

Redes inteligentes para la transición energética en América Latina y el Caribe: Avances, brechas y panorama en Costa Rica

Smart Grids for the Energy Transition in Latin America and the Caribbean: Progress, Gaps, and the Outlook in Costa Rica

Daniel Fallas Mora¹ 

Sandra Vega Gómez² 

Recibido: 10 de junio del 2025 / Aceptado: 27 de julio del 2025 / DOI: 10.35485/rchap89_2

Como citar:

Fallas, D. y Vega S. (2025). Redes inteligentes para la transición energética en América Latina y el Caribe: Avances, brechas y panorama en Costa Rica. *Revista Centroamericana de Administración Pública*, 89, 33-71. DOI: 10.35485/rchap89_2

¹ Contraloría General de la República, San José, Costa Rica. Licenciado en Contaduría Pública por la Universidad de Costa Rica (UCR) y Máster en Inteligencia de Negocios por la Universidad Internacional de La Rioja. Actualmente cursa la Maestría en Regulación y Políticas Públicas en el Sector Energía en el Instituto Centroamericano de Administración Pública (ICAP) y la carrera de Economía en la Universidad Fidélitas. Posee además un título de Técnico en Auditoría de Tecnologías de la Información y Comunicación por la UCR y una especialización en Machine Learning por el Programa Iberoamericano de Formación en Minería de Datos (PROMIDAT). Se desempeña como Fiscalizador Asociado en la Contraloría General de la República, en auditorías vinculadas al sector energía y a la regulación de servicios públicos. Correo electrónico: dfallas3000@hotmail.com

² Investigadora independiente, San José, Costa Rica. Bachiller y Licenciada en Ingeniería Electricista con énfasis en Sistemas de Potencia de la Universidad de Costa Rica, Máster en Administración de Empresas, y con una Maestría en Administración del Mantenimiento de la Ingeniería Electromecánica del Instituto Tecnológico de Costa Rica. Postgrado en Reliability Leadership en Gestión de Activos basado en la confiabilidad. PMM Business School, España y el Diploma Universitario en Reliability Leadership Universidad Católica San Antonio, Murcia, España. Profesora de la Maestría de Ingeniería Electromecánica del TEC, así como Tutora de Tesis de grado y postgrado en el TEC, y la UNED. Actualmente cursa la Maestría en Regulación y Políticas Públicas en el Sector Energía en el Instituto Centroamericano de Administración Pública (ICAP). Correo electrónico: Svega@ieee.org

Resumen

La digitalización y las redes inteligentes (Smart Grids) son pilares clave en la transición energética global hacia sistemas más sostenibles, eficientes y descentralizados, apoyándose en tecnologías como el Internet de las Cosas (IoT), la analítica avanzada y blockchain para optimizar la gestión, distribución y consumo de energía. En América Latina y el Caribe (ALC), la implementación de estas tecnologías enfrenta importantes desafíos, tales como infraestructura eléctrica obsoleta, baja interoperabilidad, limitada inversión en almacenamiento y riesgos de ciberseguridad. A esto se suman barreras regulatorias, incluyendo la falta de normativas claras, esquemas tarifarios desactualizados y resistencia institucional al cambio. A pesar de ello, algunos países como Trinidad y Tobago y Barbados han logrado avances destacados, alcanzando coberturas de medición inteligente del 94 %, mientras otros aún presentan rezagos importantes.

En Costa Rica, la Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes (ENREI) 2021-2031 ha propiciado avances significativos. A mediados de 2025, la cobertura estimada en medición inteligente alcanzó el 56 % de los abonados, superando con más de un año de antelación la meta acumulada del Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública (PNDIP) 2023-2026. Las empresas distribuidoras han incorporado funcionalidades como la lectura remota, la detección de fallas y el corte/reconexión automatizados. No obstante, el avance ha sido desigual entre operadores, y alcanzar la meta de cobertura total del 100% para 2026 se vislumbra altamente improbable. Además, persisten limitaciones en el desarrollo de capacidades más avanzadas, como la gestión activa de la demanda, y en la disponibilidad pública, centralizada y actualizada de información sobre el despliegue y uso efectivo de estas tecnologías.

Un desafío crítico adicional en Costa Rica es el debilitamiento de la gobernanza y planificación energética tras el cierre de la Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE) en marzo de 2023; y la inactividad de la Comisión Nacional de Conservación de Energía (CONACE). Esta situación ha generado un vacío en la coordinación, seguimiento y ejecución de estrategias energéticas, incluyendo la ENREI, donde estas entidades tenían responsabilidades en 18 metas, y ha afectado la disponibilidad de datos sectoriales actualizados.

Frente a este panorama regional y nacional, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) propone acciones como la revisión continua de normativas, la creación de entornos de prueba regulatorios (sandboxes), el fortalecimiento de capacidades digitales, la inversión en infraestructura y estrategias robustas de ciberseguridad. Este estudio añade tres prioridades para Costa Rica: (i) instaurar un sistema público de monitoreo de la ENREI, (ii) restituir capacidades institucionales de planificación energética y (iii) incorporar a todos los operadores en las metas e indicadores nacionales. Adoptar estas medidas permitirá a Costa Rica —y a la región— acelerar una transición energética inclusiva, resiliente y centrada en el usuario.

Palabras clave: REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, TRANSICIÓN ENERGÉTICA, GOBERNANZA ENERGÉTICA, JUSTICIA ENERGÉTICA, ASIMETRÍAS DE INFORMACIÓN, COSTA RICA, AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE.

Abstract

Digitalization and smart grids are key pillars in the global energy transition toward more sustainable, efficient, and decentralized systems. These rely on technologies such as the Internet of Things (IoT), advanced analytics, and blockchain to optimize energy management, distribution, and consumption. In Latin America and the Caribbean (LAC), the implementation of these technologies faces major challenges, including outdated electrical infrastructure, low interoperability, limited investment in storage, and cybersecurity risks. Regulatory barriers also persist, such as the absence of clear frameworks, outdated tariff schemes, and institutional resistance to change. Despite these obstacles, some countries—such as Trinidad and Tobago and Barbados—have made notable progress, reaching smart metering coverage levels of 94 %, while others still face significant delays.

In Costa Rica, the National Smart Grid Strategy (ENREI) 2021–2031 has driven significant progress. By mid-2025, estimated smart metering coverage had reached 56 %, surpassing by over a year the cumulative target set in the 2023–2026 National Development and Public Investment Plan (PNDIP). Distribution companies have incorporated functionalities such as remote reading, fault detection, and automated disconnection/reconnection. However, progress has been uneven among operators, and achieving full coverage by 2026 appears highly unlikely. Moreover, there are persistent limitations in the development of more advanced capabilities—such as active demand management—and in the public availability of centralized and up-to-date information on the deployment and effective use of these technologies.

An additional critical challenge in Costa Rica is the weakening of energy governance and planning following the closure of the Subsector Energy Planning Secretariat (SEPSE) in May 2023, and the inactivity of the National Energy Conservation Commission (CONACE). This situation has created a gap in the coordination, monitoring, and execution of energy strategies, including the ENREI, in which these entities were responsible for 18 goals. It has also affected the availability of updated sectoral data.

In light of this regional and national context, the Inter-American Development Bank (IDB) recommends actions such as ongoing regulatory review, the creation of regulatory sandboxes, strengthening digital capacities, investment in infrastructure, and robust cybersecurity strategies. This study adds three key priorities for Costa Rica: (i) establishing a public monitoring system for the ENREI, (ii) restoring institutional energy planning capacities, and (iii) including all electricity operators in national targets and indicators. Adopting these measures is essential for Costa Rica—and the wider region—to advance toward a more inclusive, resilient, and user-centered energy transition.

Keywords: SMART GRIDS, ENERGY TRANSITION, ENERGY GOVERNANCE, ENERGY JUSTICE, INFORMATION ASYMMETRIES, COSTA RICA, LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN

1. Metodología

El estudio se desarrolló mediante una metodología cualitativa, que combinó la recolección de evidencia primaria con el análisis documental de fuentes secundarias. Su objetivo fue describir el concepto, los beneficios y el avance de las redes eléctricas inteligentes en América Latina y el Caribe, y analizar en detalle el caso de Costa Rica. El abordaje se estructuró en cuatro fases:

1.1 Revisión bibliográfica y normativa

Se recopilaron documentos técnicos de organismos como el BID, CEPAL y GIZ, así como instrumentos nacionales como la Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes 2021–2031 (ENREI), el Plan Nacional de Energía (PNE), el Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública (PNDIP) 2023–2026 y hallazgos del Estado de la Nación (2024). Además, se consultaron artículos científicos y académicos que permitieron enriquecer el análisis mediante categorías como asimetrías de información, alfabetización energética, justicia energética y fragmentación institucional, relevantes en el marco de la política pública y la gobernanza del sector eléctrico.

1.2 Recolección y sistematización de datos empíricos

Se identificaron y organizaron datos actualizados sobre la cobertura y el avance en la instalación de medidores inteligentes por parte de las distintas empresas distribuidoras en Costa Rica. Dada la ausencia de una fuente pública consolidada, la información fue recopilada mediante revisión de portales institucionales y contacto con personal técnico. A partir de esta información cuantitativa, se calcularon porcentajes de cobertura, tasas de crecimiento acumulado respecto a la línea base de 2021 y niveles de cumplimiento de metas establecidas en el PNDIP 2023–2026.

1.3 Entrevistas con personas expertas del sector

Se realizaron entrevistas semiestructuradas con personas expertas con experiencia en la formulación de la ENREI y en procesos de gobernanza energética del MINAE. Sus aportes permitieron complementar el análisis documental con una visión técnica sobre las implicaciones institucionales del cierre de la SEPSE, las barreras para el seguimiento de políticas estratégicas y los desafíos actuales de coordinación en el sector.

1.4. Análisis interpretativo

Finalmente, se integró la información normativa, institucional, empírica y académica en un análisis cualitativo de carácter descriptivo y reflexivo. El uso de literatura científica permitió fortalecer el marco analítico del estudio y ofrecer una comprensión más profunda de los procesos observados. Este análisis facilitó la identificación de patrones de avance, brechas estructurales, buenas prácticas y oportunidades de mejora, tanto en la región como en el caso costarricense, contextualizando los hallazgos en un marco de desafíos compartidos en la transición energética.

2. Redes eléctricas inteligentes (Smart Grids) para la transición energética

La transición energética es el proceso de transformación estructural de los sistemas energéticos hacia esquemas más sostenibles, eficientes y bajos en emisiones, mediante el reemplazo progresivo de combustibles fósiles por fuentes renovables y el rediseño de la infraestructura eléctrica. Este proceso requiere no solo un cambio en las fuentes de generación, sino también en la forma en que se gestiona, distribuye y consume la energía.

En este contexto, las redes eléctricas inteligentes juegan un papel clave como habilitadoras tecnológicas. Se trata de sistemas eléctricos modernizados que integran tecnologías digitales —como sensores, plataformas de control y comunicaciones en tiempo real— para optimizar la operación, el mantenimiento y la planificación de la red. Estas redes permiten una gestión más flexible, segura y eficiente, facilitando la integración de energías renovables variables, la generación distribuida y la participación de los usuarios.

Uno de los componentes más representativos de esta digitalización son los medidores inteligentes (Smart Meters), dispositivos que permiten registrar y comunicar el consumo eléctrico en tiempo real, habilitando nuevas funcionalidades como la facturación dinámica, la detección de fallos o la gestión remota de la demanda. Así, las redes inteligentes no son un fin en sí mismas, sino un pilar técnico esencial para materializar una transición energética justa, moderna y centrada en el usuario.

3. Las tecnologías habilitadoras de las Smart Grids y sus beneficios

Las Smart Grids se han consolidado como un componente estratégico en la transición hacia sistemas energéticos más sostenibles, eficientes y descentralizados. Su desarrollo se apoya en la integración de tecnologías digitales que permiten modernizar la operación de las redes eléctricas, optimizar la distribución, reducir pérdidas y facilitar la incorporación de energías renovables variables (ERV), como la solar y la eólica.

