratado Marco de 1996 y operado por el Ente Operador Regional (EOR)— interconecta los sistemas de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, con una capacidad de intercambio que alcanza los 300 MW en los puntos de mayor liquidez.

México no es miembro formal del MER, pero su interconexión con Guatemala a través de la línea Tapachula-Los Brillantes (400 kV, 235 km, 200 MW de capacidad nominal) constituye el eslabón que vincula los dos bloques. La importancia estratégica de esta interconexión trasciende su capacidad técnica: es la única infraestructura física de integración energética entre el sistema eléctrico de Norteamérica y Centroamérica, y su modernización o ampliación requiere tanto voluntad política como un marco jurídico de doble nivel —nacional mexicano y regional centroamericano— que actualmente presenta inconsistencias.



## 3.2 El Plan Puebla-Panamá y la herencia inconclusa de la integración

El antecedente de mayor alcance en la integración energética México–Centroamérica es el Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC), cuya línea de transmisión de 1,800 km y 300 MW de capacidad fue inaugurada entre 2010 y 2014 [11]. SIEPAC representa el logro de infraestructura más concreto de la agenda de integración promovida en el marco de la Plan Puebla-Panamá (2001), más tarde renombrado Proyecto Mesoamérica. Sin embargo, la conexión de México con el SIEPAC la línea principal sigue pendiente, dependiendo de decisiones políticas y de la armonización regulatoria en el marco regulatorio mexicano. La línea principal sigue pendiente, dependiendo de decisiones políticas y de la armonización regulatoria entre el marco regulatorio mexicano. (Regulado por la LIE y la CRE) y en el tratado marco del MER (regida por el Tratado Marco de 1996 y el Reglamento CRIE).

Esta brecha jurídica e institucional tiene consecuencias concretas: Centroamérica importa electricidad de Colombia vía interconexiones costosas mientras México tiene excedentes de generación en determinados períodos; la renovación de los contratos de compraventa de electricidad entre México y Guatemala requiere cada vez negociaciones ad hoc que no están respaldadas por un marco jurídico regional sólido; y los proyectos de energías renovables en el istmo centroamericano no pueden aprovechar el mercado mexicano como sumidero o respaldo, reduciendo su bancabilidad financiera.

## 3.3 Nuevas dinámicas: el hidrógeno verde como articulador del eje

El istmo centroamericano, particularmente Guatemala, Costa Rica y Panamá, posee recursos hídricos, solares y eólicos compatibles con la producción de hidrógeno verde a costos competitivos para el mercado regional [12]. La integración del hidrógeno verde en el eje México–Centroamérica requiere no solo infraestructura física —gasoductos adaptados, terminales de amoniaco verde, instalaciones de electrólisis— sino un marco jurídico regional que defina: (i) la propiedad y concesión de la infraestructura de transporte de hidrógeno; (ii) los criterios de certificación de origen compatible con los estándares de los mercados destino; y (iii) los

mecanismos de financiamiento regional para los primeros proyectos de escala industrial.

El Proyecto Mesoamérica ha iniciado conversaciones en torno a una hoja de ruta de hidrógeno verde para la subregión [13], pero sin instrumentos jurídicos vinculantes ni fuentes de financiamiento comprometidas. Esta brecha entre la visión estratégica y la capacidad institucional es el principal obstáculo para materializar el potencial del eje México–Centroamérica en la nueva geopolítica energética.

### 3.4 Redes Eléctricas Inteligentes en el eje: el reto de la interoperabilidad normativa

México cuenta con el Código de Red (CRE, RES/151/2016, actualizado a versión 2.0 en 2021) [14] como marco regulatorio de las REI, con disposiciones específicas en el Capítulo 5 sobre telemetría, interoperabilidad y seguridad de la información. El Acuerdo A/108/2024 [15] incorpora la electromovilidad como componente de la REI. En contraste, los países del MER operan bajo los estándares del CRIE (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica) y el EOR, con marcos de medición inteligente y gestión de demanda significativamente menos desarrollados.

La ausencia de interoperabilidad normativa entre los marcos de REI mexicano y centroamericano dificulta la integración de recursos distribuidos de energía (DER) transfronterizos, impide el desarrollo de mercados bilaterales de respuesta de demanda y encarece la operación de las interconexiones existentes. La armonización de los estándares técnicos del Código de Red mexicano con los marcos del MER es una agenda pendiente de consecuencias estratégicas para el eje México–Centroamérica.



#### Infraestructura de integración eléctrica México–Centroamérica

Interconexón Tapachula-Los Brillantes (México-Guatemala): 235 km, 400 kV, 200 MW nominales. Construida en 2009-2010. SIEPAC: 1,800 km, 6 países del MER, 300 MW. Operativa desde 2014. Interconexón Guatemala-México: pendiente su integración formal al SIEPAC y al SEN mexicano. Capacidad sin explotar: estudios de CEPAL (2024) estiman que una ampliación a 600-900 MW permitiría ahorros regionales de US$ 800 millones/año por optimización de despacho. Obstáculo principal: incompatibilidad del marco regulatorio de la LIE mexicana con el Tratado Marco del MER de 1996.

## 4. El TMEC y la soberanía energética: marco jurídico, tensiones y la revisión de 2026

### 4.1 Arquitectura del TMEC y el sector energético

El TMEC es el instrumento jurídico de mayor vinculatoriedad en materia energética para México. Su Capítulo 8 reconoce el dominio directo e inalienable de la Nación sobre el petróleo, el gas natural y los recursos energéticos, en el marco de los artículos 25, 27 y 28 de la CPEUM [16]. Sin embargo, los Capítulos 14 (inversiones) y 15 (servicios transfronterizos) establecen disciplinas de trato nacional, nación más favorecida, prohibición de requisitos de desempeño y protección contra la expropiación indirecta que delimitan el margen de política energética soberana del Estado mexicano [17].

El Capítulo 22 sobre Empresas Propiedad del Estado (EPE) es particularmente relevante: impone a la CFE —en su carácter de EPE— obligaciones de actuación conforme a consideraciones comerciales y de no discriminación entre nacionales y extranjeros en sus transacciones de compraventa de bienes y servicios energéticos [18]. Esta disposición fue la base de la solicitud de

consultas formulada por la USTR en julio de 2022, que argumentó que las reformas mexicanas a la LIE de 2020-2021 violaban el TMEC al otorgar trato preferencial a la CFE en el despacho eléctrico [19].

### 4.2 Las cláusulas standstill y ratchet como límites a la soberanía regulatoria

Las cláusulas standstill y ratchet de los Capítulos 14 y 15 constituyen el mecanismo jurídico más restrictivo del TMEC para la política energética mexicana. La cláusula standstill congela el nivel de apertura sectorial existente al momento de la firma del Tratado (julio 2020), que correspondía al marco de la Reforma Energética de 2013; la cláusula ratchet convierte cualquier liberalización adicional que México realice en un nuevo piso inrever sible, impidiendo retroceder al nivel de apertura inicial [20].

Esta arquitectura jurídica tiene implicaciones concretas para la política de REI, electromovilidad e hidrógeno verde: toda regulación que otorgue ventajas a proveedores nacionales de tecnología o a la CFE en actividades sujetas a competencia es susceptible de ser impugnada bajo el mecanismo de solución de controversias Estado-Estado del Capítulo 31. La diseño de políticas de soberanía energética constitucionalmente robustas y TMEC-compatibles es, por tanto, un ejercicio de ingeniería jurídica de primera magnitud.

### 4.3 La revisión del TMEC en 2026: oportunidad estratégica para México

La revisión del TMEC prevista para 2026 —obligatoria conforme al Artículo 34.7 del Tratado— es el escenario de mayor relevancia estratégica para la agenda energética mexicana de la década. Los temas que dominarán la agenda energética de la revisión son: (i) las reglas de origen para VE y baterías, donde México puede negociar mayor flexibilidad a cambio de compromisos de inversión en manufactura de baterías; (ii) los criterios de contenido de minerales críticos de origen norteamericano; (iii) el régimen de incentivos a la generación renovable compatible con las disciplinas de subvenciones; y (iv) el reconocimiento explícito del hidrógeno verde como vector energético de la integración norteamericana [21].

México tiene una oportunidad histórica en la revisión de 2026 para negociar tres elementos: (a) mayor espacio regulatorio para políticas de REI e hidrógeno verde bajo el argumento de los bienes públicos energéticos; (b) el reconocimiento del principio de seguridad del suministro como causa de interes público que justifica intervenciones estatales compatibles con el Tratado; y (c) la inclusión de un capítulo específico de energías limpias que articule los compromisos climáticos de los tres socios con sus marcos de política energética.

# 5. El hidrógeno verde como vector de integración regional y soberanía energética

## 5.1 Potencial latinoamericano y posicionamiento estratégico

América Latina reúne las condiciones naturales óptimas para la producción de hidrógeno verde a gran escala. El costo de producción en los sitios de mayor ventaja comparativa —desierto de Atacama en Chile, Patagonia argentina, noreste brasilero e istmo centroamericano— se proyecta por debajo de 1.5 USD/kg para 2030 [22], umbral de competitividad con el hidrógeno de origen fósil. Esta proyección convierte a la región en potencial exportadora neta de hidrógeno hacia la UE y Asia en la segunda mitad de la década.

Chile, con su Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (2020, actualizada en 2023) [23], y Brasil, con el Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2, 2021) [24], son los países más avanzados en términos de política pública. Colombia, Argentina y Uruguay han seguido con marcos estratégicos propios. México, en contraste, carece aún de un instrumento normativo específico de rango legal: la LIE y la LTE no contemplan el hidrógeno como vector energético del sector eléctrico, y el PRODESEN 2024–2038 [25] proyecta 8,412 MW de almacenamiento pero sin hoja de ruta para el hidrógeno. Esta laguna normativa es uno de los vacíos más críticos del sistema jurídico-energético mexicano.

## 5.2 El hidrógeno verde en el eje México–Centroamérica



Para el eje México–Centroamérica, el hidrógeno verde ofrece tres funciones estratégicas diferenciadas: (i) como respaldo de la intermitencia de la generación renovable variable en ambos sistemas eléctricos, supliendo las limitaciones de almacenamiento con baterías; (ii) como vector de exportación hacia México de los excedentes renovables centroamericanos bajo un esquema de Power Purchase Agreements (PPAs) de largo plazo con componente de valor agregado regional; y (iii) como insumo industrial para la descarbonización de los sectores de fertilizantes, cerámica y manufactura de alto consumo energético presentes en ambos territorios.

## 5.3 Tres desafíos normativos regionales

Para que el potencial del hidrógeno verde latinoamericano se materialice, la OLADE y sus países miembros deben resolver tres desafíos normativos de primera magnitud, identificados en la literatura especializada [26] y confirmados por la experiencia comparada:

- La ausencia de una definición regional armonizada y vinculante del hidrógeno verde y sus umbrales de emisiones. La UE fija en 3.38 $kgCO_2eq/kgH_2$ el umbral de elegibilidad bajo el Reglamento de Hidrógeno 2024/1938; la IRA norteamericana utiliza un umbral distinto bajo el crédito fiscal 45V. La falta de armonización entre estos estándares impone a los productores latinoamericanos el riesgo de diseñar proyectos que cumplan un estándar pero no el otro.
- La inexistencia de un marco regional de certificación de origen del hidrógeno verde reconocido por los mercados compradores. Sin un sistema de Garantías de Origen (GoOs) regional compatible con el europeo, los productores latinoamericanos no pueden acceder en igualdad de condiciones al premium de precio del hidrógeno verde certificado.
- La falta de instrumentos de financiamiento regional específicos para la primera generación de proyectos de escala industrial. El costo de capital del hidrógeno verde sigue siendo la principal barrera: las tasas de descuento en ALC superan en 4-6 puntos porcentuales las europeas, encareciendo el LCOH (Levelized Cost of Hydrogen) y reduciendo la competitividad de los proyectos regionales.

# 6. Propuestas de arquitectura jurídica e institucional para la OLADE

## 6.1 Para el eje México–Centroamérica

Se propone la negociación de un Protocolo de Integración Energética México–MER de doble carácter: técnico-regulatorio, para armonizar los marcos de REI del Código de Red mexicano con los estándares del CRIE; y comercial, para crear las condiciones jurídicas de un mercado de energía bilateral que aproveche los excedentes mexicanos y la capacidad renovable centroamericana. Este Protocolo debería incluir: un mecanismo de acceso no discriminatorio a la interconexión Tapachula-Los Brillantes para generadores renovables de ambos lados; estándares comunes de medición inteligente y telemetría para el intercambio en tiempo real; y una hoja de ruta para la ampliación de la capacidad de interconexión a 600 MW en un plazo de cinco años.

## 6.2 Para la agenda TMEC 2026

México debería entrar a la revisión del TMEC 2026 con tres posiciones en energía: (i) la inclusión de una excepción explícita para medidas de "seguridad energética" en el Capítulo 32, similar a las excepciones de seguridad nacional del GATT; (ii) el reconocimiento del hidrógeno verde como vector energético en los capítulos de energía y de reglas de origen de VE; y (iii) la negociación de flexibilidades en las cláusulas standstill para políticas de transición energética justa respaldadas por compromisos climáticos verificables.



## 6.3 Para el marco regional del hidrógeno verde

La OLADE debería promover la aprobación, en el marco de la CELAC, de un Marco Iberoamericano del Hidrógeno Verde que establezca: (i) una definición regional armonizada del hidrógeno verde, con umbral de emisiones compatible con los estándares europeos y norteamericanos; (ii) un sistema regional de Garantías de Origen basado en el modelo europeo de Certificados de Energía Renovable, con autoridades nacion ales de certificación coordinadas por la OLADE; y (iii) un Fondo Regional de Hidrógeno Verde capitalizado con renta minera soberana de los países del triángulo del litio y aportes de los bancos de desarrollo regionales (BID, CAF).

## 6.4 Para las Redes Eléctricas Inteligentes regionales

Se propone el desarrollo, bajo el auspicio de la OLADE y con participación de la CRIE, del CENACE mexicano y las comisiones reguladoras nacionales, de un Código Regional de Redes Eléctricas Inteligentes que armonice: los protocolos de comunicación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI); los estándares de interoperabilidad de los Recursos Distribuidos de Energía (DER); los requisitos mínimos de ciberseguridad para infraestructura eléctrica crítica; y los estándares de conectores para vehículos eléctricos, tomando como referencia la experiencia del Acuerdo A/108/2024 mexicano y superando su vacío en estandarización de conectores.

## 7. Conclusiones

América Latina y el Caribe se encuentran en un momento de definición histórica. La transición energética global no es un proceso neutral: es un reordenamiento de las cadenas de poder económico y tecnológico que puede reproducir o romper las asimetrías históricas entre exportadores de materias primas y productores de tecnología. La diferencia entre uno y otro escenario la determinarán la calidad de los marcos jurídicos, la solidez de las instituciones de integración regional y la capacidad de los Estados para ejercer su soberanía energética con instrumentos normativos robustos.

Cuatro conclusiones centrales se derivan del análisis precedente. Primera: la disputa geopolítica entre EEUU, China y la UE por los activos energéticos de ALC define un campo de fuerzas externas que solo puede gestionarse con integración regional efectiva y marcos jurídicos vinculantes; la fragmentación normativa y la debilidad institucional de la OLADE son, en sí mismas, un riesgo estratégico. Segunda: el eje México–Centroamérica es el laboratorio más inmediato de integración energética regional, con potencial desaprovechado por incompatibilidades regulatorias entre el Código de Red mexicano y el marco del MER. Tercera: el TMEC y su revisión de 2026 son simultáneamente una restricción y una oportunidad: el espacio de negociación en hidrógeno verde, reglas de origen de VE y seguridad del suministro es real y debe ser aprovechado con posiciones jurídicas sólidas. Cuarta: el hidrógeno verde será el vector definitorio de la soberanía energética regional en la década 2025–2035, y la capacidad para regularlo, certificarlo y financiarlo de manera soberana es la apuesta estratégica más importante que la región debe hacer en el corto plazo.

La OLADE tiene en la agenda 2025-2030 la oportunidad de consolidar su rol como arquitecta del marco jurídico e institucional de la integración energética regional, dando el salto de organización de cooperación técnica a promotora de instrumentos jurídicos vinculantes. Ese salto es la condición necesaria para que América Latina sea protagonista —y no simplemente proveedora de materias primas— en la economía global de la energía limpia.



## Notas

[1] IRENA. Renewable Energy Statistics 2024. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2024.

Conforme a este informe, ALC posee el 22% de las reservas mundiales de agua dulce, el mayor potencial hídrico instalado per cápita y recursos solares y eólicos en el primer cuartil global de competitividad.

[2] TMEC, Artículo 34.7. El artículo establece la revisión obligatoria del Tratado al sexto año de su vigencia (2026) y cada seis años subsiguientes. La Comisión de Libre Comercio es la instancia competente para conducir la revisión.

[3] CEPAL. Recursos naturales: situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional en América Latina y el Caribe. CEPAL, Santiago de Chile, 2023. El documento cuantifica el potencial de litio, cobre, níquel y tierras raras de la región en relación con la demanda proyectada de la transición energética global.

[4] Inflation Reduction Act (IRA). Pub.L. 117-169, 117th United States Congress, agosto 2022. El crédito fiscal 45X para manufactura avanzada y el crédito 45V para producción de hidrógeno limpio son las disposiciones más relevantes para los socios del TMEC.

[5] Benchmark Mineral Intelligence. Lithium Supply Report Q4 2024. BM Intelligence, Londres, 2024. El informe documenta la participación del capital chino en proyectos de litio de Argentina, Bolivia y Chile con datos de

inversión directa y contratos de offtake.

[6] Reglamento (UE) 2024/1252 del Parlamento Europeo y del Consejo. de 11 de abril de 2024, por el que se establece un marco para garantizar un suministro seguro y sostenible de materias primas críticas (Critical Raw Materials Act — CRMA). DOUE L, 2024.

[7] Reglamento (UE) 2023/956 del Parlamento Europeo y del Consejo. de 10 de mayo de 2023, por el que se establece un mecanismo de ajuste en frontera por carbono (Carbon Border Adjustment Mechanism — CBAM).

DOUE L 130, 2023. Aplicación progresiva 2023-2026.

[8] USGS. Mineral Commodity Summaries 2025. Lithium. United States Geological Survey, Reston VA, 2025. Las reservas probadas ascienden a: Chile 11 Mt, Argentina 10 Mt, Bolivia 21 Mt (recursos, no reservas), sobre un total mundial estimado de 28 Mt.

[9] ICSG. The World Copper Factbook 2024. International Copper Study Group, Lisboa, 2024. Chile (27%) y Perú (13%) concentran el 40% de la producción mundial de cobre refinado, mineral indispensable para conductores eléctricos de VE y REI.

[10] CEPAL. La integración eléctrica regional en América Latina y el Caribe: avances y desafíos. Documentos de Proyectos, CEPAL, Santiago de Chile, 2024. El estudio estima el potencial de ahorro regional derivado de ampliar las interconexiones eléctricas transfronterizas.

[11] SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central). La línea de transmisión de 1,800 km fue desarrollada por la empresa REDES propietaria conjunta de los seis países del MER más Endesa España. La inversión total ascendió a aproximadamente 494 millones de USD.



[12] IRENA. Hydrogen from Renewable Power: Technology Outlook for the Energy Transition. IRENA, Abu Dhabi, 2024. El Istmo Centroamericano figura entre las regiones con potencial de producción de H2 verde por debajo de 2 USD/kg en escenarios de alta irradiación solar para 2030.

[13] Proyecto Mesoamérica. Informe de Actividades 2024. Presidencia pro tempore Panamá. El informe menciona el inicio de conversaciones sobre una hoja de ruta subregional de hidrógeno verde en el marco del grupo de trabajo de energía del Proyecto Mesoamérica.

[14] Código de Red. CRE Resolución RES/151/2016. DOF 8 de abril de 2016; versión 2.0 publicada en 2021 con vigencia obligatoria desde abril de 2022. El Capítulo 5 —Redes Eléctricas Inteligentes— regula AMI, DER, interoperabilidad y ciberseguridad del SEN.

[15] CRE. Acuerdo A/108/2024. Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de Electromovilidad para la integración de infraestructura de carga de VE y VEHC al SEN como parte de una REI. DOF, 10 de septiembre de 2024.

[16] TMEC, Capítulo 8. Reconocimiento de dominio estatal sobre recursos energéticos. Art. 8.3: “Las Partes reconocen que México tiene dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos los hidrocarburos en el subsuelo del territorio nacional”. El Capítulo 8 también reconoce la potestad de México para determinar su política de energía eléctrica.

[17] TMEC, Capítulos 14 y 15. Trato nacional: Art. 14.4 y 15.3. Trato de nación más favorecida: Art. 14.5.

Requisitos de desempeño: Art. 14.10. Expropiación e indemnización: Art. 14.8. Ver también el Anexo 14-B sobre expropiación indirecta.

[18] TMEC, Capítulo 22. Empresas Propiedad del Estado. Art. 22.4: obligación de las EPE de actuar conforme a consideraciones comerciales. Art. 22.5: prohibición de trato no discriminatorio en relación con empresas privadas en el suministro de bienes o servicios.

[19] USTR. Request for USMCA Dispute Settlement Consultations Regarding Mexico’s Energy Policies.

Washington D.C., 20 de julio de 2022. La solicitud argumentó que las reformas a la LIE de 2021 y la política de despacho preferencial a la CFE violaban los Arts. 14.4, 15.3 y 22.4 del TMEC.

[20] Pastor, M. y Wise, C. “USMCA and Mexico’s Regulatory Space in Energy”. Energy Research & Social Science, vol. 89, 2022. El artículo analiza los efectos combinados de las cláusulas standstill y ratchet sobre la política energética mexicana con posterioridad a la Reforma de 2013.

[21] IMCO. “La reforma energética debe respetar el T-MEC”. Instituto Mexicano para la Competitividad, México, 2024. El documento identifica los temas energéticos que deben ser abordados en la revisión de 2026 y las posiciones negociadoras recomendadas para México.

[22] IRENA. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. IRENA, Abu Dhabi, 2023. Las proyecciones de costo para ALC consideran escenarios de alta penetración de energía solar y eólica con costos de CAPEX de electrolizadores en caída sostenida.

[23] Ministerio de Energía de Chile. Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. Santiago de Chile, 2020.

Actualización: Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde 2023. La estrategia fija como meta la exportación de 240 TWh de hidrógeno verde o sus derivados al año 2040.

[24] Ministério de Minas e Energia do Brasil. Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2). Brasília, 2021. El programa establece marcos de estímulo fiscal, financiamiento de la BNDES y metas de producción de 1 Mt/año de H2 verde para 2030.

[25] SENER. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024-2038 (PRODESEN). Secretaría de Energía, México, 2024. La proyección de 8,412 MW de almacenamiento corresponde a sistemas de baterías (BESS); el documento no incluye proyecciones específicas de hidrógeno como recurso de almacenamiento de largo plazo.

[26] Philibert, C. “Hydrogen: The economics of a global supply chain”. Oxford Institute for Energy Studies, OIES Paper: NG 168, 2024. El artículo identifica las tres barreras normativas globales al comercio internacional de hidrógeno verde: definición, certificación y financiamiento, en análisis aplicable al contexto latinoamericano.

# INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL, TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y GEOPOLÍTICA: LECCIONES DEL SIEPAC PARA LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DEL ECUADOR

## REGIONAL ENERGY INTEGRATION, ENERGY TRANSITION, AND GEOPOLITICS: LESSONS FROM SIEPAC FOR ECUADOR'S ENERGY SECURITY

Largo Guillermo[1]
Docente de Maestrías Universitario Rumiñahui / Becado OLACDE
Recibido: 10/4/2026 y Aceptado: 6/8/2026





1.- guillermo.largo@ister.edu.ec



## Resumen

El presente artículo analiza la relación entre integración energética regional, transición energética y geopolítica en América Latina, con énfasis en la crisis energética del Ecuador. Se sostiene que la alta dependencia de la generación hidroeléctrica, combinada con deficiencias en la gestión institucional y limitaciones en la inversión pública, ha derivado en una vulnerabilidad estructural del sistema eléctrico. Asimismo, se examinan los efectos de la fragmentación diplomática regional sobre la cooperación energética. Como referencia comparativa, se estudia el modelo del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, destacando sus beneficios en términos de integración, eficiencia y seguridad energética. Finalmente, se propone la incorporación estratégica del gas natural como mecanismo de diversificación energética y herramienta geoeconómica para el Ecuador.


**PALABRAS CLAVE:** Integración energética, transición energética, geopolítica, Ecuador, SIEPAC, seguridad energética, gas natural.


## Abstract

***This article analyzes the relationship between regional energy integration, energy transition, and geopolitics in Latin America, with a particular focus on Ecuador's energy crisis. It argues that the country's heavy reliance on hydropower generation, combined with institutional management deficiencies and limited public investment, has led to structural vulnerabilities within the electricity system. Furthermore, the study examines the impact of regional diplomatic fragmentation on energy cooperation mechanisms. As a comparative reference, the model of the SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central) is analyzed, highlighting its benefits in terms of integration, efficiency, and energy security. Finally, the paper proposes the strategic incorporation of natural gas as a mechanism for energy diversification and as a geoeconomic tool to strengthen Ecuador's energy resilience.***


**KEYWORDS:** energy integration, energy transition, geopolitics, Ecuador, SIEPAC, energy security, natural gas.

# 1. INTRODUCCIÓN

La transición energética global ha impulsado a los Estados a replantear sus matrices energéticas hacia esquemas más resilientes, diversificados y sostenibles. Este proceso no solo responde a la necesidad de mitigar el cambio climático, sino también a garantizar la seguridad energética en contextos caracterizados por incertidumbre climática, volatilidad de los mercados y crecientes tensiones geopolíticas. En este escenario, la integración energética regional se posiciona como un mecanismo estratégico para optimizar recursos, reducir costos de generación y fortalecer la cooperación internacional, permitiendo a los países enfrentar de manera conjunta los desafíos del sector energético.

Diversos estudios han demostrado que los sistemas eléctricos interconectados permiten mejorar la eficiencia operativa, aprovechar complementariedades entre matrices energéticas y reducir la exposición a riesgos asociados a la dependencia de una sola fuente de generación. En este sentido, la experiencia del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central constituye un referente relevante en América Latina, al evidenciar que la integración regional puede generar beneficios económicos directos, incrementar la confiabilidad del suministro y promover el desarrollo de mercados eléctricos regionales con marcos regulatorios comunes.



En el caso ecuatoriano, la política energética de las últimas décadas se ha caracterizado por una fuerte apuesta por la generación hidroeléctrica como eje central de su matriz eléctrica. Este enfoque permitió, en su momento, reducir la dependencia de combustibles fósiles y avanzar hacia un modelo energético con menor intensidad de emisiones. Sin embargo, dicha estrategia también generó una elevada concentración en una única fuente de generación, incrementando la vulnerabilidad del sistema ante eventos climáticos adversos, como periodos prolongados de sequía.

No obstante, evidencia reciente sugiere que la crisis energética en el Ecuador no puede atribuirse únicamente a factores climáticos. De acuerdo con análisis técnicos del sistema eléctrico nacional, existen problemas estructurales relacionados con la gestión operativa, el mantenimiento de las infraestructuras hidroeléctricas y la planificación energética de largo plazo, lo cual ha limitado la capacidad de respuesta del sistema frente a escenarios de estrés energético. Estas deficiencias institucionales, sumadas a restricciones en la inversión pública, han derivado en una situación crítica que compromete la seguridad y soberanía energética del país.

Adicionalmente, el contexto geopolítico regional ha influido significativamente en la evolución del sector energético ecuatoriano. La fragmentación diplomática y el debilitamiento de los mecanismos de cooperación en América Latina han afectado las posibilidades de integración eléctrica y de intercambio energético con países vecinos, reduciendo alternativas para mitigar déficits de generación interna. En este sentido, la ausencia de esquemas sólidos de integración regional contrasta con experiencias exitosas como la del SIEPAC, donde la coordinación política, institucional y técnica ha permitido consolidar un mercado eléctrico regional funcional y eficiente.

En este contexto, resulta fundamental analizar las lecciones que ofrece la integración energética centroamericana para el caso ecuatoriano. Asimismo, se hace necesario explorar alternativas de diversificación de la matriz energética, entre las cuales destaca el aprovechamiento del gas natural como recurso estratégico. Según estudios técnico-económicos, el Ecuador dispone de reservas de gas natural con potencial para contribuir tanto a la generación eléctrica como a la inserción del país en mercados energéticos internacionales, lo cual podría representar una oportunidad para fortalecer su seguridad energética y su estabilidad económica.

Por lo tanto, el presente artículo tiene como objetivo analizar la relación entre integración energética regional, transición energética y geopolítica en el contexto ecuatoriano, utilizando como referencia comparativa el modelo del SIEPAC. A partir de

este análisis, se busca identificar estrategias que permitan mejorar la resiliencia del sistema energético ecuatoriano, promoviendo una mayor diversificación de la matriz energética y fortaleciendo los mecanismos de cooperación regional.

# 2. MARCO TEÓRICO

## 2.1 Transición energética: fundamentos y tendencias globales

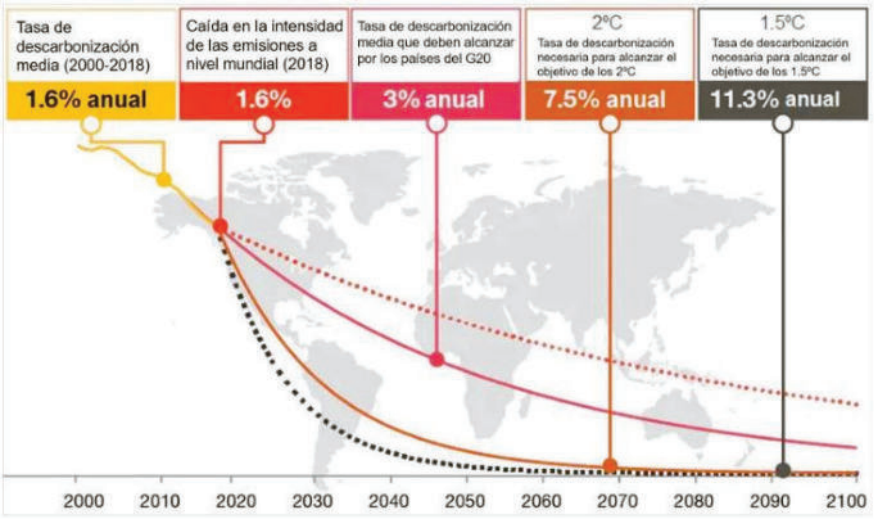
La transición energética se define como el proceso de transformación estructural de los sistemas energéticos hacia modelos más sostenibles, bajos en carbono y resilientes. Este proceso implica no solo la sustitución de fuentes fósiles por energías renovables, sino también cambios en la gobernanza energética, la planificación a largo plazo y la integración de nuevas tecnologías.

A nivel global, la transición energética se encuentra impulsada por compromisos internacionales de mitigación del cambio climático, así como por la necesidad de garantizar la seguridad energética frente a la volatilidad de los mercados y los riesgos geopolíticos. En este contexto, la diversificación de la matriz energética emerge como un principio fundamental, ya que reduce la dependencia de una sola fuente y mejora la capacidad de respuesta ante crisis energéticas.

**Figura 1.** Línea de tiempo de Acuerdos Internacionales sobre Cambio Climático



**Figura 2.** Tasas de descarbonización para transición energtica sotenible




En países en desarrollo, como Ecuador, la transición energética presenta desafíos adicionales, debido a limitaciones institucionales, restricciones fiscales y dependencia histórica de recursos específicos. En este sentido, la transición no debe entenderse únicamente como un proceso de descarbonización, sino también como una estrategia de fortalecimiento de la seguridad energética y del desarrollo económico sostenible.



## 2.2 Seguridad y soberanía energética

La seguridad energética se refiere a la capacidad de un país para garantizar el suministro continuo, confiable y asequible de energía. Por su parte, la soberanía energética implica el control y la gestión autónoma de los recursos energéticos nacionales.

**Tabla 1.** Consumo de energia primaria mundial (millones BEP)

| | 2007 | 2009 | 2011 | 2013 | 2015 | 2017 | 2018 | Tasa de crecimiento por año | | Participación 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | 2018 | 2007-17 | |
| EE.UU. | 15,829 | 14,697 | 15,076 | 15,103 | 15,138 | 15,202 | 15,736 | 3.5% | -0.4% | 16.6% |
| **Total Norteamérica** | 19,176 | 17,942 | 18,567 | 18,674 | 18,716 | 18,847 | 19,371 | 2.8% | -0.2% | 20.4% |
| **Total S. & Cent. América** | 3,987 | 4,064 | 4,482 | 4,692 | 4,756 | 4,787 | 4,802 | 0.3% | 1.8% | 5.1% |
| **Total Europa** | 14,894 | 14,011 | 14,212 | 14,054 | 13,658 | 14,022 | 14,027 | * | -0.6% | 14.8% |
| Rusia | 4,604 | 4,399 | 4,732 | 4,688 | 4,620 | 4,749 | 4,930 | 3.8% | 0.3% | 5.2% |
| **Total CIS** | 5,776 | 5,541 | 6,006 | 5,965 | 5,936 | 6,096 | 6,365 | 4.4% | 0.5% | 6.7% |
| **Total Oriente Medio** | 4,171 | 4,609 | 5,051 | 5,421 | 5,771 | 6,029 | 6,172 | 2.4% | 3.8% | 6.5% |
| **Total África** | 2,349 | 2,544 | 2,636 | 2,802 | 2,942 | 3,068 | 3,157 | 2.9% | 2.7% | 3.3% |
| China | 14,704 | 15,938 | 18,403 | 19,887 | 20,586 | 21,471 | 22,391 | 4.3% | 3.9% | 23.6% |
| India | 3,091 | 3,518 | 3,908 | 4,272 | 4,718 | 5,131 | 5,535 | 7.9% | 5.2% | 5.8% |
| **Total Asia Pacífico** | 28,730 | 30,224 | 33,889 | 36,077 | 37,454 | 39,317 | 40,943 | 4.1% | 3.2% | 43.2% |
| **Total Mundial** | **79,084** | **78,936** | **84,841** | **87,685** | **89,232** | **92,166** | **94,836** | **2.9%** | **1.5%** | **100.0%** |

* menos del 0.05%.

Ambos conceptos están estrechamente vinculados y dependen de factores como:

- Diversificación de fuentes energéticas
- Robustez de la infraestructura
- Capacidad institucional
- Acceso a mercados regionales

En el caso ecuatoriano, la alta dependencia de la generación hidroeléctrica ha generado una vulnerabilidad estructural, ya que el sistema eléctrico se encuentra expuesto tanto a la variabilidad climática como a fallas en la gestión operativa. Según estudios técnicos, la falta de mantenimiento adecuado y planificación energética ha incidido directamente en la disminución de la confiabilidad del sistema.

De este modo, la seguridad energética no solo depende de la disponibilidad de recursos naturales, sino también de la eficiencia en su gestión y del grado de integración con sistemas energéticos regionales.

La integración energética regional se conceptualiza como el proceso mediante el cual dos o más países coordinan sus sistemas energéticos a través de interconexiones físicas, marcos regulatorios comunes y mecanismos de mercado compartidos. Este tipo de integración permite:

- Optimizar el uso de recursos energéticos
- Reducir costos de generación y operación
- Incrementar la confiabilidad del suministro
- Facilitar el comercio de energía

En América Latina, la integración energética ha sido históricamente limitada y fragmentada. No obstante, el caso del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central representa una excepción significativa, al constituir un modelo funcional de interconexión eléctrica regional.

El SIEPAC se basa en un Tratado Marco que establece un mercado eléctrico regional (MER), acompañado de instituciones encargadas de la regulación y operación del sistema. Este modelo ha permitido consolidar una red de transmisión regional y promover el intercambio de energía entre países, generando beneficios económicos y operativos significativos.



**Figura 3.** Organización del Mercado Eléctrico Regional



**Figura 4.** Mapa del Proyecto SIEPAC

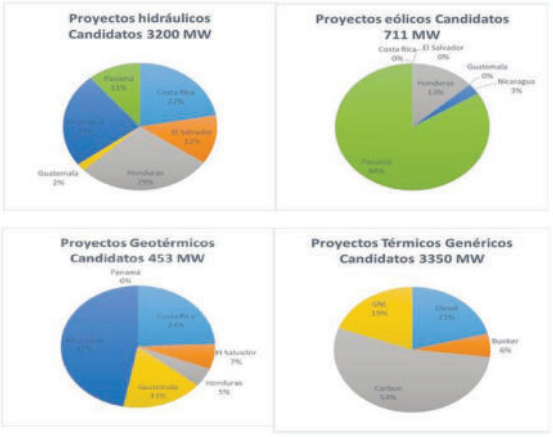





Desde una perspectiva teórica, la integración energética contribuye a la creación de economías de escala, a la reducción de costos marginales y a la mejora en la asignación de recursos. Asimismo, permite gestionar de manera más eficiente la variabilidad de las fuentes renovables, al aprovechar la complementariedad entre sistemas energéticos nacionales.

La energía constituye un elemento central en la configuración de las relaciones internacionales. La geopolítica energética analiza cómo la distribución de recursos energéticos, las infraestructuras de transporte y las relaciones diplomáticas influyen en el poder y la seguridad de los Estados.

**Figura 5.** Proyectos Candidatos para la Expansión



En este contexto, la cooperación energética regional puede actuar como un mecanismo de estabilidad, mientras que la fragmentación política puede generar vulnerabilidades en el suministro energético. En el caso de América Latina, las tensiones diplomáticas y la falta de coordinación han limitado el desarrollo de esquemas de integración energética más profundos.

Para Ecuador, esta dimensión geopolítica es especialmente relevante, ya que la ausencia de acuerdos sólidos con países vecinos ha reducido las posibilidades de interconexión eléctrica y de intercambio energético, incrementando su dependencia de la generación interna.

La diversificación de la matriz energética es un componente clave de la transición y de la seguridad energética. En este sentido, el gas natural se posiciona como un recurso estratégico debido a su menor intensidad de emisiones en comparación con otros combustibles fósiles y su capacidad para complementar fuentes renovables intermitentes.

En el caso ecuatoriano, estudios técnico-económicos evidencian la existencia de reservas de gas natural en el campo amistad ubicado en el golfo de guayaquil, con potencial para ser utilizadas en generación eléctrica y en mercados internacionales. El aprovechamiento de este recurso permitiría:

- Reducir la dependencia hidroeléctrica
- Mejorar la estabilidad del sistema eléctrico
- Generar ingresos fiscales
- Fortalecer la posición geopolítica del país



**Figura 6.** Campo Amistad – Golfo de Guayaquil




Desde una perspectiva teórica, el gas natural puede actuar como un "combustible puente" dentro del proceso de transición energética, facilitando el paso hacia sistemas más sostenibles sin comprometer la seguridad del suministro.