Estas redes inteligentes combinan sensores, inteligencia artificial, Big Data e Internet de las Cosas (IoT), permitiendo la captura, transmisión y procesamiento continuo de datos operativos del sistema eléctrico. Gracias a ello, se logra una gestión dinámica del consumo y la generación, habilitando acciones automatizadas como la redistribución de carga, la detección de fallos y la integración de nuevos actores energéticos. Esto impulsa el autoconsumo, el almacenamiento energético y la figura del prosumidor —usuarios que no solo consumen energía, sino que también la producen y gestionan—, quienes interactúan con la red mediante medidores inteligentes y plataformas de gestión energética.

La digitalización del sector energético ofrece beneficios significativos:

- **Eficiencia energética**, al optimizar el uso de recursos gracias a la detección automática de pérdidas y el ajuste fino de la oferta a la demanda.
- **Flexibilidad operativa**, a través de algoritmos que permiten ajustar el sistema a la variabilidad de las ERV en tiempo real.
- **Empoderamiento del usuario**, mediante el acceso a plataformas que permiten visualizar y modificar patrones de consumo según precios o disponibilidad de generación limpia.
- **Reducción de emisiones**, al favorecer la entrada de tecnologías limpias mediante mecanismos de control inteligente y sustitución de respaldo fósil.

Estas oportunidades surgen en un contexto global marcado por cuatro grandes tendencias: reducción de emisiones, descentralización y competencia, aumento de la demanda, y aumento de la volatilidad y la seguridad del suministro. La Figura 1 sintetiza estas fuerzas transformadoras, que impulsan la adopción de soluciones digitales para modernizar los sistemas eléctricos.

Figura 1.

Tendencias globales que impulsan la digitalización y el despliegue de redes eléctricas inteligentes.

1 Reducción de emisiones	2 Decentralización y Competencia	3 Aumento de la demanda	4 Aumento de la volatilidad y la seguridad del suministro
<p>> Decarbonización: La reducción de las emisiones de CO2 es determinante para combatir el cambio climático y para alcanzar los objetivos de emisión global</p> <p>> Manejo de la contaminación: Este tema se incluye en el programa de las autoridades locales y está estrechamente relacionado con la urbanización. La garantía de una buena calidad del aire incluye la reducción de partículas y de los óxidos de nitrógeno.</p>	<p>> Fragmentación del suministro de energía: La propagación de los prosumidores así como el aumento del comercio de energía están llevando al sector de los modelos de integración vertical</p> <p>> Aumento de la eficiencia de la energía renovable: La energía renovable se está volviendo financieramente competitiva y fomenta la competencia en todo el sector energético</p>	<p>> Nuevos usuarios: El crecimiento de la población y la inclusión de los usuarios no conectados a la red eléctrica llevarán a un aumento de la demanda de electricidad</p> <p>> Conducta del consumidor: Impulsados por la prosperidad, los patrones de consumo están cambiando hacia los dispositivos electrónicos y la movilidad eléctrica</p>	<p>> Redes mejoradas: Las redes flexibles y mejor interconectadas son la clave para gestionar la electricidad, especialmente a la luz de la generación no programable</p> <p>> Capacidad de almacenamiento y reserva: El crecimiento de la generación de electricidad variable ha aumentado aún más la necesidad de capacidad de almacenamiento y reserva para gestionar los desequilibrios entre la demanda y la oferta</p>

Figura 1. Tendencias energéticas globales determinadas

Nota. GIZ SICA (2020). Aptitud Digital en el Sector Energético Centroamericano.

Frente a estos desafíos, las redes inteligentes se apoyan en tecnologías clave como el IoT, la Analítica Avanzada y la Cadena de Bloques (Blockchain). Cada uno cumple funciones específicas que habilitan procesos más seguros, inteligentes y transparentes:

- **IoT:** conecta dispositivos físicos de la red (como medidores, transformadores o inversores solares) mediante sensores que reportan datos en tiempo real, permitiendo acciones automáticas desde los centros de control.
- **Analítica Avanzada:** procesa grandes volúmenes de datos operativos para predecir patrones de consumo, identificar sobrecargas, planificar mantenimiento y simular escenarios de generación y demanda.
- **Blockchain:** permite el registro inalterable de transacciones energéticas entre usuarios o actores de la red, asegurando la trazabilidad de la energía y habilitando modelos como los mercados locales de energía entre prosumidores.

Figura 2.

Tecnologías digitales clave para el despliegue de redes eléctricas inteligentes

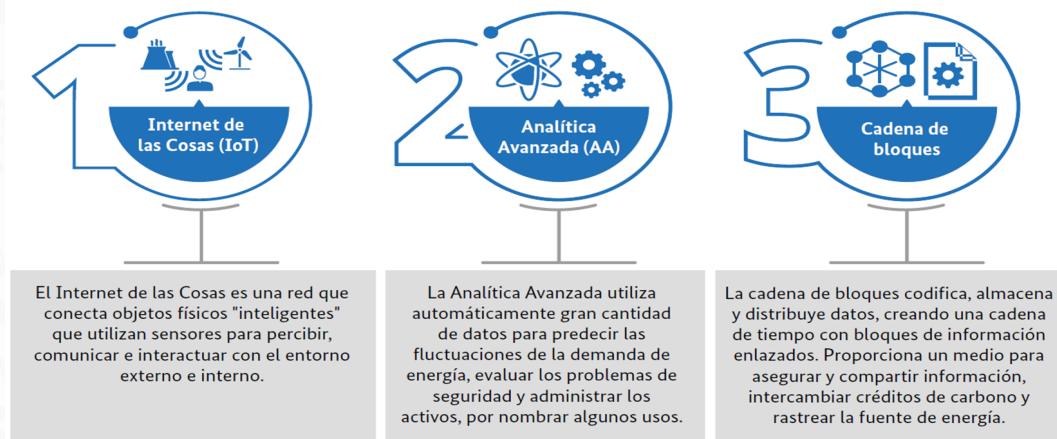


Figura 2. Esferas de la tecnología digital básica

Nota. GIZ SICA (2020). Aptitud Digital en el Sector Energético Centroamericano.

En este marco, las Smart Grids son esenciales para la integración de energías renovables variables como la solar y la eólica, cuya producción es intermitente e incierta debido a su dependencia de condiciones climáticas. Gracias a tecnologías predictivas y de control, estas redes permiten:

- **Anticipar la generación renovable**, mediante modelos que analizan datos meteorológicos y registros históricos de producción, lo cual permite prever la disponibilidad de energía solar o eólica. Esta información se utiliza para ajustar la demanda, activar almacenamiento o preparar el despacho de unidades de respaldo en caso de déficit.
- **Aprovechar excedentes de generación**, enviando señales automáticas a sistemas de almacenamiento —como baterías o centrales hidroeléctricas de bombeo— para que se carguen cuando hay producción renovable sobrante. Esto evita el vertimiento de energía limpia y permite utilizarla posteriormente durante períodos de baja generación.
- **Implementar esquemas de respuesta de la demanda**, que ofrecen incentivos para que los usuarios trasladen su consumo a las horas con mayor disponibilidad renovable. Por ejemplo, se promueve el uso de energía durante el mediodía en sistemas solares o durante la madrugada en sistemas eólicos, ayudando a estabilizar el sistema sin necesidad de recurrir a generación convencional.

Las Smart Grids también facilitan la integración de generación distribuida, como la proveniente de usuarios con paneles solares. Gracias a inversores inteligentes y controles bidireccionales, es posible inyectar el excedente energético de forma segura en la red. Estas operaciones son gestionadas por sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), que supervisan en tiempo real las condiciones operativas mediante sensores, unidades remotas y plataformas de control. En conjunto

con los sistemas de despacho, SCADA permite evaluar flujos de carga, tensión y capacidad disponible, evitando sobrecargas y asegurando la estabilidad del sistema.

Por otra parte, la monitorización y el control en tiempo real, facilitados por sensores distribuidos, dispositivos IoT y redes de telecomunicaciones avanzadas, permiten detectar caídas de voltaje, interrupciones, sobrecargas o pérdidas, y activar respuestas automáticas, como la desconexión controlada de líneas o la reasignación del flujo eléctrico. Estas capacidades fortalecen la resiliencia del sistema ante eventos inesperados.

Complementariamente, las redes inteligentes habilitan una gestión más eficiente del almacenamiento energético. A través de interfaces que supervisan el estado de carga, la capacidad disponible y la tasa de descarga, es posible responder dinámicamente a condiciones cambiantes del sistema. Por ejemplo, si una planta eólica genera más energía de la que puede absorber la red, el sistema puede activar automáticamente la carga de baterías o enviar señales para iniciar el bombeo en centrales hidroeléctricas reversibles, evitando así desperdicios y mejorando el equilibrio de la red.

Este enfoque de control inteligente también permite avanzar en la electrificación del transporte y de sectores industriales. Las Smart Grids facilitan la integración de estaciones de carga para vehículos eléctricos y la operación de procesos industriales alimentados por electricidad, ajustando el suministro según la disponibilidad renovable y las condiciones de la red. Esto se logra mediante plataformas de gestión de carga que interactúan con los sistemas de monitoreo para prevenir congestiones y priorizar el uso de fuentes limpias.

Asimismo, las tecnologías digitales contribuyen a reducir las pérdidas técnicas en la transmisión y distribución eléctrica. Los sensores permiten identificar zonas críticas donde se presentan fugas o sobrecargas, habilitando el reenrutamiento del flujo eléctrico o intervenciones preventivas. Paralelamente, el análisis histórico de datos facilita la reconfiguración de la red, optimizando rutas y reduciendo trayectos con alta resistencia o desequilibrio de fases.

Un estudio reciente realizado por Koukouvinos et al. (2025) evaluó el desempeño de medidores inteligentes frente a medidores tradicionales, bajo condiciones simuladas con variaciones de carga, desequilibrios de fase y distorsiones eléctricas. Los resultados mostraron que los medidores inteligentes ofrecieron una mayor precisión en las mediciones, así como capacidad para registrar flujos bidireccionales y detectar irregularidades, incluyendo pérdidas no técnicas³ o intentos de manipulación. Estas características refuerzan su papel como componentes clave dentro de redes eléctricas modernas.

³ Las pérdidas no técnicas corresponden a energía que se pierde por causas distintas a fallas físicas en la red, como el robo de electricidad o conexiones ilegales.

4. Panorama de la digitalización y las redes inteligentes en América Latina y el Caribe

La transformación digital del sistema eléctrico ya comienza a materializarse en América Latina y el Caribe (ALC), aunque con marcadas diferencias entre países. En esta sección se presenta, en primer lugar, una visión general sobre los avances y desafíos de la región, con base en estudios recientes del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Posteriormente, se profundiza en el caso de Centroamérica, a partir de un análisis comparativo de su “aptitud digital”. Finalmente, se exponen algunas tendencias tecnológicas y buenas prácticas empresariales que reflejan el potencial transformador de estas iniciativas.

4.1 Avances generales y tendencias regionales

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) ha sido una de las instituciones que más ha profundizado en el análisis de la digitalización del sector energético en América Latina y el Caribe (ALC). En 2023, elaboró dos estudios clave que abordan este tema desde diferentes perspectivas, pero que en conjunto ofrecen una visión integral sobre los avances, desafíos y recomendaciones para acelerar la transformación digital en la región.

El primero de estos estudios, titulado *La medición inteligente en América Latina y el Caribe: Recomendaciones regulatorias para incentivar el despliegue de la medición inteligente a nivel nacional* (BID, 2023), se enfoca en la importancia de la medición inteligente como un pilar fundamental para la modernización de las redes eléctricas inteligentes. La medición inteligente es esencial para optimizar la gestión de la demanda, mejorar la eficiencia operativa y facilitar la integración de energías renovables.

Hasta marzo de 2023, el despliegue de medidores inteligentes en la región se encontraba en una etapa inicial, con un promedio de adopción del 3.5%. Este nivel contrasta significativamente con el de Estados Unidos, donde el despliegue alcanzaba el 56.6%, y Europa, con un 33.8%. Entre los países con mayores avances se destacan Trinidad y Tobago y Barbados, donde se logró una cobertura del 94% gracias a estrategias de inversión promovidas por sus distribuidoras únicas, lo cual ha mejorado la calidad del suministro eléctrico. En Jamaica, el despliegue ha alcanzado un 39%, impulsado por el plan estratégico *JPSCo 5 Year Business Plan (2019-2024)*. Costa Rica, por su parte, registra un avance del 33 %, basado en la formulación e implementación de la Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes (ENREI)⁴, mientras que Uruguay alcanza el 30%, gracias a iniciativas regulatorias más claras.

⁴ El 33 % corresponde al porcentaje oficial reportado en la ENREI. En el presente artículo, se estima que para mediados de 2025 la cobertura país en medición inteligente alcanza un 56 %.

En contraste, países como México y Colombia presentan niveles más limitados de avance, con despliegues del 6% y 4% respectivamente. Aunque ambos han desarrollado análisis costo-beneficio (CBA) y marcos regulatorios orientados a promover la medición inteligente, la adopción de esta tecnología sigue siendo baja. En el caso de Chile, el despliegue se mantiene en un 9%, y aunque se han definido estrategias regulatorias, se observa la necesidad de fortalecer las acciones de inversión para acelerar la adopción.

La Figura 3 ilustra de forma comparativa la penetración de medidores inteligentes en los distintos países de la región, permitiendo visualizar con claridad los niveles de avance y los contrastes existentes.

Figura 3.

Intervalos de penetración de medidores inteligentes en los diferentes países de la región.

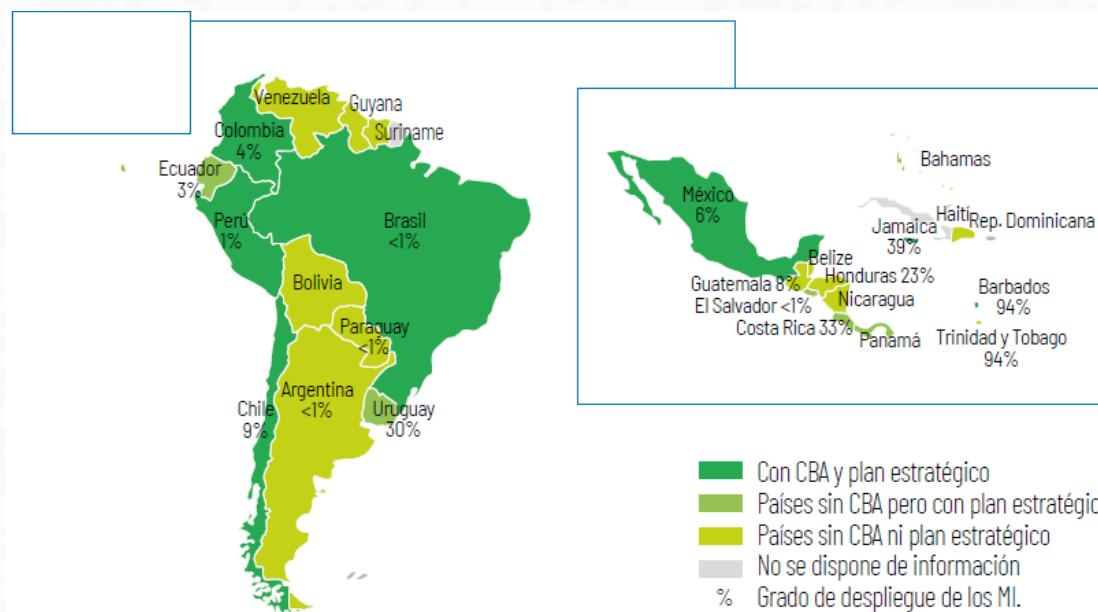


Nota. Banco Interamericano de Desarrollo. (2023). La medición inteligente en América Latina y el Caribe: Recomendaciones regulatorias para incentivar el despliegue de la medición inteligente a nivel nacional.

Además, el informe presenta una clasificación de los países según dos criterios fundamentales: si han realizado un análisis costo-beneficio (CBA) y si cuentan con un plan estratégico para el despliegue de tecnologías inteligentes. Esta clasificación, resumida en la Figura 4, permite comprender de manera más clara el nivel de preparación institucional de cada país para avanzar en la digitalización de sus sistemas energéticos.

Figura 4.

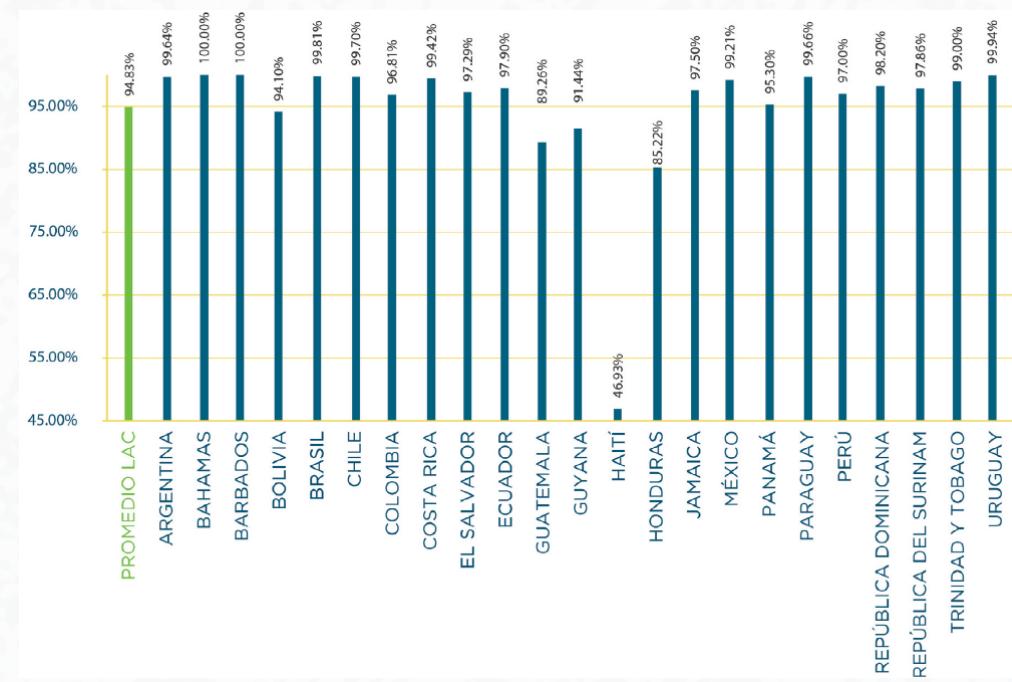
Preparación institucional y grado de adopción de medidores inteligentes en América Latina y el Caribe



Nota. Banco Interamericano de Desarrollo. (2023). Hoja de ruta para la transformación digital del sector energético en América Latina y el Caribe.

Por su parte, el segundo estudio, titulado *Hoja de ruta para la transformación digital del sector energético en América Latina y el Caribe* (BID, 2023), amplía la perspectiva, abordando no solo la medición inteligente, sino también el desarrollo general de las redes eléctricas inteligentes y la digitalización del sector energético. Este documento resalta que la digitalización centrada en el usuario es un componente esencial para garantizar un suministro energético resiliente, continuo y estable.

Un aspecto clave abordado en este segundo estudio es el nivel de electrificación en cada país, dado que el acceso limitado a la electricidad restringe —y en muchos casos imposibilita— cualquier avance hacia la digitalización del sistema energético. La Figura 5 ilustra estas diferencias: mientras países como Uruguay, Barbados y Bahamas registran coberturas cercanas al 100%, Haití apenas alcanza un 46,3%, lo que representa una barrera estructural crítica para cualquier intento de transformación digital. En este contexto, garantizar el acceso universal a la electricidad no solo es un objetivo de desarrollo humano, sino también un prerequisito técnico indispensable para modernizar el sector mediante soluciones digitales.

Figura 5.*Nivel de electrificación en países de América Latina y el Caribe*

Nota. Banco Interamericano de Desarrollo. (2023). La medición inteligente en América Latina y el Caribe: Recomendaciones regulatorias para incentivar el despliegue de la medición inteligente a nivel nacional.

4.2 Centroamérica: casos de uso y preparación digital

En el contexto centroamericano, la transformación digital del sector eléctrico comienza a tomar forma mediante la implementación de diversas aplicaciones tecnológicas. La Figura 6 presenta los casos de uso más frecuentes, clasificados por país, tipo de solución adoptada y grado de implementación.

Figura 6.*Aplicaciones tecnológicas más frecuentes en el sector eléctrico de Centroamérica*

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Panamá	Nicaragua	Relevancia y frecuencia regional (sum)
	1 Certificados de origen de productos energéticos				✓		1
	2 Central eléctrica virtual	✓					1
	3 Sistema de monitoreo y alerta de la salud de los activos		✓	✓	✓	✓	3
	5 Pronóstico de la generación de ER	✓	✓	✓	✓	✓	5
	8 Intercambio de energía entre clientes (P2P) y microrredes	✓					1
	10 Comercio de electricidad al por mayor (venta directa)		✓	✓	✓	✓	4
	13 Monitoreo a distancia y gestión de la red	✓	✓	✓	✓	✓	5
	14 Vehículo a la red	✓					1
	15 Inspección automatizada y gestión de la vegetación		✓	✓	✓		3
	17 Consumo de energía Inteligente	✓	✓	✓	✓	✓	5
	22 Optimización del consumo a través del aprendizaje automático				✓		1

1) El caso de uso es parte de los cinco casos de uso más frecuentes y relevantes del país

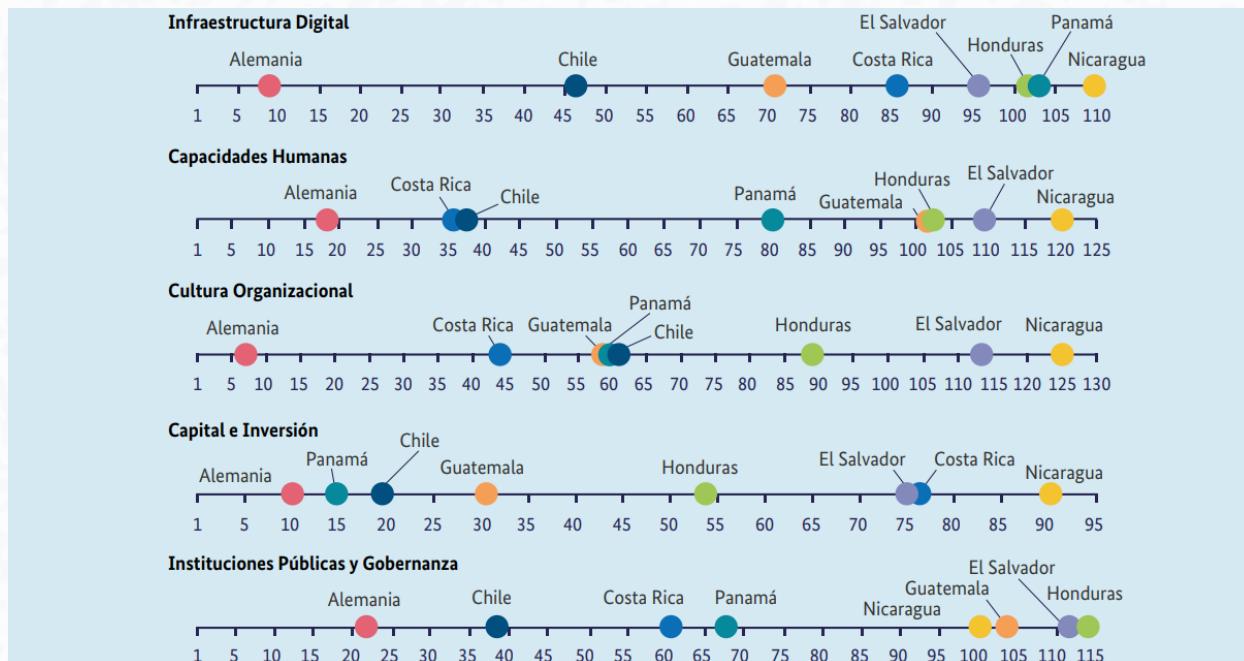
Figura 4. Principales casos de uso por país, frecuencia y relevancia¹⁾

Nota. GIZ SICA (2020). Aptitud Digital en el Sector Energético Centroamericano.