# 3. RESULTADOS

## 3.1 Evolución de la demanda y estructura del sistema eléctrico ecuatoriano

El análisis del sistema eléctrico ecuatoriano evidencia un crecimiento sostenido de la demanda de energía en las últimas décadas, impulsado principalmente por el crecimiento poblacional, la expansión del sector industrial y el incremento del consumo en los sectores residencial y comercial. De acuerdo con los escenarios modelados mediante el sistema LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System), la demanda eléctrica proyectada presenta una tendencia creciente hasta el año 2040, lo que implica la necesidad de ampliar la capacidad instalada y mejorar la planificación del sistema energético.

**Tabla 2.** Herramientas de análisis energeticos aplicadas en varios países

| Modelado informático | Enfoque del estudio | País |
|---|---|---|
| ENPEP BALANCE | Opciones para sistemas de generación eléctrico en Argentina | Argentina |
| | Previsión para energía y ambiente en Turquía | Turquía |
| | Previsión de emisiones de GEI a largo plazo | Grecia |
| | Futuro energético sostenible | India |
| LEAP | Planificación energética sostenible | Creta |
| | Estructura integrada para soporte a la planificación eléctrica | Portugal |
| | Escenarios energéticos para el futuro para sistemas de producción de electricidad | Grecia |
| | Planificación de recursos integrados para sistemas energéticos | Irán |
| | Escenarios alternativos a largo plazo y sus implicaciones en el sector eléctrico | Panamá |
| | Estrategias para el desarrollo de sistemas energéticos verdes | Mongolia |
| MESSAGE | Evaluación del rol de la energía nuclear y otras opciones de generación eléctrica | Indonesia |
| | Oferta y demanda energética, y análisis ambiental | India |
| | Estrategias de desarrollo para oferta energética a largo plazo | Siria |
| | Desarrollo del sector energético para 2010 - 2050 | Malasia |
| | Estrategia a largo plazo para generación eléctrica - Análisis de costo y huella de carbono | Malasia |
| | Modelado de opciones de oferta energética para generación eléctrica | Tanzania |
| MARKAL/TIMES | Desarrollo energético sostenible futuro de China | China |
| | Recursos energéticos renovables, evaluaciones tecnológicas y marco político | Nigeria |
| | Clasificación y selección de alternativas de expansión de energía | Sudáfrica |
| | Vías energéticas de bajo carbón | Taiwán |
| | Evaluación de estrategias de oferta energética futura para el sector energético | EAU |

**Figura 7.** Demanda de energía eléctrica entre 2018 y 2040




En términos estructurales, el sistema de generación eléctrica en Ecuador está altamente concentrado en la energía hidroeléctrica, la cual representa la mayor proporción de la capacidad instalada y de la generación efectiva. Si bien esta característica ha permitido reducir el uso de combustibles fósiles, también ha incrementado la exposición del sistema a riesgos climáticos y operativos.



**Tabla 3.** Potencial energetico del Ecuador

| Fuente | Unidad | Teóricas | Viable |
|---|---|---|---|
| **Hidroenergía** | MW | 73390 | 21900 |
| **Eólica** | MW | | 891 |
| **Geotermia** | MW | 6500 | 1082 |
| **Biomasa** | Ton / año | 19665 | |
| **Solar** | Wh/m²/día | 4575 | |
| **Petróleo** | MM bls | | 7308 |
| **Gas Natural** | bcf | | 403805 |

## 3.2 Capacidad instalada y generación eléctrica

Los resultados del modelo muestran que la capacidad instalada del sistema eléctrico ecuatoriano ha experimentado un crecimiento significativo, especialmente debido a la incorporación de grandes proyectos hidroeléctricos. Sin embargo, este crecimiento no ha estado acompañado de una diversificación adecuada de fuentes energéticas.

En los escenarios analizados:

- El escenario Business As Usual (BAU) mantiene una alta dependencia hidroeléctrica
- El escenario de Plan Maestro de Generación

(PWMP) introduce mejoras en capacidad instalada

System (SPGS) propone una mayor diversificación

- El escenario Sustainable Power Generation

**Figura 8.** Interfaz de usuario del software LEAP system

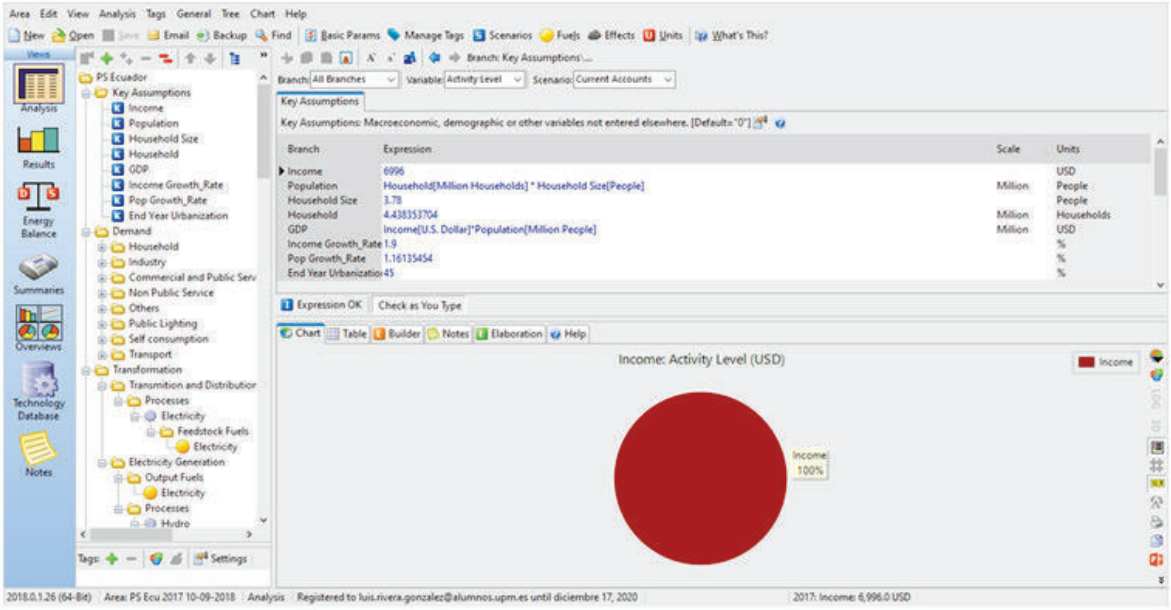
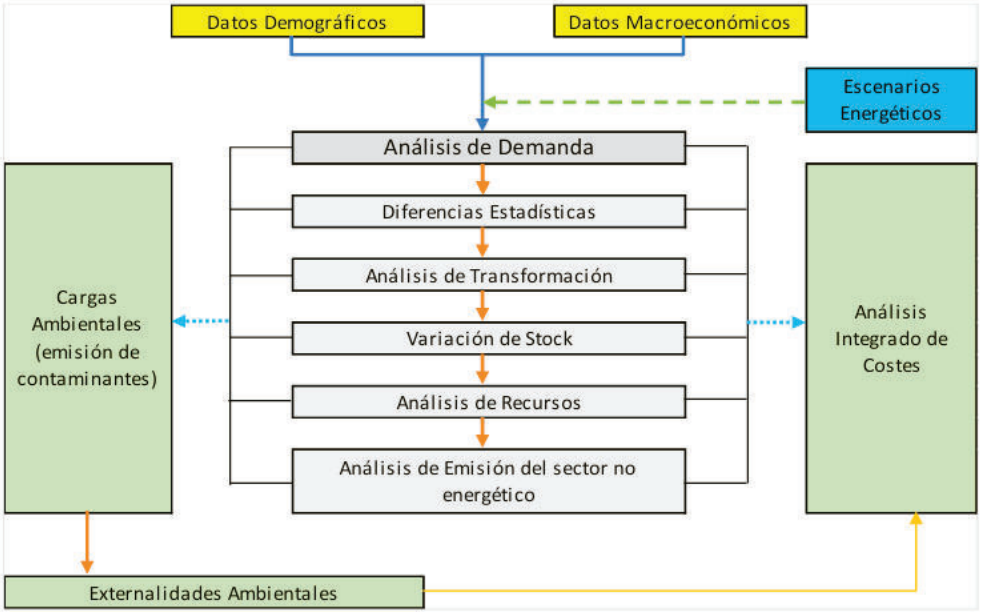





**Figura 9.** Diagrama de procesos en LEAP



No obstante, incluso en escenarios más sostenibles, la participación de fuentes alternativas sigue siendo limitada, lo que sugiere una transición energética incompleta.

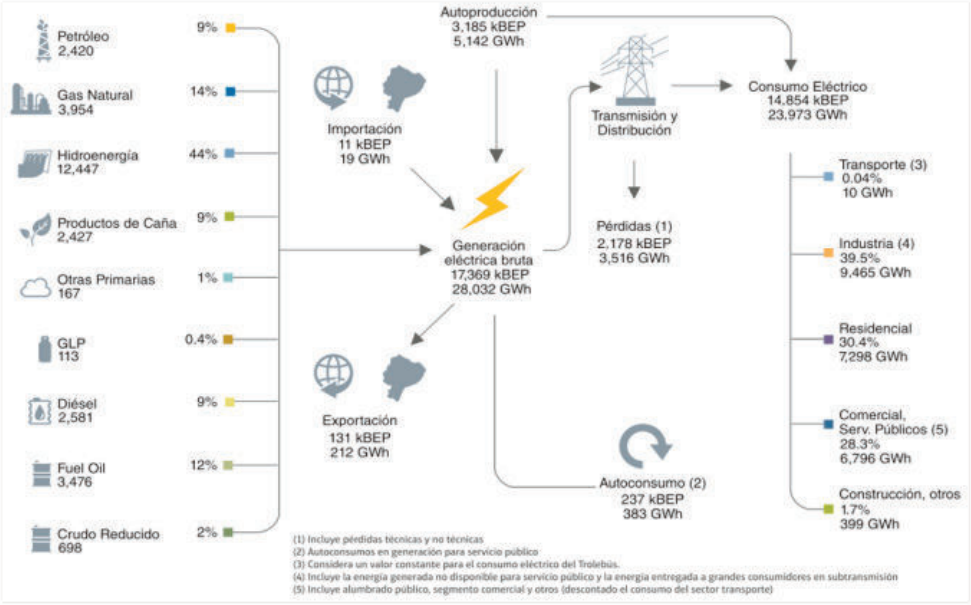
## 3.3 Consumo de combustibles y costos de generación

El análisis del consumo de combustibles revela que, aunque la matriz eléctrica ecuatoriana es predominantemente renovable, existe una dependencia significativa de combustibles fósiles en situaciones de déficit hídrico o fallas en el sistema hidroeléctrico.

- El consumo de combustibles fósiles aumenta en escenarios de estrés energético
- Los costos de generación se incrementan cuando se recurre a generación térmica
- La falta de diversificación incrementa la volatilidad de los costos energéticos

Los resultados muestran que:

**Figura 10.** Balance energético de electricidad 2017 (kBEP)

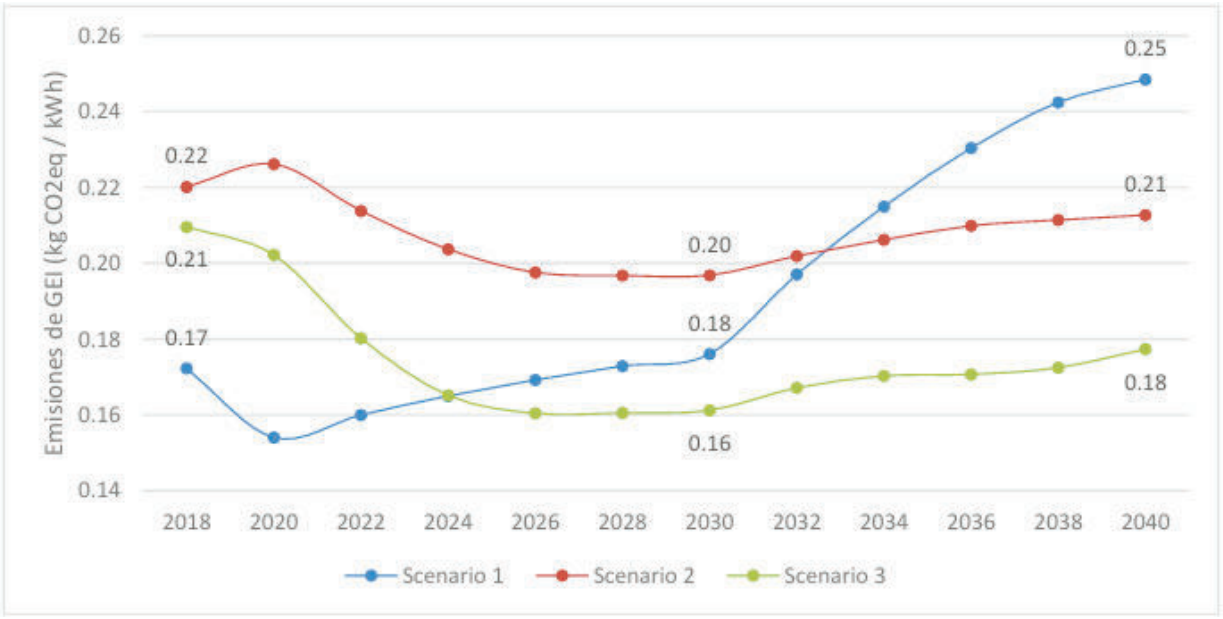



Asimismo, el coste medio de producción de electricidad presenta variaciones significativas entre escenarios, siendo menor en aquellos que incorporan una mayor optimización del sistema y diversificación de fuentes.

## 3.4 Emisiones y sostenibilidad del sistema energético

En términos ambientales, los escenarios analizados muestran diferencias relevantes en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Si bien la alta participación hidroeléctrica contribuye a reducir emisiones, el uso de generación térmica en momentos de déficit incrementa significativamente la huella de carbono del sistema.

**Figura 11.** Ratio entre las emisiones de CO2eq y la generación electrica entre 2018 y 2040






Los resultados indican que:

- Los escenarios con mayor diversificación presentan menores emisiones acumuladas
- La dependencia de combustibles fósiles en momentos críticos afecta la sostenibilidad
- La falta de planificación energética incrementa las emisiones indirectas

Estos hallazgos refuerzan la necesidad de una transición energética planificada que combine sostenibilidad con seguridad energética.

# 4. DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos evidencian que la crisis energética del Ecuador no puede explicarse únicamente por la variabilidad climática, como suele plantearse en el discurso público. Por el contrario, los hallazgos apuntan a una combinación de factores estructurales, institucionales y geopolíticos que, en conjunto, han debilitado la resiliencia del sistema energético nacional. Esta distinción es fundamental, ya que desplaza el análisis desde los choques externos hacia las vulnerabilidades sistémicas inherentes al modelo de gobernanza energética del país.

## 4.1 Fallo estructural más allá de la dependencia hidroeléctrica

Si bien la energía hidroeléctrica ha sido promovida como un pilar de la transición energética sostenible en América Latina, el caso ecuatoriano evidencia los riesgos asociados a una dependencia excesiva de una sola fuente de generación. A diferencia de los sistemas diversificados, las matrices dominadas por la hidroelectricidad son altamente sensibles a la variabilidad hidrológica, la cual se prevé que se intensifique en escenarios de cambio climático.

No obstante, los resultados sugieren que la vulnerabilidad del Ecuador no es únicamente consecuencia de su estructura de recursos, sino también de deficiencias en la gestión del sistema. Problemas en el mantenimiento, ineficiencias operativas y la ausencia de planificación energética de largo plazo han amplificado el impacto de los

choques externos. Esto coincide con la literatura que sostiene que la seguridad energética no depende exclusivamente de la disponibilidad de recursos, sino también de la capacidad institucional y la calidad de la gobernanza.

### 4.2 Paradoja de la transición energética en economías en desarrollo

El caso ecuatoriano ilustra una paradoja más amplia en los procesos de transición energética en países en desarrollo: la búsqueda de sistemas energéticos bajos en carbono puede generar nuevas vulnerabilidades si no se abordan adecuadamente la diversificación y la flexibilidad del sistema.

La expansión hidroeléctrica permitió reducir la dependencia de combustibles fósiles y las emisiones; sin embargo, esta transición no estuvo acompañada por inversiones suficientes en tecnologías complementarias ni en sistemas de respaldo. Como resultado, el sistema presenta una baja flexibilidad operativa, lo que obliga a recurrir a generación térmica en periodos de estrés hidrológico, contrarrestando parcialmente los beneficios ambientales.

Esta paradoja resalta la necesidad de adoptar un enfoque de "transición resiliente", en el cual los objetivos de sostenibilidad se equilibren con criterios de confiabilidad y adaptabilidad del sistema energético.

### 4.3 La integración energética regional como pilar ausente

Uno de los hallazgos más relevantes de este estudio es la ausencia de mecanismos robustos de integración energética en la estrategia ecuatoriana. En contraste, el modelo del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central demuestra cómo los sistemas interconectados pueden mitigar muchos de los riesgos identificados.

El modelo SIEPAC permite:

- Balancear la carga entre países
- Reducir la necesidad de generación térmica costosa
- Incrementar la confiabilidad del sistema
- Acceder a un mercado eléctrico regional

Estas características resultan especialmente relevantes en contextos de variabilidad climática, ya que permiten compensar déficits locales mediante intercambios regionales.

Desde una perspectiva teórica, esto respalda el argumento de que la integración energética mejora la resiliencia del sistema a través de la diversificación espacial, reduciendo la exposición a choques localizados. En este sentido, la limitada interconexión del Ecuador con países vecinos representa una oportunidad desaprovechada.

### 4.4 Fragmentación geopolítica y vulnerabilidad energética

El estudio también pone en evidencia el papel determinante de la geopolítica en la seguridad energética. En América Latina, los procesos de integración han estado históricamente limitados por la fragmentación política, las divergencias ideológicas y la debilidad institucional.

En el caso ecuatoriano, el deterioro de las relaciones diplomáticas con países vecinos ha restringido el desarrollo de esquemas de cooperación energética transfronteriza. Esto ha reducido el acceso a fuentes externas de energía y ha limitado la capacidad del país para responder a déficits internos.

Este hallazgo refuerza la idea de que los sistemas energéticos están profundamente condicionados por su contexto geopolítico. En consecuencia, la seguridad energética no puede alcanzarse únicamente mediante políticas internas, sino que requiere relaciones internacionales estables y mecanismos de cooperación regional.

## 4.5 El gas natural como activo de transición y herramienta geopolítica

La incorporación del gas natural emerge como una opción estratégica clave para abordar las vulnerabilidades del sistema energético ecuatoriano. Desde una perspectiva técnica, el gas natural ofrece una alternativa flexible y con menores emisiones relativas, capaz de complementar la generación renovable y estabilizar el sistema.

Desde el punto de vista geopolítico, el gas natural también representa un instrumento potencial de posicionamiento económico y estratégico. Los países con reservas de gas pueden utilizarlas no solo para fortalecer su seguridad energética interna, sino también como commodities de exportación que incrementen su capacidad fiscal y su influencia regional.

En el contexto ecuatoriano, la subutilización de este recurso refleja un patrón más amplio de gestión ineficiente de recursos energéticos. Su incorporación en la matriz energética podría:

- Mejorar la flexibilidad del sistema
- Reducir la dependencia de generación térmica de emergencia
- Actuar como respaldo ante variabilidad hidrológica
- Fortalecer la resiliencia económica del país

## 4.6 Implicaciones para América Latina

Los resultados de este estudio trascienden el caso ecuatoriano y aportan implicaciones relevantes para la política energética en América Latina. Muchos países de la región enfrentan desafíos similares, tales como:

- Dependencia excesiva de fuentes específicas de energía
- Debilidad institucional
- Limitada integración regional

El éxito del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central sugiere que la cooperación regional puede desempeñar un papel transformador en la superación de estos desafíos.

En consecuencia, avanzar hacia mercados energéticos integrados, fortalecer los marcos regulatorios y promover la cooperación política deben considerarse componentes centrales de la política energética en la región.

## 4.7 Comparación con sistemas de integración regional (SIEPAC)

En contraste con el sistema ecuatoriano, el modelo del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central muestra cómo la integración regional puede mitigar muchos de los problemas identificados.

**Tabla 4.** World Data Bank del Banco Mundial e Informe de Desarrollo Humano del PNUD

| | Costa Rica | El Salvador | Guatemala | Honduras | Nicaragua | Panamá |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Área (km²) | 51.000 | 21.041 | 108.890 | 112.492 | 130.000 | 74.300 |
| PIB (millardos) | 51,1 | 25,9 | 63,8 | 20,2 | 12,7 | 52,1 |
| Población (millones) | 4,8 | 6,2 | 16,3 | 8,1 | 6,1 | 3,0 |
| PIB/Cápita (US$) | 10.647 | 4.219 | 3.903 | 2.496 | 2.087 | 13.268 |
| Población rural (%) | 23 | 33 | 48 | 45 | 41 | 33 |
| Población pobre (%) | 21,7 (2013) | 33 (2013) | 48 (2013) | 65 (2013) | 43 (2014) | 25,8 (2014) |
| Cobertura eléctrica (%) | 99,5 | 95 | 90,5 | 92 | 81 | 93 |
| IDH[3] (2014) | 69/188 | 116/188 | 128/188 | 131/188 | 125/188 | 60/188 |

Los resultados del análisis comparativo indican que:

- La interconexión regional permite equilibrar oferta y demanda entre países
- Reduce la necesidad de generación térmica en escenarios críticos
- Disminuye costos operativos mediante intercambio energético
- Incrementa la resiliencia del sistema frente a eventos climáticos

Asimismo, el Mercado Eléctrico Regional (MER) ha demostrado que la cooperación institucional y la infraestructura compartida pueden generar beneficios económicos significativos para los países participantes.



# 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

## 5.1 Conclusiones

El análisis desarrollado en este estudio evidencia que la crisis energética del Ecuador no responde a factores coyunturales, sino a una configuración estructural caracterizada por alta dependencia hidroeléctrica, debilidad institucional y limitada integración regional. Estos elementos, en conjunto, han reducido la resiliencia del sistema eléctrico y han incrementado su vulnerabilidad frente a perturbaciones tanto climáticas como operativas.

Si bien la expansión de la generación hidroeléctrica permitió avanzar hacia una matriz energética con menores emisiones, los resultados demuestran que este proceso no fue acompañado por una estrategia integral de diversificación ni por un fortalecimiento adecuado de la gestión del sistema. Como consecuencia, el modelo energético ecuatoriano presenta un déficit de flexibilidad estructural, lo que obliga a recurrir a generación térmica en contextos de estrés, incrementando costos y comprometiendo la sostenibilidad.

En este sentido, el estudio confirma que la seguridad energética debe ser entendida como un concepto multidimensional, donde la disponibilidad de recursos es insuficiente sin una gobernanza eficiente, planificación de largo plazo y mecanismos de integración regional. La comparación con el modelo del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central evidencia que los sistemas interconectados permiten mitigar riesgos, optimizar recursos y mejorar la estabilidad del suministro mediante la diversificación espacial de la energía.

Asimismo, se identifica que la ausencia de una estrategia geopolítica coherente en materia energética ha limitado las oportunidades del Ecuador para integrarse en esquemas regionales

de cooperación. Esto ha contribuido a su aislamiento relativo y ha reducido su capacidad de respuesta ante déficits internos, reforzando la necesidad de incorporar la dimensión geopolítica en el diseño de la política energética.

Por otro lado, el análisis resalta el potencial del gas natural como un vector estratégico para la transición energética del país. Su incorporación no solo permitiría mejorar la flexibilidad del sistema y reducir la dependencia hidroeléctrica, sino también posicionar al Ecuador en dinámicas geoeconómicas regionales, contribuyendo a la estabilidad fiscal y energética.

En términos generales, los resultados sugieren que el principal desafío del Ecuador no radica en la disponibilidad de recursos energéticos, sino en la ausencia de un modelo de gestión orientado a la resiliencia. En consecuencia, se plantea la necesidad de una transformación estructural hacia un sistema energético diversificado, integrado regionalmente y respaldado por instituciones sólidas.

Finalmente, este estudio aporta evidencia relevante para el debate sobre transición energética en América Latina, demostrando que los procesos de descarbonización deben ser acompañados por estrategias de diversificación, integración y fortalecimiento institucional. De lo contrario, existe el riesgo de sustituir una forma de dependencia energética por otra, reproduciendo vulnerabilidades en lugar de resolverlas.

## 5.2 Recomendaciones de política pública

A partir de los resultados obtenidos, se plantean las siguientes recomendaciones:



### 5.2.1. Diversificación de la matriz energética

El Ecuador debe priorizar la diversificación de su matriz energética mediante la incorporación de fuentes complementarias como el gas natural y energías renovables no convencionales. Esto permitirá reducir la vulnerabilidad sistémica y mejorar la flexibilidad operativa del sistema eléctrico.

### 5.2.2. Desarrollo estratégico del gas natural

Se recomienda impulsar el aprovechamiento del gas natural como recurso estratégico, tanto para el abastecimiento interno como para su potencial en mercados internacionales. Para ello es necesario:

- Invertir en infraestructura de transporte, procesamiento y almacenamiento.
- Diseñar marcos regulatorios que atraigan inversión privada.
- Integrar el gas natural en la planificación energética nacional.

### 5.2.3. Fortalecimiento institucional y de gobernanza

La mejora del sistema energético requiere reformas institucionales orientadas a:

- Garantizar el mantenimiento preventivo de la infraestructura
- Fortalecer la planificación energética de largo plazo
- Promover la transparencia y eficiencia en la gestión del sector

Estas acciones son fundamentales para reducir fallas operativas y mejorar la confiabilidad del sistema.

### 5.2.4. Impulso a la integración energética regional

El Ecuador debe retomar una estrategia activa de integración energética mediante:

- El restablecimiento de relaciones diplomáticas con países vecinos
- La expansión de interconexiones eléctricas
- La evaluación de un mercado eléctrico regional

El éxito del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central demuestra que la cooperación regional puede generar beneficios sustanciales en términos de seguridad y eficiencia energética.

### 5.2.5. Adopción de un enfoque de política energética basado en resiliencia

Las políticas energéticas deben incorporar la resiliencia como eje central, incluyendo:

- Planificación basada en escenarios (climáticos y de demanda)
- Inversión en tecnologías flexibles
- Desarrollo de mecanismos de respuesta ante crisis energéticas

### 5.2.6. Articulación entre política energética y geopolítica

Finalmente, se recomienda integrar la política energética con la estrategia geopolítica del país. La energía debe ser concebida como un instrumento de política exterior que permita:

- Fortalecer alianzas regionales
- Mejorar la posición internacional del Ecuador
- Incrementar la estabilidad económica y energética



## REFERENCIAS

ARCONEL. - Electricity Regulation and Control Agency. (2018). Estadística Anual y Multianual del sector Eléctrico Ecuatoriano 2017.

Banco Interamericano de Desarrollo. (2017). Integración eléctrica centroamericana: Génesis, beneficios y prospectiva del Proyecto SIEPAC.

Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (2021). La transición energética en América Latina y el Caribe: Oportunidades y desafíos. Naciones Unidas.

Cherp, A., & Jewell, J. (2014). The concept of energy security: Beyond the four As. Energy Policy, 75, 415–421.

Echevarría, C., Gálvez, E., & Rodríguez, M. (2017). Integración eléctrica en América Central y el Proyecto SIEPAC. Banco Interamericano de Desarrollo.

Goldthau, A., & Sovacool, B. K. (2012). The uniqueness of the energy security, justice, and governance problem. Energy Policy, 41, 232–240.

Guayanlema, V. (2016a). Análisis multicriterio de implementación de medidas de eficiencia energética en el transporte e industria caso. Ecuador. Universitat de Barcelona.

IEA – International Energy Agency. (2018). Indicadores de Eficiencia Energética: Bases Esenciales para el Establecimiento de Políticas.

MICSE – Coordinating Ministry of Strategic Sectors. (2016). National Energy Agenda 2016 -2040. Quito – Ecuador.

Ministry of Electricity and Renewable Energy. (2026). Balance Energético Nacional 2025.

OLADE – Organización Latinoamericana de Energía. (2018). Manual de Planificación Energética 2017. Quito

Petroecuador EP. (2018). Plan de Desarrollo – Campo Amistad. Quito – Ecuador.

Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central. (1996). Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

# enerLAC

Revista de Energía de Latinoamérica y el Caribe

*Sección otros artículos*

olacde
ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA Y CARIBEÑA DE ENERGÍA | LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN ENERGY ORGANIZATION | ORGANIZAÇÃO LATINO-AMERICANA E CARIBENHA DE ENERGIA | ORGANISATION LATINO-AMERICAINE ET CARIBÉENNE D'ÉNERGIE

# OPTIMIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE GLP EN ECUADOR MEDIANTE NORMATIVAS DE SEGURIDAD

## OPTIMIZING LPG DISTRIBUTION IN ECUADOR THROUGH SAFETY REGULATIONS

Israel Alejandro Murillo Calderon

Recibido: 26/8/2025 y Aceptado: 12/3/2026





## Resumen

Este estudio propone una estrategia técnica orientada a mejorar la distribución de cilindros de Gas Licuado de Petróleo (GLP), mediante la socialización estructurada de normativas de seguridad. La propuesta responde a deficiencias operativas recurrentes y riesgos críticos detectados en centros de acopio, plantas de envasado y depósitos de distribución de GLP, que comprometen la integridad del personal operativo y la seguridad de los usuarios finales.

El modelo se sustenta en un análisis técnico de normativas nacionales NTE INEN 1534:2015, 1535:1998, 1536:1998 y Reglamento de Seguridad y Salud de los Trabajadores, complementado con estándares internacionales como NFPA 58. La metodología incluye: diagnóstico de condiciones reales en campo, identificación de brechas de cumplimiento, elaboración de manuales técnicos y diseño de procesos operativos seguros para manipulación, carga, descarga y almacenamiento de cilindros.

Para el desarrollo de esta investigación original, con autorización de sus propietarios, se implementó un piloto en 50 depósitos de GLP, validando la propuesta mediante indicadores clave de desempeño (KPI). Los resultados evidenciaron mejoras sustaciales en cumplimiento normativo, uso de equipos de protección personal (EPP) y reducción de incidentes, demostrando que el modelo es replicable, adaptable a contextos internacionales y eficaz para fortalecer la seguridad en la cadena logística del GLP.


**PALABRAS CLAVE:** Distribución segura de GLP en cilindros, Gas Licuado de Petróleo (GLP), Indicadores clave de desempeño (KPI), Manipulación y transporte de cilindros de GLP, Normativas técnicas (NTE INEN, NFPA 58).


## Abstract

***This study proposes a technical strategy aimed at improving the distribution of Liquefied Petroleum Gas (LPG) cylinders through the structured dissemination of safety regulations. The initiative responds to recurrent operational deficiencies and critical risks identified in storage centers, filling plants, and LPG distribution depots, which compromise the safety of operational personnel and end users.***

***The model is based on a technical analysis of current national regulations NTE INEN 1534:2015, NTE INEN 1535:1998, NTE INEN 1536:1998 and the Occupational Health and Safety Regulation, complemented by international standards such as NFPA 58. The methodology includes field diagnostics, identification of compliance gaps, and the development of operational technical manuals for the proper handling, loading, unloading, and storage of LPG cylinders at both plant and depot levels.***

***For the implementation of this original research, and with the authorization of the property owners, a pilot was conducted in 50 LPG depots, validating the proposal through key performance indicators (KPIs). The results demonstrated significant improvements in regulatory compliance, use of personal protective equipment (PPE), and incident reduction, confirming that the model is replicable, adaptable to international contexts, and effective in enhancing safety across the LPG logistics chain.***


**KEYWORDS:** Safe distribution of LPG in cylinders, Liquefied Petroleum Gas (LPG), Key performance indicators (KPIs), Handling and transport of LPG cylinders, Technical regulations (NTE INEN, NFPA 58).

# 1. INTRODUCCIÓN

El Gas Licuado de Petróleo (GLP) es una mezcla de hidrocarburos ligeros, principalmente propano ($C_3H_8$) y butano ($C_4H_{10}$), obtenidos durante los procesos de refinación del petróleo crudo (Elnajjar, Hamdan, & Selim, 2013). En Ecuador, desde mediados de la década de los 80, el GLP ha sustituido prácticamente en su totalidad a combustibles tradicionales como el queroseno y el carbón para uso doméstico (Peña Banegas, Pillaga Espinoza, & Masache Calle, 2022). Este combustible es transportado mediante buque-tanques, cisternas y gasoductos hasta plantas de almacenamiento, donde se realiza el envasado en cilindros metálicos de 15 kg (uso doméstico) y 45 kg (uso industrial), para su posterior distribución y comercialización (Villavicencio Mora & Ruiz Cedeño, 2019).

A pesar de su utilidad, el GLP presenta riesgos significativos debido a su alta volatilidad, lo que requiere una manipulación y comercialización seguras (Troncoso & Da Silva, 2017). No obstante, se ha evidenciado que los depósitos de distribución de GLP, responsables de la comercialización local del producto, frecuentemente desconocen las normativas y procedimientos técnicos adecuados para su manejo (Sarvestani, Ahmadi, Mortazavi, & Mahabadi, 2021). Esta situación expone tanto a los operadores como a los consumidores finales a peligros potenciales, tales como fugas, incendios, explosiones o asfixias, que han derivado en incidentes e incluso en pérdidas humanas (Venegas Vásconez D. , 2022).

Frente a esta problemática, surge la necesidad de una intervención estructurada para mejorar la seguridad en el ciclo de distribución de GLP (Raslavi, Mockus, Ker, & Starevi, 2014). En este contexto, se propone una estrategia de capacitación y socialización de las normas técnicas aplicables, que incluya manuales y procedimientos para la correcta carga, descarga y manipulación de cilindros en centros de acopio, plantas de envasado y depósitos de distribución, con énfasis en el cumplimiento de las normativas: NTE INEN 1534:2015, NTE INEN 1535:98, NTE INEN 1536:98, NFPA 58 y el Reglamento de Seguridad y Salud de los Trabajadores (INEN, 2010).

Este artículo se fundamenta en el diseño de una propuesta técnica para la mejora de los procesos de manipulación, distribución y comercialización de cilindros de GLP mediante la socialización estructurada de normativas de seguridad, orientada a los depósitos de distribución ubicados en el Ecuador (Venegas Vásconez, Ayabaca Sarria, Celi Ortega, & Rocha Hoyos, 2018).



# 2. METODOLOGÍA

Esta investigación empleó un enfoque metodológico descriptivo y propositivo, sustentado en el análisis técnico de la cadena de comercialización de GLP en cilindros en Ecuador, conforme a la normativa nacional vigente (NTE INEN 1534, 1535, 1536), NFPA 58 y el Reglamento de Seguridad y Salud de los Trabajadores. Se realizó una caracterización de riesgos operativos asociados al manejo inadecuado del GLP y se identificaron brechas en el cumplimiento normativo. Con base en estos hallazgos, se diseñó una propuesta de mejora centrada en la socialización técnica, capacitación y uso obligatorio del equipo de protección personal (EPP).

### 2.1 Análisis técnico de la cadena de comercialización de cilindros de GLP en Ecuador

Se llevó a cabo un análisis detallado de la cadena de comercialización del Gas Licuado de Petróleo (GLP) en cilindros, estructurando sus fases operativas en: planta de almacenamiento, planta de envasado, distribución a granel, transporte de cilindros y depósitos de distribución (National Fire Protection Association, 2014). Cada etapa fue examinada desde una perspectiva técnico-operativa, identificando los procesos involucrados, los equipos utilizados y los principales riesgos inherentes a su ejecución (NFPA, 2023).

En la planta de envasado se evaluaron las actividades de llenado, sellado y transferencia de cilindros. Entre los riesgos identificados destacan los asociados al sobrellenado, posibles fugas por sellado deficiente y manejo incorrecto durante el traslado interno (Cuasquer, Pineda, & Álvarez, 2022). Durante el transporte, tanto en carga y descarga como en el desplazamiento en ruta, se evidencian riesgos relevantes como caídas de cilindros, rotura de válvulas, fugas y, eventualmente, explosiones (Raslavičius, Keršys, Mockus, Keršienė, & Starevičius, 2014). En los depósitos de distribución, se analizaron los procesos de almacenamiento y comercialización directa al consumidor, donde los principales riesgos corresponden a la exposición a gases inflamables, deficiencia en ventilación, posibles quemaduras y escenarios de incendio por manipulación inadecuada (Presidencia de la República del Ecuador, 2024).

El manejo manual del cilindro representa otro punto crítico, pues las acciones de traslado, apilamiento y conexión involucran contacto directo con superficies metálicas sometidas a presión y sustancias inflamables (Gould & Urpelainen, LPG as a clean cooking fuel: Adoption, use, and impact in rural India, 2018). El análisis determinó que una manipulación incorrecta del cilindro, sumada a la falta de medidas preventivas, constituye una amenaza significativa para la seguridad de trabajadores y usuarios (INEN, 1998).



### 2.2 Marco normativo aplicado a la mejora de procesos

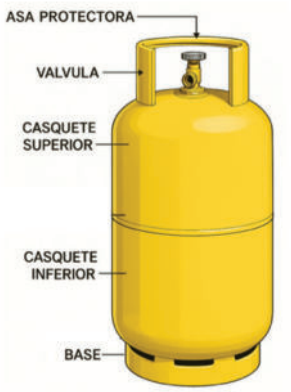
Con el propósito de fortalecer la seguridad operativa en los procesos relacionados con la manipulación, almacenamiento y comercialización de cilindros de GLP en depósitos de distribución, se recopiló e integró el marco normativo nacional e internacional pertinente. Entre las normas nacionales, se consideraron la NTE INEN 1534:2015 (almacenamiento), NTE INEN 1535:98 (transporte) y NTE INEN 1536:98 (envasado), además del Reglamento de Seguridad y Salud de los Trabajadores (Mendoza Cantú & Ize Lema, 2017). A nivel internacional, se incluyó el estándar NFPA 58 como referencia técnica en seguridad para instalaciones que manejan GLP (Kities, Mulder, & Rietveld, 2014).

Estas normas constituyen la base técnica para la evaluación del cumplimiento y el diseño de acciones correctivas que aseguren la integridad del proceso y la protección de los operadores involucrados (Abbasi & Abbasi, 2007).

### 2.3 Caracterización técnica del cilindro de GLP y riesgos asociados

Como parte del diagnóstico, se caracterizó técnicamente el cilindro de GLP, analizando su estructura física mediante la Figura 1. se puede observar sus partes (válvula, asas, base, casquetes) y su comportamiento termodinámico interno, compuesto en promedio por un 80% de fase líquida y 20% de vapor (Puzzolo, y otros, 2019).

Figura 1. Estructura del cilindro de GLP




Fuente: Elaboración propia (INEN, 1998)

A partir de esta caracterización, se identificaron riesgos asociados a su uso indebido, tales como: fugas por fallas estructurales o conexiones defectuosas, inhalación de gases tóxicos en ambientes cerrados, explosiones por acumulación de gas o por exposición directa a fuentes de calor, y quemaduras provocadas por contacto con gas licuado o fuego resultante (INEN, 2015).

Los eventos analizados fueron validados mediante reportes documentados por cuerpos de bomberos y empresas distribuidoras de GLP, evidenciando la necesidad de implementar medidas más estrictas de prevención, mantenimiento y formación técnica (INEN, 1998).