Sin embargo, la capacidad de los países para desplegar estas soluciones no es homogénea. La Figura 7 presenta una evaluación comparativa del nivel de preparación digital del sector energético en Centroamérica, considerando dimensiones como infraestructura, talento humano, cultura organizacional, inversión y calidad de la gobernanza. Este conjunto de factores constituye lo que el estudio denomina aptitud digital: el grado en que un país cuenta con las condiciones necesarias para adoptar, escalar y sostener la digitalización en su sistema eléctrico. En cada dimensión, los países fueron clasificados según su posición relativa, de manera que valores más bajos indican una mejor ubicación en el ranking y, por tanto, un mayor nivel de desarrollo en ese aspecto específico. Como referencias internacionales se incluyen los casos de Alemania y Chile, lo cual permite visualizar las brechas existentes y contextualizar el desempeño regional.

Figura 7.

Clasificación basada en parámetros de la aptitud digital



Nota. GIZ SICA (2020). Aptitud Digital en el Sector Energético Centroamericano.

El análisis demuestra que Centroamérica presenta un panorama de marcados contrastes en su desarrollo digital y capacidades institucionales. A la cabeza de la región se encuentran Costa Rica y Panamá, cada uno con fortalezas bien definidas: mientras Costa Rica sobresale en Capacidades Humanas, Cultura Organizacional y Gobernanza, el liderazgo de Panamá es indiscutible en Capital e Inversión. Guatemala, a su vez, ofrece un perfil singular, pues a pesar de sus rezagos en talento y gobernanza, rompe la tendencia y se posiciona como líder regional en Infraestructura Digital.

En el otro extremo, El Salvador, Honduras y Nicaragua registran de manera consistente los mayores rezagos en todas las dimensiones evaluadas, lo que apunta a desafíos de carácter más estructural.

Esta brecha entre países subraya una lección importante: la implementación exitosa de estas tecnologías no depende de proyectos aislados, sino de la creación de un ecosistema de condiciones habilitantes⁵. Esto incluye desde redes de comunicación estables e infraestructura interoperable, hasta personal técnico capacitado y marcos normativos modernos que regulen estas nuevas interacciones.

Invertir en estas capacidades es crucial, porque el objetivo final va más allá de la tecnología. Las Smart Grids no son únicamente una mejora técnica, sino una transformación estructural del sistema energético. Su capacidad para coordinar generación, almacenamiento, distribución y consumo en tiempo real permite integrar energías renovables, optimizar el funcionamiento de la red, empoderar a los usuarios y construir un sistema más limpio, resiliente y eficiente.

4.3 Tendencias emergentes y buenas prácticas

Más allá de lo documentado en los estudios del BID, en América Latina y el Caribe se han registrado otros avances significativos en la digitalización y modernización de las redes eléctricas, dirigidos a mejorar la eficiencia operativa y avanzar hacia un modelo energético más sostenible.

Entre las estrategias más destacadas se encuentra el desarrollo de plataformas de Big Data y la convergencia con redes 5G, que han permitido una gestión más flexible e inteligente de la energía. Asimismo, se ha promovido la integración progresiva de tecnologías de la información y comunicación (TIC) en las etapas de generación, transmisión y distribución eléctrica, optimizando el uso de los recursos y mejorando la calidad y continuidad del servicio.

En este proceso, algunas empresas energéticas han asumido un papel protagónico en la adopción de tecnologías digitales. Por ejemplo, Iberdrola México ha incorporado herramientas avanzadas como inteligencia artificial, drones y realidad virtual, logrando mejoras sustantivas en los procesos de mantenimiento, supervisión y seguridad de sus infraestructuras eléctricas. En Costa Rica, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) ha sido reconocida internacionalmente por su visor geográfico de averías, una herramienta que mejora la transparencia del servicio y fortalece la atención al usuario. Este proyecto obtuvo el primer lugar en el certamen regional de innovación de CECACIER en julio de 2024 y el tercer lugar en el Premio CIER de Innovación en octubre de ese mismo año, destacándose como una buena práctica regional en la aplicación de tecnologías digitales al servicio público.

Paralelamente, la región avanza en la expansión de su infraestructura energética con una visión de largo plazo. De cara al año 2050, varios países están intensificando la inversión en energías renovables y en la digitalización de sus redes, con el objetivo de atender la creciente demanda energética de forma sostenible, reduciendo el impacto ambiental y fortaleciendo la resiliencia del sistema.

5 Las condiciones habilitantes son el conjunto de factores técnicos, humanos, institucionales y normativos que crean un entorno propicio para la implementación efectiva de iniciativas de transformación, como nuevas tecnologías, políticas o modelos de gestión.

En conjunto, estos esfuerzos reflejan un compromiso creciente de América Latina y el Caribe con la modernización del sistema eléctrico. La adopción de tecnologías digitales y redes inteligentes se consolida como una pieza clave para construir un modelo energético más eficiente, inclusivo y preparado para los desafíos del futuro.

5. Estado actual del desarrollo de redes inteligentes en Costa Rica

5.1 Alcance de la Estrategia Nacional Redes Inteligentes (ENREI) 2021-2031

La Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes 2021-2031 (ENREI) es el documento estratégico que establece las directrices y acciones clave para modernizar la infraestructura eléctrica de Costa Rica, integrando tecnologías avanzadas, mejorando la eficiencia energética y promoviendo la sostenibilidad mediante la digitalización y automatización del sistema. Está dirigida a las instituciones y empresas del sector eléctrico, y tiene como objetivo orientar la transformación de la red tradicional hacia una red más inteligente, a través de un proceso progresivo que incluye análisis costo-beneficio y planificación estratégica. Para ello, las empresas eléctricas deberán, con base en la infraestructura existente, integrar los cambios y tecnologías necesarias para avanzar hacia una red eléctrica inteligente y sostenible (MINAE, 2021).

5.2 Estado actual de la digitalización del sistema eléctrico en Costa Rica

Costa Rica ha logrado avances significativos en la instalación de medidores inteligentes (AMI), en línea con los objetivos de la ENREI 2021–2031. A mediados de 2025, se reportan 1.030.995⁶ dispositivos instalados en todo el país (Ver Tabla 1), lo que representa un incremento del 65,2 % respecto a la línea base nacional del 2021, y un cumplimiento del 189,7 % respecto a la meta nacional acumulada del PNDIP para el periodo 2023–2026. Esto significa que, a falta de casi dos años para concluir el periodo, ya se ha alcanzado y superado el objetivo definido en dicho plan.

No obstante, al analizar la cobertura en función del total de clientes, el avance sigue siendo parcial: actualmente, solo el 56 % de los usuarios del país cuenta con un medidor inteligente. Esto indica que la digitalización del sistema eléctrico aún no es universal, lo que restringe el acceso equitativo

⁶ La información fue brindada por cada operador y corresponde al corte más actualizado disponible: CNFL (febrero de 2025), ICE (abril de 2025), Coopesantos y JASEC (junio de 2025), Coopeguanacaste (diciembre de 2024, según su Informe de Sostenibilidad), y CoopeAlfaror Ruiz (consulta en su sitio web, junio de 2025).

a sus beneficios, como la lectura remota del consumo, la detección automática de fallas, el corte y reconexión a distancia, la implementación de tarifas diferenciadas y la gestión activa de la demanda. Este nivel de avance también debe analizarse a la luz de las proyecciones establecidas en la ENREI, que estimaba alcanzar el 100 % de cobertura para el año 2026.

5.3 Coberturas actuales y diferencias en el avance por operador eléctrico

El servicio de distribución y comercialización eléctrica en Costa Rica está a cargo de ocho empresas de distintas naturalezas jurídicas: estatales, municipales y cooperativas. En el sector estatal operan el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y su subsidiaria Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (CNFL). A estas se suman dos empresas municipales: la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, S.A. (ESPH) y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC); así como cuatro cooperativas de electrificación rural: Coopesantos, Coopeguanacaste, Coopelesca y Coopealfaroruz.

Todos estos operadores, independientemente de su naturaleza jurídica o tamaño, están sujetos a la regulación técnica y tarifaria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). Tal y como se ilustra en el mapa de la Figura 8, esta estructura de operadores se traduce en una clara división del territorio nacional en ocho zonas de servicio, cada una con un prestador definido.

Figura 8.

Distribución territorial de los operadores eléctricos en Costa Rica



Nota. Instituto Costarricense de Electricidad (2018). Proyecciones de la demanda eléctrica en Costa Rica 2018-2040.

En este contexto operativo, el avance en la instalación de medidores inteligentes ha sido heterogéneo entre los distintos operadores eléctricos (Ver Figura 9). Coopesantos R.L. reporta una cobertura del 100 %⁷, seguida por Coopeguanacaste R.L. con un 94,9 % y CopeAlfarorRuiz R.L. con un 88,6 %. Aunque estos porcentajes corresponden a bases de clientes más reducidas —que varían entre aproximadamente 7.900 y 89.000 abonados—, reflejan un nivel de implementación avanzado. Muchas de estas cooperativas operan en zonas rurales, donde la dispersión geográfica, la menor densidad de población y los costos logísticos asociados al tendido y mantenimiento de redes pueden representar desafíos adicionales para el despliegue tecnológico. En este contexto, los resultados obtenidos evidencian una capacidad destacada de ejecución por parte de estas entidades.

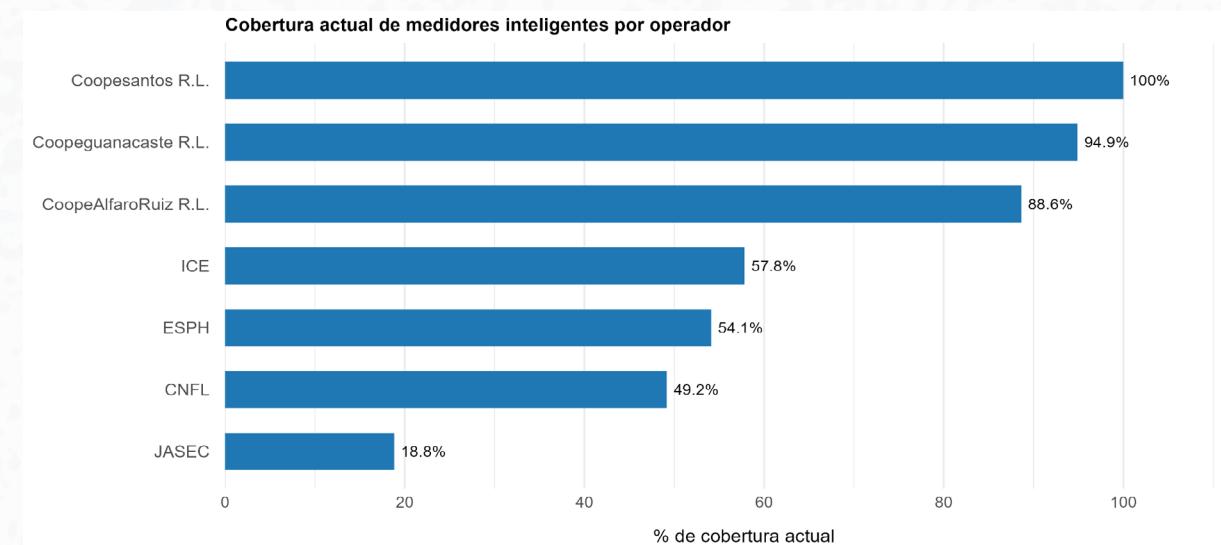
En el caso de los operadores de mayor escala, el ICE y la CNFL, que atienden a más de 900.000 y 577.000 clientes respectivamente, reportan coberturas del 57,8 % y 49,2 %. En conjunto, han instalado más de 800.000 medidores inteligentes: 528.656 por parte del ICE y 283.795 por parte de la CNFL. Aunque sus porcentajes de cobertura son inferiores a los de algunas cooperativas, estos avances corresponden a volúmenes operativos significativamente mayores, lo cual implica desafíos técnicos, logísticos y financieros de otra magnitud.

Por su parte, la ESPH ha experimentado un crecimiento acumulado del 284,9 % desde su línea base de 2021, alcanzando una cobertura actual del 54,1 %, lo que la posiciona entre los operadores con mayor dinamismo relativo en el periodo analizado. En contraste, JASEC reporta un total de 20.779 medidores inteligentes instalados, cifra inferior a la registrada como línea base en 2021 (22.536), lo que implica una variación negativa del -7,8 % (ver Figura 10). Este resultado podría reflejar una disminución efectiva en la cantidad de dispositivos activos o, alternativamente, responder a inconsistencias en los datos reportados. En cualquiera de los casos, la falta de claridad en los datos reportados dificulta el seguimiento riguroso de su evolución dentro del proceso de implementación nacional de los sistemas de medición inteligente.

⁷ El valor exacto para Coopesantos R.L. es en realidad del 129.82%, cifra que corresponde al dato calculado con base en la información proporcionada por la cooperativa. Ante la consulta, la entidad aclaró que este porcentaje supera el 100% dado que un cliente puede tener varios medidores a su nombre.

Figura 9.

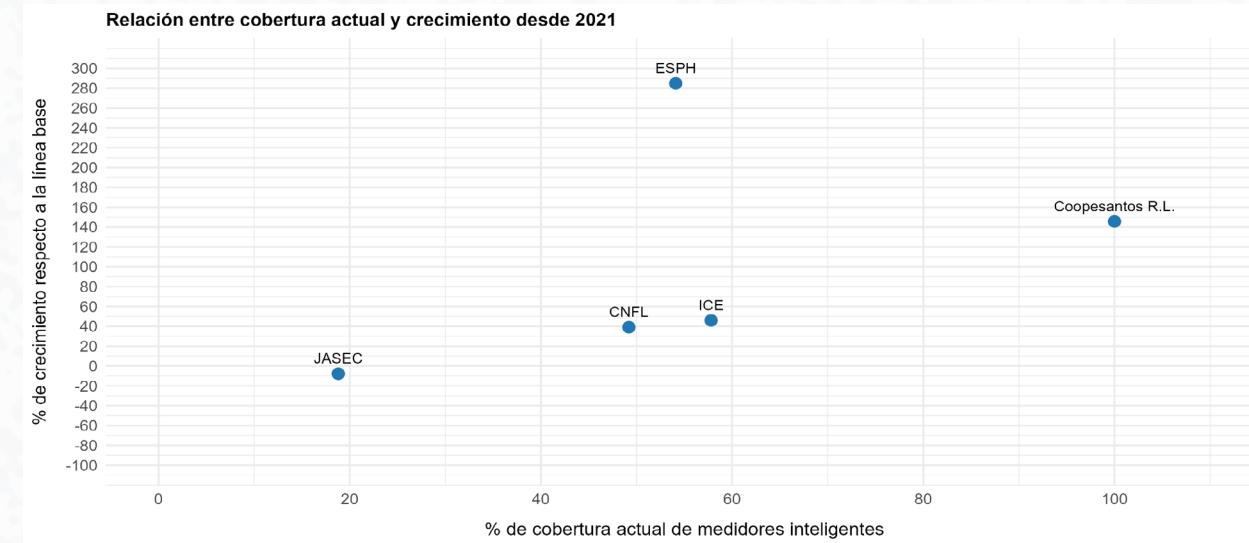
Cobertura actual⁸ de medidores inteligentes por operador



Nota. Elaboración propia.

Figura 10.

Relación entre la cobertura actual de medidores inteligentes y el crecimiento acumulado desde 2021, por operador eléctrico.



Nota. Elaboración propia.

⁸ Se considera como “cobertura actual” la información más reciente brindada por cada operador: CNFL (febrero 2025), ICE (abril 2025), Coopesantos y JASEC (junio 2025), Coopeguanacaste (diciembre 2024, según su Informe de Sostenibilidad), y CoopeAlfaroRuiz (consulta en su sitio web, junio 2025). No se logró obtener información actualizada sobre el total de medidores instalados por Coopelesca R.L., por lo que no fue posible calcular su porcentaje de cobertura.

Estas diferencias territoriales en la implementación de medidores inteligentes pueden analizarse desde el enfoque de la “justicia energética”, entendida como un marco que busca garantizar la equidad en la distribución de beneficios y cargas, en los procesos de toma de decisiones y en el reconocimiento de todos los actores del sistema energético (Jenkins et al., 2016). Dentro de este enfoque, la “justicia distributiva” constituye una dimensión clave, al centrarse en *quién recibe qué*, es decir, cómo se reparten las oportunidades y beneficios tecnológicos.

En el caso costarricense, los avances desiguales en la digitalización del sistema eléctrico han creado una especie de “lotería geográfica” para el acceso a la tecnología, en la que la posibilidad de contar con medidores inteligentes y sus funcionalidades asociadas —como la lectura remota, la gestión de la demanda o la aplicación de tarifas diferenciadas— depende del territorio donde habite el usuario y de la empresa que le suministre el servicio. Esta gobernanza fragmentada del proceso genera un “mosaico de modernización” en el país, en el que conviven regiones altamente digitalizadas con otras rezagadas, lo que plantea un desafío central para lograr una transición energética verdaderamente nacional y equitativa.

Este “mosaico de modernización” no es un resultado accidental, sino un fenómeno que puede ser analizado con mayor profundidad desde la geografía de la transición energética. Bridge et al. (2013) argumentan que la transición, lejos de ser un proceso uniforme, es en sí misma un motor de “diferenciación espacial”; es decir, un proceso que activamente “produce diferencias entre lugares”. Este fenómeno resulta en la creación de nuevas “geografías de ganadores y perdedores”, donde el acceso a la infraestructura y los beneficios de la modernización se distribuyen de manera desigual. Así, la “lotería geográfica” que se evidencia en Costa Rica es una manifestación local de esta teoría, donde la capacidad de ejecución de cada empresa define qué territorios avanzan y cuáles se rezagan, consolidando un desarrollo geográfico desigual.

5.4 Limitaciones en la disponibilidad de información y desafíos para el seguimiento del despliegue de medidores inteligentes

Uno de los principales desafíos para el seguimiento del avance en la instalación de medidores inteligentes es la falta de un sistema centralizado y actualizado de información. Actualmente, los datos sobre cobertura, número total de clientes y dispositivos instalados por operador no se encuentran disponibles en una fuente pública consolidada, lo que dificulta su consulta y análisis. Además, no existe información accesible que permita conocer con precisión el avance por año, lo que limita la posibilidad de analizar la evolución del proceso de forma continua.

Para este estudio, fue necesario contactar directamente a las empresas distribuidoras, dado que —al menos hasta 2024— no existe un repositorio oficial que informe de manera actualizada sobre

el estado del despliegue. En la práctica, acceder a estos datos de forma oportuna depende muchas veces de contar con contactos técnicos dentro de las instituciones, lo que restringe su disponibilidad para otros actores interesados en monitorear el avance real del proceso de digitalización del sector eléctrico.

Además de las limitaciones en los datos de cobertura, otro aspecto relevante es la ausencia de información pública sobre el uso efectivo de las funcionalidades que ofrecen los medidores inteligentes. La instalación de estos dispositivos no garantiza por sí sola que se estén utilizando sus capacidades técnicas, como la lectura remota, la detección de fallas, el corte y reconexión automatizados, el envío de reportes de consumo o la gestión activa de la demanda. Estas funciones requieren procesos adicionales de configuración, interoperabilidad con otros sistemas y cambios operativos por parte de las distribuidoras. A la fecha, no se dispone de datos públicos que permitan conocer, operador por operador, cuáles de estas funcionalidades se encuentran habilitadas y en qué medida están siendo aprovechadas. Por tanto, incluso en contextos con alta cobertura, el potencial real de digitalización podría estar siendo subutilizado, lo que refuerza la necesidad de contar con indicadores complementarios al número de medidores instalados.

El único instrumento identificado que permite conocer el avance del país en la instalación de medidores inteligentes es el Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública (PNDIP). Para el periodo 2023–2026, el PNDIP fija una meta nacional acumulada construida a partir de metas reportadas por cada empresa distribuidora, tomando como línea base el año 2021. Sin embargo, el seguimiento público de esa meta se presenta únicamente en forma agregada —por la Región Central y la Región Huetar Norte—, de modo que el desempeño individual de los operadores no queda visible en los reportes oficiales.

Esta falta de desagregación podría estar vinculada al enfoque general del instrumento, centrado en metas nacionales y regionales, así como a la naturaleza jurídica de algunas distribuidoras. Al tratarse de entes privados, las cooperativas de electrificación rural no están sujetas a las mismas obligaciones de reporte que las empresas públicas o municipales, por lo que su participación en los mecanismos de seguimiento depende de su voluntad institucional. No obstante, la Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes (ENREI) asigna responsabilidades de ejecución a todas las empresas distribuidoras, independientemente de su naturaleza jurídica. En este contexto, cabe cuestionar si el PNDIP, siendo el único instrumento de seguimiento disponible a nivel público, resulta suficiente para dar cuenta del cumplimiento de los compromisos establecidos en dicha estrategia.

La limitación se acentúa porque el cálculo de la meta nacional no incluye a todas las distribuidoras: Coopeguanacaste R.L. y CoopeAlfarorRuiz R.L. quedaron fuera de la línea base y de los datos utilizados, pese a ser concesionarias del servicio de distribución eléctrica. En consecuencia, la meta agregada carece de representatividad plena y el avance real del país podría estar sobre o subestimado.

Asimismo, se observó un vacío relevante en la trazabilidad del proceso: si bien el PNDIP 2023–2026 establece como línea base el año 2021 y fija metas para el periodo 2023–2026, no se encontraron datos públicos consolidados por operador correspondientes al año 2022. Esta ausencia responde al calendario habitual de formulación del plan, que se elabora durante el año previo a su entrada en vigor, cuando aún no están disponibles los datos cerrados del periodo anterior. Como resultado, se pierde sistemáticamente un año de seguimiento entre la línea base y el inicio del periodo planificado, lo cual limita el análisis del avance interanual. Esta característica, propia del instrumento, se suma a las consideraciones sobre su idoneidad como mecanismo de seguimiento de la Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes (ENREI).

Si bien el Informe Anual de Seguimiento de Metas del PNDIP 2024 reporta un sobrecumplimiento de la meta nacional de instalación de medidores inteligentes —con 138.038 dispositivos instalados frente a una meta de 73.525, lo que representa un 187,74 % de cumplimiento—, la información presentada resulta insuficiente para realizar análisis más detallados. El informe desglosa la cantidad de medidores instalados por operador: ICE (73.230), CNFL (29.406), ESPH (18.225), COOPELESCA (15.566), COOPESANTOS (1.361) y JASEC (250). Sin embargo, no se indica con claridad la meta específica correspondiente al año 2024 ni la línea base de dispositivos instalados al inicio del periodo, lo que impide calcular el avance neto por operador y, en consecuencia, verificar o reproducir el porcentaje de cumplimiento reportado para la meta global. Esta falta de trazabilidad dificulta cualquier intento de evaluación rigurosa sobre el desempeño individual de cada operador o sobre la ejecución acumulada del proceso de digitalización.