## 2.4 Evaluación del uso de Equipos de Protección Personal (EPP)

Se llevó a cabo una evaluación técnica sobre el uso de EPP a lo largo de la cadena de distribución, con énfasis en depósitos de comercialización minorista. El diagnóstico incluyó inspecciones visuales, revisión documental y entrevistas estructuradas, identificando un cumplimiento parcial o deficiente en la implementación de elementos de protección como guantes, botas dieléctricas, cascos, arneses y ropa ignífuga (Bizzo, De Calan, Myers, & Hannecart, 2004).

Se constató que, pese a que las normas nacionales e internacionales establecen de forma clara los elementos de protección requeridos, en muchos casos no se aplican protocolos estandarizados de entrega, uso obligatorio o verificación periódica del EPP. Esta omisión incrementa el nivel de exposición a riesgos laborales y constituye un incumplimiento normativo que debilita la cadena de seguridad operativa (Camacho Vargas, Carranco Madrid, Montecé Ochoa, & Fonseca Peralta, 2025).

## 2.5 Diseño de la propuesta de mejora

El modelo propuesto para optimizar la gestión operativa en la distribución de GLP en cilindros se estructura en tres pilares fundamentales: (1) la capacitación técnica y socialización normativa dirigida a los operadores de depósitos, transportistas y supervisores; (2) el diseño e implementación de procedimientos operativos estandarizados para las fases de manipulación, transporte y almacenamiento; y (3) la obligatoriedad del uso de EPP con mecanismos de monitoreo y control interno (Ozoh, y otros, 2018).

Cada pilar responde directamente a los hallazgos del diagnóstico técnico y se orienta a reducir los riesgos prioritarios, aumentar la eficiencia operativa y asegurar la conformidad regulatoria (Kitamura, 2014).

Se desarrolló un conjunto de Indicadores Clave de Desempeño (KPI) para evaluar la implementación efectiva de las normativas de seguridad en depósitos de GLP (Carbajal & Werbin, 2024). Estos indicadores permiten medir el cumplimiento de los requisitos normativos, el nivel de capacitación del personal, la frecuencia de incidentes relacionados con la manipulación de cilindros, la adecuación de la infraestructura y la eficacia en la inspección de cilindros no conformes (Becerra, Herrera, Morris, & Toro, 2024).

Cada indicador fue definido según criterios de trazabilidad operativa, aplicabilidad normativa y frecuencia de evaluación, permitiendo su uso como herramienta técnica de gestión para procesos de auditoría y mejora continua (Gould, y otros, 2018).

### 2.7 Validación de la propuesta de optimización

La validación de la propuesta se basará en el análisis comparativo de registros de incidentes antes y después de su implementación en depósitos piloto, así como en la aplicación de listas de verificación estructuradas alineadas a las normas técnicas. Esta metodología garantiza una medición objetiva del impacto de la propuesta y su aplicabilidad en contextos operativos similares (Chang & Lin, 2006).

En conjunto, la integración del análisis técnico, el marco normativo y los instrumentos de monitoreo conforman una estrategia metodológica robusta, replicable y orientada a mejorar la seguridad en la cadena de distribución de GLP en Ecuador (Planas, Pastor, Casal, & Bonilla, 2015).



## 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A continuación se presentan los resultados obtenidos tras la aplicación de la propuesta metodológica en campo, evaluando su impacto en términos de cumplimiento normativo, mejora de procesos y percepción de los actores involucrados.

### 3.1 Análisis técnico-normativo del cumplimiento operativo en depósitos de GLP

Durante un período de seis meses, se realizó una evaluación sistemática de 50 depósitos de distribución de GLP, enfocada en el cumplimiento de las normativas ecuatorianas e internacionales aplicables. El análisis identificó brechas significativas en la implementación de buenas prácticas operativas y de seguridad, especialmente en lo relativo a ventilación, almacenamiento, uso de equipos de protección personal (EPP) y condición de los vehículos de transporte. Estas deficiencias revelan una vulnerabilidad estructural en la gestión de riesgos y un cumplimiento parcial de las normas NTE INEN 1534:2015, NTE INEN 1535:1998, NTE INEN 1536:1998, el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo (SST), y la NFPA 58.

Tabla 1. Evaluación normativa de cumplimiento en el área operativa

| Norma | Criterio técnico evaluado | Observancia esperada | Hallazgo en campo |
|---|---|---|---|
| NTE INEN 1534:2015 | Almacenamiento adecuado | Separación, ventilación, señalización | Deficiencias en señalética y ventilación |
| NTE INEN 1535:1998 | Transporte seguro | Vehículos adecuados y señalizados | Vehículos sin protección lateral ni identificación |
| NTE INEN 1536:1998 | Seguridad en planta | Presión de cilindros, protección contra fuego | Manipulación sin EPP adecuado |
| Reglamento SST | Protección del trabajador | Uso de EPP y capacitaciones | Falta de uso de mascarillas y guantes |
| NFPA 58 | Capacidad máxima de almacenamiento | Limita la cantidad total de GLP almacenado | Almacenamiento inadecuado |

Fuente: Elaboración propia basado en análisis técnico-normativo.

La Tabla 1 resume las principales discordancias normativas detectadas en el área operativa durante el periodo de investigación a depósitos de GLP. Se identificaron incumplimientos críticos respecto a cinco normas clave.

La aplicación de la norma NTE INEN 1534:2015 revela deficiencias en señalización y ventilación en zonas de almacenamiento, comprometiendo la seguridad pasiva. Según la verificación realizada mediante norma NTE INEN 1535:1998, los vehículos de transporte no cumplían con los requisitos mínimos de señalización ni con elementos de protección estructural.



## 3.2 Estándares técnicos de referencia en almacenamiento y distribución de cilindros de GLP

El análisis normativo permitió sistematizar los parámetros técnicos exigidos por los marcos regulatorios vigentes, presentados en la Tabla 2. Estos comprenden distancias mínimas de seguridad, ventilación adecuada, capacidad máxima de almacenamiento, y condiciones estructurales de los vehículos de transporte. Se evidenció una aplicación discontinua de estos parámetros, derivada principalmente de la falta de capacitación del personal y de mecanismos internos de fiscalización.

Tabla 2. Parámetros normativos técnicos en operaciones de GLP en cilindros

| Normativa | Parámetro técnico requerido | Descripción técnica |
|---|---|---|
| NTE INEN 1534:2015 | Separación mínima entre cilindros y estructuras inflamables | Requiere una distancia mínima de 1,5 metros entre los cilindros almacenados y cualquier material inflamable. |
| NTE INEN 1535:98 | Condiciones del vehículo para el transporte de cilindros | Establece que los vehículos deben estar ventilados, señalizados y contar con extintor de incendios certificado. |
| NTE INEN 1536:98 | Señalización y control de acceso en zonas de almacenamiento | Exige señalización visible de advertencia y restricciones de acceso al público no autorizado. |
| NFPA 58 | Capacidad máxima de almacenamiento en depósitos Capacidad máxima de | Limitada cantidad total de GLP almacenado. |

Fuente: Elaboración propia basada en parámetros técnicos.

Esta evaluación sirve como insumo técnico para el diseño de procedimientos operativos estandarizados y manuales de procesos que garanticen la seguridad operativa y el cumplimiento regulatorio.

## 3.3 Requisitos normativos para la manipulación segura en depósitos de distribución

Se identificaron y evaluaron los requisitos operativos técnicos referentes a la manipulación segura de cilindros, los cuales comprenden: almacenamiento vertical con sujeción, uso obligatorio de EPP, capacitación continua, control de fuentes de ignición y ventilación cruzada en áreas de riesgo. Las condiciones observadas en campo indicaron un bajo grado de aplicación sistemática de estos requisitos, destacándose la carencia de barreras físicas, señalética adecuada y rutinas de inspección diaria, mismas identificadas en la Tabla 3.



Tabla 3. Requisitos normativos para la manipulación segura de cilindros

| Normativa | Requisito técnico | Descripción técnica |
|---|---|---|
| NTE INEN 1534:2015 | Condiciones de almacenamiento | Establece que los cilindros deben almacenarse en posición vertical, sujetos para evitar caídas, y protegidos del calor directo. |
| NTE INEN 1535:98 | Manipulación durante carga y descarga | Requiere que los cilindros sean manipulados sin arrastre o golpe y que se utilicen guantes, calzado de seguridad y uniforme ignífugo. |
| Reglamento de Seguridad y Salud | Capacitación del personal | Establece que todo trabajador debe recibir formación periódica sobre riesgos asociados al GLP y procedimientos de actuación segura. |
| NFPA 58 | Protección contra ignición | Prohíbe fumar, usar teléfonos celulares o fuentes de ignición en las zonas de almacenamiento o distribución de cilindros. |
| NFPA 58 | Condiciones de ventilación | Exige que las áreas de almacenamiento cuenten con ventilación natural cruzada o mecánica para evitar acumulación de gas. |

Fuente: Elaboración propia basada en requisitos normativos.

Este análisis permite definir prácticas operativas seguras, en concordancia con los estándares técnicos aplicables, y constituye un insumo fundamental para el diseño de procedimientos normalizados.

### 3.4 Condiciones normativas para la comercialización segura en puntos de venta autorizados

La evaluación de puntos de venta evidenció el incumplimiento recurrente de condiciones normativas esenciales como: inspección previa de cilindros, almacenamiento limitado, control de accesos, y separación de fuentes de calor, identificados en la Tabla 4. La falta de estas condiciones compromete directamente la seguridad del consumidor y la trazabilidad del producto. Se recomienda, por tanto, la instauración de protocolos uniformes para la comercialización segura del GLP.

Tabla 4. Requisitos normativos para la comercialización segura de cilindros

| Normativa | Requisito técnico | Descripción técnica |
|---|---|---|
| NFPA 58 | Inspección y rechazo de cilindros defectuosos | Establece que los puntos de venta deben revisar la integridad de los cilindros, válvulas y sello de seguridad antes de la venta. |
| NTE INEN 1534:2015 | Almacenamiento temporal en puntos de venta | Limita el número de cilindros almacenados en depósitos de distribución. |
| Reglamento de Seguridad y Salud | Condiciones del entorno de trabajo | Requiere señalización visible de seguridad, accesos libres de obstáculos y dotación de extintores tipo B-C. |
| NFPA 58 | Distancia entre puntos de venta y fuentes de ignición | Obliga a mantener una separación mínima de 3 metros entre los cilindros y cualquier fuente de calor o sistema eléctrico expuesto. |

Fuente: Elaboración propia basado en análisis normativo.

A partir del análisis detallado de los requisitos técnicos, se establece un marco de referencia operativo que permite estandarizar prácticas seguras, promover el cumplimiento regulatorio y reducir la exposición a eventos críticos dentro de la cadena de distribución minorista del GLP.

Este enfoque facilita la identificación de brechas normativas y contribuye a la implementación de acciones correctivas alineadas con sistemas de gestión del riesgo

### 3.5 Resultados del proceso: Impacto de socialización normativa en los indicadores operativos de seguridad

Para determinar la validez y efectividad del proceso de socialización de normativa se procedió con la elaboración de manuales técnicos de procedimiento, para el análisis y verificación del cumplimiento de esta propuesta se analizaron las falencias en los procesos de manipulación de GLP en cilindros y se realizaron socializaciones en 50 depósitos de distribución por un periodo de 6 meses, lo que permitió evidenciar mejoras significativas en las prácticas de seguridad y operatividad.

Los indicadores presentados en la Tabla 5, reflejan una transformación tangible en varios aspectos clave relacionados con la operatividad y la seguridad, lo que demuestra la efectividad del proceso de socialización normativa y la relevancia de las recomendaciones propuestas.

Tabla 5. Indicadores técnicos antes y después del proceso de socialización normativa

| Indicador | Valor antes | Valor después | Mejora (%) | Interpretación técnica |
|---|---|---|---|---|
| Tasa de cumplimiento normativo | 52% | 91% | 39% | Aumento significativo en la adopción de normas técnicas en almacenamiento y manipulación. |
| Personal capacitado | 45% | 98% | 53% | La mayoría del personal fue capacitado durante el estudio. |
| Inspección de cilindros defectuosos | 44% | 89% | 45% | Mejora notable en prácticas de revisión antes de la venta de GLP. |
| Existencia de señalización adecuada | 40% | 92% | 52% | Se implementaron sistemas de señalización preventiva en casi todos los depósitos. |
| Número de incidentes reportados / mes | 5 | 1 | 80% | Reducción crítica en el número de eventos de riesgo o fallos operativos. |

Fuente: Elaboración propia basada en los resultados obtenidos.

Estos resultados no solo justifican la propuesta de desarrollo, sino que también refuerzan la importancia de continuar con la implementación de estos procedimientos de manera extendida a nivel nacional, mostrando una clara tendencia hacia la mejora continua en el manejo y distribución del GLP.



## 3.6 Validación de la propuesta

La validación de la propuesta de optimización para la distribución de cilindros de GLP se estructuró en función de su impacto medible en la reducción de incidentes operativos y el fortalecimiento del cumplimiento normativo. Para ello, se establecieron dos mecanismos de evaluación complementarios.

1. Análisis comparativo de registros de incidentes: Se revisaron los reportes mensuales de accidentes y eventos de riesgo en los 50 depósitos seleccionados como muestra piloto, contrastando los datos obtenidos en los seis meses previos y posteriores a la implementación de la socialización normativa. Esta comparación permitió cuantificar la reducción efectiva en la frecuencia de incidentes, evidenciada por una disminución del 80% en la tasa mensual de eventos reportados.

2. Aplicación de listas de verificación estructuradas: Se diseñaron listas de chequeo técnico basadas en los requerimientos de las normas NTE INEN 1534:2015, 1535:1998, 1536:1998 y el reglamento nacional de seguridad y salud en el trabajo, así como en los lineamientos de NFPA 58. Estas listas permitieron evaluar el grado de cumplimiento operativo antes y después de la intervención, proporcionando un marco cuantificable para la validación normativa.

El modelo de intervención mediante socialización normativa ha demostrado ser eficaz en mejorar la seguridad y el desempeño operativo en la distribución de GLP. Los resultados evidencian que, cuando se aplican mecanismos técnicos adecuados de capacitación, inspección y monitoreo, es posible alcanzar niveles de cumplimiento normativo comparables con estándares internacionales, incluso en entornos regulatoriamente limitados. Este enfoque puede ser replicado en otros contextos con características similares de infraestructura y gobernanza.

### 3.7 Impacto en la cultura de seguridad y eficiencia operativa

La intervención propició una transformación cultural en la percepción del riesgo y la responsabilidad operativa por parte del personal de planta. La mejora en el uso de EPP, la reducción de incidentes y el fortalecimiento de la supervisión indican un cambio positivo hacia una cultura organizacional orientada a la seguridad. Además, la estandarización de procedimientos y la aplicación de KPI permitieron establecer un modelo replicable de mejora continua.

En conjunto, los hallazgos validan la efectividad de la propuesta, destacan su viabilidad técnica, y posicionan a la socialización normativa como una estrategia clave para la optimización del manejo de GLP en cilindros en el Ecuador y en contextos regulatorios similares.

## CONCLUSIONES

Este estudio demostró la efectividad de una estrategia técnica basada en la socialización normativa para optimizar la distribución de cilindros de GLP en Ecuador, focalizada en depósitos de comercialización. La intervención, estructurada sobre un diagnóstico normativo-operativo y sustentada en regulaciones nacionales e internacionales (NTE INEN 1534:2015, NTE INEN 1535:1998, NTE INEN 1536:1998, Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo y NFPA 58), permitió identificar, cuantificar y mitigar falencias críticas en la cadena de distribución minorista.

Los resultados cuantitativos validan el enfoque propuesto: se alcanzó una mejora del 39% en la tasa de cumplimiento normativo, del 53% en la capacitación del personal y del 45% en la inspección de cilindros defectuosos. La reducción del 80% en incidentes operacionales confirma el impacto técnico de la intervención en la seguridad funcional de los depósitos. Estas cifras reflejan una correlación directa entre la implementación normativa y la mejora en las condiciones operativas.

El modelo planteado es replicable en otros contextos que compartan similitudes estructurales y regulatorias con el caso ecuatoriano. Su enfoque modular y la utilización de indicadores clave de desempeño (KPI) aseguran su trazabilidad y adaptabilidad. La construcción de manuales técnicos y listas de verificación estandarizadas garantiza la sostenibilidad operativa del modelo a largo plazo.

Finalmente, la propuesta contribuye a cerrar brechas entre la normativa vigente y su aplicación en campo, estableciendo un precedente técnico para futuras intervenciones de mejora continua en la industria del GLP, con potencial para ser escalado a nivel nacional e implementado en contextos internacionales con estructuras logísticas similares.

# REFERENCIAS

Elnajjar, E., Hamdan, M. O., & Selim, M. Y. (2013). Experimental investigation of dual engine performance using variable LPG composition fuel. *Renewable Energy, 56*(110-116), [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.09.048. Obtenido de https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.09.048

Peña Banegas, T. M., Pillaga Espinoza, H. A., & Masache Calle, O. R. (2022). Impacto económico de la eliminación del subsidio a la gasolina, diésel y GLP en el Ecuador: revisión sistemática. *Revista Ibérica de Sistemas e Tecnologias de Informação, E48*(69-82), [Online]. Available: https://www.proquest.com/openview/9824856b9e41321971ab773e88ea7e6e/1?cbl=1006393&pq-origsite=gscholar. Obtenido de https://www.proquest.com/openview/9824856b9e41321971ab773e88ea7e6e/1?cbl=1006393&pq-origsite=gscholar

Villavicencio Mora, M. I., & Ruiz Cedeño, M. (2019). Efecto de eliminar subsidio al gas para uso doméstico en el Ecuador. *RECUS: Revista Electrónica Cooperación Universidad Sociedad, 4*(29-34), [Online]. Available: https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=7368629. Obtenido de https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=7368629

Troncoso, K., & Da Silva, A. S. (2017). LPG fuel subsidies in Latin America and the use of solid fuels to cook. *Energy Policy, 107*(188-196), [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.04.046. Obtenido de https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.04.046

Sarvestani, K., Ahmadi, O., Mortazavi, S., & Mahabadi, H. (2021). Development of a predictive accident model for dynamic risk assessment of propane storage tanks. *Process Safety and Environmental Protection, 148*(1217-1232), [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.psep.2021.02.018. Obtenido de https://doi.org/10.1016/j.psep.2021.02.018

Venegas Vásconez, D. (2022). Sistemas de gas licuado de petróleo: Ingeniería y normas técnicas en pro de la seguridad. *Construcción y Servicios, [Online]. Available: https://bit.ly/46dvNms*. Obtenido de https://bit.ly/46dvNms

Raslavi, L., Mockus, S., Ker, N., & Starevi, M. (2014). Liquefied petroleum gas (LPG) as a medium-term option in the transition to sustainable fuels and transport. *Renewable and Sustainable Energy ReviewsReviews, 32*(513-525), [Online]. Available : https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.052. Obtenido de https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.052

INEN. (2010). NTE INEN 2 260:2010 Instalaciones de gases combustibles para uso residencial, comercial e industrial. Requisitos. *Instituto Ecuatoriano de Normalización, [Online]. Available: https://apps.normalizacion.gob.ec/descarga/*.

Venegas Vásconez, D., Ayabaca Sarria, C., Celi Ortega, S., & Rocha Hoyos, J. (2018). El riesgo en el almacenamiento de GLP en el Ecuador. *INNOVA Research Journal, 3*(19-29), [Online]. Available: https://doi.org/10.33890/innova.v3.n1.2018.331.

National Fire Protection Association. (2014). La adopción de códigos y normas de seguridad ayuda al desarrollo de nuestros países. *NFPA Journal Latinoamericano, 3*(2), 4-5.

NFPA. (2023). NFPA 58: Liquefied Petroleum Gas Code. *National Fire Protection Association*, [Online]. Available: https://www.nfpa.org/es/codes-and-standards/nfpa-58-standard-development/58. Obtenido de https://www.nfpa.org/es/codes-and-standards/nfpa-58-standard-development/58

Raslavičius, L., Keršys, A., Mockus, S., Keršienė, N., & Starevičius, M. (2014). Liquefied petroleum gas (LPG) as a medium-term option in the transition to sustainable fuels and transport. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 32*(513-525), [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.052.

Presidencia de la República del Ecuador. (2024). Decreto Ejecutivo No. 255. En *Reglamento de Seguridad y*

*Salud en el Trabajo* (págs. [Online]. Available: https://www.lexis.com.ec/noticias/reglamento-de-seguridad-y-salud-en-el-trabajo). Quito: Ecuador.

Gould, C., & Urpelainen, J. (2018). LPG as a clean cooking fuel: Adoption, use, and impact in rural India. *Energy Policy, 122*(395-408), [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.042.

INEN. (1998). NTE INEN 1536:98 Prevención de incendios. Requisitos de seguridad en plantas de almacenamiento y envasado de gas licuado de petroleo (GLP). *Instituto Ecuatoriano de Normalización, 2*, [Online]. Available: https://apps.normalizacion.gob.ec/descarga/.

Mendoza Cantú, A., & Ize Lema, I. (2017). Las sustancias químicas en Mexico. Perspectivas para un manejo adecuado. *Revista internacional de contaminación ambiental, 33*(4), [Online]. Available: https://doi.org/10.20937/rica.2017.33.04.15.

Kities, R., Mulder, P., & Rietveld, P. (2014). Energy poverty reduction by fuel switching. Impact evaluation of the LPG conversion program in Indonesia. *Energy Policy, 66*(436-449), [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.021.

Abbasi, T., & Abbasi, S. (2007). The boiling liquid expanding vapour explosion (BLEVE): Mechanism, consequence assessment, management. *Journal of Hazardous Materials,, 141*(489-519), [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2006.09.056.

Puzzolo, E., Zerriffi, H., Carter, E., Clemens, H., Stokes, H., Jagger, P., . . . Petach, H. (2019). Supply considerations for scaling up clean cooking fuels for household energy in low- and middle-income countries. *GeoHealth, 3*(370-390), [Online]. Available: https://doi.org/10.1029/2019GH000208.



INEN. (2015). NTE INEN 1534:2015 Prevención de incendios. Almacenaje de cilindros para gas licuado de petroleo (GLP). Requisitos. *Servicio Ecuatoriano de Normalización, 2*, [Online]. Available: https://apps.normalizacion.gob.ec/descarga/.

INEN. (1998). NTE INEN 1535:98 Prevención de incendios. Requisitos para el transporte y distribución de cilindros de gas licuado de petróleo (GLP) en vehículos automotores. *Instituto ecuatoriano de normalización, 1*, [Online]. Available: https://apps.normalizacion.gob.ec/descarga/.

Bizzo, W., De Calan, B., Myers, R., & Hannecart, T. (2004). Safety issues for clean liquid and gaseous fuels for cooking in the scope of sustainable development. *Energy for Sustainable Development, 8*(60-67), [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/S0973-0826(08)60467-6.

Camacho Vargas, M., Carranco Madrid, S., Montecé Ochoa, S., & Fonseca Peralta, C. (2025). Análisis de los sistemas de gestión riesgo laborales en las empresas. Una revisión sistemática. *RECIMUNDO, 9*(765-782), [Online]. Available: https://doi.org/10.26820/recimundo/9.(1).enero.2025.765-782.

Ozoh, O., Okwor, T., Adetona, O., Akinkugbe, A., Amadi, C., Esezobor, C., . . . Mortimer, K. (2018). Cooking fuels in Lagos, Nigeria: factors associated with household choice of kerosene or liquefied petroleum gas (LPG). *International journal of environmental research and public health, 15*(641), [Online]. Available: https://doi.org/10.3390/ijerph15040641.

Kitamura, Y. (2014). The possibility of holistic safety education in Japan: From the perspective of education for sustainable development (ESD). *IATSS Research, 38*(40-47), [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.iatssr.2014.05.004.

Carbajal, N., & Werbin, E. (2024). Gestión de los procesos de la cadena de suministro: una revisión bibliográfica. *Revista de Estudio de Derecho Tributario, Contabilidad y Auditoría Universidad Blas Pascal, 2*(25-36), https://doi.org/10.37767/3008-8216(2024)002.

Becerra, L., Herrera, J., Morris, L., & Toro, A. (2024). Tecnologías de la cuarta revolución industrial utilizadas en la manufactura para mejorar los indicadores de productividad: Una revisión. *Entre Ciencia e Ingenieria, 18*(45-58), [Online]. Available: https://doi.org/10.31908/19098367.3149.

Gould, C., Schlesinger, S., Ochoa, A., Thunber, M., Waters, W., Graham, J., & Darby, J. (2018). Government policy, clean fuel access, and persistent fuel stacking in Ecuador. *Energy for Sustainable Development, 46*(111-122), [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.esd.2018.05.009.

Chang, J., & Lin, C. (2006). A study of storage tank accidents. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 19*(51-59), [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.jlp.2005.05.015.

Planas, E., Pastor, E., Casal, J., & Bonilla, J. (2015). Analysis of the boiling liquid expanding vapor explosion ( BLEVE ) of a liquified natural gas road tanker : The Zarzalico accident. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 34*(127-138), [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.jlp.2015.01.026.

Johnson, E. (2019). Process Technologies and Projects for BioLPG. *Energies, 12*(250), [Online]. Available: https://doi.org/10.3390/en12020250.

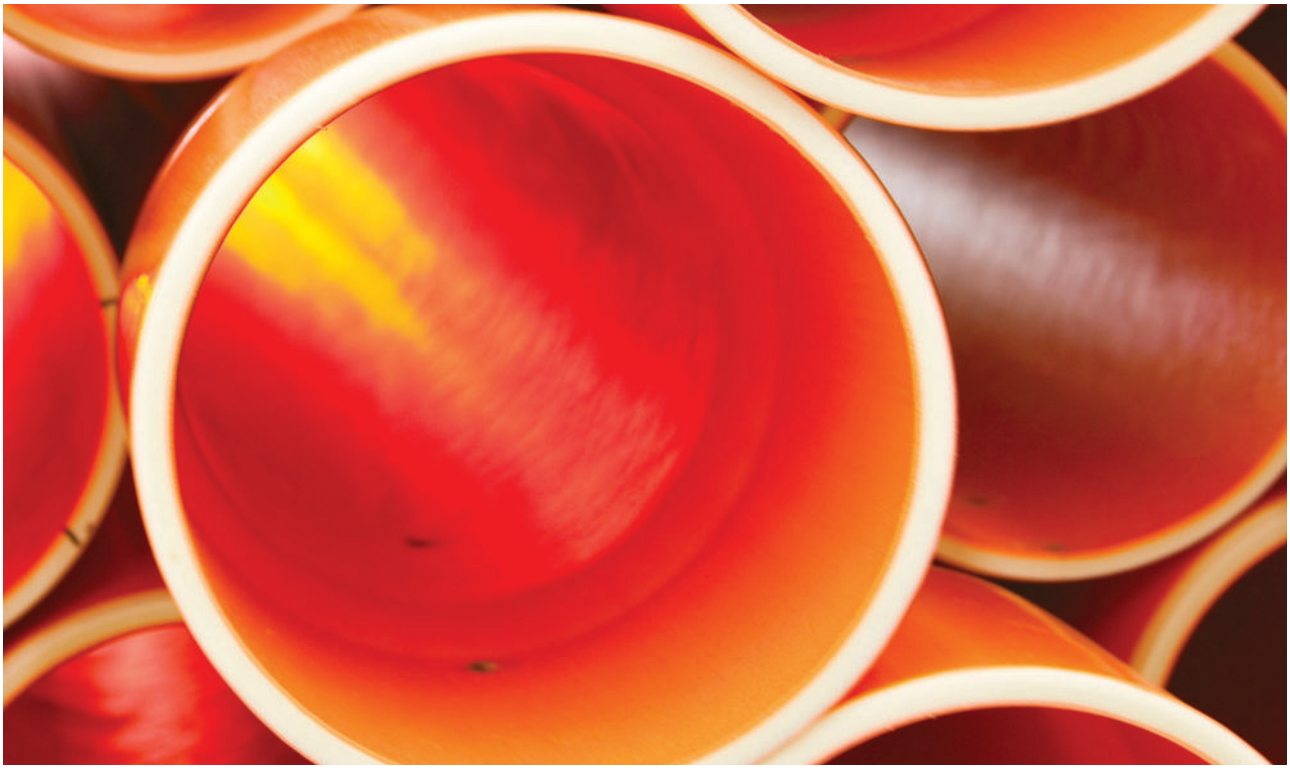
Cuasquer, J., Pineda, D., & Álvarez, E. (2022). Ventaja del uso de gas licuado de petróleo en comparación al sistema de combustible tradicional. *Revista Científica Dominio de las Ciencias*, 2151-2166. Available: https://doi.org/10.23857/dc.v8i3.

# DISEÑO DE UNA CELDA PARA EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA CON MATERIAL DE CAMBIO DE FASE

## DESIGN OF A CELL FOR THERMAL ENERGY STORAGE WITH PHASE CHANGE MATERIAL

María A Rodríguez de Linares

Recibido: 5/9/2025 y Aceptado: 12/3/2026





## Resumen

La búsqueda de métodos novedosos para el almacenamiento de energía térmica (AET) proveniente de fuentes alternas conduce a la parafina como material de cambio de fase (MCF), con el fin de contener energía térmica por largos períodos de tiempo, alineado a los ODS 7, 9 y 13. El objetivo del estudio es realizar el diseño de una celda de AET para uso doméstico que incluya un MCF. Para ello con base en una investigación bibliográfica 1) se realizó una mezcla y caracterización de parafinas (líquida y sólida) como MCF, y 2) se llevó a cabo el diseño, construcción y estudio de la celda de AET. Dentro de los resultados más relevantes se tiene que la mejor disposición geométrica para la celda es una forma cilíndrica, la cual contiene cilindros internos con disposición triangular que tienen internamente el MCF. Se determinó que es factible el uso de la mezcla de parafinas como MCF, al ser más eficiente en un 23,6% respecto a un recipiente sin este material, por lo que es capaz de almacenar energía térmica por un período de tiempo de hasta 21 horas lo que permite su aprovechamiento y uso posterior.


**PALABRAS CLAVE:** almacenamiento de energía térmica, parafina, material de cambio de fase, energías renovables, energía térmica.


## Abstract

***The ongoing quest for innovative thermal energy storage (TES) solutions, particularly those sourced from alternative energy, has highlighted paraffin as a promising phase change material (PCM). This selection aims to facilitate the long-term containment of thermal energy, directly supporting Sustainable Development Goals (SDGs) 7, 9, and 13. This study specifically focused on designing a TES cell, incorporating a PCM, for residential applications. Our methodology involved a comprehensive literature review, followed by two main experimental phases: 1) the preparation and characterization of a liquid and solid paraffin mixture to serve as the PCM, and 2) the subsequent design, construction, and performance evaluation of the TES cell. Key findings reveal that the most effective geometric configuration for the cell is cylindrical, featuring internal cylinders arranged triangularly, which encapsulate the PCM. Crucially, the paraffin mixture proved to be a viable PCM, demonstrating a 23.6% improvement in efficiency compared to a container lacking this material. This enhanced performance enables the system to store thermal energy for an impressive period of up to 21 hours, thereby facilitating its future exploitation and use.***


**KEYWORDS:** Thermal energy storage, Paraffin, Phase change material, Renewable energy.

# 1. INTRODUCCIÓN

A nivel mundial se observa una migración de los métodos convencionales de obtención de energía a fuentes de energía alternas y sustentables. Las energías renovables son aquellas que se obtienen de una fuente natural inagotable o que tienen la capacidad de regenerarse por sí mismas, caracterizadas por la poca o nula emisión de gases de efecto invernadero (Casas, 2007). Dentro de los distintos tipos de fuentes de energías renovables y su conversión se tienen: biomasa, geotérmica, solartérmica, convertidas en calor y electricidad; hidráulica, solar fotovoltaica, eólica y mareas, convertidas en electricidad (Owusu y Asumadu-Sarkodie, 2016).

Según Panwar et al. (2011) la energía térmica solar se basa en la captura de la radiación transmitida por el sol a través de un medio colector para la producción de calor y, como la calefacción de espacios y/o fluidos (agua).



Dependiendo de la temperatura final alcanzada por el fluido a la salida del colector solar, las instalaciones se dividen en: baja temperatura (menor a 80ºC), media temperatura, alta temperatura (Schallenberg, 2008).

El almacenamiento de energía térmica (AET) es una tecnología que acumula la energía térmica por calentamiento o enfriamiento para ser utilizada en momentos posteriores con el fin de calentar, enfriar o generar electricidad (Sarbu y Sebarchievici, 2018); se describe como el cambio de la energía interna de un material como calor sensible, calor latente y termoquímica, o una combinación de estos. Dentro de las ventajas del uso del AET en un sistema energético se incluyen: un aumento en la eficiencia general del sistema y mejor confiabilidad, reducción de inversión y costos de producción, y una menor contaminación del ambiente. A menudo, el aprovechamiento de la entalpía de cambio de fase es la mejor opción para almacenar energía (Hernández-Guerrero et al., 2005), por corto tiempo (horas).

El diseño de celdas de AET ha sido reportado entre otros por Hernández-Guerrero et al. (2005), Fang et al. (2019), Lin et al. (2020), Janampa et al. (2020). Una celda de AET es una parte de un sistema de almacenamiento, donde se deposita el fluido de transferencia de calor y, según las características de la celda, esta se mantiene a una temperatura poco variante debido al uso de aislantes térmicos y de un material de cambio de fase (MCF). Dependiendo del uso que se le dé al sistema son necesarios distintos modelos de celdas de AET (Sarbu y Sebarchievici, 2018).

## 1.1 Transferencia de calor

La transferencia de calor se da por tres modos y estos se pueden solapar: conducción, convección y radiación; esto ocurre del medio con mayor temperatura al de menor temperatura, alcanzando el equilibrio térmico cuando ambos medios alcanzan la misma temperatura (Cengel, 2007).

La conducción es la transferencia de calor por un proceso de difusión, donde la energía térmica se transfiere por un medio sólido. En el caso de líquidos también se puede observar la conducción de calor, que al estar en régimen transitorio se genera un gradiente de densidad y este pone en movimiento corrientes convectivas (Kreith et al., 2012). La rapidez de transferencia de calor por conducción depende de la diferencia de temperatura, la configuración geométrica, el espesor y el material del medio. Mediante la Ley de Fourier (ecuación 1) se puede predecir la tasa de propagación de calor por conducción.

$$Q_{cond} = -kA\frac{dT}{dx} \quad (1)$$

Donde, k es la conductividad térmica del material (W/m.K), A es el área perpendicular a la dirección de la transferencia de calor ($m^2$) y dT/dx es el gradiente de temperatura (K/m).

La conductividad térmica (k) es una medida de la capacidad de un material para conducir calor; si el valor es elevado, se puede decir que el material es un buen conductor de calor, mientras que, si es bajo, es un aislante (Cengel, 2007).

La convección es el modo de transferencia de calor entre un sólido y un líquido o gas adyacente en movimiento. La rapidez de transferencia de calor por convección es directamente proporcional a la velocidad del fluido y a la diferencia de temperatura; también puede ser el resultado de un gradiente de densidad, como en la convección natural (Kreith et al., 2012). Mediante la Ley de Enfriamiento de Newton (ecuación 2) se puede expresar la transferencia de calor por convección.

$$Q_{conv} = hA_s(T_s - T_\infty) \quad (2)$$



Donde, h es el coeficiente de transferencia de calor por convección ($W/m^2.K$), $A_s$ es el área superficial a través de la cual tiene lugar la transferencia de calor por convección ($m^2$), $T_s$ es la temperatura de la superficie (K) y $T_\infty$ es la temperatura del fluido suficientemente alejado de esta superficie (K).

La convección natural es causada por las fuerzas de empuje resultantes de la diferencia de densidades por la variación de temperatura en un fluido. Debido a esto, el calor fluye entre el fluido y el cuerpo, generando un cambio en la densidad del fluido, la cual conduce a un flujo hacia abajo del fluido más pesado y un flujo hacia arriba del más liviano, donde la atracción gravitacional es la fuerza sobre el cuerpo responsable de las corrientes de convección. Los cálculos relacionados a la convección natural se obtienen a través de correlaciones y simplificaciones de casos de estudio, así como de estudios experimentales.

Para facilitar los cálculos de las ecuaciones que rigen la transferencia de calor, en específico, la convección, se combinan variables y se agrupan en números adimensionales, como Nusselt (Nu), Grashof (Gr), Prandtl (Pr) y Rayleigh (Ra) Reynolds (Re), con la finalidad de disminuir el número de variables totales. En la Tabla 1, se presentan las ecuaciones que definen a estos números adimensionales.

Tabla 1. Números adimensionales considerados.

| Número adimensional | Ecuación |
|---|---|
| Nusselt (*Nu*) | $Nu = \frac{hL_c}{k} = CRe^m Pr^n = C(Gr_L \mathrm{Pr})^n = CRa_L^n$ (3) |
| Prandtl (*Pr*) | $Pr = \frac{Difusividad\ molecular\ de\ la\ cantidad\ de\ movimiento}{Difusividad\ molecular\ del\ calor} = \frac{v}{\alpha} = \frac{\mu c_p}{k}$ (4) |
| Reynolds (*Re*) | $Re = \frac{Fuerzas\ de\ inercia}{Fuerzas\ viscosas} = \frac{VL_c}{v} = \frac{\rho V L_c}{\mu}$ (5) |
| Grashof (*Gr*) | $Gr_L = \frac{g\beta(T_s - T_\infty)L_c^3}{v^2}$ (6) |
| Rayleigh (*Ra*) | $Ra_L = Gr_L Pr = \frac{g\beta(T_s - T_\infty)L_c^3}{v^2} Pr$ (7) |



Donde, C, m y n son constantes que dependen de la configuración geométrica de la superficie y del régimen de flujo, α es la difusividad térmica (m2/s), μ es la viscosidad dinámica del fluido (kg/m.s), Cp es el calor específico (J/kg.K), V es la velocidad corriente superior (m/s), Lc es la longitud característica de la configuración geométrica (m), es la viscosidad cinemática del fluido (m2/s), ρ es la densidad del fluido (kg/m3), g es la aceleración gravitacional (m/s2), β es el coeficiente de expansión volumétrica (1/K).

Para el caso de los tubos de la celda, se utiliza la ecuación 8 establecida por Popiel (2008) en donde describe un Nu para tubos delgados, donde esta correlación aplica de igual forma para el exterior de la celda, siendo válida cuando el Prandtl se encuentra entre 0,01 y 100.

$$Nu = 1 + B\left[32^2 (Gr)^{-0,25}\left(\frac{H}{D}\right)\right]^C \quad (8)$$

Donde,

$$B = 0,0571322 + 0,20305 Pr^{-0,43}$$

$$C = 0,9165 - 0,0043 Pr^{0,5} + 0,01333 \times ln(Pr) + 0,0004809/Pr$$

Lo anterior se establece debido a que los diámetros no cumplen con la relación establecida por la ecuación 9 para considerar estos cilindros como una placa plana vertical.

$$D \geq \frac{35L}{Gr^{1/4}} \quad (9)$$

El balance de energía en estado estacionario es la relación entre la energía que entra a un sistema y la energía que sale de éste. En la ecuación 10 se presenta la expresión general para el balance de energía.

$$Q - W = \Delta(U + E_p + E_k) \quad (10)$$

donde Q es el calor, W el trabajo, $E_p$ la energía potencial, $E_k$ la energía cinética y U es la energía interna, todos en Watts (J/s). Debido a las características de la investigación, se pueden despreciar los términos asociados a: el trabajo, la energía potencial, la energía cinética, lo que resulta en la ecuación 11.



$$Q = \Delta U \quad (11)$$

en la cual se puede considerar que la variación de la energía interna se determina a partir de la ecuación 12.

$$U = mc_v\Delta T \quad (12)$$

donde m es la masa, $c_v$ es el calor específico a volumen constante y ΔT es la diferencia de temperatura.

## 1.2 Propiedades de transferencia de calor de un MCF

Un MCF tiene la propiedad de liberar o absorber energía con un cambio en su estado físico: de sólido a líquido o de líquido a sólido; donde el calor es almacenado en el proceso de cambio de fase a una temperatura constante y está relacionado con el calor latente de la sustancia (Sarbu y Sebarchievici, 2018). La principal ventaja del uso de sistemas de calor latente (SCL) sobre los sistemas de calor sensible (SCS) es su capacidad de almacenar calor en un rango de temperatura similar. Inicialmente, estos materiales actúan como materiales de SCS en los que la temperatura aumenta linealmente con la entalpía del sistema; sin embargo, luego el calor es absorbido o liberado a una temperatura casi constante con un cambio en su estado físico (Sarbu y Sebarchievici, 2018).

Janampa et al. (2020) y Lin et al. (2020) indican que el uso de un MCF es una alternativa eficiente y sustentable para el almacenamiento de energía térmica. Reyes et al. (2015) indican que los MCF se agrupan en dos categorías: 1) orgánicos, tiene la ventaja de que se puede fundir y solidificar numerosas veces sin segregación de fases, y sin alterar su calor latente de fusión; son menos corrosivos que los inorgánicos y son más accesibles económicamente. 2) inorgánicos, tienen casi el doble de capacidad de almacenamiento de calor latente volumétrico que los orgánicos (Sánchez et al., 2019). Por ejemplo, los carbonatos (inorgánicos) tienen temperatura de fusión en un rango entre 400 – 800 ºC, con entalpías de fusión entre 600 -1200 kJ/kg, mientras que las parafinas (orgánicos) presentan un rango de temperaturas de fusión entre 0 – 100 ºC, con entalpía de fusión en el orden de los 200 kJ/kg, por lo que su uso es limitado, pero no despreciable (Oliver et al., 2012).

El calor latente es la energía interna asociada con la fase de un sistema y con las fuerzas que ejercen entre sí las moléculas del sistema. Al agregar suficiente energía a las moléculas de un sólido o líquido, se vencen las fuerzas moleculares y se genera un cambio de fase, pasando a líquido o gas. El calor latente de fusión indica el momento en el que una sustancia pura en estado sólido se licúa a partir de un estado sólido, a presión y temperatura constante; es el calor de transición que acompaña al cambio de estado de una sustancia (Smith et al., 2003).

El almacenamiento de calor latente (ACL) está basado en la absorción o liberación de calor cuando un material de almacenamiento sufre un cambio de fase de sólido a líquido, de líquido a gas o viceversa. La capacidad de absorción del sistema de ACL con un MCF está dado por la ecuación 13, resuelta en la ecuación 13.1 (Sharma et al., 2009).

$$Q = \int_{T_i}^{T_m} mc_p dT + mfL + \int_{T_m}^{T_f} mc_p dT \qquad (13)$$

$$Q = m[c_{sp}(T_m - T_i) + fL + c_{lp}(T_f - T_m)] \qquad (13.1)$$

donde $T_m$ es la temperatura de fusión, $T_i$ es la temperatura inicial, m es la masa del medio de almacenamiento de calor, f es la fracción fusionada, L es el calor de fusión por unidad de masa, $T_f$ es la temperatura final, $c_p$ es el calor específico, $c_{sp}$ es el promedio del calor específico entre $T_i$ y $T_m$ y $c_{lp}$ es el calor específico promedio entre $T_m$ y $T_f$.

Como el cambio de fase es un proceso transitorio, se asume que la transición entre las fases sólida a líquida ocurre dentro de un intervalo de temperaturas de transición , donde ΔTm representa la mitad del rango de temperatura de

la zona blanda y se considera razonable utilizar el valor de 1°C. En otras palabras, el proceso de cambio de fase del MCF durante la fusión ocurre de un estado sólido a un estado blando y luego al estado líquido (Mohaghegh et al., 2021).

[expresión matemática gráfica en el original]

Entonces, f es la fracción líquida que varía de 0 en sólido a 1 en estado líquido como se expresa en la ecuación 14.

$$f = \begin{cases} 0, & T < T_m - \Delta T_m \\ \frac{T-(T_m-\Delta T_m)}{2\Delta T_m}, & T_m - \Delta T_m \leq T \leq T_m + \Delta T_m \\ 1, & T > T_m + \Delta T_m \end{cases} \quad (14)$$

El calor sensible es la parte de la energía interna de un cuerpo o fluido asociada con la energía cinética de las moléculas; a altas temperaturas se tiene una mayor energía cinética, por ende, la energía interna es más alta y por consiguiente un mayor calor sensible, el cual aumenta con el incremento de la temperatura.

### 1.3 Uso de la parafina como MCF en una celda de AET

El uso de la parafina como MCF en una celda de AET ha sido reportado entre otros por Ochoa (2016), Kahwaji et al. (2018), Reddy et al. (2019), Sánchez et al. (2019). La parafina es un subproducto del petróleo, el cual se obtiene en los procesos de destilación de crudo; es útil en la producción de velas, papel parafinado (cocina), la industria farmacéutica, entre otros. Las ceras de parafina consisten en una mezcla de n-alquenos de cadena lineal $CH_3$–($CH_2$)–$CH_3$. La cristalización de la cadena ($CH_3$)– libera una gran cantidad de calor latente, donde tanto el punto de fusión como el calor latente de fusión aumentan con la longitud de la cadena. La parafina es segura, confiable, predecible, menos costosa, no corrosiva, con una alta capacidad de calor latente, químicamente estable y está disponible en un amplio rango de temperatura (5–80 °C) (Sarbu y Sebarchievici, 2018).

En función a lo planteado, surge la idea de aplicar esta tecnología para solventar problemas cotidianos de manera efectiva y con poco impacto ambiental, por lo que se propone diseñar una celda de AET a partir de la temperatura promedio de salida de un colector solar plano (alrededor de 70°C), con el uso de parafina como MCF cuyo uso está orientado a un tanque de almacenamiento de agua caliente para el hogar, destinado al empleo en los baños y la cocina, lo que está alineado a los ODS 7, 9 y 13. Motivó la investigación el reducir el consumo de combustible para el calentamiento de agua, cuando existe la posibilidad de calentar agua a través de colectores solares planos, donde se busca acortar los pasos de transformación de un tipo de energía a otro (solar, térmica) y así mantener el calor de forma más eficiente y con menor gasto energético.

# 2. METODOLOGÍA

El estudio se basó en una revisión bibliográfica constante, con el fin de realizar tanto la mezcla y caracterización de la parafina (MCF) como el diseño, construcción y estudio del prototipo de celda de AET. Para este diseño experimental la variable de respuesta es la temperatura, debido a que, dependiendo de las características del sistema (celda y MCF), la temperatura es la principal variable afectada con respecto al tiempo.

## 2.1. Mezcla de parafinas y sus características como MCF

Con el fin de definir el MCF, se toma como valor de temperatura inicial 70 °C, establecido por la bibliografía referente a los colectores solares planos, por lo que la caracterización con relación a densidad y viscosidad se realizaron a esta temperatura. El propósito fundamental de la celda es su uso en hogares e instalaciones pequeñas, tomando en cuenta que, si el colector solar provee agua a una temperatura alrededor de 70 °C, el uso posterior de ella va a tener un menor valor de temperatura.

En el AET, el sistema se beneficia de la capacidad de almacenamiento del MCF en forma de calor latente, cuando la temperatura está cerca del punto de fusión del MCF; por ello, el MCF dentro de la celda debe tener un punto de fusión cercano al punto de operación, que para la parafina está en el rango de 0-100 °C. Se realizaron pruebas con distintas mezclas de parafina líquida y sólida en una relación m/m (0:100, 25:75, 50:50) siendo la mezcla de parafina líquida (25% m/m) y parafina sólida (75% m/m) la que alcanza la especificación de ser un MCF al trabajar con una temperatura del agua de 70 ºC.

Las parafinas empleadas en el estudio fueron: parafina sólida refinada 58/60 (G-4123 N-2) obtenida de GLOBALWAX LLC la cual presenta un punto de fusión de 58.5 °C y parafina líquida refinada con densidad 0.87-0.89 g/ml a 20°C facilitada por el Laboratorio de Combustibles y Lubricantes; el estado físico de las parafinas es indicado a temperatura ambiente (22ºC).

Para la mezcla de parafinas a emplear en la celda de AET se determinaron propiedades como: densidad, calor específico, capacidad calorífica, viscosidad, temperatura de fusión, calor sensible, entalpía, tiempo de fusión y solidificación, calor latente de fusión, conductividad y difusividad térmicas, determinadas de forma experimental o analítica, a través de modelos y ecuaciones. A continuación, en la Tabla 2, se presentan los procedimientos aplicados para la determinación de estas propiedades.

Tabla 2. Procedimiento para determinar las propiedades de la mezcla de parafinas.

| Propiedad | Procedimiento |
|---|---|
| **Viscosidad cinemática (ν)** | Con un viscosímetro de Ostwald, se tomó el tiempo de paso entre los meniscos y se multiplicó por la constante dada por el fabricante. |
| **Densidad ($\rho$)** | Empleando un balón aforado de un volumen determinado (ml), una balanza para determinar la masa (g) y la ecuación 15. $\rho\left[\frac{g}{ml}\right] = \frac{m}{v}$ (15) |
| **Temperatura de fusión ($T_m$)** | Se utilizó el equipo Electrothermal 9100 |
| **Calor específico ($c_p$)** | Se colocaron sobre la misma plancha de calentamiento dos beakers pequeños, uno con agua y otro con parafina. Se registraron los cambios de temperatura para ambas sustancias; se igualó el calor estimado en la ecuación para ambos compuestos según indica la ecuación 16, resultando la ecuación 16.1, de donde se despeja el $c_p$ de la parafina, como se indica en la ecuación 16.2. $Q\,[kJ] = m \times c_p \times \Delta T$ (16) $m_{agua} \times c_{p.agua} \times \Delta T_{agua} = m_{parafina} \times c_{p.parafina} \times \Delta T_{parafina}$ (16.1) $c_{p,parafina}\left[\frac{kJ}{K \times kg}\right] = \frac{m_{agua} \times c_{p.agua} \times \Delta T_{agua}}{m_{parafina} \times \Delta T_{parafina}}$ (16.2) el $c_p$ del agua es conocido de forma teórica y los $\Delta T$ y masas son determinadas experimentalmente |

| | |
|---|---|
| **Capacidad calorífica ($c_v$)** | Representa cuánta energía almacena un material por unidad de volumen y se obtiene del producto de la densidad y el calor específico, como se indica en la ecuación 17. $c_v = \rho \times c_p \left[\frac{kJ}{K \times m^3}\right]$ (17) |
| **Calor sensible ($Q$)** | Se tomó para la parafina en la fase líquida y la fase sólida calentando un beaker con parafina en una plancha de calentamiento y midiendo las diferencias de temperatura; utilizando la ecuación 12 se determinó esta propiedad. |
| **Entalpía (H):** | Se determinó a través del producto del calor específico de la parafina y la diferencia de temperatura como se indica en la ecuación 18, para los casos de cambio de fase, en estado sólido y en estado líquido. $H[kJ/kg] = c_p \times \Delta T$ (18) |
| **Calor latente de fusión ($L$)** | Se obtuvo a través de los datos experimentales reportados por Sharma et al. (2009) y un aproximado tomando en cuenta los valores teóricos reportados por Reza (2020). |
| **Conductividad térmica ($k$)** | Se obtuvo a través de los datos experimentales reportados por Sharma et al. (2009). |
| **Difusividad térmica ($\alpha$)** | Se utilizó la conductividad térmica de la bibliografía y la capacidad calorífica calculada, y se determina la ecuación 19. $\alpha\ [cm^2/s] = \frac{k}{c_v}$ (19) |

## 2.2. Diseño, construcción y estudio del prototipo de celda

Según los estudios bibliográficos consultados se determinó que una celda cilíndrica con una disposición triangular de los tubos que contienen el MCF, es la disposición geométrica más efectiva para una celda de AET a baja temperatura (menor a 70 °C).



### 2.2.1 Análisis de disposición de tubos con MCF: celda de 1 litro, con 4 modelos A, B, C y D.

Antes de realizar el diseño del prototipo de celda se construyeron tres modelos de celda con capacidad de 1 litro, para determinar cuál sería la mejor disposición de los tubos que contienen el MCF dentro de la celda y apreciar el efecto en la temperatura; se trabajó con una temperatura inicial de 70 °C por un período de 5 horas. A lo largo del proceso se utilizaron los siguientes supuestos para el desarrollo de la celda, tomando en cuenta las especificaciones dadas por Lin et al. (2020):

La transferencia de calor por conducción unidimensional a lo largo de la dirección radial es dominante dentro de los tubos con MCF;

Se desprecia la transferencia de calor por convección libre dentro del MCF líquido;

Bajo las fases líquida y sólida, se supuso que la capacidad calorífica específica del MCF es constante;

Se asumió que las cavidades de contracción generadas debido al cambio de densidad durante el proceso de cambio de fase se distribuían uniformemente dentro de cada elemento de MCF;

Los tubos de MCF se dispusieron en una matriz triangular (ver Figura 1) y el número total de tubos de MCF ($N_{MCF}$), se puede determinar mediante la ecuación 20.

$$N_{MCF} = 3(N_r^2 - N_r - 1) \quad (20)$$

donde Nr es el número de tubos con MCF a lo largo de la dirección del radio de la celda de AET.

La transferencia de calor entre el MCF y el agua circundante fue idéntica para cada contenedor de MCF;

El almacenamiento efectivo de energía térmica en la celda de AET es la suma de la energía térmica almacenada en el elemento MCF, el elemento de agua correspondiente y el elemento de pared del tubo MCF.

Los modelos se realizaron acondicionando tres recipientes plásticos de 1 litro, a los que se les retiró la parte superior, y se recubrieron con fibra de vidrio como aislante térmico. Como contenedores del MCF se usaron tubos de aluminio de 1⁄2", sellados en la parte inferior y se colocaron dos niveles de mallas para sostener los tubos dentro de la celda; las configuraciones consideradas para los modelos de celda fueron las siguientes (ver Figura 1):

Celda A: no cuenta con MCF, se tomó este modelo como caso base.

Celda B: presenta un tubo de aluminio de ½" en el centro con MCF.

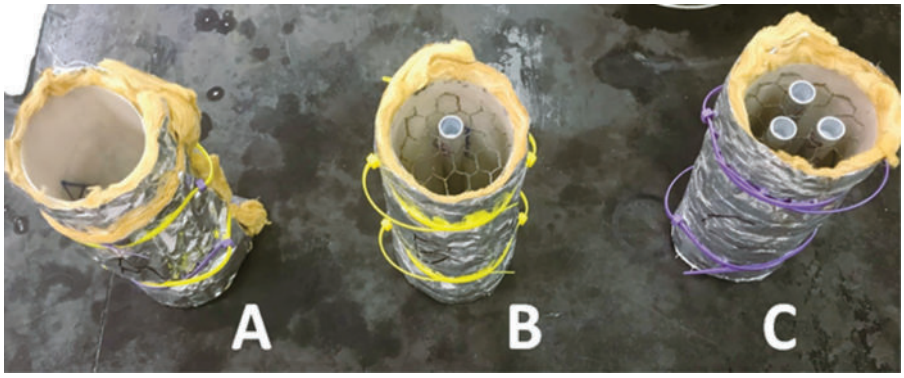
Celda C: contiene tres tubos de aluminio de ½" distribuidos en el recipiente.

Celda D: disposición igual a la celda B, sólo que con un tubo de 1".

Se realizaron estudios de pérdida de calor con el prototipo de celda final de modo de determinar la efectividad del diseño utilizado y la parafina como MCF en el AET.

Figura 1. Configuraciones de celdas A, B y C, cap. 1 litro.






Se procedió a usar el modelo de celda C, con tubos de 1" para el contenedor con capacidad de 5 galones escalando este modelo para continuar con el estudio, incluyendo mayor cantidad de tubos contenedores del MCF; se consideraron las siguientes configuraciones:

Celda I: tubos de aluminio de 1" distribución triangular con MCF.

Celda II: no cuenta con MCF, se tomó este modelo como caso base.

Para la construcción de estas celdas se utilizaron recipientes cilíndricos con capacidad de 5 galones, recubiertos con fibra de vidrio como aislante térmico, dejando sólo la parte superior de los recipientes sin cubrir. Esta parte superior fue cubierta por una tapa plástica (mismo material del recipiente) por donde se realizaron las mediciones de temperatura.

Para la construcción de la parte interna de la celda I se empleó el MCF, tubería de aluminio de

1”, 34 ± 1 cm de altura y cédula 40 sellados en la parte inferior, y una malla plástica con cortes que permiten establecer una disposición triangular de los tubos.

Para el estudio de la eficiencia de las celdas de AET, el contenido de agua en ambas celdas fue el mismo y este se calentó en simultáneo hasta 70 ºC utilizando una resistencia eléctrica; se procedió a introducir los tubos con el MCF para registrar la variación de la temperatura en las celdas en función del tiempo, por un período de 24 horas.

Las pruebas con los prototipos de celda fueron realizadas a una temperatura ambiente constante de 17 °C. Las mediciones de temperatura fueron realizadas a través de termómetros dispuestos en el centro de la celda y su frontera; en celda I, se colocaron termómetros dentro de los tubos con MCF, específicamente dentro del tubo central y dentro del tubo más cercano a la frontera de la celda.

El estudio se realizó registrando las temperaturas de los termómetros dispuestos, con una distribución temporal como muestra la Tabla 3.

Tabla 3. Períodos de toma de temperaturas internas en los prototipos de celda

| **Período de medición [min]** | **5** | **10** | **15** | **20** | **25** | **30** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Rango de tiempo [min]** | 0-20 | 20-120 | 120-300 | 300-480 | 480-630 | 630-840 |



## 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la Tabla 4 se presentan los resultados obtenidos en la caracterización de la mezcla de parafinas (25% m/m líquida - 75% m/m sólida) empleada como MCF.

Tabla 4. Caracterización de la mezcla de parafinas.

| Característica | Mezcla de parafinas |
|---|---|
| $\rho$: Densidad @70 °C [g/ml ± 0.004] | 0.792 |
| *Cp*: Calor específico [kJ/K*kg ± 0.03] | 3.88 |
| *Cv*: Capacidad calorífica volumétrica [kJ/K*m³ ± 44] | 3075 |
| *v*: Viscosidad cinemática @70 °C [cSt ± 0.03] | 16.73 |
| *T*: Temperatura de fusión [°C ± 0.05] | 50.70 |
| $Q_{cambio\ de\ fase}$: Calor latente de cambio de fase [kJ ± 0.05] | 2.90 |
| $Q_{sólido\ a\ líquido}$: Calor sensible de estado sólido a líquido [kJ ± 0.1] | 9.8 |
| $Q_{líquido\ a\ sólido}$: Calor sensible de estado líquido a sólido [kJ ± 0.03] | 2.96 |
| $H_{cambio\ de\ fase}$: Entalpía de cambio de fase [kJ/kg ± 2] | 120 |
| $H_{sólido\ a\ líquido}$: Entalpía de estado sólido a líquido [kJ/kg ± 3] | 339 |
| $H_{líquido\ a\ sólido}$: Entalpía de estado líquido a sólido [kJ/kg ± 0.8] | 93.2 |
| $t_{fusión}$: Tiempo de fusión [min ± 1] | 23 |
| $t_{solidificación}$: Tiempo de solidificación [min ± 1] | 48 |
| *L*: Calor latente de fusión [kJ/kg]* | 244 |
| *k*: Conductividad térmica [W/m.K]* | 0.21 |
| α: Difusividad térmica [cm²/s ± 32] | 683 |



* Datos obtenidos de Sharma et al. (2009) y Reza (2020).

De estos resultados se destaca que la temperatura de fusión de la mezcla de parafina es de 50.70 ºC, cercana a los 70 ºC de operación del sistema de AET lo cual es beneficiosos; presenta un calor latente de fusión de 244 kJ/kg y conductividad térmica de 0.21 W/m.K, siendo ambos valores menores a los del agua 334 kJ/kg a 0ºC y 0.59 W/m·K a 20ºC, sin embargo, no aplicables al sistema en el rango de temperatura de operación y siendo deseable la baja conductividad para entregar de forma controlada el calor.

## 3.2. Diseño, construcción y estudio del prototipo de celda

### 3.2.1. Ensayos de las celdas (1 litro), con 4 modelos A (sin MCF), B, C y D.

Diseñadas y construida los modelos de celda (A, B, C y D), se llevaron a cabo los estudios. A continuación, en la Tabla 5 se presentan las características de los modelos a escala de la celda sin/con MCF.

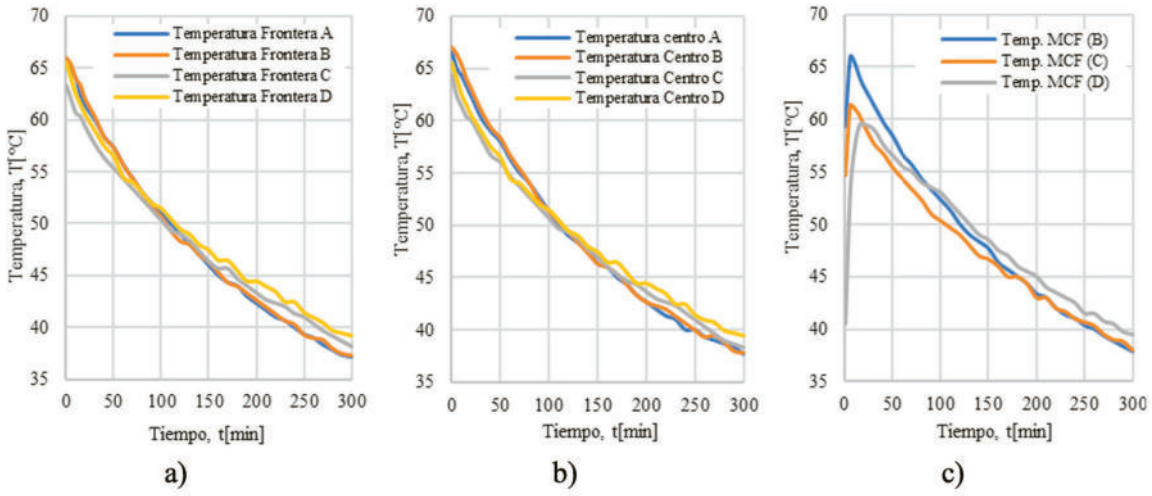
Tabla 5. Características de las celdas A, B, C y D sin/con MCF

| Celda | Característica | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Agua ± 1 [g] | MCF ± 1 [g] | Relación MCF-agua (masa) | Superficie de contacto contenedor ± 0,45 [cm²] | Relación vol. MCF-sup. de contacto |
| A | 980 | - | - | - | - |
| B | 953 | 21 | 0.02 | 96.6 | 0.268 |
| C | 879 | 62 | 0.07 | 289.8 | 0.268 |
| D | 893 | 69 | 0.08 | 160.0 | 0.548 |

Por otra parte, en la Figura 2 se presentan los resultados obtenidos de las pruebas realizadas con las celdas A, B, C y D. En las Figuras 4.a y 4.b, se puede identificar que la celda D presenta un mejor rendimiento que las celdas A, B y C. Esto se atribuye a que el uso del tubo de aluminio de 1" presenta una mayor área de transferencia de calor de 160.02 cm² mientras que el tubo de ½" tiene un área de transferencia de calor de 96.59 cm²; adicionalmente el tubo de 1" contiene una mayor cantidad de MCF dentro del tubo, lo que permite una mayor absorción de energía.



Figura 2. Temperatura en función del tiempo en las celdas A, B, C y D. a) En el centro de la celda. b) En la frontera de la celda. c) Variación de la temperatura del MCF para las celdas.



Se aprecian resultados similares para las celdas A y C, lo cual no era lo esperado, dado que se esperaba que el calor almacenado en la celda C fuera mayor que el almacenado en la celda A; sin embargo, se considera que tanto el ambiente, como la toma de las medidas de temperatura, jugaron un factor importante en el desarrollo de las experiencias. Por otra parte, el calor almacenado por la celda B no presenta ninguna ventaja con respecto a las otras celdas.

Los resultados de un mayor almacenamiento de calor latente en la celda D se atribuyen a la relación entre la superficie de contacto con el agua caliente y el volumen del MCF en el contenedor. La relación entre la superficie de contacto externa y el volumen interno del tubo de ½" es de 0.27:1 mientras que la del tubo de 1" es de 0.55:1, casi el doble. Se consideró en un principio que los tubos de ½" podrían ser la mejor opción para el diseño de la celda debido a que estos requerían una menor cantidad de MCF por unidad de área superficial del contenedor, pero los resultados indicaron lo contrario.

Al tener disponible un mayor volumen de MCF por unidad de área superficial también se requiere de mayor energía para derretir la parafina contenida, lo que implica que el mismo contenedor tendrá una mayor cantidad de calor latente almacenado, que luego puede ser utilizado para evitar un descenso rápido de la temperatura interna de la celda. Por esta razón la prueba en la celda D presentó los mejores resultados de almacenamiento de calor latente.

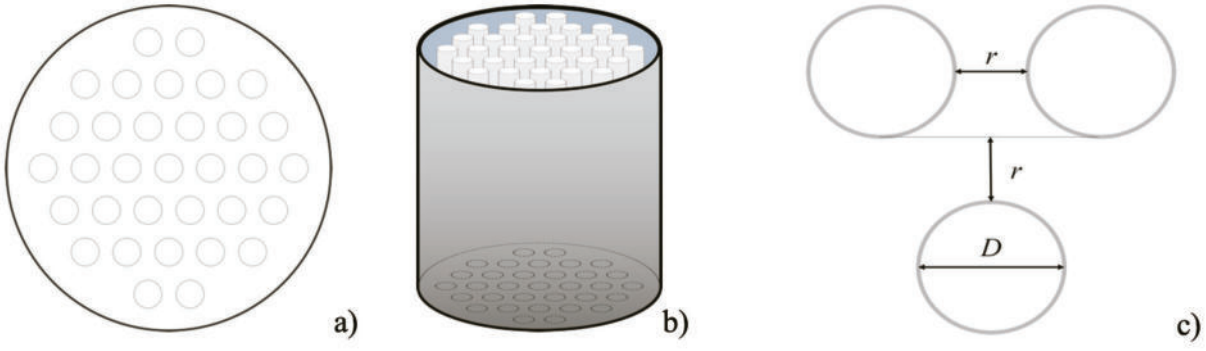
En el estudio, las celdas A, B, C y D, se llenaron hasta el mismo nivel de agua, pero esto no es la misma masa de agua, dado que una celda contiene adicionalmente el MCF; por lo que no tienen la misma cantidad de energía inicial. Aun así, se demuestra que, incluso con una menor cantidad de energía (agua caliente) en las celdas con MCF (B, C, D), el almacenamiento de calor llega a ser mejor que en la celda A, donde no hay MCF y se tienen una mayor cantidad de energía (agua caliente).



### 3.2.2. Ensayos de las celdas (5 litros) con modelo tipo I (con MCF) y II (sin MCF)

Aunque estos son datos previos obtenidos con los modelos a escala en las celdas A, B, C y D, se procedió a comprobar estos resultados de forma experimental en el prototipo de la celda; por lo que se consideran los tubos de aluminio de 1" en el diseño final de la celda de AET. Adicionalmente se toman en cuenta dos aspectos: cambios que se pueden realizar para mejorar el ensamblaje, y los resultados obtenidos a partir del estudio previo (celdas A, B, C y D); por lo que el diseño definitivo de la celda de AET, se puede apreciar en la Figura 3.

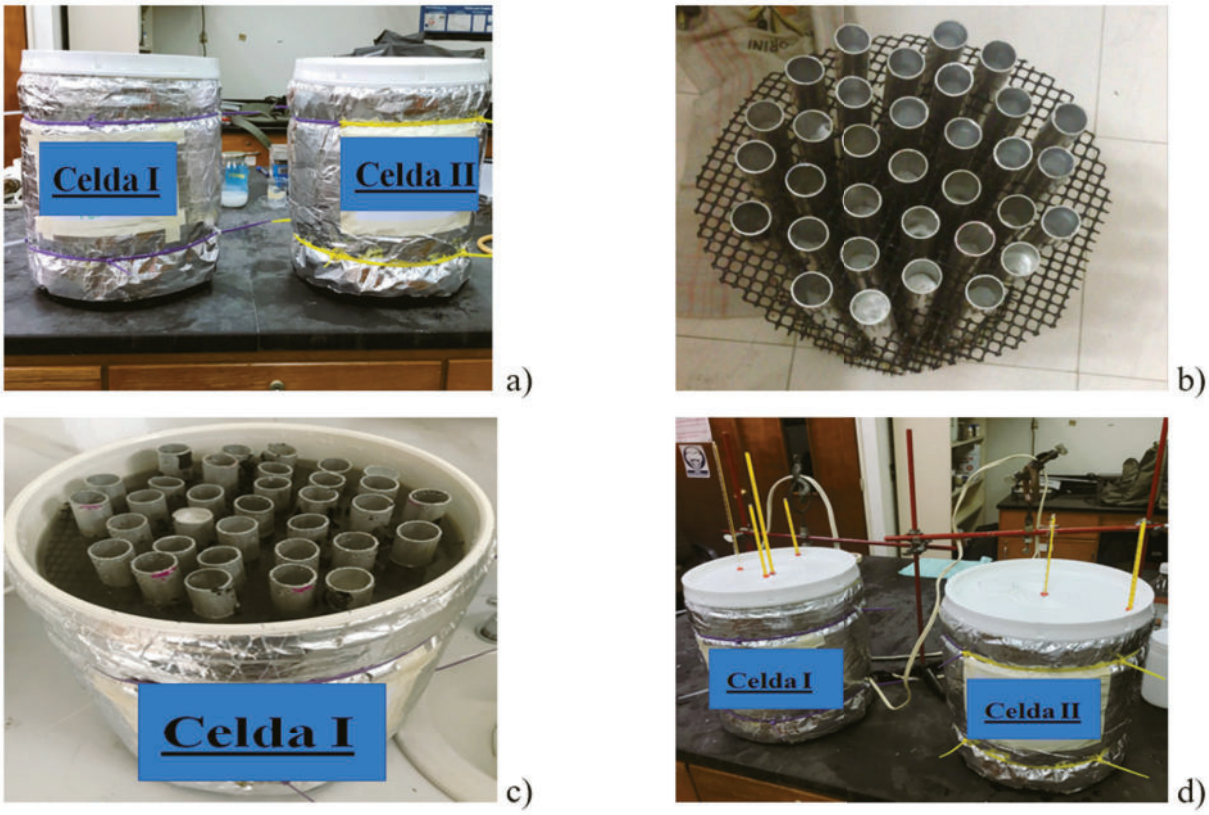
Figura 3. Diseño de la celda de AET. a) Vista superior, b) vista inclinada, c) vista detallada de la distribución de los tubos.




* $D = 1"$ y $r = ½"$

La realización del diseño es factible, desde su diseño en computador hasta su construcción, lo cual se aprecia en la Figura 4, donde se puede visualizar el prototipo de celda construido.

Figura 4. Prototipo de Celda. a) Vista frontal de celdas I y II, b) tubos de aluminio con MCF, c) vista superior celda I, d) medición de temperaturas en las celdas I y II.






Del estudio del prototipo de celda: Celda I con MCF y Celda II sin MCF, se obtienen los siguientes resultados.

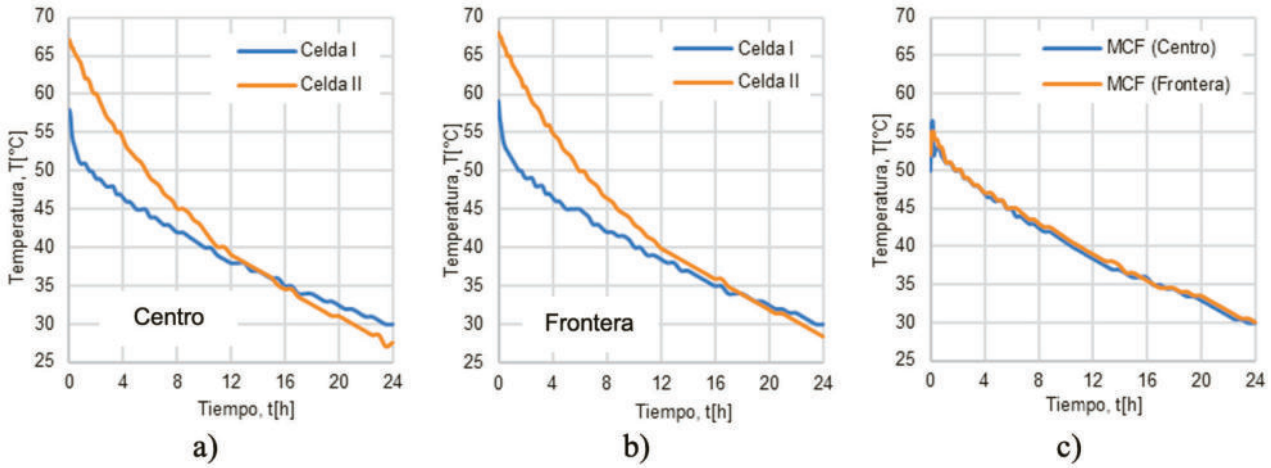
A partir de la ecuación 21 se determinó el calor inicial que se encontró en ambas celdas, es el mismo, debido a que se tiene la misma masa de agua y se inició el experimento a la misma temperatura (70 °C).

$$Q_{inicial} = m \times c_p \times T \quad (21)$$

Al realizar los cálculos se obtiene que la energía inicial en la celda es de 3477 kJ.

Luego de llevar a cabo las pruebas, se obtiene la variación de la temperatura en el tiempo de las celdas en estudio, reportándose este valor tanto en el centro de la celda como en la frontera, y en el MCF; estos resultados se presentan en la Figura 5.

Figura 5. Curvas de temperatura en función del tiempo para las celdas I y II a) Medición en el centro de la celda, b) Medición en la frontera de la celda, c) Medición del MCF en la celda I.





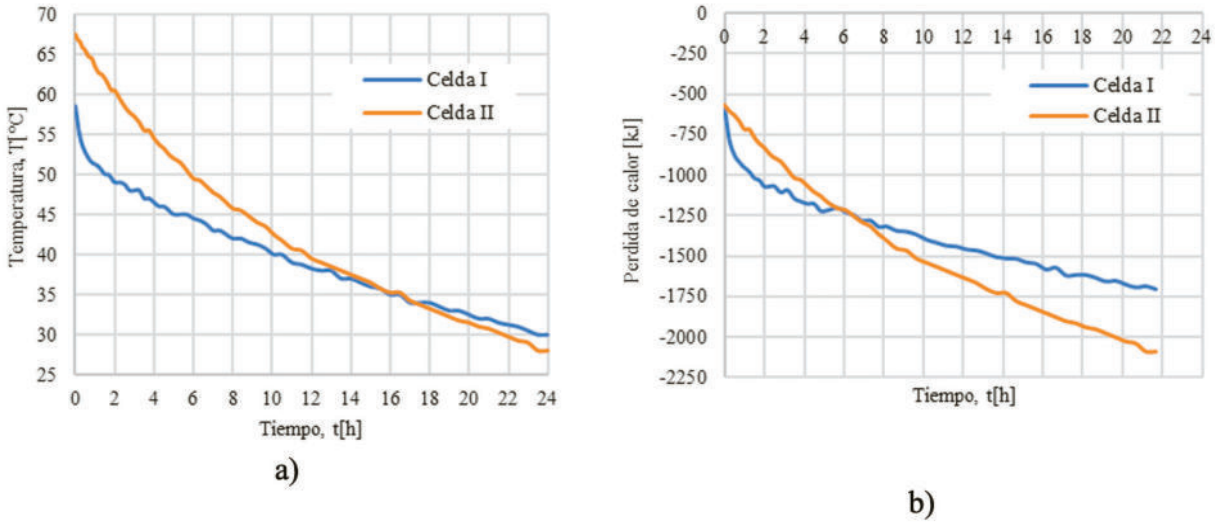

En las figuras 5.a y 5.b se observa cómo disminuye en un mayor grado la temperatura dentro de la celda I a razón de 0.12 °C/h en comparación con la celda II (0.16 °C/h); esto es debido a la absorción de calor por parte del MCF. En la figura 5.a, se aprecia que a partir de la hora 14 la celda I empieza a mostrarse como una mejor opción para el almacenamiento de calor que la celda II, debido a que el MCF está proporcionando a la celda la energía que absorbió previamente; siendo el proceso de liberación de energía lento y progresivo.

En la figura 5.c, se presenta el comportamiento de la temperatura promedio (centro-frontera) de la Celda I; por lo que tomando en cuenta este resultado, se realizó un ajuste de los datos experimentales, con el fin de obtener una expresión que permita determinar la temperatura (°C) con respecto al tiempo (h), según las condiciones a las cuales se desarrolló la experiencia; este ajuste se presenta en la ecuación 22.

$$T = 5E-06t^6 - 0.0004t^5 + 0.0116t^4 - 0.1714t^3 + 1.2801t^2 - 5.5246t + 56.256 \quad (22)$$

Para este ajuste, se obtuvo un coeficiente de determinación de 0.9958 y la ecuación tiene un rango de aplicabilidad entre 0 y 11 horas para obtener resultados confiables.

Figura 6. Celdas I y II a) Temperatura promedio en función del tiempo. b) Pérdida de calor en función del tiempo




En la Figura 6.a se observa, que en las celdas I y II, la temperatura al inicio de las experiencias no llega a ser igual, debido al tiempo invertido (5 min) en incorporar el MCF y los termómetros en el sistema. Por lo tanto, se estima que hay una absorción de calor importante por parte del MCF en ese período de tiempo, no siendo posible medir la temperatura durante ese lapso de tiempo, por lo que se considera que es mejor realizar los cálculos y gráficos a partir de los datos experimentales obtenidos.

Por otra parte, para los cálculos de calor de las celdas, se determinó el Nu (ecuación 8) descrito por Popiel (2008), de modo de determinar las características de los tubos internos de la celda, y para la celda.

Una verificación más representativa del proceso de acumulación de energía se inicia con los valores de las temperaturas promedio iguales (centro-frontera); es por ello que se realizó el estudio en ambas celdas a partir de 58.5 °C, valor reportado por la Celda I al momento de iniciar las medidas de temperatura.