Esta debilidad no es un hallazgo aislado, sino un reflejo de un problema estructural más profundo. La marcada ausencia de un sistema de información público y centralizado sobre el avance de las redes inteligentes en Costa Rica no constituye una simple carencia administrativa, sino un desafío de gobernanza. Sin datos accesibles, se anulan pilares clave de la buena gestión pública, como la transparencia y la rendición de cuentas (accountability), lo que impide tanto la fiscalización ciudadana como el monitoreo efectivo por parte del Estado.

Este escenario puede ser analizado con mayor profundidad a través de la teoría de la “asimetría de la información”. Akerlof (1970) define esta condición como aquella en la que una de las partes en una transacción —típicamente el vendedor— posee más y mejor información sobre la calidad de un producto que la otra parte, el comprador.

Aplicando su famoso “problema de los limones”⁹ al ámbito de las políticas públicas, la falta de datos transparentes impide que el Estado y la ciudadanía (los “compradores” de la política) puedan distinguir entre los operadores que implementan la estrategia de manera eficiente y aquellos que son “limones” en la ejecución; es decir, que se rezagan o son inefficientes. Como lo predice la teoría, esta incertidumbre sobre la calidad del desempeño puede llevar a que la confianza en el proceso se erosione y a que las malas prácticas desplacen a las buenas, en una manifestación del principio

⁹ El término “limones” es una referencia directa al título del influyente artículo de George A. Akerlof (1970), “The Market for Lemons”. En el inglés coloquial estadounidense, un “lemon” es un vehículo u otro producto que resulta ser defectuoso o de mala calidad.

conocido como la Ley de Gresham¹⁰. Al no poderse diferenciar y premiar el buen desempeño, se corre el riesgo de que la ineficiencia se normalice y que la gobernanza del sector sea incapaz de dirigir la transición energética hacia los resultados de mayor beneficio para el país.

Más allá de esta asimetría informativa tradicional, también puede observarse un fenómeno complementario: la “asimetría en la adquisición de información”. Según Wohlfart, Adam y Hovemann (2021), esta ocurre cuando no existen incentivos, capacidades o estructuras institucionales para generar y compartir la información necesaria, aun cuando esta ya exista en poder de algunos actores, como los operadores eléctricos. En este caso, la información no fluye no porque se oculte deliberadamente, sino porque el sistema no ha sido diseñado para producirla, integrarla ni utilizarla de forma efectiva. Esta condición perpetúa un entorno opaco donde la toma de decisiones, la evaluación técnica y la fiscalización quedan debilitadas.

Este diagnóstico coincide con lo señalado por el Banco Interamericano de Desarrollo (2021), que advierte que la falta de información sistemática y confiable sobre el despliegue, cobertura y funcionalidades de los medidores inteligentes dificulta tanto la supervisión regulatoria como el diseño de políticas públicas efectivas en América Latina. En su estudio, el BID señala que, en ausencia de mecanismos adecuados de reporte, se reduce la capacidad del Estado para orientar y evaluar los procesos de digitalización en el sector eléctrico.

Asimismo, esta situación constituye una limitación desde la perspectiva de la justicia energética, particularmente en su dimensión procedural. Como señalan Jenkins et al. (2017), los procesos de toma de decisiones en el sector energético deben ser transparentes, inclusivos y rendir cuentas, lo cual exige que todos los actores —incluida la ciudadanía— tengan acceso efectivo a la información necesaria para participar de forma significativa. Cuando esa información está ausente, se encuentra dispersa o no es fácilmente accesible, se debilita el derecho de los distintos grupos sociales a participar en el proceso, y se refuerzan procesos cerrados que afectan tanto la legitimidad como la equidad del modelo de gobernanza sectorial.

Frente a estas limitaciones en la disponibilidad, actualización y estandarización de la información, este estudio recopiló directamente los datos por operador, ya sea mediante consultas específicas o con base en los portales institucionales disponibles. En algunos casos, los operadores presentaban cifras aproximadas o redondeadas, por lo que los resultados deben interpretarse como estimaciones cercanas al valor real. Con esta información, se construyó una aproximación consolidada —presentada en la Tabla 1— con el propósito de ofrecer una base orientativa para el análisis comparativo del despliegue de medidores inteligentes en el país.

10 La Ley de Gresham es un principio económico que postula que “el dinero malo saca de circulación al dinero bueno”. Akerlof (1970) utiliza este principio como una analogía, señalando que los carros “malos” tienden a expulsar a los “buenos” del mercado. En el contexto de las políticas públicas, esto implicaría que las prácticas ineficientes (“malas”), al no poder ser distinguidas de las eficientes (“buenas”) por la falta de información, se vuelven dominantes.

Tabla 1.

Cobertura actual¹¹ de medidores inteligentes, crecimiento respecto a 2021 y avance en el cumplimiento de la meta PNDIP 2023–2026, por operador eléctrico.

Operador	Clientes totales	Medidores inteligentes instalados	Línea base 2021 PNDIP (2023-2026)	Meta PNDIP (2023-2026)	Cobertura actual respecto a clientes (%)	Crecimiento respecto a la línea base (%)	Avance respecto a la meta 2023-2026 (%)
ICE	914,336.00	528,656.00	362,000.00	93,000.00	57.82%	46.04%	179.20%
CNFL	577,000.00	283,795.00	204,051.00	60,000.00	49.18%	39.08%	132.91%
JASEC	110,461.00	20,779.00	22,536.00	2,000.00	18.81%	-7.80%	NA
ESPH	97,000.00	52,500.00	13,640.00	48,600.00	54.12%	284.90%	79.96%
Coopeguanacaste R.L.	89,463.00	84,885.00	No disponible	No disponible	94.88%	NA	NA
Coopesantos R.L.	41,118.00	53,380.00	21,552.00	11,000.00	129.82%	147.68%	289.35%
CoopeAlfaroRuiz R.L.	7,900.00	7,000.00	No disponible	No disponible	88.61%	NA	NA
Coopelesca R.L.	No disponible	No disponible	59,000.00	17,405.00	NA	NA	NA
TOTAL	1,837,278.00	1,030,995.00	623,779.00	214,600.00	56.12%	65.28%	189.76%

Nota. Elaboración propia.

5.5 Funcionalidades más consolidadas en la medición inteligente

En Costa Rica, las funcionalidades más consolidadas en el despliegue de medición inteligente incluyen la lectura remota de datos, el corte y reconexión a distancia, la integración con sistemas de información geográfica (SIG) y la detección de manipulación o hurto de medidores. También se ha logrado cierto avance —aunque menos generalizado— en aplicaciones como el envío de reportes personalizados de consumo, la notificación automática de averías y la facturación prepago (MINAE, 2021).

Estos datos, ilustrados en la Figura 10, provienen de una encuesta aplicada en 2020 a empresas distribuidoras de electricidad, la cual representa hasta el momento la fuente más completa sobre el grado de implementación de estas funcionalidades en el país.

5.6 Funcionalidades con menor desarrollo e integración

A pesar del progreso, algunas funcionalidades asociadas con redes verdaderamente inteligentes siguen en etapas incipientes. Destacan especialmente aquellas vinculadas con la gestión activa de la demanda, como la participación del usuario en la reducción de picos de consumo, la aplicación de tarifas horarias, el control de cargas flexibles y la integración con sistemas de gestión energética en edificios (MINAE, 2021).

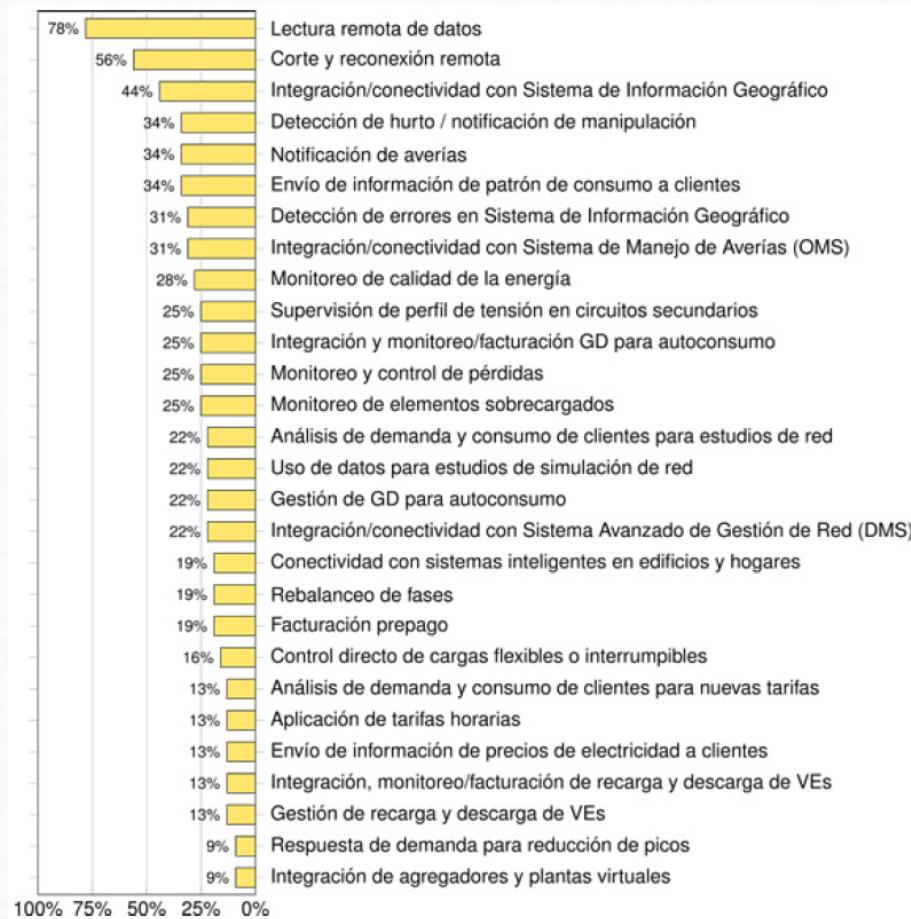
Estos rezagos —también reflejados en la Figura 11— son comprensibles en el marco del

¹¹ Se considera como “cobertura actual” la información más reciente brindada por cada operador: CNFL (febrero 2025), ICE (abril 2025), Coopesantos y JASEC (junio 2025), Coopeguanacaste (diciembre 2024, según su Informe de Sostenibilidad), y CoopeAlfaror Ruiz (consulta en su sitio web, junio 2025). No se logró obtener información actualizada sobre el total de medidores instalados por Coopelesca R.L., por lo que no fue posible calcular su porcentaje de cobertura.

desarrollo progresivo de una red inteligente. Se trata de aplicaciones más complejas, que exigen un mayor grado de madurez tecnológica, interoperabilidad entre sistemas y ajustes regulatorios. Como en el caso anterior, la información procede de la encuesta de 2020, sin que se haya identificado hasta ahora un estudio público más reciente que actualice estos resultados.

Figura 11.

Porcentaje de avance promedio de las aplicaciones de medición inteligente en las empresas de energía eléctrica.



Nota. Encuesta a empresas distribuidoras (2020), incluida en la Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes 2021-2031 (MINAE, 2021).

6. El cierre de la SEPSE y la inactividad de la CONACE: implicaciones para la gobernanza y planificación energética en Costa Rica

La Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE) era la unidad técnica especializada del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), ente rector del sector en Costa Rica. Constituida en 1981, esta instancia asumía funciones clave de planificación, coordinación y seguimiento de políticas energéticas a nivel nacional, además de liderar la formulación de instrumentos como el Plan Nacional de Energía, esenciales para la orientación estratégica del sector.