En función a lo anterior, en la Figura 6.b, se muestra la pérdida de calor (en kJ) reportada a través de los cálculos de calor sensible dentro de ambas celdas. Se aprecia la diferencia considerable de pérdida de calor entre ambas celdas. Mientras que el comportamiento de pérdida de calor de la celda II tiende a ser decreciente, la pérdida de calor de la celda I se muestra con un decrecimiento fuerte en las primeras horas del estudio, para luego mantenerse con una pendiente menos pronunciada que en la celda II, permitiendo así que la pérdida de calor sea menor para el caso de la celda I en comparación de la celda II.

La ecuación proveniente de un ajuste de los datos experimentales del promedio de la pérdida de calor, para la celda I con la cual se puede determinar la pérdida de calor (kJ) con respecto al tiempo (h), según las condiciones de la experiencia, se presenta en la ecuación 23.

$$Q = 0.0003t^6 - 0.0219t^5 + 0.6677t^4 - 9.9065t^3 + 74.148t^2 - 296.01t - 691.5 \quad (23)$$

con un coeficiente de determinación de 0.9922.

El comportamiento observado se atribuye al calor latente de fusión del MCF, donde al pasar de estado sólido a líquido, la parafina requiere de energía, la cual absorbe del medio en donde se encuentra en forma de calor latente. Al momento de encontrarse en estado líquido, la parafina deja de almacenar la energía en forma de calor latente y la almacena en forma de calor sensible, forma que permite un menor nivel de almacenamiento.

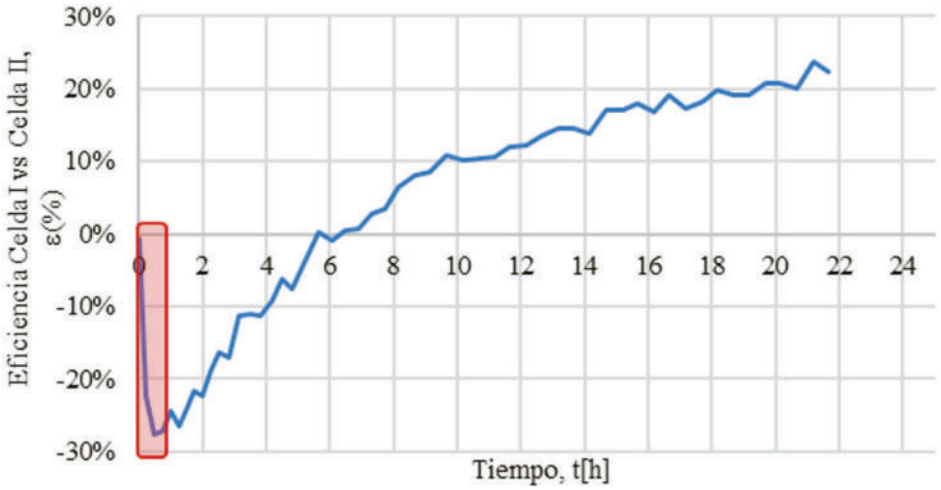
### 3.2.3 Análisis de la eficiencia de la celda AET, con y sin MCF

Para expresar cuantitativamente la eficiencia de la celda I sobre la celda II, se aplicó la ecuación 24, y en la Figura 7 se evidencia el comportamiento de la eficiencia () de la celda I respecto a la celda II en función del tiempo; se considera que esta eficiencia es la diferencia entre los calores de ambas celdas, en relación con el calor de la celda I.

$$\% \varepsilon = \frac{Q_{Celda\ I} - Q_{Celda\ II}}{Q_{Celda\ I}} \times 100 \quad (24)$$

Figura 7. Eficiencia de la celda I contra la celda II con respecto al tiempo.






Considerando la eficiencia como la capacidad de almacenar energía de la celda, En la Figura 7 se observa que desde el inicio del gráfico (durante la primera hora) hay un descenso precipitado de la eficiencia de la celda I sobre la II, asociado al descenso precipitado de la temperatura de la celda I con relación a la celda II, fenómeno que se atribuye a la absorción de calor característica del MCF, lo cual es claramente apreciable en la primera hora del experimento.

Posteriormente, se evidencia un ascenso progresivo de la eficiencia, donde luego de la hora 6 - 7 empieza a presentarse como positiva y se puede establecer que la celda I almacena el calor. En el período de tiempo, de 0 a 6-7 horas, la celda I acumuló la energía en el MCF, para su posterior uso. En la hora 21, se observa que la celda I presenta un valor máximo de eficiencia de 23,6% contra la celda II; y a partir de las 22 horas este valor baja a 22,3%. Se debe recordar que este estudio (figuras 6.b y 7) se realizó considerando la misma temperatura inicial en las celdas I y II.

Tomando en cuenta que la celda I almacena más energía que la celda II, se puede establecer que

esta celda cuenta con ventajas a partir de la 7 hora de iniciada la prueba, y estableciendo las temperaturas iniciales al mismo nivel. Esto se considera beneficioso debido a que, se puede aprovechar la energía térmica recolectada por un colector solar en una tarde soleada, en la mañana siguiente, siempre y cuando se alcance una temperatura alrededor de los 70°C en el agua proveniente del colector solar.

Finalmente, se demuestra que la parafina funciona como MCF y almacenador de calor para este sistema, dado que la celda I perdió un 50.6% de su calor, mientras que la celda II perdió el 60.0% del mismo calor, durante el período del estudio, indicando que efectivamente existe una ventaja de la celda I con respecto a la celda II.

### 3.2.4. Mejoras en la construcción de la celda

Cabe destacar que pueden existir mejoras en la construcción de la celda de 5 litros, tales como: a) uso de una malla metálica inoxidable, debido a que se requiere de una mayor rigidez para mantener los contenedores del MCF estables durante el llenado y vaciado de la celda; b) fijar las mallas plásticas al contenedor, si se decide trabajar con este material, ya que se requiere estén fijas para facilitar la incorporación de los contenedores del MCF; c) sellado superior e inferior de los contenedores de MCF, con una placa de aluminio de 1”, ya que el sellado con la placa de hierro presentó oxidación en la parte inferior de la celda; d) cambio del material de los contenedores y sus sellos a cobre, con el fin de aumentar la transferencia de calor por conducción dentro de la celda, considerando el costo del cobre en comparación con el del aluminio; y e) recubrimiento antioxidante de los contenedores de MCF para así evitar oxidaciones; sin embargo, esto puede presentar un aumento de la resistencia a la transferencia de calor por conducción hacia y desde los contenedores.

Por otra parte, con el fin de obtener un mejor rendimiento en la celda de AET, se considera que deben realizarse algunas mejoras, entre ellas: a) aumentar el espesor del aislante térmico; b) modificar el MCF, Sivapalan et al., (2018) describe que el uso de una emulsión de parafina y agua (O/W) representa un mejor MCF; c) uso de un flujo de entrada de agua caliente a la celda puede mejorar la transferencia de calor entre el agua y los contenedores del MCF; d) cambio de material de los contenedores, como cobre buscando mejorar la transferencia por conducción del fluido caliente (agua) al MCF (parafina), debido a su mayor conductividad térmica (kcobre = 380 W/K.m); aumentar la densidad de contenedores, Lin et al., (2020) indican que una mayor densidad de contenedores en la celda presenta un mejor rendimiento para el AET.



## CONCLUSIONES

Según las características fisicoquímicas definidas, para el MCF con 75% de parafina sólida y 25 % de parafina líquida este es adecuado para su aplicación en el estudio. La celda con MCF presenta una ventaja máxima de 23,6% contra la celda que contiene sólo agua, al perder el 50% del calor almacenado en 24 horas. Se puede mejorar el diseño implementando una emulsión de parafina en agua (O/W) como MCF, aumentando la cantidad de contenedores de MCF e introduciendo un flujo de agua caliente a la celda. Es factible diseñar un prototipo de celda de AET efectivo, utilizando parafina como MCF.

# REFERENCIAS


Casas Úbeda, J. M. (2007). Educación medioambiental, Enseñanza Secundaria. Club Universitario.

Cebeci, T. (1974). LAMINAR-FREE-CONVECTIVE-HEAT TRANSFER FROM THE OUTER SURFACE OF A VERTICAL SLENDER CIRCULAR CYLINDER. Proceeding of International Heat Transfer Conference 5, 15-19. https://doi.org/10.1615/IHTC5.2830

Cebeci, T., Qasim, J., & Na, T. Y. (1974). Free Convective Heat Transfer from Slender Cylinders Subject to Uniform Wall Heat Flux. Letters in Heat and Mass Transfer, 1, 159-162.

Cengel, Y. A. (2007). Transferencia de calor y masa: Un enfoque práctico. http://site.ebrary.com/id/11285850

Fang, Y., Niu, J., & Deng, S. (2019). An analytical technique for the optimal designs of tube-in-tank thermal energy storage systems using PCM. International Journal of Heat and Mass Transfer, 128, 849-859. https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.08.138

Hernández-Guerrero, A., Aceves, S. M., Cabrera-Ruiz, E., & Romero-Méndez, R. (2005). Effect of Cell Geometry on the Freezing and Melting Processes inside a Thermal Energy Storage Cell. Journal of Energy Resources Technology, 127(2), 95-102. https://doi.org/10.1115/1.1789517

Incropera, F. P., & Dewitt, D. P. (2009). FUNDAMENTO DE TRANSFERENCIA DE CALOR. PRENTICE HALL.

Janampa Quispe, K., Cerón Balboa, O., Morales Morales, O., & Oré García, J. (2020). Diseño y construcción de acumulador solar térmico por cambio de fase para un secador solar familiar. TECNIA, 30(1). https://doi.org/10.21754/tecnia.v30i1.840

Kahwaji, S., Johnson, M. B., Kheirabadi, A. C., Groulx, D., & White, M. A. (2018). A comprehensive study of properties of paraffin phase change materials for solar thermal energy storage and thermal management applications. Energy, 162, 1169-1182. https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.068

Kreith, F., Manglik, R. M., & Bohn, M. S. (2012). Principios de transferencia de calor (2a. Ed.). CENGAGE Learning. http://public.ebookcentral.proquest.com/choice/publicfullrecord.aspx?p=3430638

Lin, W., Ma, Z., McDowell, C., Baghi, Y., & Banfield, B. (2020). Optimal design of a thermal energy storage system using phase change materials for a net-zero energy Solar Decathlon house. Energy and Buildings, 208, 109626. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2019.109626

Mohaghegh, M. R., Alomair, Y., Alomair, M., Tasnim, S. H., Mahmud, S., & Abdullah, H. (2021). Melting of PCM inside a novel encapsulation design for thermal energy storage system. Energy Conversion and Management: X, 11, 100098. https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2021.100098

Molinero (2010).

Ochoa Hurtado, A. (2016). Evaluación de Parafina Comercial como Material de Cambio de Fase para Almacenamiento de Energía. Universidad Libre.

Oliver, A., Neila, F. J., & García-Santos, A. (2012). Clasificación y selección de materiales de cambio de fase según sus características para su aplicación en sistemas de almacenamiento de energía térmica. Materiales de Construcción, 62(305), 131-140. https://doi.org/10.3989/mc.2012.58010

Owusu, P. A., & Asumadu-Sarkodie, S. (2016). A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation. Cogent Engineering, 3(1), 1167990. https://doi.org/10.1080/23311916.2016.1167990

Panwar, N. L., Kaushik, S. C., & Kothari, S. (2011). Role of renewable energy sources in environmental protection: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15(3), 1513-1524. https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.037

Popiel, C. O. (2008). Free Convection Heat Transfer from Vertical Slender Cylinders: A Review. Heat Transfer Engineering, 29(6), 521-536. https://doi.org/10.1080/01457630801891557

Reddy Gona, L., Kishore, J., Meenakshi Reddy, R., & Lava Kumar, M. (2019). Execution and Analysis of Thermal Energy Storage System Using PCM. 9(3), 1731-1739.

Reyes, A., Vásquez, J., & Sepúlveda, F. (2015). Análisis de ciclos fusión-solidificación de ceras de parafina. 12.

Reza Vakhshouri, A. (2020). Paraffin as Phase Change Material. En F. Samir Soliman (Ed.), Paraffin—An Overview. IntechOpen. https://doi.org/10.5772/intechopen.90487

Sánchez-Vega, G., Pineda-Piñón, J., Nieto-Pérez, M., & Muñoz-Navia, M. (2019). Construcción y simulación de un sistema de almacenamiento de energía térmica usando material de cambio de fase. Revista de Tecnologías en procesos Industriales, 8-15. https://doi.org/10.35429/JTIP.2019.9.3.8.15

Sarbu, I., & Sebarchievici, C. (2018). A Comprehensive Review of Thermal Energy Storage. Sustainability, 10(1), 191. https://doi.org/10.3390/su10010191

Schallenberg Rodríguez, J. C. (2008). Energías renovables y eficiencia energética. Instituto Tecnológico de Canarias.

Sharma, A., Tyagi, V. V., Chen, C. R., & Buddhi, D. (2009). Review on thermal energy storage with phase change materials and applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13(2), 318-345. https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.10.005



Sivapalan, B., Neelesh Chandran, M., Manikandan, S., Saranprabhu, M. K., Pavithra, S., & Rajan, K. S. (2018). Paraffin wax–water nanoemulsion: A superior thermal energy storage medium providing higher rate of thermal energy storage per unit heat exchanger volume than water and paraffin wax. Energy Conversion and Management, 162, 109-117. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.01.073

Smith, J. M., Van Ness, H. C., Abbott, M. M., & García Hernández, A. E. (2003). Introducción a la termodinámica en ingeniería química. McGraw-Hill.

# HIDRÓGENO VERDE EN NICARAGUA: VIABILIDAD Y POTENCIAL PARA LA PRODUCCION DE FERTILIZANTES.

## GREEN HYDROGEN IN NICARAGUA: VIABILITY AND POTENTIAL FOR FERTILIZER PRODUCTION.

Meza

Recibido: 16/9/2025 y Aceptado: 12/3/2026




H2
HYDROGEN
H2
O2
H2

## Resumen

El objetivo de este artículo es analizar la viabilidad de implementar tecnología de hidrógeno verde ($H_2V$) en Nicaragua, tomando como base la experiencia piloto desarrollada en Medellín, Colombia, que emplea electrólisis de aguas residuales para generar hidrógeno, y evaluar el potencial de replicarla en Managua considerando la disponibilidad del recurso en el Lago Xolotlán, la Laguna de Tiscapa y la planta de tratamientos "Augusto C. Sandino" de ENACAL. A partir de un análisis contextual y de una revisión documental comparativa, se examinan los recursos hídricos y energéticos renovables del país, así como el marco jurídico, las capacidades institucionales y los costos asociados a una eventual producción nacional de fertilizantes nitrogenados mediante amoniaco sintetizado a partir de $H_2V$. Entre los hallazgos destaca la coherencia de esta propuesta con los principios de soberanía alimentaria, así como su alineación con la estrategia para reducir la dependencia externa de fertilizantes y fortalecer la resiliencia del sector agroalimentario. Sin embargo, los resultados económicos preliminares indican que, sin un marco habilitante y esquemas de apoyo, la producción de fertilizantes verdes no es aún rentable. El artículo está dirigido a investigadores, formuladores de políticas y actores vinculados a la transición energética, el desarrollo rural y la planeación agroindustrial sostenible.


Palabras clave: Energías Renovables; Hidrógeno Verde; Producción de Fertilizantes; Soberanía Alimentaria; Tratamiento de Aguas Residuales


## Abstract

***The objective of this article is to analyze the feasibility of implementing green hydrogen ($H_2V$) technology in Nicaragua, taking as a reference the pilot experience developed in Medellín, Colombia, which employs electrolysis of wastewater to generate hydrogen, and to evaluate the potential of replicating it in Managua, considering the availability of the resource in Lake Xolotlán, the Tiscapa Lagoon, and the "Augusto C. Sandino" treatment plant of ENACAL. Based on a contextual analysis and a comparative documentary review, the country's renewable water and energy resources are examined, as well as the legal framework, institutional capacities, and the costs associated with a possible national production of nitrogen fertilizers through ammonia synthesized from $H_2V$. Among the findings, the coherence of this proposal with the principles of food sovereignty stands out, as well as its alignment with the strategy to reduce external dependence on fertilizers and to strengthen the resilience of the agri-food sector. However, the preliminary economic results indicate that, without an enabling framework and support schemes, the production of green fertilizers is not yet profitable. The article is addressed to researchers, policymakers, and actors linked to the energy transition, rural development, and sustainable agro-industrial planning.***


Keywords: Renewable Energies; Green Hydrogen; Fertilizer Production; Food Sovereignty; Waste Water Treatment

# ANTECEDENTES

En América Latina y el Caribe (ALC), la descarbonización de las economías y la seguridad energética han impulsado el interés por el hidrógeno verde ($H_2V$) como vector energético para usos industriales, movilidad y producción de fertilizantes de baja huella. La región combina alto potencial renovable (eólico, solar, hidroeléctrico y geotérmico) con necesidad de reducir la dependencia de importaciones energéticas e insumos agroindustriales, lo que habilita iniciativas nacionales de hojas de ruta, estrategias y pilotos pre comerciales.

Costa Rica figura entre los pioneros regionales: desde la década pasada han ensayado pilotos de movilidad e infraestructura $H_2$ y cuenta con una Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde impulsada por su Ministerio de Ambiente y Energía, complementada por proyectos y prefactibilidad para adopción de hidrógeno renovable en sectores clave (Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica, 2022).



Panamá ha formalizado una Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados (ENHIVE), con énfasis en amónico verde para el corredor marítimo y aplicaciones de transporte, estructurada en ejes y líneas de acción con respaldo institucional. Esta política, lanzada tas la hoja de ruta inicial de 2022, consolida metas y proyectos habilitadores en logística, estándares y financiamiento (Ministerio de Energía de Panamá, 2022).

En Honduras, la Secretaría de Energía ha activado procesos participativos talleres técnicos para una Estrategia Nacional Preliminar de $H_2V$, con análisis potencial en barreras y marco regulatorio; además, emergen estudios académico recientes que cuantifican el potencial con fuentes eólica y fotovoltaico existentes (Secretaría de Energía de Honduras, 2024).

El Salvador ha iniciado pasos de cooperación técnica con IRENA para explorar producción de $H_2V$ —en particular vinculada a su potencial geotérmico— y ha comunicado públicamente su intención de incorporarlo a la diversificación de la matriz eléctrica; se trata de una agenda en conformación con hitos de 2024-2025 (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2020).

En el Caribe, Trinidad y Tobago publicó en 2022 su "*Roadmap for a Green Hydrogen Economy*", elaborada con apoyo del BID y actores del sector energético. La hoja de ruta prioriza la integración del $H_2V$ a la petroquímica (amoníaco y metanol verdes), generación de exportaciones y posicionamiento logístico regional, apalancando su infraestructura existente (Inter-American Development Bank (IDB) & National Energy Corporation of Trinidad and Tobago, 2022).

En conjunto, estos avaneces muestran que ALC y, en particular Centroamérica y parte del Caribe transitan desde pilotos y cooperación técnica hacia marcos estratégicos con proyectos ancla (movilidad, amoníaco y usos industriales). Para países con alta dependencia de fertilizantes importados, acoplamiento H2V-amoníaco se perfila como vía para disminuir vulnerabilidades externas, crear cadenas de valor tecnológicas y promover resiliencia agroalimentaria, en línea con agendas nacionales de transición energética. 1. INTRODUCCION

El hidrógeno verde se ha consolidado como una de las alternativas más prometedoras para la transición energética y la descarbonización de la industria. Su producción a partir de fuentes renovables mediante electrólisis permite reducir emisiones y diversificar las matrices energéticas. En el contexto de Nicaragua, caracterizado por una alta dependencia de fertilizantes importados para abastecer su sector agrícola, lo que representa un desafío para la soberanía alimentaria, la introducción de esta tecnología constituye una oportunidad estratégica tanto en términos de seguridad energética como de soberanía alimentaria.

Dentro del grupo de bienes intermedios, las importaciones de Insumos Agrícolas alcanzaron USD 154.8 millones en el IV trimestre del 2024, lo

que representó un aumento del 37% respecto al mismo periodo de 2023 (USD 113.0 millones). En términos acumulados a diciembre, la importación de insumos agropecuarios creció en un 24.9%, pasando de USD 510.2 millones en 2023 a USD 637.5 millones en 2024 (Banco Central de Nicaragua, 2025).

La aplicación del hidrógeno verde en la fabricación de amoniaco, insumo clave en la producción de fertilizantes, permite reducir la dependencia de importaciones y contribuir a la descarbonización del sector agrícola. Países como Chile, Brasil y Colombia han desarrollado proyectos piloto para explorar su viabilidad, lo que abre la posibilidad de replicar esta tecnología en Nicaragua. El presente estudio aborda la viabilidad de implementar un proyecto de hidrógeno verde ($H_2V$) orientado a la producción de fertilizantes, considerando la disponibilidad de recursos renovables, así como los costos asociados y los impactos potenciales en la economía agrícola y energética del país. Asimismo, se examina la experiencia internacional, con especial énfasis en un caso piloto desarrollado en Medellín, Colombia, como referente para valorar escenarios de adaptación en Nicaragua. En este contexto, el objetivo central de este estudio es evaluar la viabilidad del hidrógeno verde en Nicaragua como alternativa estratégica para la producción de fertilizantes, mediante el análisis de los recursos hídricos y energéticos renovables, los costos asociados y las implicaciones en la soberanía alimentaria y energética, al tiempo que se reflexiona sobre los desafíos y oportunidades que esta tecnología plantea para la formación de recursos humanos especializados.

El artículo se organiza de la siguiente manera: en la sección 2 se presenta la metodología usada, en la sección 3 el marco teórico, en la sección 4 la viabilidad del $H_2V$ en Nicaragua, en la sección 5 análisis financieros y escenarios de rentabilidad. Finalmente



## 2. METODOLOGÍA

La investigación se desarrolló bajo un diseño exploratorio-descriptivo, idóneo para abordar tecnologías emergentes en contextos con información limitada y en transición. Este enfoque permitió caracterizar desde una perspectiva integral, combinando análisis documental, evaluación comparativa y modelación de escenarios.

Se recurrió a fuentes primarias provenientes de instituciones nacionales — Ministerio de Energía y Minas, Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), Empresa Nacional de Acueductos y Alcantarillados (ENACAL) y Banco Central de Nicaragua — que aportaron datos actualizados sobre capacidad instalada, costos energéticos y disponibilidad de agua. Además, se revisaron artículos científicos revisados por pares, informes de organismos multilaterales (e. **g.,** IEA, IRENA, OLADE) y reportes de experiencias internacionales. Finalmente, se realizó un análisis financiero preliminar que no pretendió ser exhaustivo, pero sí analizar los determinantes de la viabilidad económica.

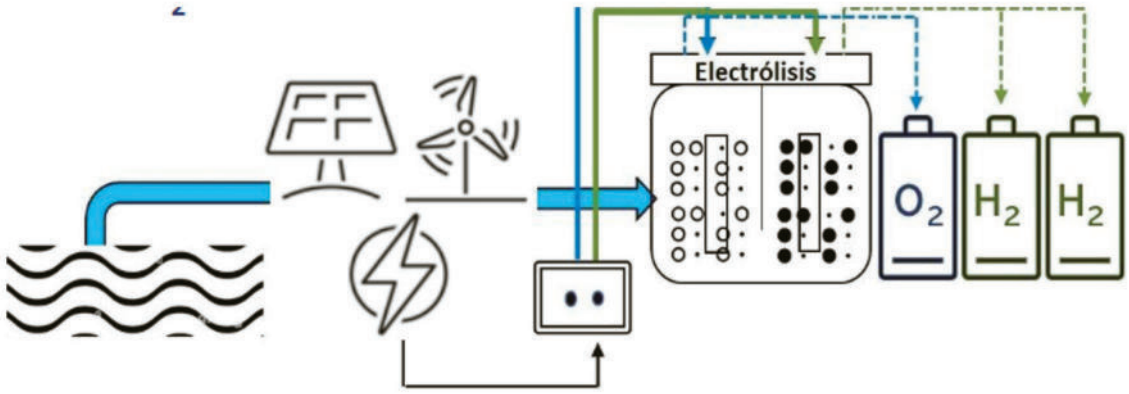
El diseño metodológico permitió alcanzar una visión holística, pero preliminar de la factibilidad del $H_2V$ en Nicaragua. Aun así, el trabajo pretende aportar resultados pioneros en Nicaragua, que integren dimensiones técnicas y, económicas en torno a una problemática estratégica para la soberanía energética y alimentaria.

# 3. MARCO TEÓRICO

## 3.1. Hidrógeno Verde: Definición y Producción

El hidrógeno verde (H2V) constituye un eje estratégico en la transición hacia sistemas energéticos descarbonizados. Su producción mediante electrólisis del agua con fuentes de energías renovables (Fig. 1) lo posiciona como un insumo clave para la síntesis de amoníaco y, en consecuencia, de fertilizantes nitrogenados, contribuyendo a la productividad agrícola y a la reducción de emisiones (Escámez, 2024). Además, el H2V posee la ventaja de ser almacenable y versátil para aplicaciones de alta intensidad, aunque su consolidación exige inversiones significativas y cooperación regional (CEPAL, 2022).

Figura 1. Producción H2V

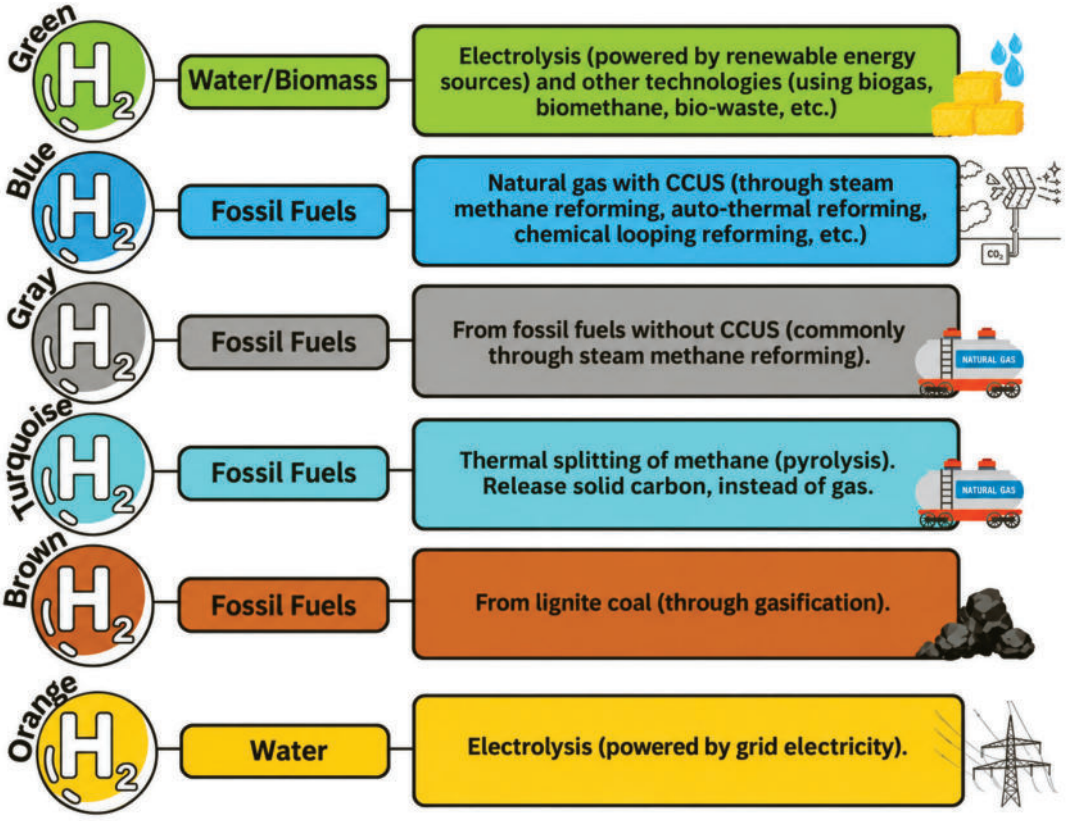



Fuente: (CEPAL, 2022)



La clasificación cromática del hidrógeno (Tabla 1) permite distinguir trayectorias tecnológicas e iniciar a valorar las huellas de carbono. El $H_2V$ se obtiene por electrólisis renovable con bajas emisiones, aunque con los mayores costos, en un rango aproximado de 3.6 – 5.8 USD/ kg. El hidrógeno azul, producido a partir de gas natural con captura de carbono presenta un costo intermedio 1.5 – 2.9 USD/ kg y menores emisiones respecto al gris. Este último, junto al marrón (derivado de carbón lignito), es el más económico, con valores de 1.2 – 2.1 USD/ kg, pero con elevadas emisiones de $CO_2$. El turquesa, aún con una madurez tecnológica inicial, genera carbono sólido como subproducto, mientras que el "naranja" refleja los costos y emisiones asociados a la matriz eléctrica de cada país (Hafsa Mehmood, 2025). Este panorama confirma, que, a pesar de sus costos superiores, el hidrógeno verde es la opción más coherente con los compromisos de transición energética

Figura 1. Tonos de color del hidrógeno y sus tecnologías.




Fuente: (Hafsa Mehmood, 2025).

### 3.1.1. La electrólisis del agua y sus diferentes sistemas de explotación.

La electrólisis del agua constituye la reacción fundamental mediante la cual se obtiene $H_2V$ a partir de electricidad renovable. En términos energéticos, el proceso requiere tanto aporte eléctrico como calórico, lo cual se representa de forma simplificada en la siguiente ecuación:

$$1\,H2O + \text{Electricity}\,(237.2\,\text{kJ mol} - 1) + \text{Heat}\,(48.6\,\text{kJ mol} - 1 \rightarrow H2 + 1\,O2 \quad (1)$$

La ecuación (1) refleja la necesidad termodinámica mínima de 237,2 kJ.mol-1 en forma de electricidad y 48, 6 kJ.mol-1 en forma de calor para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno. No obstante, en condiciones experimentales, se requieren aproximadamente 1,48 V de diferencia potencial para superar limitaciones cinéticas y resistencias óhmicas del sistema (S. Shiva Kumar, 2022).

El electrolizador es un sistema electroquímico que, mediante energía eléctrica, descompone el agua en sus elementos consecutivos. Su estructura integra unidades de secado, purificación y control térmico de los gases, lo que asegura un funcionamiento estable y seguro (Somtocukwu Godfrey Nnabuife, 2025). La eficiencia del proceso no depende únicamente de la reacción de electrólisis, sino también de la adecuada gestión de los subproductos. De este modo, el desempeño del electrolizador se encuentra condicionado tanto por su diseño como por los protocolos de operación, lo que refuerza su papel componente crítico en la cadena de producción de hidrógeno verde.

### 3.1.2. Comparación de diferentes sistemas de electrólisis

La comparación entre los sisemas de electrólisis alcalina y de membrana de intercambio protónico (PEMEC) permite constatar fortalezas y limitaciones, como se aprecia en las Figuras 3 y 4. La electrólisis alcalina, ampliamente difundida por su madurez, emplea soluciones de hidróxido como electrolito y se caracteriza por su bajo costo y facilidad de implementación, aunque con menor densidad de corriente, esta flexibilidad ante variaciones energéticas y riesgos derivados del manejo de electrolitos corrosivos. Los electrolizadores PEMEC constituyen una alternativa más avanzada: producen hidrógeno de alta pureza y responden dinámicamente a la intermitencia renovable. Su modularidad favorece la escalabilidad, pero su dependencia de catalizadores de metales preciosos (Pt, Ru, Ir) encarece considerablemente su despliegue (B. Akhsassi, 2024).

Más recientemente, la electrólisis de membrana de intercambio aniónico (AEM) ha surgido como innovación que integra ventajas de los sistemas anteriores mediante catalizadores no preciosos, reduciendo costos y ampliando su atractivo para una producción sostenible. Su potencial disruptivo es notable, aunque persisten desafíos de durabilidad y estabilidad de membranas que requieren investigación adicional (Lu Liu, 2024).

En sistesis, la alcalina ofrece robustez y bajo costo, la PEMEC flexibilidad y pureza con mayores exigencias económicas, y la AEM, como la más reciente, se proyecta como la alternativa con mayor potencial estratégico en los escenarios de transición energética.

Figura 3. Sistema de electrólisis PEMEC

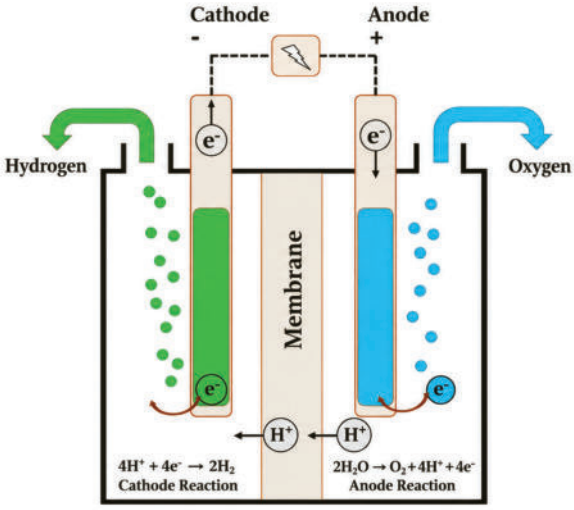
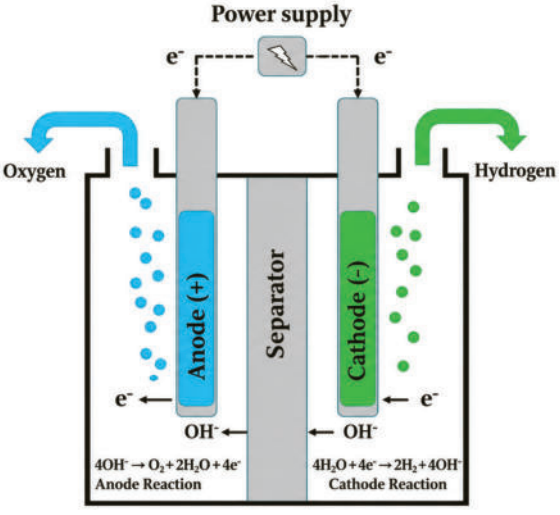



Figura 4. Sistema de electrólisis alcalina






### 3.1.3. Importancia del Hidrógeno verde en la Transición eléctrica.

El hidrógeno verde se reconoce como un vector energético estratégico para acelerar la descarbonización industrial y consolidar la transición hacia sistemas eléctricos flexibles y resilientes. Diversos organismos internacionales han coincidido en subrayar su papel central en esta transformación: (UNIDO, IRENA, IDOS, 2024) destacan su capacidad para articular innovación tecnológica con desarrollo sostenible, mientras que (Hydrogen Council, 2023) resalta su función como mecanismo de almacenamiento estacional y de respaldo en matrices con alta penetración de renovables intermitentes. En paralelo, (International Renewable Energy Agency, 2022) enfatiza la dimensión geopolítica de H2V, al señalar que los países con abundantes recursos renovables pueden consolidar ventajas competitivas mediante la exportación de energía limpia y la atracción de nuevas cadenas de valor industriales. En suma, la importancia del H2V

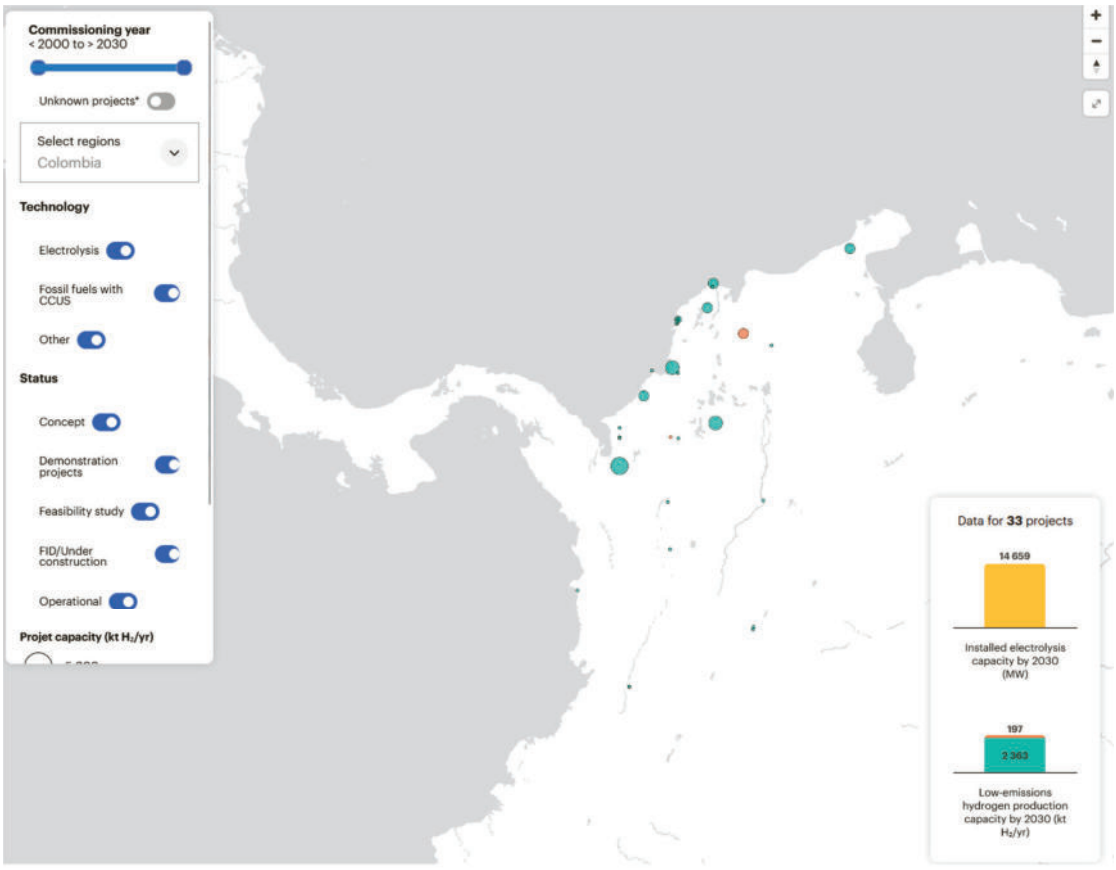
trasciende su condición de sustituto energético: constituye un catalizador de transformaciones estructurales en los ámbitos económico, ambiental y estratégico, capaz de redefinir el posicionamiento internacional de los países que apuestan tempranamente por su desarrollo.

### 3.1.5. Caso Colombia

La producción de hidrógeno verde se perfila como una vía estratégica para descarbonizar sectores intensivos en energía, como la fabricación de fertilizantes nitrogenados. A escala global, cerca del 70% del hidrógeno producido se destina a la síntesis de amoníaco, proceso convencional altamente emisor por su dependencia de combustibles fósiles (International Energy Agency, 2023). Sustituir esta dinámica mediante electrólisis renovable representa una alternativa eficiente para reducir la huella de carbono, particularmente en países con abundantes recursos hídricos y renovables.