En mayo de 2023, el MINAE cerró la Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE), mediante el oficio DM-382-2023. Posteriormente, MIDEPLAN tomó nota de esta decisión a través del oficio MIDEPLAN-DM-OF-1077-2023, emitido en junio de ese mismo año, en el cual también se actualizó la estructura organizacional del MINAE. Las funciones de la SEPSE fueron trasladadas a la Secretaría de Planificación Sectorial de Ambiente, Energía, Mares y Ordenamiento Territorial (SEPLASA); sin embargo, esta transición no fue acompañada por la creación de una unidad especializada con el mismo perfil técnico, ni con un mecanismo formal de articulación interinstitucional como el que desempeñaba la SEPSE.

Además, a diferencia de SEPSE —cuya labor se centraba exclusivamente en el sector energía— SEPLASA posee un enfoque más amplio y multisectorial, lo que limita su capacidad para atender de forma prioritaria y sostenida los desafíos específicos del subsector energético. Esta preocupación es consistente con la perspectiva de sus exintegrantes, quienes señalan el riesgo inherente de que la planificación energética, entendida como un área de alta especialización técnica y de vital importancia económica, pierda prioridad al ser subsumida por una agenda ambiental de mayor alcance.

La SEPSE desempeñaba un papel estratégico en la formulación, seguimiento y evaluación del Plan Nacional de Energía (PNE), fungiendo como instancia técnica encargada de coordinar las metas y acciones del sector. Su cierre provocó una ruptura en la continuidad operativa, lo cual se evidencia en el informe de seguimiento del PNE correspondiente al segundo semestre de 2024, que señala que múltiples metas permanecen sin iniciar o sin reporte, debido a que estaban bajo la responsabilidad directa de la SEPSE o de la Comisión Nacional de Conservación de Energía (CONACE), cuya actividad también se encuentra suspendida (MINAE, 2024).

La inactividad de la CONACE está directamente relacionada con el cierre de la SEPSE, que fungía como su principal articulador técnico y operativo. Sin el acompañamiento especializado de esta unidad, las reuniones, el seguimiento de acuerdos y la continuidad de sus equipos técnicos perdieron impulso, lo que derivó en la suspensión de sus funciones.

La CONACE, creada mediante el Decreto Ejecutivo N.º 23335-MIRENEM de 1994, fue concebida como un órgano de coordinación interinstitucional en temas de conservación de energía, adscrito al entonces Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas. Estaba integrada por representantes del ICE, RECOPE, CNFL, las cooperativas de electrificación rural, ESPH y JASEC, entre otros actores del sector. Entre sus funciones principales se encontraban la elaboración del Programa Nacional de Conservación de Energía (PRONACE), la coordinación de acciones en el marco del PNE y el seguimiento de proyectos de eficiencia energética.

El testimonio de sus exintegrantes revela que, más allá de su concepción formal, la CONACE funcionaba como un foro de coordinación y discusión técnica de un valor incalculable, cuya mayor riqueza radicaba en su naturaleza voluntaria. El compromiso de sus participantes era tal que, desde su reactivación en 2015, sus reuniones mensuales nunca se cancelaron por falta de quórum. Este espacio multifacético permitía desde organizar campañas conjuntas de comunicación, como las de movilidad eléctrica, hasta servir como plataforma para que la ARESEP comunicara avances regulatorios. Más allá del plenario, CONACE operaba a través de doce equipos técnicos especializados de donde nacieron iniciativas fundamentales, como la normativa técnica para cargadores de vehículos eléctricos o los protocolos para el manejo de sedimentación en embalses. Muchas de estas tareas eran articuladas técnicamente a través de la SEPSE, lo que fortalecía la gobernanza sectorial.

La eliminación de la SEPSE, junto con la inactividad de la CONACE, ha dejado al país sin una instancia activa que articule de forma sostenida la planificación energética nacional. Ante este vacío institucional, el propio MINAE (2024) ha planteado la necesidad de crear una nueva Comisión de Planificación Energética (COPE), con respaldo jurídico, capacidades técnicas y recursos suficientes, que permita implementar de forma efectiva los instrumentos vigentes y futuros del sector, y acelerar la transición energética. Además, ha propuesto fortalecer a SEPLASA como ente técnico encargado de consolidar datos, emitir lineamientos y avanzar hacia una planificación integrada del sistema energético, guiada por criterios de eficiencia técnica y económica.

En este contexto, resulta relevante recordar el amplio alcance técnico que tenía la SEPSE. Esta unidad no solo daba seguimiento a los planes energéticos, sino que también formulaba políticas y estrategias de desarrollo, elaboraba diagnósticos sectoriales, diseñaba políticas de precios de los energéticos, promovía tecnologías emergentes y gestionaba el sistema nacional de información energética. Su cierre no ha sido acompañado por un traspaso integral de estas funciones. El propio MINAE señaló que SEPLASA asumiría únicamente el seguimiento de ciertos instrumentos, como el VII Plan Nacional de Energía (2015–2030), el Plan Nacional de Transporte Eléctrico (PNTE), la Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes (ENREI), el Plan Estratégico Nacional 2050 y los compromisos internacionales como las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC) y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) (Pomareda, 2023).

No obstante, no se ha definido qué instancia asumirá las demás funciones técnicas y estratégicas que cumplía la SEPSE, lo cual ha generado un vacío institucional que ya comienza a tener efectos concretos en el ecosistema de planificación energética del país. Según la perspectiva de exfuncionarios,

esta falta de un traspaso integral de funciones puede atribuirse a que los decisores no dimensionaron la magnitud ni la complejidad técnica de la instancia que estaban cerrando.

Una de las manifestaciones más evidentes de esta situación es la pérdida de insumos técnicos clave para la investigación académica orientada al análisis crítico de las políticas energéticas. La investigación *Uso y gestión de la energía en Costa Rica: patrones y desafíos para la sostenibilidad ambiental*, incluida en el *Informe Estado de la Nación en Desarrollo Humano Sostenible 2024*, identifica la falta de datos actualizados como una de las principales limitaciones metodológicas para su estudio. En particular, señala la ausencia de información reciente sobre el parque vehicular nacional:

Otro faltante de información, importante de destacar, es la relacionada al parque vehicular nacional, ya que no existe una contabilidad real o aproximada actualizada que estime el parque de vehículos, ni su composición. Anteriormente, la SEPSE publicaba un estimado anual del parque vehicular y desglosaba su composición detalladamente, lo cual era el registro más cercano a la realidad nacional (Bazán, 2024, p. 6)

Asimismo, el estudio destaca que, aunque siguen vigentes documentos como el VII PNE, el PNTE, la ENREI y el PNDIP, no existe información pública actualizada sobre su grado de avance. Los datos vinculados al ODS 7 (energía asequible y no contaminante) no se actualizan desde 2023, lo que genera incertidumbre sobre su seguimiento y cumplimiento. A esto se suman los rezagos en el monitoreo del Plan Nacional de Descarbonización, cuya última actualización data de 2021 y solo cubre parcialmente los primeros años de la etapa inicial (2018–2022). Tampoco se ha publicado información sobre la etapa de inflexión (2023–2030), y el inventario nacional de gases de efecto invernadero permanece sin actualizarse desde 2017, al cual la SEPSE brindaba insumos clave.

Esto coincide con el testimonio de exfuncionarios del MINAE, quienes confirman que el cierre de la SEPSE provocó la interrupción abrupta de la generación de datos y estudios básicos que eran el cimiento de toda la planificación energética del país.

El primero de estos vacíos críticos, señalan los exfuncionarios, es la discontinuidad del Balance Energético Nacional (BEN). Este documento funcionaba como la contabilidad oficial de la energía del país, mapeando el flujo completo desde la producción y su transformación, hasta el consumo final por cada sector económico. Sus aportes eran múltiples y estratégicos: permitía diagnosticar con precisión la matriz energética, evaluar la eficiencia del sistema y fundamentar políticas públicas basadas en evidencia. Además, constituía el insumo oficial para los reportes sectoriales ante organismos internacionales como la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y era un pilar para la elaboración del inventario nacional de gases de efecto invernadero (GEI).

Adicionalmente, el testimonio destaca la pérdida de otro insumo de gran valor: las Encuestas Nacionales de Consumo. Realizadas por la SEPSE, estas encuestas proporcionaban una “fotografía” detallada y actualizada de los patrones de consumo energético en los distintos sectores (residencial, industrial, comercial, transporte, etc). La pérdida de esta herramienta es particularmente grave, pues implica que cualquier análisis sobre la demanda actual debe basarse en datos desactualizados.

Como resultado, discusiones estratégicas cruciales —como determinar las razones del crecimiento del consumo eléctrico— se realizan sin una base empírica suficiente, fundamentadas en hipótesis en lugar de evidencia sólida.

En el caso específico del avance en redes eléctricas inteligentes, el cierre de la SEPSE y la inactividad de la CONACE tienen un impacto directo en el cumplimiento y seguimiento de esta política. De las 69 metas incluidas en la ENREI, 18 asignan a la SEPSE o a la CONACE responsabilidades de coordinación o ejecución. Además, según lo dispuesto en el propio texto de la estrategia, el seguimiento y la evaluación de su implementación quedarían a cargo del Comité Técnico Subsectorial de Energía (CTSE), presidido por la persona directora de la SEPSE. La ausencia de estas entidades clave debilita el marco institucional previsto para dar seguimiento a la ENREI y genera incertidumbre sobre la continuidad de su implementación.

La situación descrita pone en evidencia una fragilidad institucional que compromete la capacidad del país para monitorear de forma sistemática el desempeño del sector energético y los compromisos climáticos. El cierre y la inactividad de órganos técnicos con funciones esenciales —no solo para la planificación y el seguimiento de políticas públicas, sino también para la producción de insumos técnicos estratégicos— han generado vacíos que debilitan la articulación interinstitucional, limitan el acceso a información clave y restringen la posibilidad de rendir cuentas de manera clara y verificable ante la ciudadanía. Esta carencia de información estructurada impide conocer con precisión no solo el grado de cumplimiento de los compromisos asumidos, sino también la evolución real del sector energético. Además, limita la capacidad de la academia y de la sociedad civil organizada para generar análisis críticos, enriquecer el debate público y aportar evidencia sólida para el diseño y evaluación de las políticas.

Este colapso de la articulación interinstitucional puede ser analizado desde la sociología económica a través del análisis de redes. Swedberg (2004) destaca la importancia de este enfoque para entender cómo las interacciones económicas son estructuradas por las relaciones sociales. En particular, la teoría de los “agujeros estructurales” de Ronald Burt, mencionada en el artículo, es especialmente pertinente aquí. Esta teoría postula que un actor o un conjunto de actores que funcionan como “puente” entre grupos que de otro modo estarían desconectados —un rol que cumplían precisamente la SEPSE y la CONACE— ocupa una posición de intermediación crucial.

Desde esta perspectiva, el cierre de la SEPSE y la consecuente inactividad de la CONACE no solo dejaron un “vacío”, sino que crearon un “agujero estructural” en la red de gobernanza energética del país. La desaparición de este conector clave interrumpió el flujo de información, dificultó la coordinación y redujo las oportunidades de colaboración entre los actores del sector. Esta ruptura en la red es precisamente lo que explica la parálisis documentada en el seguimiento de metas, como las de la ENREI. Por lo tanto, el problema no es solo la ausencia de un andamiaje institucional, sino el quiebre de la estructura relacional que este sostenía.

Además, el desmantelamiento de la SEPSE y la inactividad de la CONACE pueden ser analizados desde la influyente teoría del “feedback de las políticas”¹². Dentro de este marco, una decisión administrativa de alto impacto, como el cierre de una secretaría técnica, se considera en sí misma una política pública¹³, ya que representa una elección deliberada del gobierno que redefine el rol y las capacidades del Estado. Pierson (1993) argumenta que estas decisiones no solo son el resultado de la política, sino que se convierten en causas que moldean la política futura.

Aplicado a este caso, el cierre de la SEPSE ilustra perfectamente esta doble dimensión. Por un lado, fue el resultado de una determinada visión política. Por otro, una vez ejecutada, esta misma decisión se transformó en una causa que reconfiguró el panorama institucional, generando como efecto más directo la transformación de las capacidades estatales¹⁴.