En este marco, Colombia constituye un referente regional. Empresas Públicas de Medellín (EPM), a través de su filial Aguas Nacionales, ha implementado un piloto en la PTRA Aguas Claras (Bello, Antioquia), donde el biogás alimenta un sistema de electrólisis que produce 5 kg de $H_2V$ diarios, con proyección de duplicar su capacidad (Vilela, 2024). Este modelo, que integra gestión hidráulica, energías limpias y economía circular, evidencia cómo articular sectores estratégicos puede sentar bases para una transición energética industrial en América Latina.

Figura 5. Mapa interactivo de proyectos de producción de H2



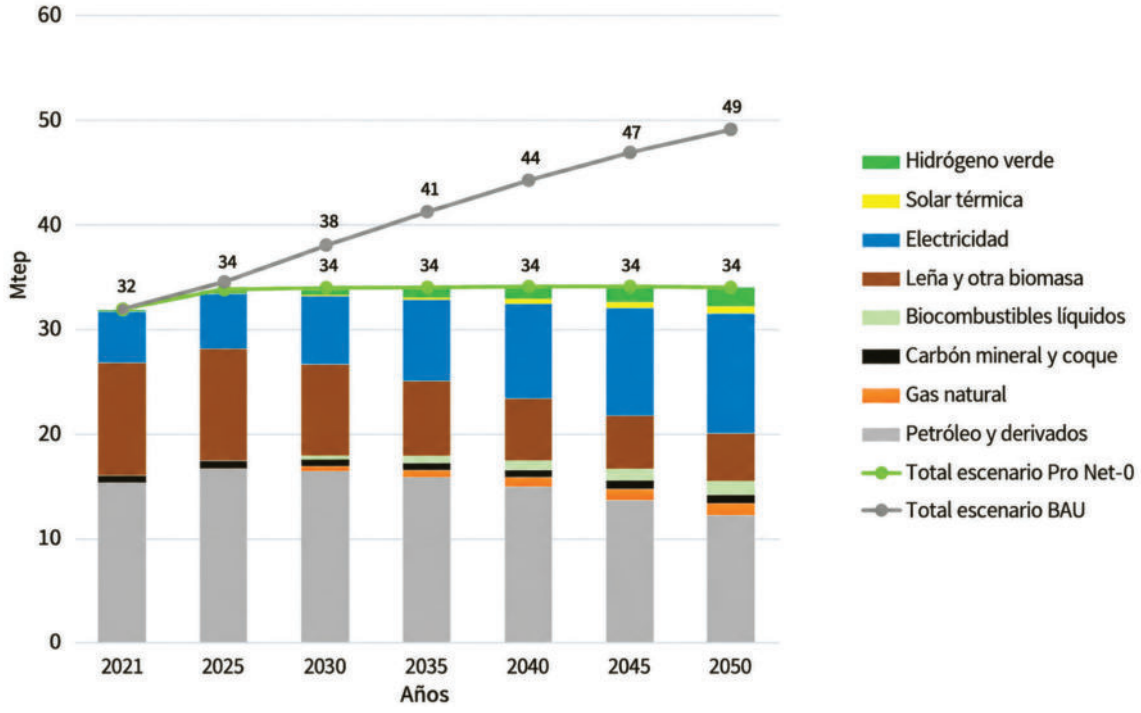

Fuente: (International Energy Agency (IEA), 2023)

Como refuerza la figura 5, el país avanza hacia la consolidación de un portafolio de proyectos de gran escala, con una capacidad instalada proyectada de 14,859 MW en 33 iniciativas identificadas. La concentración geográfica en el norte de Colombia refleja tanto disponibilidad de recursos renovables como la estrategia de posicionar a esa región como polo de desarrollo de hidrógeno verde.

### 3.1.6. Panorama en América Central

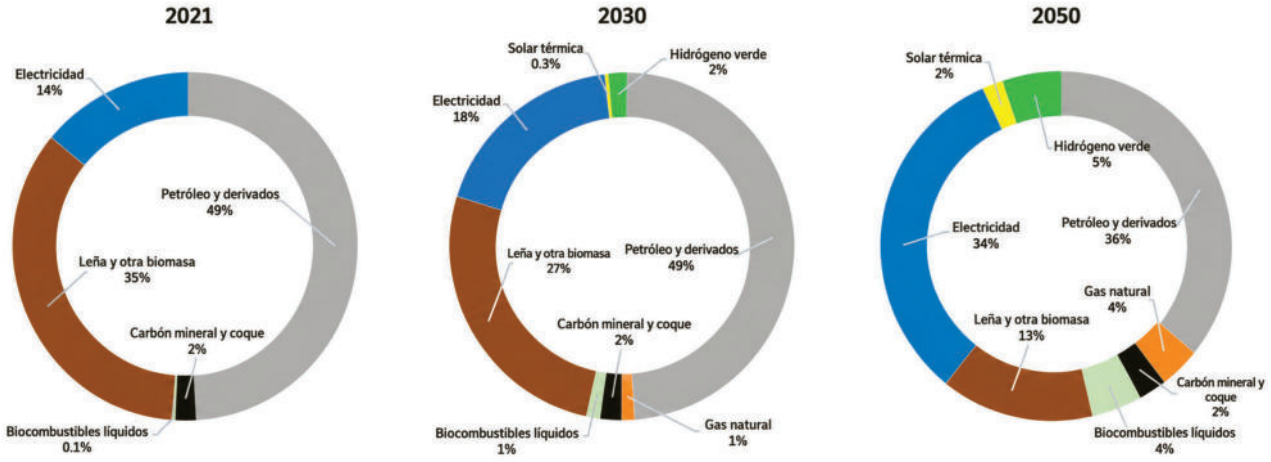
De acuerdo con (OLADE, 2023) el panorama energético de nuestra región, se plantea que con las medidas de descarbonización del escenario Pro NET-0, el consumo final total de energía en América Central se reduce significativamente, siendo en el año 2050, una tercera parte menor al proyectado en el escenario de referencia de ese año. En este contexto la electricidad gana terreno en la matriz de consumo final pasando de representar el 14% del total en 2021 al 34% en el 2050. En este último año los biocombustibles líquidos llegarían a ocupar un 4% de la matriz mientras que el hidrógeno verde el 5%, la biomasa convencional y los combustibles fósiles reducirían de manera relevante su participación. (Fig. 6 y 7)

Figura 6. Proyección del consumo final de energía escenario ProNet-0América Central




Fuente: (OLADE, 2023)

Figura 7. Evolución de la matriz de consumo final de Energía escenario Pro Net-0, América Central




Fuente: (OLADE, 2023)



## 4. VIABILIDAD DEL H2V EN NICARAGUA

La viabilidad del hidrógeno en Nicaragua debe analizarse desde una perspectiva integral que articule capacidades energéticas, condiciones ambientales y demandas estratégicas de desarrollo. El país dispone de un potencial considerable en recursos renovables —hidráulicos, solares, eólicos y de biomasa— que lo posiciona favorablemente para una producción sostenible de $H_2V$. No obstante, esta disponibilidad no garantiza por sí misma la factibilidad del vector energético: se requiere valorar de manera conjunta las dimensiones técnicas para construir escenarios realistas de adopción.

Más allá de la oferta energética, resulta fundamental considerar las implicaciones de sustituir la importación de fertilizantes por producción nacional basada en H2V. Tal transición no solo impactaría positivamente la seguridad alimentaria y reduciría la dependencia externa, sino que también abriría la posibilidad de consolidar nuevas cadenas de valor, generar empleos especializados y proyectar al país como referente regional en innovación energética. En este sentido, la evaluación de viabilidad adquiere un carácter estratégico: no se limita a examinar condiciones técnicas, sino que permite articular oportunidades económicas, sociales y ambientales capaces de redefinir el modelo de desarrollo nacional.

## 4.1. Recursos hídricos y energéticos

De manera complementaria a los informes institucionales e internacionales, la literatura científica a examinado la transformación de la matriz energética nacional (Meza, Amado, & Sauer, 2017) demostraron, mediante un ejercicio de planificación integrada de recursos, que la combinación de geotermia, eólica, hidroeléctrica y biomasa permitiría configurar un sistema eléctrico diversificado y competitivo, con un costo nivelado cercano a 0.085 USD/kWh frente a los 0.20 USD/kWh de la tarifa promedio nacional de la época. Este hallazgo evidencia que, aunque la factibilidad económica inmediata de proyectos como el hidrógeno verde sigue siendo limitada, Nicaragua posee un potencial energético estructural que constituye la base para futuras estrategias de descarbonización. En esta misma línea, (Vanegas, 2019) resalta que el hidrógeno verde debe ser considerado como parte de las estrategias de descarbonización del transporte, reconociendo su importancia en el fortalecimiento del sector energético nacional.

La convergencia de estos aportes académicos refuerza la idea de que Nicaragua dispone de una base renovable robusta que, aunque no garantiza la factibilidad económica inmediata, constituye un marco estratégico el cual pueden articularse proyectos innovadores de $H_2V$.

Finalmente, (Barreda, 2025) ofrece un análisis actualizado de la evolución y desafíos del sector energético entre 2008 y 2022, destacando que la generación eléctrica a partir de fuentes renovables alcanzó el 60% en 2022 y que el país se a propuesto la meta al 90% en 2027. Aunque estos avances reflejan una diversificación significativa de la matriz, persisten retos estructurales al uso intensivo de biomasa tradicional en zonas rurales y a la alta dependencia del transporte fósil. Estos hallazgos confirman que, si bien la transformación energética nacional a sentado una base sólida, el aprovechamiento de nuevas tecnologías como el hidrógeno verde requiere enfrentar limitaciones sociales, institucionales y sectoriales que aún condicionan su despliegue.



### 4.1.1. Hidroeléctrica

La generación hidroeléctrica constituye uno de los pilares históricos del sistema eléctrico nicaragüense. La Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) administra tres centrales de importancia: Centro América (50 MW), Carlos Fonseca (50 MW) y Larreynaga (17 MW), que en conjunto aportan 117 MW de capacidad instalada cubriendo el 15.2% de la demanda máxima del país (ENEL, 2022). Estas plantas destacan por ofrecer energía firme y de bajo costo marginal, características técnicas particularmente valiosas para procesos industriales continuos como la electrólisis.

#### 4.1.1.2. Geotermia

El potencial geotérmico nacional está estimado en más de 1,500 MW, de los cuales una fracción ya se encuentra en explotación mediante proyectos como San Jacinto Tizate. Esta fuente es considerada estratégica por su estabilidad operativa (energía base) y baja intermitencia, lo cual la hace particularmente idónea para alimentar electrizadores. El Ministerio de Energías y Minas (MEM) promueve activamente la expansión del aprovechamiento geotérmico, destacando la exploración del área del Volcán Cosigüina como uno de los proyectos prioritarios (Ministerio de Energias y Minas, 2021). La generación geotérmica con un factor de capacidad cercano al 90% es una opción muy atractiva para los procesos industriales continuos como la electrólisis.

#### 4.1.1.3. Biomasa

La biomasa, utilizada principalmente a través de cogeneración en ingenios azucareros, ha alcanzado una participación de hasta el 22% de la generación nacional en determinados periodos del año. Aunque su estacionalidad anual podría limitar como fuente única de energía para la electrólisis, representa una fuente complementaria relevante (ENATREL, 2023).

#### 4.1.1.4. Eólica y solar

De acuerdo con (Portal MEM, 2025), al cierre de 2024, Nicaragua alcanzó una capacidad de generación eléctrica de 1,649.06 MW, con una demanda máxima registrada de 858.41 MW y una generación total de 5,319.28 GWh, lo que represento un incremento del 2.75% respecto al año anterior. En cuanto, a la energía eólica, el departamento de Rivas se destaca por su significativo aporte a la generación eólica nacional, albergando varios parques eólicos que, en conjunto, suman una capacidad instalada de aproximadamente 187 MW. Entre estos se encuentran:

Parque Eólico Amayo I y II

Parque Eólico Blue Power

Parque Eólico Eolo

Parque Eólico Comandante Camilo Ortega Saavedra

La subestación La Virgen ubicada en Rivas actúa como punto de integración para la energía generada por estos parques, facilitando su distribución en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) (ENATREL, 2022).

Nicaragua ha incorporado diversas plantas solares fotovoltaicas, alcanzando una capacidad instalada de aproximadamente 60 MW, los proyectos recientes incluyen:

Planta Solar La Trinidad en Diriamba (1.5 MW)

Planta Solaris en Puerto Sandino (12 MW)

Planta en San Juan de Nicaragua (300 kW)

Planta en Corn Island (2.5 MW)

Planta El Jaguar Malpaisillo, León (16 MW)

Además, se han planificado proyectos como el de San Benito y Boaco, cada uno con una capacidad proyectada de 100 MW, desarrollados en dos fases de 50 MW cada una. (Ministerio de Energías y Minas, 2022).

En el departamento de Estelí, se han identificado sitios con potencial para la generación eólica. Estudios de factibilidad han evaluado áreas como el Barro (55 MW) en San Nicolas y Chilamatillo en Estelí, considerando la instalación de sistemas de generación eólica interconectados a la red eléctrica, es importante señalar que estos proyectos forman parte de la estrategia nacional para diversificar la matriz energética y aumentar la participación de las fuentes renovables en la generación eléctrica (Ministerio de Energías y Minas, 2021).

Además, de acuerdo con (Pastrán, Informe, 2024), Nicaragua impulsa una ambiciosa estrategia de expansión de energía renovable, que incluye la instalación de múltiples plantas solares fotovoltaicas como parte de una inversión de más de 3,000 millones de dólares proyectada entre 2024 y 2040. Dentro de los solares destacados se encuentran:

Planta Solar El Hato (Matagalpa)

ENESOLAR I (Matagalpa)

ENESOLAR 2 (Malpaisillo, León)

Planta El Jaguar 2

Planta Solar San Isidro

Planta Solar Sandino

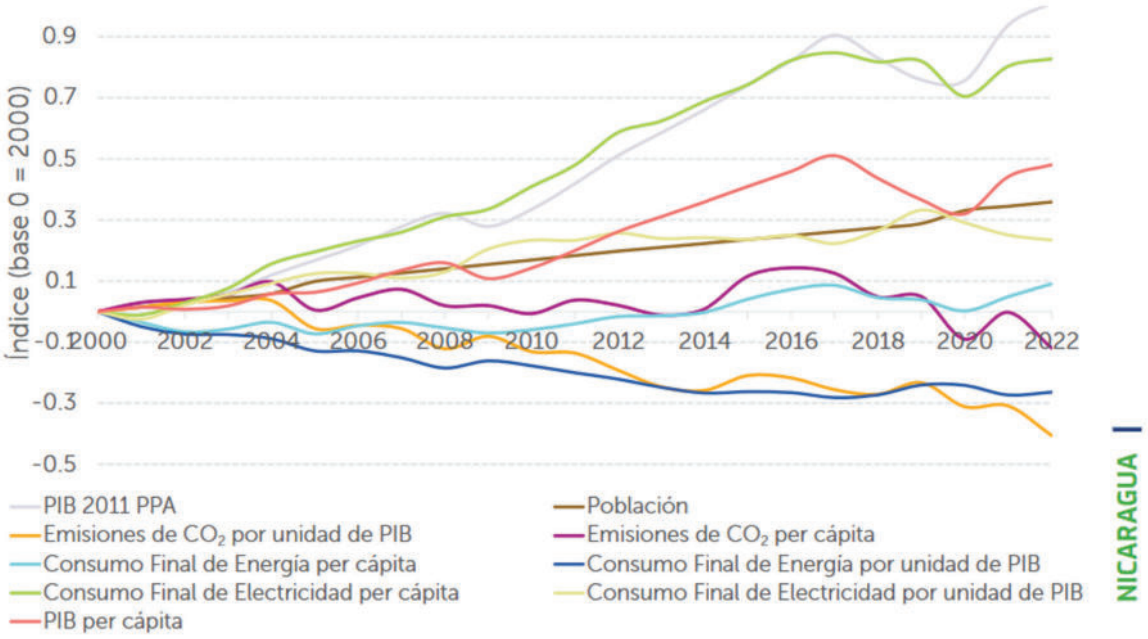
Planta SUN Power

En agosto de 2024, la energía solar aportaba el 0.78% de la generación total del país, con

proyecciones de crecimiento sostenido en los próximos años. Este avance forma parte de la estrategia de diversificación de la matriz energética, orientada a incrementar la participación de las fuentes renovables.

La figura 8 muestra la evolución de los principales indicadores energéticos y económicos de Nicaragua entre 2000 y 2022. Destaca el crecimiento sostenido del PIB per cápita y del PIB en paridad de poder adquisitivo (PPA), acompañado de un aumento poblacional que impulsa la demanda energética. Al mismo tiempo, las emisiones de $CO_2$ por unidad de PIB registran una reducción, reflejando mejoras en eficiencia energética o transformaciones en la estructura productiva, aunque las emisiones per cápita presentan fluctuaciones asociadas al uso de combustibles fósiles.

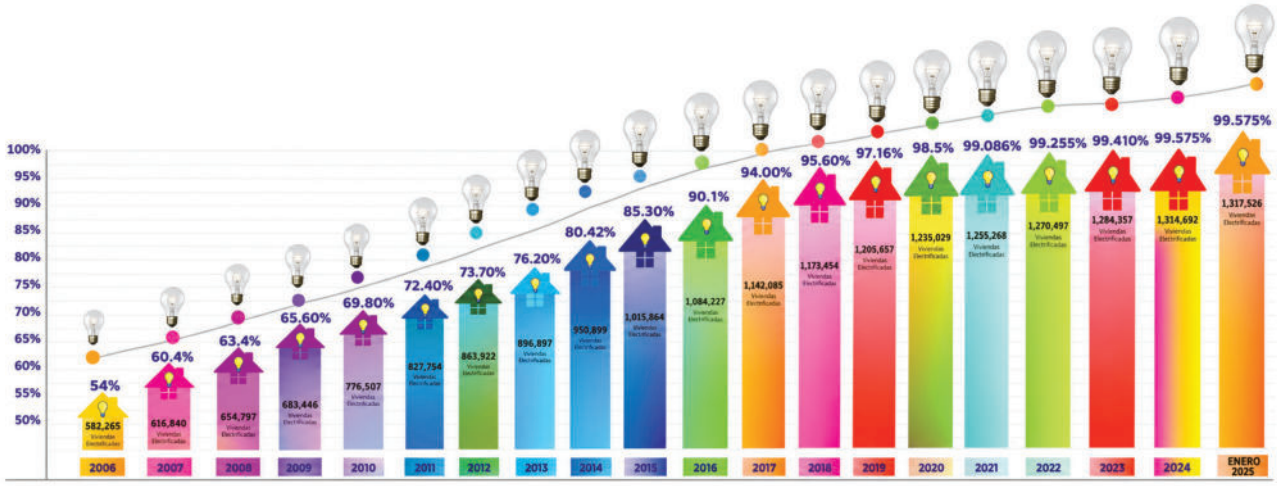
Figura 8. Resumen de los principales indicadores




Fuente: (OLADE, 2023).

El (Ministerio de Energía y Minas, 2023) señala que, desde 2007 Nicaragua ha experimentado una transformación sustancial en su sector eléctrico. Durante este período, la cobertura eléctrica nacional ha aumentado del 54% en 2006 al 99.5% en 2024, lo que ha permitido ampliar el acceso al servicio a la mayoría de los habitantes en los 153 municipios del país. (Fig. 9).

Figura 9. Cobertura Eléctrica Nicaragua

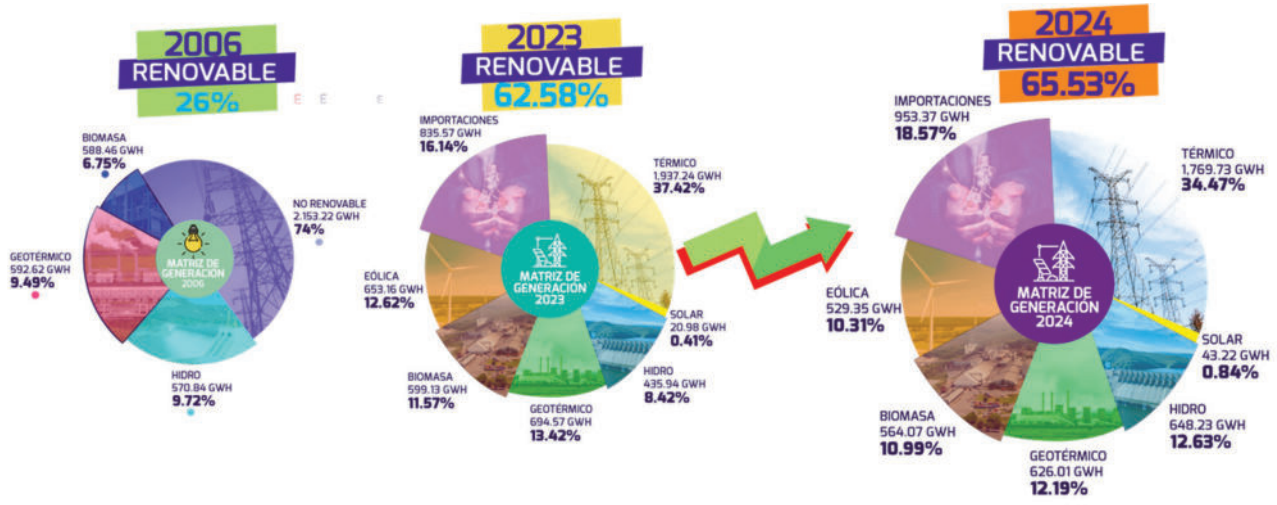



Fuente: (ENATREL, 2023).

Paralelamente, la matriz energética se ha diversificado notablemente. La generación de energía a partir de fuentes renovables paso del 26.09% en 2006 a un promedio anual del 65.53% en 2024, sin incluir importaciones (Ministerio de Energía y Minas, 2023).Ver la evolución en la figura 10.



Figura 10. Cambio de la matriz de generación Nicaragua




Fuente: (ENATREL, 2023).

Nicaragua ha avanzado en seguridad energética y cuenta con condiciones favorables para el desarrollo del hidrógeno verde, gracias a su infraestructura eléctrica en expansión y acceso a fuentes hídricas. Esta tecnología representa una oportunidad para descarbonizar sectores estratégicos y reducir la dependencia de combustibles fósiles. Sin embargo, persisten desafíos importantes: la necesidad de inversiones significativas en tecnología, infraestructura especializada y un marco regulatorio adecuado. Superar estos retos requerirá cooperación internacional y financiamiento externo, esenciales para que el país se posiciones como referente en hidrógeno verde y consolide su soberanía energética.

La viabilidad de implementar proyectos de producción de fertilizantes a partir de hidrógeno verde no depende únicamente de la disponibilidad energética renovable, sino también del acceso a fuentes hídricas suficiente y técnicamente aprovechables. En este sentido, la ciudad de Managua presenta condiciones favorables desde el punto de vista hídrico, según datos del Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales (INETER) y de la Empresa Nicaragüense de Acueductos y Alcantarillados Sanitarios (ENACAL).



Lago Xolotlán volumen abundante de agua con necesidad de acondicionamiento.

El Lago Xolotlán, también conocido como Lago de Managua, representa una de las reservas superficiales de agua más grande del país con una superficie estimada de 1,040 $km^2$ y una profundidad media de 9.5 m (INETER, 2020). Este volumen convierte al lago en un recurso de gran escala, potencialmente utilizable para procesos industriales de alta demanda hídrica, como la electrólisis para la producción de hidrógeno verde.

Sin embargo, se ha documentado que el lago ha sido históricamente receptor de descargas de aguas residuales urbanas, industriales y escorrentía contaminada. Aunque en años recientes se han implementado medidas de saneamiento parcial, como la construcción de plantas de tratamiento, la calidad del agua del lago aun no alcanza los estándares requeridos para procesos que exigen alta pureza. No obstante, desde una perspectiva volumétrica y logística (por su ubicación contigua al casco urbano de Managua), el Lago Xolotlán representa una reserva hídrica estratégica especialmente si se contempla una fase de tratamiento adicional previa a su uso en electrolizadores.

ENACAL y la planta de tratamiento de aguas residuales de Managua agua disponible y reutilizable

Como alternativa técnicamente más viable a corto plazo, la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) “Augusto C. Sandino”, operada por ENACAL, procesa diariamente un volumen aproximado de 182,000 $m^3$ de aguas residuales generadas en la ciudad de Managua (ENACAL, 2023). Este volumen representa un insumo hídrico constante y predecible que, si se somete a un proceso de purificación adicional, puede cumplir con los requisitos necesarios para la electrólisis del agua y producción de hidrógeno. Además, la misma planta cuenta con un sistema de digestión anaerobia que permite la generación de biogás, utilizando para cubrir parte de sus necesidades energéticas interna esta infraestructura ofrece un entorno técnico idóneo para la implementación de un modelo de predicción integrada, donde tanto el agua como parte de la energía para el proceso de electrólisis provenga del mismo sitio, siguiendo modelos similares implementado por EPM en Medellín, Colombia.

A partir de los datos oficiales provistos por INETER y ENACAL, es posible afirmar que Managua cuenta con recurso hídrico suficiente en volumen, continuidad y accesibilidad para implementar proyectos de producción de fertilizantes vía $H_2V$. Mientras el Lago de Xolotlán se posiciona como una reserva a gran escala, la PTAR de ENACAL representa una fuente inmediata y reutilizable, con condiciones operativas que podrían facilitar la de tecnologías emergentes sin depender de nuevas captaciones. El aprovechamiento de aguas residuales tratadas, en particular, alinea el objetivo de descarbonización con una visión de economía circular y gestión sostenible del agua urbana, contribuyendo no solo a la producción de insumos agrícolas, sino también al saneamiento y resiliencia urbana

### 4.2. Infraestructura, actores y normativas.

En Nicaragua, la soberanía alimentaria se configura como una política de Estado profundamente arraigada en la historia revolucionaria del país y en su marco normativo contemporáneo. Según lo establecido por la Ley N.º 693[1], se reconoce el derecho de los pueblos a definir sus propios sistemas alimentarios, priorizando la producción local, la sostenibilidad ambiental y el respeto a las culturas productivas campesinas e indígenas. Esta visión ha cobrado fuerza desde el 2007 con la reactivación de políticas de redistribución agraria, inversión en el sector agropecuario y acompañamiento técnico a pequeños y medianos productores, en la actualidad aproximadamente el 90% de los alimentos que se consumen en el país son producidos internamente, y se prevé alcanzar un 95% para 2026 (Diplomado Transformaciones Evolucionarias en 45 Años-Luz, s. f.).

Sin embargo, esta autosuficiencia alimentaria enfrenta un obstáculo estructural clave: la elevada dependencia de la importación de fertilizantes e insumos agroquímicos. De acuerdo con el *Informe de Comercio Exterior al IV Trimestre 2024,* las importaciones de bienes intermedios para la agricultura —incluidos los fertilizantes— ascendieron a USD 653.3 millones, con un crecimiento interanual del 14.2%. Este dato no solo refleja la magnitud económica del desafío, sino también su carácter estratégico: el sistema agroalimentario nicaragüense, aunque productivo permanece expuesto a la volatilidad de los mercados internacionales de insumos.

La producción de fertilizantes a partir de hidrógeno verde ($H_2V$) se presenta como una alternativa viable y coherente con los principios de soberanía y seguridad alimentaria del país. A través del aprovechamiento de energías renovables (hidroeléctrica, solar, eólica y geotérmica), es posible generar hidrógeno que, al combinarse nitrógeno del aire, permite sintetizar amoníaco, base de los fertilizantes nitrogenados. Este tipo de innovación tecnológica no solo reduciría la dependencia externa, sino que también abre oportunidades para la articulación entre la industria y academia, fomentando programas educativos orientados a la formación de técnicos especializados, la aplicación de la química y el manejo de la electrólisis.

En Nicaragua, las iniciativas en agroecología han evolucionado de experiencias aisladas hacia procesos de mayor integración en el sistema agroalimentario. Estudios recientes muestran que la agroecología pasó de ser un nicho innovador a incorporarse parcialmente al régimen agroalimentario dominante, aunque aún persisten tensiones y limitaciones estructurales para su consolidación (Katharina Schiller, 2020). En este contexto, la introducción de un sistema de producción de fertilizantes basado en $H_2V$ podría complementar y fortalecer dichas prácticas, integrando tecnologías eficientes con modelos de producción campesina ya establecidos.

En resumen, aunque Nicaragua ha logrado avances significativos en producción agroalimentaria, la dependencia de fertilizantes importados sigue siendo un obstáculo crítico para alcanzar una soberanía alimentaria plena. La producción nacional de fertilizantes a partir de hidrógeno verde, sustentada en los abundantes recursos renovables del país y respaldada por un marco legal habilitante, es una alternativa tecnológica factible y coherente con los principios de sostenibilidad y seguridad alimentaria. Esta estrategia no solo reduciría la vulnerabilidad externa, sino que también fortalecería la resiliencia del sistema productiva nacional, consolidando un modelo de desarrollo más autónomo, bajo en carbono y alineado con las prioridades del país.



1.- La Ley N.º 693 tiene por objeto garantizar el derecho de todas y todos los nicaragüenses de contar con alimentos suficientes, inocuos y nutritivos acordes a sus necesidades vitales; que estos sean accesibles física, económica, social y culturalmente de forma oportuna y permanente asegurando la disponibilidad, estabilidad y suficiencia de los mismos a través del desarrollo y rectoría por parte del Estado.

# 5. ANÁLISIS FINANCIERO Y ESCENARIOS DE RENTABILIDAD

Nicaragua presenta una oportunidad estratégica para implementar una solución innovadora basada en hidrógeno verde (H2V) orientada a la producción de fertilizantes, aprovechando su matriz eléctrica renovable, disponibilidad de aguas residuales tratadas y necesidad de reducir la dependencia de insumos agro-importados.

## 5.1. Identificación de costos estimados en Nicaragua.

La Tabla 1 presenta los parámetros y supuestos del análisis.

**CAPEX estimado:** El CAPEX estimado es de USD 1.5 millones/MW de capacidad instalada, lo que representa un total de USD 7.5 millones para una planta de 5 MW[2]

**OPEX anual estimado:** 6% de CAPEX, incluyendo:

Energía eléctrica: 60 USD/MWh (valor promedio nacional)

Agua tratada (ENACAL): costo marginal

Mantenimiento, personal técnico, insumos.

Tabla 1. Análisis económico



| Concepto | Valor estimado (USD) |
|---|---|
| CAPEX (planta 5 MW) | 7,500,000 |
| OPEX anual (6%) | 450,000 |
| Producción diaria de H2 (kg) | 2,500 |
| Producción anual de H2 (Ton) | 912.5 |
| Producción anual de fertilizante | 1,825 t/año |
| Precio por venta tonelada de fertilizante | 500 USD |

Fuente: Elaboración propia con referencia del: BID, IRENA y IEA

$$\text{Producción Anual de } H_2 = \frac{5\ \text{MW} \times 500 \times 365}{1000} = 912.5\ \text{t/año} \qquad (2)$$

Potencia: 5 MW

$$\text{Producción Fertilizante} = 912.5 \times 2 = 1{,}825\ \text{t/año}$$

Ingreso estimado: 912,500 USD
Relación de conversión técnica: 2[3]

2.- El valor de inversión estimado (CAPEX) de USD 1,5 millones por MW instalado se fundamenta en rangos reportados por (International Renewable Energy Agency, 2022)
3.- Se asume una relación técnica de conversión de 1 tonelada de hidrógeno verde por cada 2 toneladas de fertilizante, basada en estimaciones conservadoras derivadas de balances de masa en procesos de síntesis de amoniaco y urea. Esta aproximación es coherente con parámetros de eficiencia documentados por (Hydrogen Council, 2023).

### 5.1.1 Estimación de ingresos en Nicaragua

Tabla 2. Estimación de ingresos

| Parámetro | Valor |
|---|---|
| Precio de venta por tonelada[4] | USD 500 |
| Producción anual de fertilizante | 1,825 t |
| Ingreso anual estimado | USD 912,500 |
| Créditos de carbono estimado | Hasta USD 60,000 |

Fuente: Elaboración propia

**Calculo:**

$$\text{Ingresos anuales esperados} = 1{,}825 \times 500 = 912{,}500 \text{ USD/año}$$

Producción anual de fertilizante: 1,825 t

Precio de venta por tonelada de fertilizante: USD 500

**Indicadores financieros clave**



- Retorno sobre la inversión (ROI)

$$ROI = \frac{\text{beneficio neto}}{\text{inversión inicial}} \times 100 \qquad (3)$$

$$\text{ROI} = \left(\frac{462{,}500}{7{,}500{,}000}\right) * 100 = 6.17\%$$

El retorno sobre la inversión (*ROI)*estimado es del 6.17% anual. La tasa anual de descuento social de Nicaragua (8% p.a.), es superior al retorno de inversión, lo cual evidencia que no es rentable el proyecto en las actuales condiciones (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2010).

- Periodo de recuperación (Payback)

$$\text{Payback simple} = \frac{\text{Inversión Inicial}}{\text{Beneficio Anual}} \qquad (4)$$

$$\text{Payback} = \left(\frac{7{,}500{,}00}{462{,}00}\right) = 16.2 \text{ años}$$

4.- El precio de referencia de USD 500 por tonelada se fundamenta en estimaciones regionales para productos derivados del hidrógeno verde, en línea con los análisis de viabilidad técnica y económica en América Latina presentando por (CEPAL, 2022) (OLADE, 2023)

El proyecto recuperara lo invertido en 16.2 años. Sin embargo, es importante mencionar que, el payback no está descontado (por lo que el payback es mayor), aunque no incluye beneficios sociales (carbono, empleo, importaciones).

- **Valor presente neto (VPN)**

$$VPN = \sum_{t=1}^{20} \frac{462{,}500}{(1+0.03)t} - 7{,}500{,}000 \approx USD1{,}426{,}485$$

El valor presente neto (VPN) evidencia que el proyecto no resulta rentable bajo los parámetros actuales. Este resultado refleja la necesidad de contar con tarifas energéticas competitivas y esquemas de financiamiento verde que reduzcan el costo de capital. En consecuencia, el VPN no debe interpretarse únicamente como un cálculo financiero, sino como un llamado a diseñar instrumentos de política y apoyo institucional que permitan convertir la factibilidad técnica en sostenibilidad económica de largo plazo.

### 5.1.2 Análisis de sensibilidad (escenarios)

Dado que el costo de la energía representa el principal insumo operativo en la producción de $H_2$, se ha ajustado el análisis de sensibilidad utilizando los precios oficiales del Instituto Nicaragüense de Energía (INE). Para consumidores industriales en media tensión, la tarifa se sitúa entre 160 y 180 USD/MWh (convertido desde córdobas a tipo de cambio oficial).



Tabla 4. Análisis de sensibilidad (escenarios)

| Variable clave | Conservador | Base (con costos de energía INE) | Optimista |
|---|---|---|---|
| Precio fertilizante | 400 | 500 | 600 |
| Costo energía (USD) | 200/ MWh | 170 | 140 |
| Beneficio neto anual | 182,000 | 462,500 | 742,500 |
| ROI (%) | 1.33% | 3.87% | 6.40% |

Fuente: Elaboración propia en Excel

Este análisis evidencia que el modelo es especialmente sensible al precio de la energía y al precio del fertilizante. Estrategias de autoconsumo con renovables o acuerdos tarifarios podrían aumentar la viabilidad.

## 6. CONCLUSIONES

El análisis realizado demuestra que la implementación de proyectos de hidrógeno verde ($H_2V$) en Nicaragua constituye una alternativa estratégica para reducir la dependencia de fertilizantes importados, mejorar la seguridad alimentaria y fortalecer la resiliencia del sector agroindustrial. La disponibilidad de recursos hídricos y energéticos renovables, junto con un marco regulatorio en evolución, ofrece condiciones favorables para su desarrollo, aunque persisten desafíos vinculados a rentabilidad de la inversión inicial. En las condiciones actuales y sin incentivos, la producción de $H_2V$ para fertilizantes no es rentable. Los costos de producción de los fertilizantes convencionales aún son significativamente más bajos que los del $H_2V$. Además, aún no existen en Nicaragua la infraestructura tecnológica y los suficientes recursos humanos especializados.

La experiencia internacional, particularmente el caso piloto de Medellín, confirma la pertinencia de replicar iniciativas similares en contextos latinoamericanos con realidades socioeconómicas comparables. En Nicaragua, la adopción de esta tecnología tendría un impacto directo en la diversificación de la matriz energética, la reducción de emisiones y la generación de empleos calificados, además de impulsar la transición hacia una economía baja en carbono.

En consecuencia, se recomienda avanzar en políticas públicas que integren al $H_2V$ como eje de la estrategia nacional en desarrollo agroindustrial y energético, promoviendo alianzas público-privadas, financiamiento internacional y programas de formación técnica y profesional. De esta manera, el hidrógeno verde no solo contribuiría a enfrentar los retos de soberanía alimentaria y energética, sino que también se consolidaría como un motor de transformación productiva y de innovación tecnológica en el país.



## 7. AGRADECIMIENTOS

El autor declara que no recibió ningún tipo de financiamiento para la realización de este trabajo. Asimismo, expresa su agradecimiento a los revisores anónimos de la revista ENERLAC por sus valiosos comentarios significativamente a mejorar la calidad del manuscrito.

# 8. Bibliografía


B. Akhsassi, A. I.-R. (03 de 22 de 2024). Recent advances in BixOyClz photocatalysts for photodegradation of active pharmaceutical. Environmental Chemical Engineering, 12. doi:https://doi.org/10.1016/j.jece.2025.119077

Banco Central de Nicaragua. (2025). Informe de Comercio Exterior IV trimestre 2024. Managua,Nicaragua. Recuperado el 2025, de https://www.bcn.gob.ni/sites/default/files/documentos/Informe_de_Comercio_Exterior_al_IV_trimestre%202024.pdf

Barreda, A. G. (2025). Evolución y desafíos del sector energético de Nicaragua. (U. Americana, Ed.) Revista de Estudios Socioambientales Gaia, 1, 1-11. doi:https://doi.org/10.62407/masa1351

Business News Americas. (2024). El auge del hidrogeno verde en America Latina y El Caribe. Santiago, Chile: Business News Americas.

CEPAL. (2022). Hidrógeno verde: vector energético para el desarrollo de américa latina y el caribe. Ciudad de Panamá: CEPAL. Recuperado el 2025, de https://www.cepal.org/sites/default/files/events/files/foreplen_sesion6_h2v_cepal_0.pdf

Diplomado Transformaciones Evolucionarias en 45 Años-Luz. (s. f.). Unidad XIV: Soberanía alimentaria, producción, consumo y comercio. Universidad Abierta en Línea de Nicaragua (UALN). Managua: Universidad Abierta en Línea de Nicaragua (UALN). Recuperado el 2025, de https://gacetasandinista.com/wp-content/uploads/2025/01/Unidad-XIV-Soberania-Alimentaria-Produccion-Consumo-y-Comercio.pdf





ENACAL. (2023). Planta de trtamiento de aguas servidas de Managua. Empresa Nicaragüense de Acueductos y Alcantarillados Sanitarios. Managua: ENACAL. Recuperado el 08 de 2025, de https://www.enacal.com.ni/Noticias/doc/NP04-02-2023.pdf

ENATREL. (2022). Empresa Nacional de Transmision Electrica. Recuperado el 10 de 08 de 2025, de Subestación La Virgen: https://www.enatrel.gob.ni/entra-en-operacion-la-subestacion-la-virgen/

ENATREL. (2023). Empresa Nacional de Transmision Electrica. Recuperado el 08 de 2025, de Empresa Nacional de Transmision Electrica: https://www.enatrel.gob.ni/biomasa-se-posiciona-en-la-matriz-de-generacion/

ENATREL. (2023). Empresa Nacional de Transmision Electrica. Recuperado el 10 de 08 de 2025, de Matriz energética: https://www.enatrel.gob.ni/matriz-energetica/

ENEL. (20 de 11 de 2022). Empresa Nicaragüense de Electricidad. Recuperado el 08 de 2025, de Empresa Nicaragüense de Electricidad: https://enel.gob.ni/centrales-hidroelectricas-segunda-fuente-energia-limpia-que-mas-genero-en-el-2022/

Escámez, E. S. (20 de 11 de 2024). Linkedin. Recuperado el 07 de 08 de 2025, de Publicación de LinkedIn: https://es.linkedin.com/pulse/c%C3%B3mo-el-hidr%C3%B3geno-verde-est%C3%A1-transformando-la-de-s%C3%A1nchez-esc%C3%A1mez-ghinf

Hafsa Mehmood, H. A. (2025). Exploring the spectrum: an environmental examination of hydrogen's diverse colors. Royal Society of Chemistry, 5. doi:https://doi.org/10.3390/membranes14040085

Hydrogen Council. (18 de Octubre de 2023). New report highlights the integral role of clean hydrogen in decarbonizing energy systems. Recuperado el 05 de 08 de 2025, de Hydrogen Council: https://hydrogencouncil.com/en/new-report-highlights-the-integral-role-of-clean-hydrogen-in-decarbonizing-energy-systems/

INETER. (2020). Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales. Recuperado el 08 de 2025, de Dirección General de Recursos Hídricos.: https://www.ineter.gob.ni/recuhprop.html

Inter-American Development Bank (IDB) & National Energy Corporation of Trinidad and Tobago. (2022). The Roadmap for a Green Hydrogen Economy in Trinidad & Tobago. Inter-American Development Bank; National Energy Corporation of Trinidad and Tobago. Port of Spain: IDB; National Energy. doi:http://dx.doi.org/10.18235/0004555

International Energy Agency (IEA). (2023). Hydrogen production and infrastructure projects database. International Energy Agency. Paris: IEA. Recuperado el 2025, de https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/hydrogen-production-projects-interactive-map

International Energy Agency. (2019). The Future of Hydrogen. Japan.

International Energy Agency. (2023). Global Hydrogen Review. France: IEA Publications. Recuperado el 2025, de https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2020). Renewable Readiness Assessment: El Salvador. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi: IRENA. Recuperado el 2025, de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_RRA_El_Salvador_2020.pdf

International Renewable Energy Agency. (2022). Geopolitics of the Energy Transformation - The Hydrogen Factor. Abu Dhabi, Emiratos Arabes Unidos: International Renewable Energy Agency. Recuperado el 2025, de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf

Katharina Schiller, W. G. (2020). Nicaragua's agroecological transition: Transformation orreconfiguration of the agri-food regime? Taylor and Francis, 44(5). doi:https://doi.org/10.1080/21683565.2019.1667939

Lu Liu, H. M. (2024). Recent Advances and Challenges in Anion Exchange Membranes Development/Application for Water Electrolysis: A Review. MDPI, 3. Recuperado el 2025, de https://www.mdpi.com/2077-0375/14/4/85#

Meza, C. G., Amado, N. B., & Sauer, I. L. (2017). Transforming the Nicaraguan energy mix towards 100% renewable. (Elsevier, Ed.) Energy Procedia, 494-499. Recuperado el 12 de 09 de 2025, de https://pdf.sciencedirectassets.com/277910/1-s2.0-S1876610217X00350/1-s2.0-S1876610217351779/main.pdf?X-Amz-Security-Token=IQoJb3JpZ2luX2VjEAkaCXVzLWVhc3QtMSJGMEQCIDmj727IsHANW0usRg5%2F6F2a9AJAFg8%2BIIE8Zy9aK4mjAiAmguo6z97dsty8ZKlr61yYNhLPx7yiM9jUDiEOkc95

Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica. (2022). Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de Costa Rica 2022-2050. Gobierno de Costa Rica. San José: Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica. Recuperado el 2025, de https://minae.go.cr/energia/Estrategia-Nacional-de-H2-Verde-Costa-Rica.pdf

Ministerio de Energía de Panamá. (2022). Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados (ENHIVE). Gobierno de Panamá. Ciudad de Panamá: Ministerio de Energía. Recuperado el 2025, de https://www.gacetaoficial.gob.pa/pdfTemp/29771_B/98196.pdf

Ministerio de Energía y Minas. (2023). Balance Energético Nacional 2022. Managua. Recuperado el 2025, de https://www.mem.gob.ni/wp-content/uploads/2024/09/Balance-Energetico-Nacional-2022.pdf#:~:text=El%20presente%20informe%20muestra%20una%20s%C3%ADntesis%20de%20los,que%20el%20pa%C3%ADs%20reflej%C3%B3%20durante%20el%20a%C3%B1o%202022.

Ministerio de Energía y Minas. (2023). Plan del Buen Gobierno 2024. Ministerio de Energía y Minas. Managua: Ministerio de Energía y Minas. Recuperado el 08 de 2025, de https://www.mem.gob.ni/wp-content/uploads/2023/11/Plan_del_Buen-Gobierno_MEM_Modif_2024.pdf

Ministerio de Energias y Minas. (2021). Plan Indicativo de Expansión de la Generación Eléctrica 2021-2035. Ministerio de Energias y Minas. Managua: MEM. Recuperado el 08 de 2025, de https://www.mem.gob.ni/wp-content/uploads/2023/11/Plan_Indicativo_Expansion_Generacion_Electrica_2021-2035-Final.pdf

Ministerio de Energías y Minas. (2021). Resume Ejecutivo - Estudios Eólicos en 6 Sitios. Ministerio de Energías y Minas. Managua: MEM. Recuperado el 08 de 2025, de https://www.mem.gob.ni/wp-content/uploads/2021/03/Resumen-Ejecutivo-Estudios-Eolicos-en-6-Sitios-1.pdf

Ministerio de Energías y Minas. (2022). Ministerio de Energias y Minas. (D. G. Renovables, Productor) Recuperado el 08 de 2025, de Direccion General de Electricidad y Recursos Renovables: https://www.mem.gob.ni/?page_id=1394

Ministerio de Energías y Minas. (03 de 2025). Recuperado el 08 de 2025, de Ministerio de Energías y Minas: https://energiayminas.mem.gob.ni/Index

Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2010). Tasa social de descuento: Nicaragua. Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Dirección General de Inversiones Públicas. Managua: Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Recuperado el 12 de 09 de 2025, de https://www.hacienda.gob.ni/?utm_source=chatgpt.com

OLADE. (2023). Panorama Energético de América Latina y el Caribe. Quito, Ecuador: Organización Latinoamericana de Energía. Recuperado el 2025, de https://www.olade.org/wp-content/uploads/2023/12/PANORAMA-2023.pdf

Pastrán, Informe. (20 de 08 de 2024). Más inversión en proyectos de energía renovable. Recuperado el 07 de 2025, de Radio La Primerisima: https://radiolaprimerisima.com/mas-inversion-en-proyectos-de-energia-renovable/



S. Shiva Kumar, H. L. (2022). An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen. Energy Reports, 6. doi:https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.10.127

Secretaría de Energía de Honduras. (2024). SEN organiza taller nacional para discusión de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde en Honduras. Secretaría de Energía de Honduras, Dirección General de Energía Renovable y Eficiencia Energética. Tegucigalpa: SEN. Recuperado el 2025, de https://sen.hn/sen-organiza-taller-nacional-para-discusion-de-la-estrategia-nacional-de-hidrogeno-verde-en-honduras/

Somtocukwu Godfrey Nnabuife, A. K. (2025). Integration of renewable energy sources in tandem with electrolysis: A technology review for green hydrogen production. International Journal of Hydrogen Energy, 107, 4. Recuperado el 2025, de https://pdf.sciencedirectassets.com/271472/1-s2.0-S0360319925X00070/1-s2.0-S0360319924025825/main.pdf?X-Amz-Security-Token=IQoJb3JpZ2luX2VjEPf%2F%2F%2F%2F%2F%2F%2F%2F%2F%2FwEaCXVzLWVhc3QtMSJHMEUCIGluQ1d7qScq4AKE2fJZ4pvVMIBlZ%2F32Kj9HzrrF7ucnAiEAhIpTVWcHTH

UNIDO, IRENA, IDOS. (2024). Green Hydrogen for Sustainable Industrial Development A Policy Toolkit for Developing Countries. Institucional, Viena. Recuperado el 2025, de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Feb/IRENA_UNIDO_IDOS_Green_hydrogen_industrial_development_2024

Universidad Catolica de Uruguay. (2022). Monitor Hidrogeno Verde. Uruguay. Recuperado el 2025, de https://www.undp.org/es/uruguay/publicaciones/monitor-de-hidrogeno-verde-boletin-febrero-2022

Vanegas, M. M. (2019). Decarbonizing the transport sector: The promethean responsibility of developing countries. (Elsevier, Ed.) Journal of Cleaner Production, 225, 118449. doi:https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118449

Vilela, A. (01 de 03 de 2024). Business News. Recuperado el 2025, de Business News: https://h2businessnews.com/epm-inicia-produccion-de-hidrogeno-verde-y-lanza-plan-piloto-en-colombia/

# COMPARACIÓN DE MÉTODOS DE IMPUTACIÓN PARA SERIES DE GENERACIÓN EÓLICA: ANÁLISIS TÉCNICO Y EFECTOS ECONÓMICOS ASOCIADOS

## COMPARISON OF IMPUTATION METHODS FOR WIND GENERATION TIME SERIES: TECHNICAL ANALYSIS AND ASSOCIATED ECONOMIC EFFECTS

Elias Bennett

Recibido: 22/8/2025 y Aceptado: 12/3/2026





## Resumen

En este trabajo se analiza y compara el desempeño técnico y el impacto económico de distintos métodos de imputación de datos faltantes en series temporales de generación eólica. El estudio se realizó con datos horarios (2021–2023) de los parques uruguayos Pampa (140 MW) y Minas (42 MW), incorporando variables operativas, meteorológicas y precios promedio históricos de contratos PPA. Se evaluaron cuatro enfoques: interpolación lineal, cadenas de Markov, XGBoost y redes neuronales artificiales (RNA), bajo escenarios de 1 %, 5 %, 10 % y 20 % de datos faltantes simulados (MCAR). El análisis consideró métricas de precisión (MAE, RMSE, Bias, $R^2$) y su versión normalizada, así como la estimación de pérdidas económicas asociadas. Los resultados indican que los métodos basados en aprendizaje automático, especialmente XGBoost, obtienen los menores errores (NMAE <5,5 % al 20 % de faltantes) y reducen significativamente el impacto económico frente a métodos clásicos. Markov mostró la mayor sensibilidad al aumento de faltantes, generando pérdidas absolutas de hasta 5,1 MUSD en Pampa. Se concluye que la elección adecuada del método de imputación puede evitar pérdidas anuales de gran magnitud, en particular en parques de alta capacidad, recomendándole priorizar enfoques de machine learning en entornos donde la calidad de los datos incida en la operación y facturación.


PALABRAS CLAVE: Imputación de datos, energía eólica, aprendizaje automático, XGBoost, redes neuronales artificiales, análisis económico, series temporales


## Abstract

***This study analyzes and compares the technical performance and economic impact of different missing data imputation methods in wind power generation time series. The analysis used hourly data (2021–2023) from the Uruguayan wind farms Pampa (140 MW) and Minas (42 MW), including operational and meteorological variables, as well as historical average Power Purchase Agreement (PPA) prices. Four approaches were evaluated: linear interpolation, Markov chains, XGBoost, and Artificial Neural Networks (ANN), under scenarios with 1 %, 5 %, 10 %, and 20 % of simulated missing data (MCAR). Accuracy metrics (MAE, RMSE, Bias, $R^2$) and their normalized versions were assessed, along with the estimation of associated economic losses. Results show that machine learning-based methods, particularly XGBoost, achieved the lowest errors (NMAE <5.5 % with 20 % missing data) and significantly reduced economic impacts compared to classical methods. Markov proved the most sensitive to higher missing rates, leading to absolute losses of up to 5.1 MUSD in Pampa. The study concludes that selecting appropriate imputation methods can prevent substantial annual losses, especially in high-capacity wind farms, and recommends prioritizing machine learning approaches in operational and regulatory contexts where data quality directly affects performance and revenue.***


KEYWORDS: Data imputation, wind energy, machine learning, XGBoost, artificial neural net- works, economic analysis, time series

# 1. INTRODUCCIÓN

En la última década, la energía eólica se ha consolidado como una de las principales fuentes renovables en la matriz eléctrica uruguaya, llegando en determinados períodos a cubrir más del 50 % de la generación total y contribuyendo de manera decisiva a la descarbonización del sistema eléctrico nacional UTE (2023). Este crecimiento, en línea con tendencias regionales, ha traído consigo nuevos desafíos para la operación de parques eólicos, especialmente en lo relativo a la integridad y confiabilidad de la información operativa. Según Browell and Taylor (2020), las series temporales de generación y variables meteorológicas, como la velocidad del viento, suelen presentar datos faltantes o erróneos debido a fallos en sensores, problemas de comunicación o condiciones meteorológicas extremas, lo que repercute negativamente en la calidad de los pronósticos, en la planificación operativa, en las tareas de mantenimiento y en la liquidación económica derivada de errores de medición.

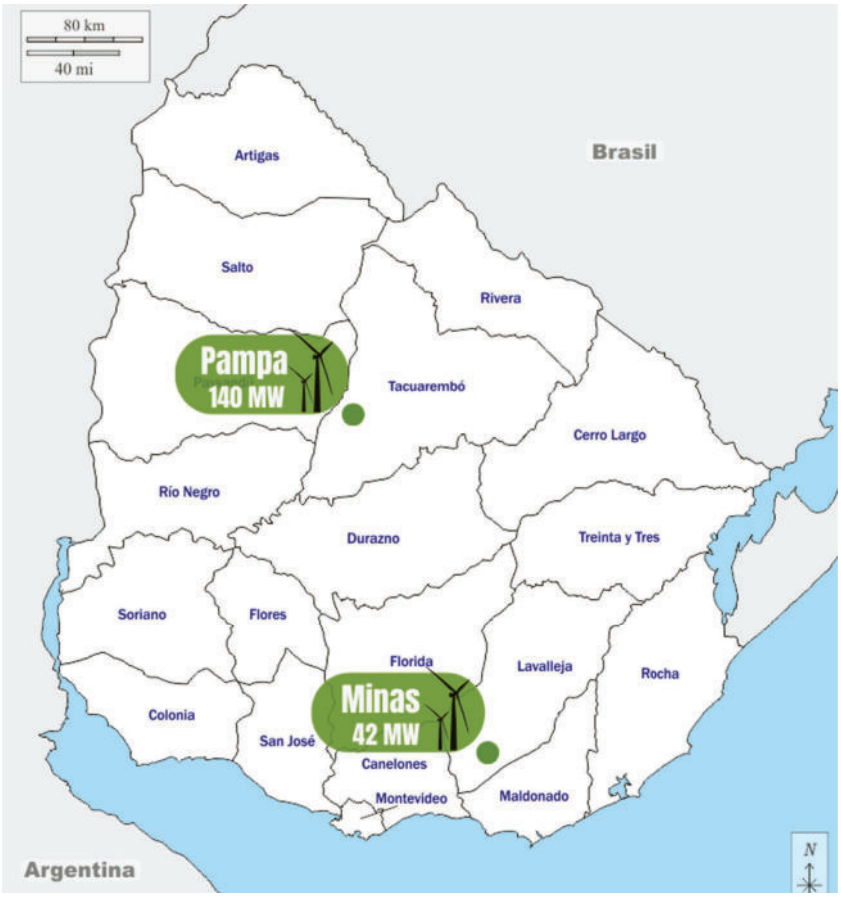


Para abordar esta problemática, la literatura ha explorado desde métodos clásicos como la interpolación lineal o los enfoques basados en espacios de estado hasta técnicas de machine learning capaces de capturar relaciones no lineales y manejar patrones de ausencia no aleatorios. Ejemplos destacados incluyen modelos híbridos como AR-ANN (AutoRegressive–Artificial Neural Network, por sus siglas en inglés) Shukur and Lee (2015), algoritmos basados en árboles como MissForest Stekhoven and Bühlmann (2012) y XGBoost (Extreme Gradient Boosting), y arquitecturas avanzadas como BRITS (Bidirectional Recurrent Imputation for Time Series) Cao et al. (2018) o DT- DCGAIN (Dual-Task Deep Conditional Generative Adversarial Imputation Network) Zhao et al. (2023), que han mostrado mejoras significativas en datos SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) eólicos. Estudios recientes también han incorporado enfoques híbridos y generativos, como la combinación de modelos ARIMA (AutoRegressive Integrated Moving Average) con redes neuronales Goh et al. (2023), destacando el potencial de estas técnicas para reducir errores y optimizar la gestión operativa.

En este contexto, el presente trabajo tiene como objetivo general evaluar y comparar distintos métodos de imputación de datos faltantes en series temporales de generación eólica, integrando el análisis de métricas técnicas de precisión con una estimación del impacto económico asociado. Para ello, se implementan y optimizan cuatro enfoques: interpolación lineal, XGBoost, método de cadenas de Markov y redes neuronales artificiales (RNA). El desempeño de cada uno se analiza mediante métricas como MAE (Mean Absolute Error), RMSE (Root Mean Square Error), Bias (sesgo medio) y $R^2$ (coeficiente de determinación), junto con sus versiones normalizadas. Asimismo, se estima el impacto económico de los errores de imputación empleando precios promedio históricos de la energía correspondientes a contratos a término bajo Power Purchase Agreements (PPA).

El alcance del estudio se limita al análisis de datos reales de generación y variables meteorológicas de los parques eólicos uruguayos (Ver figura 1) Pampa (140 MW) y Minas (42 MW), en el período 2021–2023, con resolución horaria. Según datos de Utei, la potencia eólica total en servicio en Uruguay asciende a 1,51 GW, de la cual Pampa representa aproximadamente el 9.30 % y Minas cerca del 2.79 %.

Figura 1: Ubicación y potencia nominal de los parques en estudio.




Fuente: Elaboración propia.

## 2. Metodología

La metodología propuesta se estructuró en cuatro componentes: (a) descripción de datos, variables y fuentes, (b) procedimientos de limpieza y procesamiento, (c) modelos y herramientas utilizadas, y (d) configuración de pruebas y validaciones.

a) Descripción de datos, variables y fuentes: Se utilizaron datos horarios provenientes de registros del sistema SCADA de varios parques eólicos ubicados en territorio uruguayo, correspondientes al período 2021–2023. El conjunto de datos incluye variables operativas y meteorológicas direc- tamente medidas en los aerogeneradores y en estaciones meteorológicas asociadas a cada parque: Potencia_MW (potencia activa total del parque), Temp_1 (temperatura ambiente a nivel de góndola o torre), Humedad_1 (humedad relativa), Viento_1 y Dir_Viento_1 (velocidad y dirección del viento medidas en anemómetros principales), Viento_2 y Dir_Viento_2 (velocidad y dirección del viento en anemómetros secundarios) y Var_Viento (variabilidad horaria de la velocidad del viento).

Además, se incorporaron precios horarios del mercado eléctrico nacional, obtenidos de los registros oficiales del Administrador del Mercado Eléctrico (ADME), con el fin de evaluar el impacto económico de los errores de imputación. Los datos meteorológicos provienen de sensores calibrados y mantenidos conforme a normativas IEC, garantizando trazabilidad y confiabilidad en las mediciones.

b) Procedimientos de limpieza y filtrado de datos: El preprocesamiento se centró exclusivamente en la depuración y validación de registros, aplicando un protocolo uniforme a Minas y Pampa. El flujo contempló: (i) validación de fechas y recorte al período 2021–2023, (ii) eliminación de valores fuera de rangos físicos, (iii) detección y remoción de valores congelados, y descarte de filas incompletas tras la limpieza.

Se establecieron umbrales conservadores basados en límites operativos y referencias técnicas (Wang et al., 2012), resumidos en la Tabla 1. Los registros que no cumplieron fueron eliminados antes de cualquier modelado.

Tabla 1: Rangos físicos empleados en la depuración.

| Variable | Minas | Pampa |
|---|---|---|
| Potencia_MW | [0, 42] | [0, 140] |
| Temp_1, Temp_2 (°C) | [ 20, 60] | [ 20, 60] |
| Viento_1, Viento_2 (m/s) | [0, 50] | [0, 50] |
| Dir_Viento_1, Dir_Viento_2 (°) | [0, 360] | [0, 360] |
| Var_Viento | [0, 100] | [0, 100] |
| Humedad_1 (%) | — | [0, 100] |



Fuente: Elaboración propia.

**Detección de valores congelados.** Para eliminar artefactos de telemetría (valores constantes prolongados), se aplicó un filtro de repetición consecutiva con umbral k = 4 muestras. Un dato se consideró congelado si coincidía con el valor anterior y pertenecía a un bloque de longitud mayor o igual a k. El criterio se aplicó de forma independiente a cada variable y se eliminaron las filas con al menos una variable congelada.

**c) Modelos, algoritmos o herramientas utilizadas:** El presente estudio evaluó cuatro enfoques de imputación de datos faltantes en series temporales de generación eólica, seleccionados por su complementariedad metodológica y por representar paradigmas distintos de modelado: determinístico, probabilístico, basado en ensambles y conexionista.

**1- Interpolación lineal.** Es un método determinista que estima el valor faltante suponiendo que la variable de interés evoluciona de forma lineal entre dos observaciones consecutivas en el tiempo. Sea $(t_a , y_a)$ y $(t_b , y_b)$ dos puntos consecutivos conocidos de la serie temporal, con $t_a < t_b$. El valor interpolado en un instante intermedio t, tal que $t_a < t < t_b$, se obtiene aplicando la ecuación de la recta que une ambos puntos:

$$\hat{y}(t) = y_a + \frac{y_b - y_a}{t_b - t_a} \cdot (t - t_a) \qquad (1)$$

donde:

$y_a$ y $y_b$ son los valores observados antes y después del punto faltante, respectivamente.

$t_a$ y $t_b$ son los instantes asociados a esos valores.

$\hat{y}(t)$ Es el valor estimado en el instante t.

En forma equivalente, si el tiempo se discretiza en pasos uniformes (Δt = 1 unidad), la fórmula se simplifica a:

$$\hat{y}_k = y_i + \frac{y_j - y_i}{j - i} \cdot (k - i) \qquad (2)$$

con i < k < j, siendo i y j los índices de los valores conocidos que delimitan el intervalo.

Este método es computacionalmente eficiente (O(n)), no requiere parámetros adicionales y preserva la continuidad de la serie. Sin embargo, su precisión se ve limitada cuando la señal presenta alta variabilidad o transiciones abruptas, ya que asume un cambio constante (gradiente uniforme) entre observaciones. En contextos como la generación eólica, donde la dinámica puede estar dominada por fluctuaciones rápidas, la interpolación lineal puede introducir sesgos al suavizar excesivamente los picos o valles reales.

**2- Cadenas de Markov.** Es un modelo probabilístico discreto en el que el sistema puede encontrarse en un conjunto finito de estados $S = \{s_1, s_2, \ldots, s_m\}$, cumpliendo la propiedad de Markov:

$$P(X_{t+1} = s_j \mid X_t = s_i, X_{t-1}, \ldots, X_0) = P(X_{t+1} = s_j \mid X_t = s_i) \qquad (3)$$

Esto implica que la probabilidad de transición al siguiente estado depende únicamente del estado actual y no de la historia previa.

En este trabajo, los estados se definieron discretamente las variables de velocidad de viento y potencia en intervalos preestablecidos ($B_1, B_2, \ldots, B_m$), de manera que cada observación $x_t$ se asigna a un estado $s_k$ según el rango al que pertenece.

La dinámica del sistema se representa mediante una matriz de transición $P \in \mathbb{R}^{m \times m}$, donde cada elemento $p_{ij}$ indica la probabilidad de pasar del estado $s_i$ al estado $s_j$:

$$p_{ij} = \frac{\text{número de transiciones observadas de } s_i \text{ a } s_j}{\text{número total de ocurrencias de } s_i} \qquad (4)$$

cumpliendo que:

$$\sum_{j=1}^{m} p_{ij} = 1, \quad \forall i \in \{1, \ldots, m\} \qquad (5)$$

La imputación de un valor faltante en el instante t + 1 se realiza en dos pasos:

Identificar el estado actual $s_i$ corresponde al último valor observado $x_t$.

Seleccionar el estado más probable en la fila i de la matriz P:

$$s_{t+1} = \underset{s_j \in S}{argmax}\ p_{ij} \qquad (6)$$

y estimar el valor faltante como el valor esperado del intervalo que representa $s_{t+1}$.

Este enfoque captura patrones recurrentes y dependencias temporales discretas, siendo robusto frente a estacionalidades y repeticiones en la señal. Sin embargo, su rendimiento depende críticamente de una adecuada elección del tamaño y número de intervalos, ya que una discretización muy fina puede generar una matriz de transición dispersa y poco confiable.

**3- Extreme Gradient Boosting (XGBoost).** Es un algoritmo de ensamble basado en gradient boosting, en el que se construye de forma secuencial un conjunto de árboles de decisión, cada uno entrenado para corregir los errores residuales del anterior. Formalmente, el modelo final hat(y)_(i) se expresa como la suma de K árboles de regresión fk pertenecientes a un espacio de funciones F:

$$\hat{y}_i = \sum_{k=1}^{K} f_k(x_i), \quad f_k \in F \tag{7}$$

En cada iteración t, se añade un nuevo árbol que minimiza una función objetivo compuesta por el error de predicción y un término de regularización:

$$L^{(t)} = \sum_{i=1}^{n} l\left(y_i, \hat{y}_i^{(t-1)} + f_t(x_i)\right) + \Omega(f_t) \tag{8}$$



donde:

$$\Omega(f) = \gamma T + \frac{1}{2}\lambda \sum_{j=1}^{T} w_j^2 \tag{9}$$

con T el número de hojas del árbol, $w_j$ el valor asignado a la hoja j, γ un parámetro de penalización por complejidad y λ un término de regularización L2.

La optimización se realiza utilizando una aproximación de segundo orden de la función de pérdida mediante los gradientes ($g_i$) y los hessianos ($h_i$). Permitiendo determinar de forma eficiente las ganancias de cada posible división en los nodos.

$$g_i = \frac{\partial l(y_i, \hat{y}_i^{(t-1)})}{\partial \hat{y}_i^{(t-1)}} \tag{10}$$

$$h_i = \frac{\partial^2 l(y_i, \hat{y}_i^{(t-1)})}{\partial (\hat{y}_i^{(t-1)})^2} \tag{11}$$

En este trabajo se utilizó la implementación original de Chen and Guestrin (2016), optimizando los hiperparámetros clave (max_depth, learning_rate, subsample, colsample_bytree, gamma, reg_alpha, reg_lambda) mediante búsqueda bayesiana con la librería Optuna. Este proceso de optimización adaptativa permitió encontrar configuraciones que maximizan la capacidad predictiva minimizando el

sobreajuste, lo que convierte a XGBoost en un referente para problemas de predicción en datos tabulares con alta dimensionalidad y relaciones no lineales.

**4- Redes Neuronales Artificiales (RNA).** Son modelos computacionales inspirados en la estructura del sistema nervioso biológico, compuestos por capas de nodos (neuronas) interconectados mediante pesos sinápticos. En una arquitectura feed-forward, la información fluye desde la capa de entrada hasta la salida sin retroalimentación interna. El valor de activación de la neurona j en la capa l se calcula como:

$$a_j^{(l)} = \phi\left(\sum_{i=1}^{n_{l-1}} w_{ij}^{(l)}\, a_i^{(l-1)} + b_j^{(l)}\right) \qquad (12)$$

donde $w_{ij}^{(l)}$ son los pesos que conectan la neurona i de la capa anterior con la neurona j, $b_j^{(l)}$ es el sesgo, y $\phi(\cdot)$ la función de activación (por ejemplo, ReLU, sigmoide o tangente hiperbólica).

El entrenamiento se realiza mediante el algoritmo de backpropagation, que ajusta los pesos minimizando una función de pérdida L (como el error cuadrático medio para regresión) usando un optimizador basado en gradiente, como Adam o SGD. El ajuste de los pesos en la iteración t se expresa como:

$$w_{ij}^{(l)} \leftarrow w_{ij}^{(l)} - \eta\, \frac{\partial L}{\partial w_{ij}^{(l)}} \qquad (13)$$

donde $\eta$ es la tasa de aprendizaje.



En este estudio se implementaron arquitecturas dinámicas con 1–2 capas ocultas, variando el número de neuronas por capa y las funciones de activación. Los hiperparámetros críticos (número de capas, neuronas por capa, función de activación, tasa de aprendizaje, dropout, tamaño de lote y optimizador) se optimizaron mediante búsqueda bayesiana con la librería Optuna (Akiba et al., 2019).

Las RNA resultan especialmente útiles para modelar relaciones no lineales complejas y fenómenos no estacionarios, como los observados en series de velocidad de viento y generación de potencia. Sin embargo, presentan mayor riesgo de sobreajuste, por lo que se aplicaron técnicas de regularización (dropout, penalización L2) y validación temporal para garantizar su capacidad de generalización.

**d) Configuración de pruebas y validaciones:** Se diseñó un esquema de validación orientado a comparar métodos de imputación bajo distintos niveles de ausentismo en la variable objetivo $y_t$ = Potencia_MW . Se consideraron cuatro escenarios de porcentaje de datos faltantes:

{1 %, 5 %, 10 %, 20 %}.

Simulación de faltantes (máscaras comparables). Con el fin de evaluar de manera controlada el desempeño de los modelos, se generaron patrones de datos faltantes sintéticos bajo un mecanismo MCAR puntual (Missing Completely At Random). En la Figura 2 se ilustra la distribución típica de huecos para cada nivel de ausentismo, evidenciando que, al seleccionar posiciones de forma independiente con probabilidad q, los huecos tienden a estar separados y su densidad aumenta proporcionalmente a q.

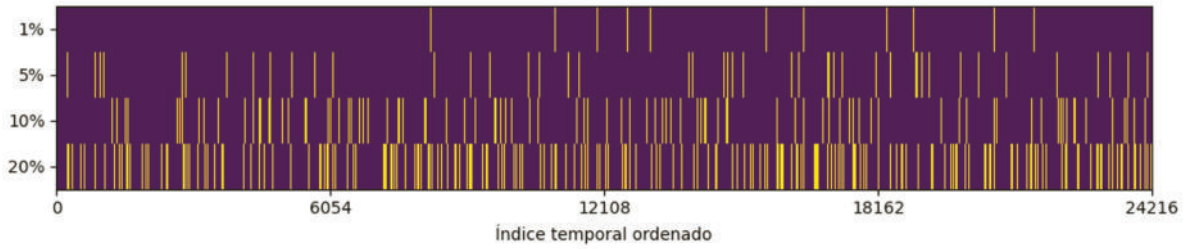
Sea $I = \{1, \ldots, N\}$ el conjunto de índices temporales tras el filtrado de calidad. Para cada fracción $q \in \{0{,}01,\ 0{,}05,\ 0{,}10,\ 0{,}20\}$ se construyó una máscara de prueba

$$M_q \subset I, \qquad |M_q| = \lfloor q\, N \rfloor \qquad (14)$$

muestreando *sin reemplazo* de forma uniforme (MCAR) y fijando semilla de reproducibilidad (`seed = 42`). Los mismos índices $M_q$ se usan en todos los métodos, garantizando comparabilidad. La serie a imputar se define como:

$$\tilde{y}_t = \begin{cases} \text{NaN}, & t \in \mathcal{M}_q \\ y_t, & t \notin \mathcal{M}_q \end{cases}. \quad (15)$$

Figura 2: Distribución de huecos (q = 1 %, 5 %, 10 %, 20 %).




Fuente: Elaboración propia.



**Métricas técnicas de evaluación (sobre la máscara).** Todas las métricas se calculan en los índices enmascarados $M_q$ (tamaño $N_q = |M_q|$), comparando la imputación $\hat{y}_t$ con el valor real $y_t$.

**MAE ( Error absoluto medio (MW)).** Magnitud promedio del error absoluto; describe el error "típico" de imputación en unidades físicas.

$$MAE(M_q) = \frac{1}{N_q}\sum_{t\in M_q} |\hat{y}_t - y_t| \quad (16)$$

**RMSE (Raíz del error cuadrático medio (MW).)** Promedio cuadrático del error; penaliza más los errores grandes (picos) que el MAE.

$$RMSE(M_q) = \sqrt{\frac{1}{N_q}\sum_{t\in M_q} (\hat{y}_t - y_t)^2} \quad (17)$$

**Bias (Sesgo medio (MW)).** Tendencia sistemática; positivo si el método sobrestima en promedio, negativo si se subestima.

$$Bias(M_q) = \frac{1}{N_q}\sum_{t\in M_q} (\hat{y}_t - y_t) \quad (18)$$

**$R^2$ (Coeficiente de determinación (adimensional)).** Fracción de la varianza de $y_t$ (en $M_q$) explicada por $\hat{y}_t$. Puede ser negativo si el modelo rinde peor que la media.

$$R^2(M_q) = 1 - \frac{\sum_{t\in M_q}(\hat{y}_t - y_t)^2}{\sum_{t\in M_q}(y_t - \bar{y})^2} \quad (19) \qquad \bar{y} = \frac{1}{N_q}\sum_{t\in M_q} y_t \quad (20)$$

**Versiones normalizadas ( % ).** Escalan cada métrica por la potencia máxima observada $P_{máx}$ en el periodo, para facilitar comparaciones entre parques/periodos.

$$NMAE = 100\,\frac{MAE}{P_{max}} \tag{21}$$

$$NRMSE = 100\,\frac{RMSE}{P_{max}} \tag{22}$$

$$NBIAS = 100\,\frac{Bias}{P_{max}} \tag{23}$$

**Evaluación económica del error de imputación (precio único promedio).** Con fines comparativos, se adopta un precio contractual *constante* para todo el período y ambos parques, igual al PPA promedio de uno de ellos. En nuestro caso, utilizamos

$$\underline{p} = \ 72.496\ USD/MWh \quad (precio\ promedio\ PPA). \tag{24}$$

Bajo esta convención, el *costo monetario* asociado al error de imputación sobre la máscara $M_q$ se define como

$$\Delta\$\,(M_q) \ = \ \underline{p}\sum_{t\in M_q} |\,\hat{y}_t - y_t\,|\,\Delta t \tag{25}$$



En nuestra aplicación $\Delta t = 1$ h, por lo que

$$\Delta\$\,(M_q) \ = \underline{p}\sum_{t\in M_q} |\,\hat{y}_t - y_t\,| \tag{26}$$

Para expresar el impacto relativo sobre el ingreso del período (con el mismo precio $\underline{p}$), se usa

$$Ingresos_{ref} = \underline{p}\sum_{t\in I} y_t\,\Delta t \tag{27}$$

$$\%Ingreso = 100\,\frac{\Delta\$}{Ingresos_{ref}} \tag{28}$$

# 2. RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados para los cuatro métodos de imputación (interpolación, Cadenas de Markov, XGBoost y RNA) bajo diferentes porcentajes de datos faltantes (1 %, 5 %, 10 % y 20 %) en los parques eólicos.

## 2.1 Error medio absoluto normalizado (NMAE)

La Figura 3 muestra el NMAE ( %) para cada combinación de parque, método y porcentaje de prueba. Se observa que XGBoost alcanza los menores errores en todos los escenarios, con valores < 5,5 % incluso al 20 % de faltantes. RNA se mantiene cercano al desempeño de XGBoost, mientras que Interpolación y, especialmente, Markov exhiben errores claramente superiores.

Figura 3: Mapa de calor del NMAE ( %).




Fuente: Elaboración propia.

## 2.2 Raíz del error cuadrático medio normalizado (NRMSE)

La Figura 4 confirma el patrón anterior: XGBoost logra los menores NRMSE (en torno a 6.8–7.4 %), seguido por RNA e Interpolación. Markov es el más sensible al aumento de faltantes, con incrementos notables del error a medida que crece el porcentaje de prueba.

Figura 4: Mapa de calor del NRMSE ( %).




Fuente: Elaboración propia.

## 2.3 Sesgo normalizado (NBias)

En la Figura 5 se ve que XGBoost y RNA presentan sesgos cercanos a cero en la mayoría de los casos (sin sobre/subestimación sistemática), mientras que Markov y, en menor medida, Interpolación muestran NBias más elevados en escenarios con baja proporción de faltantes.



Figura 5: Mapa de calor del NBias ( %).




Fuente: Elaboración propia.

## 2.4 Coeficiente de determinación (R2)

La Figura 6 reporta R2 sobre la máscara de evaluación. XGBoost mantiene valores elevados (≥ 0,93) y RNA se ubica típicamente en 0,87–0,91, evidenciando fuerte concordancia entre imputaciones y valores reales. La Interpolación queda levemente por debajo y Markov muestra los R2 más bajos (□ 0,70–0,76).

Figura 6: Mapa de calor del R2.



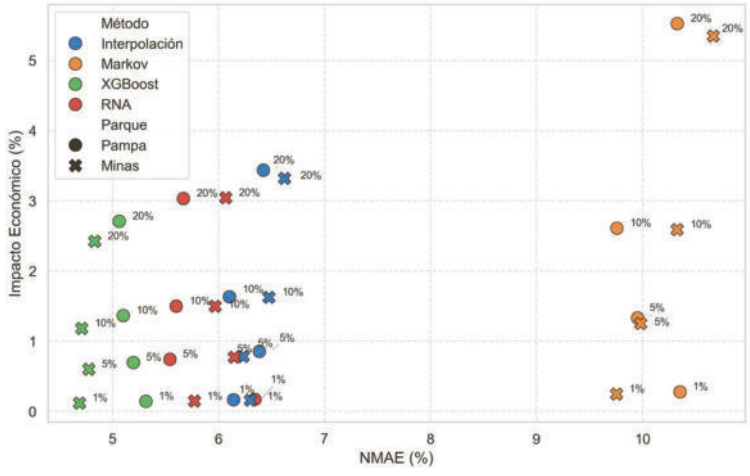

Fuente: Elaboración propia.

## 2.5 Relación entre error e impacto económico normalizado

La Figura 7 muestra la relación entre el NMAE ( %) y el impacto económico relativo ("Impacto Usd ( %)"). Este indicador está normalizado, de forma que permite una comparación justa entre métodos y entre parques de distinta potencia (al escalar por el tamaño del parque/ingresos, se evita penalizar al de mayor capacidad). Se observa una correlación positiva: métodos con menor NMAE (p. ej., XGBoost y RNA) tienden a generar menores impactos relativos.



Figura 7: Relación entre NMAE ( %) e impacto económico normalizado (Impacto USD, %).

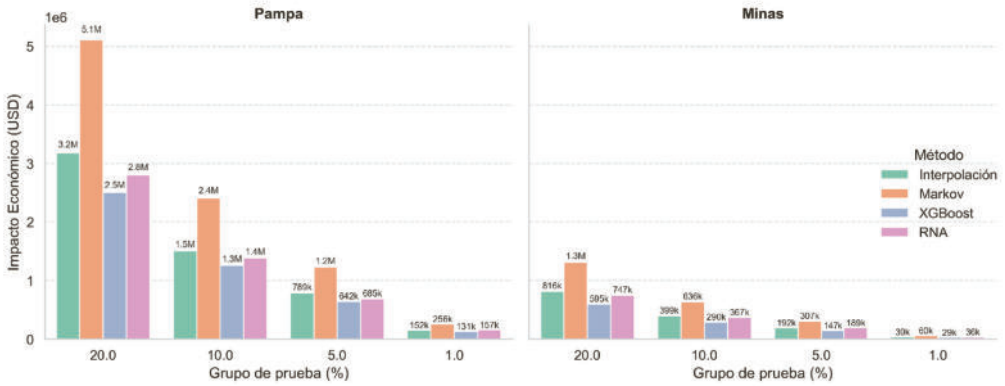



Fuente: Elaboración propia.

### 2.6 Impacto económico absoluto (USD)

La Figura 8 reporta el impacto económico absoluto (USD) por método y porcentaje de prueba. Esta gráfica es útil para dimensionar la magnitud real de las pérdidas esperadas. Se aprecia que, para un mismo porcentaje de faltantes, las pérdidas son mucho mayores en el parque de mayor potencia instalada (Pampa, 140 MW) que en Minas (42 MW). Por ejemplo, al 20 % de faltantes, Markov alcanza alrededor de ~5.1 MUSD en Pampa, frente a ~1.31 MUSD en Minas. En general, XGBoost exhibe los menores impactos absolutos, seguido de RNA e Interpolación, mientras que Markov resulta el menos conveniente.

Figura 8: Impacto económico absoluto (USD) por método y porcentaje de prueba.




Fuente: Elaboración propia.

## 3. DISCUSIÓN

Los resultados muestran que los métodos basados en aprendizaje automático, particularmente XGBoost y, en menor medida, las Redes Neuronales Artificiales (RNA), ofrecen un desempeño notablemente superior en la imputación de datos faltantes de potencia generada en comparación con métodos más simples como la Interpolación lineal y las Cadenas de Markov. Este comportamiento concuerda con estudios recientes que destacan que los modelos no lineales, al considerar múltiples variables y relaciones temporales, logran capturar patrones complejos presentes en series históricas de generación eléctrica, reduciendo significativamente los errores de imputación Liu et al. (2023) y Wang et al. (2024).

Desde el punto de vista económico, el impacto se evaluó considerando la energía que dejaría de registrarse y facturarse debido a errores de imputación, multiplicada por el precio promedio de venta. Esto permite cuantificar las pérdidas potenciales asociadas a cada método. Es importante destacar que este cálculo se realizó con tres años de datos históricos para cada parque, lo que brinda una estimación más robusta y representativa en estos casos.

En términos relativos, se observó que los métodos con menor error (XGBoost y RNA) implican pérdidas económicas mucho menores, mientras que métodos como Markov amplifican las pérdidas, incluso con bajas proporciones de datos faltantes. La relación entre error técnico y pérdida económica fue prácticamente lineal en todos los casos.

### 3.1 Diferencias entre parques

La comparación entre el parque Pampa (140 MW) y Minas (42 MW) evidenció que, si bien las tendencias entre métodos fueron similares, la magnitud de las pérdidas económicas se escala proporcionalmente con la potencia instalada. Por ejemplo, en escenarios con un 20 % de datos faltantes, el método de Markov estimó impactos cercanos a 5.1 millones USD en Pampa, frente a 1.31 millones USD en Minas.

Cabe destacar que, aunque las pérdidas absolutas pueden alcanzar cifras de miles o incluso millones de dólares, estas representan menos del 6 % del ingreso bruto anual de cada parque incluso en el peor de los métodos. Este contexto resulta esencial para interpretar adecuadamente la magnitud real del impacto.

## 4. CONCLUSIONES

Los resultados permiten extraer aprendizajes relevantes tanto para la operación técnica como para la gestión económica de activos eólicos. Desde la perspectiva técnica, los métodos XGBoost y RNA se destacaron por su bajo error en todas las métricas evaluadas, manteniendo valores de NMAE inferiores al 5,4 % incluso con un 20 % de datos faltantes. En el plano económico, la elección del método de imputación adquiere gran relevancia: en escenarios de compensación por restricciones de generación o por ausencia de registros meteorológicos válidos, el uso de métodos más precisos puede evitar pérdidas de hasta varios millones de USD anuales frente a técnicas menos exactas como el método de Markov. Asimismo, se observó que la potencia instalada amplifica de forma proporcional el impacto económico absoluto de los errores de imputación, por lo que en evaluaciones comparativas entre parques resulta imprescindible expresar las pérdidas también en términos relativos, porcentaje del ingreso anual, permitiendo así identificar qué tan crítico es el error en relación con la capacidad productiva y facilitando la priorización de acciones de mejora allí donde el efecto económico sea más sensible. En conjunto, estos hallazgos refuerzan la importancia de priorizar métodos basados en aprendizaje automático en contextos donde las imputaciones inciden en liquidaciones económicas o evaluaciones regulatorias, especialmente en parques de gran capacidad instalada.



### 4.1 Líneas de trabajo futuro

Se propone:

Ampliar la comparación incorporando otros métodos habitualmente empleados en la industria para la imputación y predicción.

Evaluar el desempeño de los modelos utilizando también datos de reanálisis de alta resolución, como ERA 5 u otras fuentes, para mejorar la capacidad predictiva.

Analizar la integración de los modelos en esquemas de operación en tiempo real, considerando el costo computacional y la robustez frente a variabilidad de condiciones.

Profundizar en la comparación entre XGBoost y RNA bajo distintos regímenes de viento y temporadas, para identificar el método más eficiente y fiable en cada contexto operativo.

# 5. REFERENCIAS

Akiba, T., Sano, S., Yanase, T., Ohta, T., and Koyama, M. (2019). Optuna: A next-generation hyperparameter optimization framework. In Proceedings of the 25th ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining, pages 2623–2631.

Browell, J. and Taylor, P. (2020). Missing data in wind farm time series: Properties and effect on forecasts. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 11(4):2485–2495.

Cao, W., Wang, D., Li, J., Zhou, H., Li, L., and Li, Y. (2018). Brits: Bidirectional recurrent imputation for time series. In Advances in Neural Information Processing Systems, volume 31, pages 6776–6786.

Chen, T. and Guestrin, C. (2016). Xgboost: A scalable tree boosting system. In Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining, pages 785–794.

Goh, H. H., Ding, C., Dai, W., Xie, D., Wen, F., Li, K., and Xia, W. (2023). A hybrid short-term wind power forecasting model considering significant data loss. IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering.

Liu, X., Zhang, Y., and Wang, H. (2023). Machine learning-based methods for imputing missing wind power data. Energy, 278:127853.

Shukur, O. B. and Lee, M. H. (2015). Daily wind speed forecasting through hybrid kf-ann model based on arima. Renewable Energy, 76:637–647.

Stekhoven, D. J. and Bühlmann, P. (2012). Missforest—non-parametric missing value imputation for mixed-type data. Bioinformatics, 28(1):112–118.

UTE (2023). Informe anual de generación eléctrica 2023. Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas.

Wang, J., Li, P., and Chen, X. (2024). Wind power forecasting with missing data using hybrid deep learning approaches. Renewable Energy, 220:119–133.

Wang, X. et al. (2012). Wind power forecasting using weather ensemble models. Renewable Energy, 50:373–380.



UTE (2023). Informe anual de generación eléctrica 2023. Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas.

Wang, J., Li, P., and Chen, X. (2024). Wind power forecasting with missing data using hybrid deep learning approaches. Renewable Energy, 220:119–133.

Wang, X. et al. (2012). Wind power forecasting using weather ensemble models. Renewable Energy, 50:373–380.

Zhao, J., Zhou, Y., and Li, G. (2023). Dt-dcgain: Dual-task deep conditional generative adversarial imputation network for wind farm scada data. Energy Conversion and Management, 288:117055.

# DESAFÍOS DE LA TRANSICIÓN SOCIOTÉCNICA EN MERCADOS EMERGENTES: ANÁLISIS PROSPECTIVO DE LA ELECTROMOVILIDAD Y LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SALVADOR (2020-2026)

## SOCIOTECHNICAL TRANSITION CHALLENGES IN EMERGING MARKETS: A PROSPECTIVE ANALYSIS OF ELECTROMOBILITY AND DISTRIBUTED GENERATION IN EL SALVADOR (2020–2026)

Crisitina Morataya

Recibido: 11/4/2026 y Aceptado: 6/8/2026




Е-БУС ЗА ЗДРАВИЈИ БЕОГРАД
ГСП
БЕОГРАД
2109
0%
емисије штетних гасова

## Resumen

La transición energética contemporánea ha situado a la descarbonización del transporte como un eje estratégico de la arquitectura climática global. En este contexto, el presente artículo analiza la interacción estructural entre la adopción de la electromovilidad y el desarrollo de la generación distribuida residencial en El Salvador, como elementos co-constitutivos de una transición sociotécnica emergente. Mediante un enfoque metodológico mixto, basado en análisis documental, evaluación de series estadísticas oficiales y proyecciones prospectivas hacia 2026, se examina la evolución del parque vehicular eléctrico, la configuración de la matriz energética nacional y el marco regulatorio vigente.

Los resultados evidencian una expansión acelerada de la movilidad eléctrica, caracterizada por tasas de crecimiento interanual superiores al 50 %, que coexiste con una estructura energética aún dependiente de fuentes fósiles, particularmente del gas natural licuado. Este desacople estructural configura una paradoja de descarbonización, en la que la electrificación del transporte no garantiza, por sí misma, una reducción efectiva de emisiones. El estudio identifica a la generación distribuida solar con almacenamiento como un vector crítico de sostenibilidad, al permitir la desvinculación progresiva de la recarga vehicular respecto de la red centralizada de origen fósil.

Se concluye que la viabilidad ambiental de la electromovilidad en economías emergentes no depende exclusivamente de la adopción tecnológica, sino de la articulación sistémica entre infraestructura energética, políticas públicas, modelos de autoconsumo y apropiación social de tecnologías limpias. El caso salvadoreño se configura así como un laboratorio de transición descentralizada, donde la convergencia entre movilidad eléctrica y sistemas fotovoltaicos residenciales redefine los patrones tradicionales de provisión energética y plantea nuevas trayectorias para una transición energética justa y sostenible.


**PALABRAS CLAVE:** Transición energética, electromovilidad, generación distribuida, descarbonización, sistemas fotovoltaicos, autoconsumo energético, mercados emergentes




## Abstract

***The global climate agenda has positioned the decarbonization of the transport sector as a strategic priority. In this context, this study analyzes the structural interaction between electromobility adoption and residential distributed generation in El Salvador as co-evolving components of an emerging sociotechnical transition. A mixed-methods approach was employed, combining documentary analysis, evaluation of official statistical data, and prospective scenario development toward 2026.***

***The results reveal a sustained growth in the adoption of electric vehicles, characteristic of an early-stage technological diffusion process, coexisting with an electricity matrix that remains partially dependent on fossil fuels, particularly liquefied natural gas. This structural mismatch gives rise to a decarbonization paradox, where transport electrification does not necessarily translate into effective emissions reduction but may instead shift emissions to the power generation sector.***

***The study identifies distributed solar generation with energy storage as a critical enabler of sustainable electromobility, allowing the progressive decoupling of vehicle charging from centralized fossil-based electricity systems. From a sociotechnical perspective, the findings suggest that the viability of energy transitions in emerging economies depends not only on technological adoption but also on the systemic integration of energy infrastructure, regulatory frameworks, and user-driven innovation. The Salvadoran case thus illustrates a decentralized transition pathway, where the convergence of electric mobility and residential photovoltaic systems redefines traditional energy consumption and production patterns.***

.


KEYWORDS Energy transition, electromobility, distributed generation, decarbonization, photovoltaic systems, energy self-consumption, emerging markets

# 1. INTRODUCCIÓN

La descarbonización del sistema de transporte se ha consolidado como uno de los ejes estratégicos de la transición energética global, no solo por su peso relativo en las emisiones de gases de efecto invernadero, sino por su capacidad de reconfigurar las relaciones entre energía, infraestructura, tecnología y organización social. A nivel global, el sector transporte representa cerca de una cuarta parte de las emisiones de dióxido de carbono asociadas al consumo energético, lo que ha impulsado una acelerada expansión de tecnologías de tracción eléctrica como alternativa dominante en las agendas climáticas contemporáneas (International Energy Agency [IEA], 2023). Sin embargo, la electrificación del transporte no constituye, por sí misma, una garantía automática de descarbonización efectiva, especialmente en contextos donde la matriz eléctrica mantiene una alta dependencia de fuentes fósiles (Hawkins et al., 2013; Messagie, 2017).



Desde la perspectiva de las transiciones sociotécnicas, estos procesos implican la coevolución de tecnologías, actores, infraestructuras y marcos institucionales, configurándose como dinámicas complejas y no lineales (Geels, 2002; Geels, 2011; Markard et al., 2012). En este sentido, la transición hacia la electromovilidad debe entenderse no como un cambio tecnológico aislado, sino como una reconfiguración estructural del sistema energético en su conjunto.

En las economías emergentes, esta transformación adquiere una complejidad particular. A diferencia de los países industrializados, donde la transición hacia la electromovilidad se articula sobre sistemas eléctricos relativamente descarbonizados y marcos regulatorios consolidados, los países en desarrollo enfrentan transiciones asincrónicas, caracterizadas por la coexistencia de innovación tecnológica, debilidad institucional y matrices energéticas híbridas (Sovacool, 2016; CEPAL, 2020). Esta configuración genera lo que puede denominarse una paradoja de la electrificación, en la que la sustitución del motor de combustión interna por tracción eléctrica no implica necesariamente una reducción neta de emisiones.

El Salvador se inscribe plenamente en esta lógica de transición incompleta. Por un lado, el país ha experimentado una adopción acelerada de la movilidad eléctrica en los últimos años, evidenciada por el incremento sostenido en el ingreso de unidades electrificadas al parque vehicular nacional hacia 2025 (Observatorio Nacional de Seguridad Vial, 2025). Por otro lado, su matriz energética mantiene una dependencia estructural significativa de fuentes fósiles, particularmente del gas natural licuado (Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas, 2023). Esta configuración configura un escenario de electrificación dependiente.

Frente a este contexto, la generación distribuida renovable emerge como un componente estructural de la transición. La integración de sistemas solares fotovoltaicos con almacenamiento energético permite avanzar hacia esquemas de autoconsumo y descentralización, en línea con la transformación del consumidor tradicional en prosumidor energético (Parag & Sovacool, 2016; IRENA, 2019). Esta convergencia entre electromovilidad y generación distribuida configura una transición sociotécnica híbrida con implicaciones profundas para el sistema energético.

El artículo se organiza de la siguiente manera: en primer lugar, se describe el enfoque metodológico y las fuentes de información empleadas; posteriormente, se presentan los resultados asociados a la evolución del parque vehicular eléctrico y la configuración de la matriz energética nacional; a continuación, se discuten los hallazgos desde una perspectiva comparada y sociotécnica; y finalmente, se proponen conclusiones y recomendaciones orientadas a la formulación de políticas públicas y modelos de transición energética descentralizada en economías emergentes.

# 2. MÉTODO

El presente estudio adopta un enfoque metodológico mixto, de carácter descriptivo-analítico y con alcance prospectivo, orientado a examinar la interacción entre la movilidad eléctrica y la generación distribuida en el contexto de la transición energética en El Salvador. Desde una perspectiva sociotécnica, el análisis se centra en comprender cómo la adopción tecnológica, la configuración de la matriz energética y el entorno regulatorio coevolucionan en un escenario de transición emergente.

## 2.1 Diseño de investigación)

La investigación se fundamenta en un diseño no experimental, basado en el análisis de información secundaria proveniente de fuentes oficiales y organismos internacionales. Se estructura en tres niveles analíticos:

caracterización del crecimiento del parque vehicular electrificado,

evaluación de la matriz de generación eléctrica nacional, y

análisis del marco regulatorio vigente y su proyección hacia 2026.

Este enfoque permite integrar dimensiones tecnológicas, energéticas y normativas, facilitando una lectura sistémica del proceso de transición.



## 2.2. Recolección y tratamiento de datos

La recolección de datos se realizó mediante un análisis documental de fuentes primarias y secundarias. Entre las principales fuentes se incluyen:

Estadísticas oficiales del parque vehicular publicadas por el Observatorio Nacional de Seguridad Vial (ONASEVI), con corte a mayo de 2025.

Información sobre la matriz de generación eléctrica acumulada a diciembre de 2023, proveniente de la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM).

Informes y reportes de organismos internacionales en materia de energía y transición energética.

Documentos normativos relevantes, incluyendo el Decreto Legislativo N.° 436 de 2025.

Para el tratamiento de los datos, se sistematizó la información en series comparativas, permitiendo identificar patrones de crecimiento, participación relativa de tecnologías y tendencias estructurales en el sistema energético nacional.

## 2.3. Análisis de tendencias y construcción de escenarios

Se realizó un análisis de tendencias a partir de la evolución del parque vehicular electrificado en el período 2016–2025, considerando el comportamiento de las tasas de adopción en un contexto de mercado emergente. En lugar de centrarse exclusivamente en variaciones porcentuales puntuales, el análisis prioriza la identificación de patrones de crecimiento sostenido y dinámicas de difusión tecnológica.

Adicionalmente, se construyeron escenarios tendenciales hacia el horizonte de 2026, tomando como referencia el comportamiento histórico de las variables analizadas y el impacto esperado del nuevo marco regulatorio. Estos escenarios no buscan predecir valores exactos, sino explorar posibles trayectorias de evolución del sistema bajo condiciones actuales.

### 2.4. Enfoque analítico

El análisis se desarrolla bajo una perspectiva sociotécnica, que permite interpretar la transición energética como un proceso de coevolución entre tecnologías, actores, infraestructuras y marcos institucionales. Este enfoque facilita la comprensión de las tensiones entre el modelo centralizado de generación eléctrica y la emergencia de esquemas descentralizados basados en generación distribuida y autoconsumo.

Asimismo, se incorpora un enfoque comparado a nivel regional, con el fin de contextualizar el caso salvadoreño frente a otras experiencias latinoamericanas en materia de electromovilidad y políticas energéticas.

### 2.5. Limitaciones del estudio

El estudio se basa en información secundaria disponible, lo que implica limitaciones asociadas a la actualización y nivel de desagregación de los datos. Asimismo, el carácter prospectivo del análisis se fundamenta en tendencias observadas y marcos regulatorios vigentes, por lo que los escenarios planteados pueden verse influenciados por cambios futuros en políticas públicas, condiciones de mercado o avances tecnológicos.

No obstante, el enfoque adoptado permite ofrecer una aproximación robusta y contextualizada a la dinámica de la transición energética en El Salvador, contribuyendo a la comprensión de sus principales desafíos estructurales.



## 3. RESULTADOS

### 3.1. Dinámica del parque vehicular electrificado y su peso relativo

El análisis del parque vehicular en El Salvador evidencia una fase de transición incipiente caracterizada por la coexistencia de un sistema de transporte altamente dependiente de combustibles fósiles y la incorporación progresiva de tecnologías electrificadas. A diciembre de 2025, el parque vehicular nacional supera los dos millones de unidades, con una marcada predominancia de vehículos impulsados por gasolina, que representan más del 80 % del total (Tabla 1).

En este contexto, los vehículos eléctricos, aunque muestran una tendencia de crecimiento sostenido en términos absolutos, mantienen una participación marginal dentro de la flota nacional, inferior al 1 %. Este comportamiento es consistente con procesos de difusión tecnológica en etapas tempranas, donde la adopción inicial se concentra en nichos específicos de usuarios, previo a una posible expansión masiva.

Más allá de su baja participación relativa, la evolución reciente del parque electrificado sugiere la consolidación de una tendencia estructural de crecimiento, impulsada por factores como la reducción de costos tecnológicos, la diversificación de la oferta vehicular y la creciente internalización de criterios ambientales por parte de los consumidores.

Tabla 1 Distribución de Emisiones Globales por Modo de Transporte

| Modo de Transporte | Porcentaje del Sector (%) | Porcentaje Total Energía-$CO_2$ (%) |
|---|---|---|
| Transporte por Carretera (Total) | 74.50% | 15.00% |
| Vehículos de Pasajeros | 45.10% | 9.10% |
| Camiones de Carga | 29.40% | 5.90% |
| Aviación | 11.60% | 2.50% |
| Navegación Marítima | 10.60% | 2.20% |
| Ferrocarril | 1.00% | 0.20% |

Fuente. Adaptado de Transport, Energy and CO2: Moving towards Sustainability, por IEA (2009).

En El Salvador, el parque vehicular superó los 2 millones de unidades a diciembre de 2025, duplicando la flota en una década (Radio Cadena YSKL, 2025). La gasolina domina el mercado con una cuota del 83.89%, mientras que los VE puros, aunque crecen exponencialmente, representan apenas el 0.03% del total nacional (ONASEVI, 2025).

No obstante, la velocidad de esta transición dependerá de variables críticas como la infraestructura de carga, los incentivos económicos y la estabilidad del marco regulatorio. Se espera que este porcentaje de incremento se mantenga o mejore para los siguientes años, esto dependerá de la oferta que se presente en El Salvador, de la adopción de la tecnología por parte de usuarios domiciliares y empresariales, incentivos fiscales y sobre todo, de la implementación de futuras políticas públicas robustas que estén encaminadas a incentivar a la población.



## 3.2. Estructura de la matriz energética y dependencia fósil

La configuración de la matriz de generación eléctrica en El Salvador constituye un elemento determinante para evaluar la sostenibilidad de la electromovilidad (Tabla 2). Para el año 2023, el sistema eléctrico nacional presenta una participación renovable superior al 50 %, sustentada principalmente en recursos hidroeléctricos y geotérmicos. Sin embargo, esta base renovable coexiste con una dependencia significativa de fuentes fósiles, destacando el gas natural licuado como uno de los principales componentes de generación.

Esta dualidad configura un sistema energético híbrido, en el que la expansión de la demanda eléctrica (derivada, entre otros factores, de la electrificación del transporte) puede ser parcialmente satisfecha mediante fuentes de origen fósil. En este sentido, la electrificación del parque vehicular, en ausencia de una transformación paralela de la matriz energética, plantea el riesgo de trasladar las emisiones desde el sector transporte hacia el sector de generación eléctrica.

Tabla 2 Matriz de Generación Eléctrica Acumulada en El Salvador (2023)

| Recurso Energético | Participación (%) | Generación (GWh) |
|---|---|---|
| Gas Natural Licuado (GNL) | 33.63% | - |
| Hidroeléctrica | 20.11% | 1,483.35 |
| Geotermia | 20.04% | 1,478.36 |
| Biomasa | 7.22% | 532.25 |
| Solar Fotovoltaica | 7.31% | - |
| Bunker / Diésel | 9.43% | 695.52 |

Fuente. Adaptado de Estadísticas de la Matriz de Generación Acumulada 2023, por DGEHM (2023).

## 3.3. La paradoja de la electrificación y el rol de la generación distribuida

La interacción entre el crecimiento de la movilidad eléctrica y la estructura actual de la matriz energética da lugar a una paradoja de descarbonización. Si bien los vehículos eléctricos eliminan las emisiones directas en el punto de uso, su impacto ambiental agregado depende de la fuente de electricidad utilizada para su recarga, es por ello la importancia del fomento de la generación distribuida.

En el caso salvadoreño, esta condición adquiere especial relevancia debido a la persistencia de fuentes fósiles en la matriz. Como resultado, la transición hacia la electromovilidad podría derivar en una descarbonización parcial o incluso en una reconfiguración espacial de las emisiones, sin una reducción sustantiva a nivel sistémico.

Frente a este escenario, la generación distribuida basada en sistemas solares fotovoltaicos con almacenamiento emerge como un elemento clave para cerrar el ciclo de sostenibilidad de la movilidad eléctrica. La adopción de soluciones de autoconsumo permite desvincular progresivamente la recarga de los vehículos eléctricos de la red centralizada, reduciendo la exposición a fuentes fósiles y contribuyendo a la estabilidad del sistema eléctrico.

Asimismo, se observa una tendencia creciente hacia la integración de tecnologías “vehículo + sistema fotovoltaico”, particularmente en usuarios residenciales y comerciales, lo que sugiere la emergencia de nuevos patrones de consumo energético basados en la autonomía y la descentralización. Este fenómeno refuerza la hipótesis de que la transición energética en El Salvador no se limita a un cambio tecnológico aislado, sino que implica una reconfiguración más amplia del sistema energético.

## 3.4. Implicaciones para la evolución del sistema energético hacia 2026

Los resultados obtenidos indican que el proceso de electrificación del transporte en El Salvador se encuentra condicionado por la interacción entre tres dimensiones clave: la velocidad de adopción tecnológica, la composición de la matriz energética y el grado de penetración de la generación distribuida.

En un escenario tendencial hacia 2027, la expansión de la movilidad eléctrica sin una integración significativa de generación distribuida podría intensificar la presión sobre la red eléctrica y aumentar la dependencia de fuentes fósiles en períodos de alta demanda, particularmente en horarios nocturnos. En contraste, un escenario de mayor adopción de sistemas fotovoltaicos con

almacenamiento permitiría mitigar estos efectos, facilitando una transición más coherente con los objetivos de descarbonización.

En este sentido, los resultados sugieren que la sostenibilidad de la electromovilidad en el contexto salvadoreño no depende únicamente del crecimiento del parque vehicular eléctrico, sino de la capacidad del sistema energético para evolucionar hacia esquemas más descentralizados, resilientes y basados en energías renovables.

# 4. Discusión

## 4.1. La transición sociotécnica en contextos emergentes

Los resultados confirman que la transición hacia la electromovilidad en El Salvador responde a una dinámica sociotécnica compleja, en la que la adopción tecnológica interactúa con factores institucionales, económicos y energéticos. Este comportamiento es consistente con el enfoque multinivel de las transiciones, donde las innovaciones emergen en nichos y progresivamente desafían los regímenes dominantes (Geels, 2002; Geels & Schot, 2007; Markard et al., 2012).

En este contexto, la integración de vehículos eléctricos con sistemas fotovoltaicos residenciales refleja una forma de innovación desde la base social, donde los usuarios actúan como agentes activos de la transición, fenómeno identificado en estudios recientes sobre sistemas energéticos descentralizados (Sovacool, 2016).



## 4.2. La paradoja de la electrificación y la descarbonización aparente

Uno de los principales aportes de este estudio es la identificación de una paradoja de descarbonización asociada a la electrificación del transporte en contextos con matrices energéticas híbridas. Como ha sido ampliamente discutido en la literatura internacional, la reducción efectiva de emisiones en sistemas de movilidad eléctrica depende críticamente de la intensidad de carbono del sistema eléctrico.

En este escenario, la generación distribuida adquiere un rol estratégico. La literatura destaca que la expansión de sistemas energéticos descentralizados está estrechamente vinculada al surgimiento del prosumidor, quien participa activamente en la producción y gestión de energía (Parag & Sovacool, 2016; Burger et al., 2020).

Los resultados del estudio evidencian que esta transformación comienza a manifestarse en El Salvador, donde la adopción conjunta de vehículos eléctricos y sistemas fotovoltaicos sugiere la emergencia de nuevos modelos de consumo energético. Este proceso se alinea con tendencias globales en el desarrollo de energías renovables distribuidas (IRENA, 2023).

En el caso salvadoreño, la persistencia del gas natural licuado como componente relevante (de transición) de la matriz energética refuerza esta tensión estructural, subrayando la necesidad de abordar la transición energética desde una perspectiva sistémica que integre tanto el sector transporte como el sector eléctrico.

### 4.3. Generación distribuida y el surgimiento del prosumidor energético

En este contexto, la generación distribuida adquiere un papel central como mecanismo de articulación entre movilidad eléctrica y descarbonización efectiva. La literatura reciente ha destacado el surgimiento del prosumidor energético (usuarios que simultáneamente consumen y producen energía) como uno de los elementos más disruptivos en los sistemas energéticos contemporáneos.

Los resultados del estudio evidencian que, en El Salvador, comienza a consolidarse una tendencia hacia la integración de sistemas solares fotovoltaicos con almacenamiento en usuarios que adoptan vehículos eléctricos, lo que permite avanzar hacia esquemas de autoconsumo energético. Este fenómeno no solo reduce la dependencia de la red centralizada, sino que también contribuye a mitigar la exposición a fuentes fósiles y a reducir la presión sobre la infraestructura eléctrica en períodos de alta demanda.

Desde una perspectiva sociotécnica, este proceso puede interpretarse como una reconfiguración del rol del usuario dentro del sistema energético, pasando de un modelo pasivo de consumo a uno activo de gestión energética. Esta transformación tiene implicaciones profundas en términos regulatorios, económicos y tecnológicos, y plantea la necesidad de adaptar los marcos normativos para facilitar la integración de estos nuevos actores en el sistema.

### 4.4. Comparación regional y trayectorias de transición



A nivel regional, organismos como la CEPAL y el BID han documentado avances significativos en la adopción de la electromovilidad en América Latina, particularmente en países como Chile y Colombia, donde existen marcos regulatorios más consolidados (CEPAL, 2020; BID, 2022).

En comparación, El Salvador presenta una transición más reciente, lo que implica desafíos en términos de planificación, pero también oportunidades para adoptar modelos más flexibles y descentralizados.

No obstante, esta aparente desventaja también abre una ventana de oportunidad. Al encontrarse en una etapa temprana de transición, El Salvador tiene la posibilidad de evitar trayectorias de dependencia tecnológica y avanzar directamente hacia modelos descentralizados basados en energías renovables y autoconsumo, alineados con los principios de una transición energética justa.

### 4.5. Implicaciones para política pública y transición energética justa

Finalmente, la literatura sobre justicia energética subraya la importancia de garantizar que los beneficios de la transición energética sean accesibles de manera equitativa (Sovacool & Dworkin, 2015; Jenkins et al., 2016). En este sentido, la integración de la generación distribuida y la electromovilidad puede contribuir a democratizar el acceso a la energía, siempre que se implementen políticas inclusivas.

Los hallazgos del estudio refuerzan la necesidad de diseñar políticas públicas que aborden la transición energética desde una perspectiva integral. En particular, se destaca la importancia de:

Articular la promoción de la movilidad eléctrica con el desarrollo de generación distribuida renovable.

Incentivar la adopción de sistemas de almacenamiento energético a nivel residencial y comercial.

Fortalecer la infraestructura de carga bajo criterios de sostenibilidad energética.

Desarrollar marcos regulatorios que reconozcan y faciliten el rol del prosumidor.

Asimismo, la transición energética en contextos emergentes debe considerar criterios de equidad y accesibilidad, evitando que las tecnologías

limpias se concentren únicamente en segmentos de altos ingresos. En este sentido, la integración de la generación distribuida y la electromovilidad puede contribuir a democratizar el acceso a la energía, siempre que se acompañe de políticas inclusivas y mecanismos de financiamiento adecuados.

## 5. Conclusiones y Recomendaciones

El presente estudio evidencia que la transición hacia la electromovilidad en El Salvador se encuentra en una fase incipiente pero dinámicamente creciente, caracterizada por una adopción tecnológica acelerada en términos absolutos, aunque aún marginal en su participación relativa dentro del parque vehicular nacional. Este comportamiento es consistente con procesos de difusión tecnológica en etapas tempranas, donde la expansión depende de condiciones estructurales que trascienden la disponibilidad de la tecnología.

Uno de los principales hallazgos radica en la identificación de una tensión estructural entre la electrificación del transporte y la composición de la matriz energética. La persistencia de fuentes fósiles, particularmente el gas natural licuado, limita el potencial de descarbonización efectiva de la movilidad eléctrica, dando lugar a una dinámica de descarbonización parcial o aparente. En este sentido, el estudio confirma que la transición energética no puede abordarse desde una lógica sectorial aislada, sino que requiere una articulación sistémica entre los distintos componentes del sistema energético.

En este contexto, la generación distribuida basada en sistemas solares fotovoltaicos con almacenamiento emerge como un elemento estratégico para garantizar la sostenibilidad de la electromovilidad. Su integración permite avanzar hacia esquemas de autoconsumo energético, reducir la dependencia de la red centralizada y mitigar la transferencia de emisiones hacia el sector eléctrico. Asimismo, favorece la aparición de nuevos modelos de usuario, como el prosumidor energético, que redefine las dinámicas tradicionales de consumo y producción de energía.

Desde una perspectiva sociotécnica, los resultados sugieren que la transición energética en El Salvador presenta características de un modelo emergente descentralizado, en el que los usuarios desempeñan un rol activo en la adopción e integración de tecnologías limpias. Esta particularidad, si bien responde a limitaciones estructurales, también representa una oportunidad para avanzar hacia trayectorias de transición más flexibles, resilientes y alineadas con los principios de sostenibilidad.

En términos de política pública, el estudio destaca la necesidad de fortalecer la coherencia entre los instrumentos regulatorios orientados a la promoción de la movilidad eléctrica y aquellos dirigidos al desarrollo de energías renovables distribuidas. En particular, se recomienda:

- Impulsar la implementación efectiva del marco normativo que favorece el autoconsumo y la integración de sistemas de almacenamiento energético.
- Diseñar incentivos específicos para la adopción conjunta de vehículos eléctricos y sistemas fotovoltaicos residenciales.
- Planificar el desarrollo de infraestructura de carga considerando la sostenibilidad de la fuente energética.
- Promover mecanismos de financiamiento que faciliten el acceso a tecnologías limpias en distintos segmentos de la población.

Finalmente, el estudio abre líneas de investigación futuras orientadas a profundizar en el análisis de los impactos económicos, sociales y ambientales de la integración entre electromovilidad y generación distribuida, así como en la evaluación de modelos de negocio emergentes asociados al autoconsumo energético. Estas líneas resultan clave para consolidar una transición energética justa en contextos de economías emergentes.

## 6. ABREVIACIONES Y SIGLAS

Vehículos eléctricos (VE)

Generación distribuida (GD) (si decides usarla como sigla, opcional)

Sistemas fotovoltaicos (SFV)

Gas natural licuado (GNL)

Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM)

Observatorio Nacional de Seguridad Vial (ONASEVI)

International Energy Agency (IEA)

International Renewable Energy Agency (IRENA)

Battery Energy Storage Systems (BESS)

## 7. REFERENCIAS



Banco Interamericano de Desarrollo (BID). (2022). Electromovilidad en América Latina: Oportunidades y desafíos. https://www.iadb.org/

Bridge, G., Bouzarovski, S., Bradshaw, M., & Eyre, N. (2013). Geographies of energy transition: Space, place and the low-carbon economy. Energy Policy, 53, 331–340. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.10.066

Burger, S., Jenkins, J. D., Huntington, S. C., & Pérez-Arriaga, I. J. (2020). Why distributed energy resources will matter for deep decarbonization. Joule, 4(6), 1097–1101. https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.04.009

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). (2020). La movilidad eléctrica en América Latina y el Caribe. https://www.cepal.org/

Congreso de la República de Colombia. (2019). Ley 1964 de 2019: Por la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia. Diario Oficial No. 51.011.

Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM). (2023). Matriz de generación acumulada 2023. https://estadisticas.dgehm.gob.sv/

Ellingsen, L. A. W., Singh, B., & Strømman, A. H. (2016). The size and range effect: Lifecycle greenhouse gas emissions of electric vehicles. Environmental Research Letters, 11(5), 054010. https://doi.org/10.1088/1748-9326/11/5/054010

Geels, F. W. (2002). Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes: A multi-level perspective. Research Policy, 31(8–9), 1257–1274. https://doi.org/10.1016/S0048-7333(02)00062-8

Geels, F. W. (2011). The multi-level perspective on sustainability transitions: Responses to seven criticisms. Environmental Innovation and Societal Transitions, 1(1), 24–40. https://doi.org/10.1016/j.eist.2011.02.002

Geels, F. W., & Schot, J. (2007). Typology of sociotechnical transition pathways. Research Policy, 36(3), 399–417. https://doi.org/10.1016/j.respol.2007.01.003

Hawkins, T. R., Singh, B., Majeau-Bettez, G., & Strømman, A. H. (2013). Comparative environmental life cycle assessment of conventional and electric vehicles. Journal of Industrial Ecology, 17(1), 53–64. https://doi.

org/10.1111/j.1530-9290.2012.00532.x

International Energy Agency (IEA). (2009). Transport, energy and $CO_2$: Moving towards sustainability. IEA Publications.

International Energy Agency (IEA). (2023). Global EV outlook 2023. https://www.iea.org/

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2019). Future of solar photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. https://www.irena.org/

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2023). Renewable capacity statistics 2023. https://www.irena.org/

Jenkins, K., McCauley, D., Heffron, R., Stephan, H., & Rehner, R. (2016). Energy justice: A conceptual review. Energy Research & Social Science, 11, 174–182. https://doi.org/10.1016/j.erss.2015.10.004

Markard, J., Raven, R., & Truffer, B. (2012). Sustainability transitions: An emerging field of research. Research Policy, 41(6), 955–967. https://doi.org/10.1016/j.respol.2012.02.013

Messagie, M. (2017). Life cycle analysis of the climate impact of electric vehicles. Transport & Environment.

Observatorio Nacional de Seguridad Vial (ONASEVI). (2025). Estadísticas de parque vehicular a mayo de 2025.

Parag, Y., & Sovacool, B. K. (2016). Electricity market design for the prosumer era. Nature Energy, 1, 16032. https://doi.org/10.1038/nenergy.2016.32

Radio Cadena YSKL. (2025). Parque vehicular en El Salvador registra casi 2 millones de unidades. https://radioyskl.com/

Sierzchula, W., Bakker, S., Maat, K., & van Wee, B. (2014). The influence of financial incentives on electric vehicle adoption. Energy Policy, 68, 183–194. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.01.043

Sovacool, B. K. (2016). How long will it take? Conceptualizing the temporal dynamics of energy transitions. Energy Research & Social Science, 13, 202–215. https://doi.org/10.1016/j.erss.2015.12.020

Sovacool, B. K., & Dworkin, M. H. (2015). Energy justice: Conceptual insights and practical applications. Applied Energy, 142, 435–444. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.002



# enerLAC

Revista de Energía de Latinoamérica y el Caribe

olacde

ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA Y CARIBEÑA DE ENERGÍA | LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN ENERGY ORGANIZATION | ORGANIZAÇÃO LATINO-AMERICANA E CARIBENHA DE ENERGIA | ORGANISATION LATINO-AMERICAINE ET CARIBÉENNE D'ENERGIE

Av. Mariscal Antonio José de Sucre
N58-63 y Fernandez Salvador
Quito - Ecuador

Tel. (+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995
enerlac@olade.org