Este acto, además, puede ser interpretado como un caso de “aprendizaje negativo”, un concepto que Pierson (1993) utiliza para describir situaciones en las que los actores políticos, en lugar de construir sobre las políticas existentes de manera incremental, reaccionan en contra de las estructuras institucionales heredadas, diseñando nuevas iniciativas para abordar lo que perciben como fracasos del pasado.

Finalmente, este debilitamiento truncó la capacidad de la Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes (ENREI) para generar los “efectos de anclaje”¹⁵ que el autor describe. Al eliminar el andamiaje institucional clave para su coordinación y seguimiento, se evitó que la estrategia se consolidara y creara los compromisos y redes de apoyo que la habrían hecho más duradera y difícil de revertir en el futuro, dejándola en un estado de alta vulnerabilidad.

12 Concepto del politólogo Paul Pierson (1993) que argumenta que las políticas públicas no son solo el resultado de la política, sino también causas que moldean y reestructuran la política futura, creando nuevas condiciones y actores.

13 Se utiliza aquí la definición clásica y amplia del campo, entendida como “todo lo que los gobiernos deciden hacer o no hacer” (Dye, 2013). Desde esta perspectiva, la decisión de eliminar una capacidad estatal es una acción de política pública.

14 Se refiere a la habilidad efectiva del aparato estatal para ejecutar políticas y proveer funciones técnicas complejas. Pierson (1993) señala que las decisiones de política pueden expandir o, como en este caso, contraer estas capacidades.

15 Concepto que Pierson (1993) usa para explicar cómo las políticas crean compromisos (inversiones, rutinas, etc.) que hacen que revertir la política original sea extremadamente costoso y disruptivo, “anclándola” en el tiempo.

7. Barreras tecnológicas y regulatorias para la implementación de Smart Grids en América Latina

La implementación de redes inteligentes en América Latina y el Caribe enfrentan diversas barreras que dificultan su desarrollo y adopción masiva. Los estudios *La medición inteligente en América Latina y el Caribe: Recomendaciones regulatorias para incentivar el despliegue de la medición inteligente a nivel nacional* (BID, 2023) y *Hoja de ruta para la transformación digital del sector energético en América Latina y el Caribe* (BID, 2023) coinciden en señalar estos obstáculos como los principales desafíos para avanzar en la transformación digital del sector energético en la región.

Estas barreras se podrían dividir en dos categorías principales: barreras tecnológicas y barreras regulatorias, las cuales se detallan a continuación:

7.1 Barreras Tecnológicas

Uno de los principales desafíos en el ámbito tecnológico es la infraestructura obsoleta. En varios países de la región, las redes eléctricas aún operan con tecnologías tradicionales que limitan la integración eficiente de las Smart Grids, lo que requiere inversiones significativas en procesos de modernización. Esto es evidente en países como Bolivia y Paraguay, donde la baja cobertura de redes de datos y las restricciones en conectividad dificultan el desarrollo de tecnologías como los medidores inteligentes y los sistemas de monitoreo en tiempo real.

Otra limitación clave es la falta de digitalización y automatización. La ausencia de sensores avanzados, medidores inteligentes y sistemas de gestión en tiempo real restringe la capacidad de monitoreo y control de las redes eléctricas. Esto no solo impide una gestión eficiente, sino que también limita la capacidad de respuesta ante fallas o eventos inesperados.

La interoperabilidad y los estándares técnicos también representan una barrera significativa. La integración de nuevas tecnologías en redes antiguas requiere la adopción de estándares comunes para garantizar la compatibilidad entre equipos y sistemas de distintos fabricantes. La falta de estos estándares no solo dificulta la expansión de las tecnologías inteligentes, sino que también incrementa los costos y la complejidad de las inversiones.

En cuanto a la ciberseguridad y protección de datos, el proceso de digitalización expone a los sistemas eléctricos a mayores riesgos de ataques cibernéticos. Países como Guatemala y Honduras enfrentan desafíos considerables en este ámbito, ya que los sistemas de protección de datos presentan debilidades que incrementan el riesgo de pérdidas de información crítica y ataques a la infraestructura energética.

Por último, las limitaciones en almacenamiento de energía también afectan el desarrollo de las Smart Grids. Aunque el almacenamiento mediante baterías o sistemas hidráulicos es clave para garantizar la estabilidad de redes con alta penetración de energías renovables, su alto costo y la disponibilidad limitada en la región dificultan su implementación masiva.

7.2 Barreras Regulatorias

En el ámbito regulatorio, la falta de políticas y marcos normativos específicos sigue siendo una de las principales barreras para la implementación de Smart Grids. Muchos países aún no han desarrollado normativas claras que promuevan la inversión en estas tecnologías, lo que genera incertidumbre para inversionistas y empresas del sector. Por ejemplo, en Perú y Argentina, la ausencia de mecanismos definidos para la recuperación de costos ha desincentivado la inversión en medición inteligente, generando incertidumbre y ralentizando el desarrollo de nuevas tecnologías.

Otro desafío regulatorio importante es la regulación de tarifas y modelos de negocio. Los esquemas tradicionales de tarificación no incentivan la inversión en redes inteligentes ni promueven un uso eficiente de la energía por parte de los consumidores. Esto limita la posibilidad de que los usuarios adopten nuevas tecnologías y modelos de consumo más sostenibles.

La dificultad en la integración de generación distribuida es otra barrera que impide el avance hacia redes más modernas. Las normativas en algunos países todavía no facilitan una conexión sencilla y rentable a la red eléctrica para usuarios que generan su propia energía, como es el caso de los hogares con paneles solares.

La región también enfrenta una baja inversión en investigación, desarrollo (I+D) y financiamiento limitado. La falta de incentivos gubernamentales y esquemas de financiamiento adecuados retrasa la adopción de nuevas tecnologías en el sector energético. Esto se traduce en una menor capacidad para innovar y modernizar las redes eléctricas.

Por último, la resistencia al cambio es un factor que también ralentiza la adopción de Smart Grids. Algunas empresas tradicionales de generación y distribución perciben estas tecnologías como una amenaza a sus modelos de negocio, lo que puede frenar su implementación y limitar las oportunidades de modernización en el sector.

8. Recomendaciones del BID para superar las barreras

Para superar estas barreras, los estudios *La medición inteligente en América Latina y el Caribe: Recomendaciones regulatorias para incentivar el despliegue de la medición inteligente a nivel nacional* (BID, 2023) y *Hoja de ruta para la transformación digital del sector energético en América Latina y el Caribe* (BID, 2023) proponen una serie de recomendaciones estratégicas:

- 1. Revisión continua de normativas:** Se recomienda adaptar las regulaciones a los nuevos modelos de negocio y tecnologías emergentes, asegurando su actualización constante para facilitar la inversión y la innovación.
- 2. Creación de sandboxes regulatorios:** Se sugiere establecer entornos controlados para experimentar con nuevas tecnologías sin el riesgo de incumplir regulaciones rígidas. En este sentido, países como Costa Rica y Uruguay han avanzado al implementar estrategias regulatorias más claras que facilitan el despliegue de nuevas tecnologías.
- 3. Establecimiento de estándares comunes:** La armonización regulatoria en la región es clave para facilitar la interoperabilidad y aprovechar economías de escala. Esto reduciría costos y aceleraría la adopción de tecnologías inteligentes.
- 4. Fortalecimiento de la inversión en infraestructura:** Modernizar las redes y los sistemas de comunicación es fundamental para garantizar una gestión eficiente de los datos y facilitar el despliegue de tecnologías digitales como IoT y Big Data.
- 5. Desarrollo de capacidades digitales:** Se recomienda implementar programas de formación para que el personal del sector energético adquiera las habilidades necesarias para adaptarse a la transformación digital. En este sentido, se deben fortalecer las capacidades técnicas, administrativas y regulatorias.
- 6. Refuerzo en ciberseguridad:** Es esencial desarrollar estrategias robustas de ciberseguridad que garanticen la protección de datos críticos y fortalezcan la resiliencia de los sistemas eléctricos ante amenazas cibernéticas.

9. Conclusiones

La digitalización y el desarrollo de redes eléctricas inteligentes representan una oportunidad estratégica para modernizar los sistemas eléctricos en América Latina y el Caribe. Estas tecnologías no solo mejoran la eficiencia operativa, reducen pérdidas e integran fuentes renovables, sino que también transforman la relación entre usuarios y el sistema energético, promoviendo un rol más activo e informado en la gestión de la energía. Aunque el avance en la región ha sido desigual, algunos países han logrado implementar modelos tarifarios innovadores, sistemas de medición inteligente y soluciones digitales que demuestran el potencial de esta transformación cuando existe voluntad institucional y una visión estratégica clara.

Costa Rica forma parte del grupo de países que han definido una estrategia nacional para el desarrollo de redes eléctricas inteligentes, mediante la publicación de la ENREI 2021–2031. Si bien existen iniciativas destacadas impulsadas por algunas distribuidoras, el despliegue a nivel nacional sigue siendo incipiente y desigual. El país ha superado anticipadamente la meta acumulada del Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública (2023–2026) en cuanto a instalación de medidores inteligentes, pero la cobertura efectiva aún no alcanza el 60 % del total de usuarios. Este panorama revela fuertes disparidades entre operadores y pone en entredicho la viabilidad de alcanzar la meta de cobertura total para el año 2026, tal como lo establece la propia ENREI.

Además, el despliegue de medidores no se ha traducido automáticamente en un uso efectivo de sus funcionalidades más avanzadas. Herramientas como la gestión activa de la demanda, la aplicación de tarifas horarias o la integración con sistemas de gestión energética presentan niveles bajos de implementación. Esta brecha entre cobertura técnica y aprovechamiento funcional limita el potencial transformador de la medición inteligente como componente central de una red moderna y eficiente.

A ello se suma la ausencia de un sistema público, actualizado y estandarizado de información que permita conocer en detalle el estado del despliegue y uso efectivo de estas tecnologías. Esta carencia no solo dificulta el seguimiento técnico por parte de las instituciones responsables, sino que también limita el acceso a información clave para la ciudadanía y restringe las posibilidades de análisis independiente y generación de conocimiento por parte de la academia.

El debilitamiento institucional ha afectado seriamente la capacidad del país para avanzar en su transición energética. El cierre de la SEPSE y la inactividad de la CONACE implicaron la pérdida de capacidades clave para la planificación del sector, dejando un vacío en la coordinación y ejecución de estrategias. Esta situación se presenta en un momento crítico, cuando el sistema eléctrico enfrenta desafíos como la integración de tecnologías emergentes, la variabilidad climática y la necesidad de mayor flexibilidad operativa. Sin estructuras técnicas sólidas ni liderazgo institucional sostenido, resulta difícil dar continuidad al proceso. La ausencia de estas instancias compromete directamente la implementación de la ENREI 2021–2031, ya que varias de sus metas y responsabilidades recaen sobre entes que hoy están inactivos o ya no existen.

A nivel regional, América Latina y el Caribe enfrentan retos similares. El desarrollo de redes eléctricas inteligentes se ve limitado por barreras tecnológicas, regulatorias, institucionales y culturales. Persisten esquemas tarifarios poco flexibles, falta interoperabilidad entre sistemas, bajos niveles de alfabetización energética y una marcada resistencia al cambio. Superar estos desafíos requiere algo más que tecnología: exige transformar prácticas, fortalecer la articulación entre actores, generar confianza y asumir compromisos que garanticen un avance firme hacia sistemas eléctricos más modernos, resilientes y centrados en las personas.

10. Recomendaciones finales de los autores

Establecer un sistema público de monitoreo integral sobre la ENREI y el proceso de digitalización. Aunque Costa Rica cuenta con la Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes (ENREI 2021–2031), los avances no se comunican de forma clara, accesible ni periódica. Actualmente, la información se encuentra dispersa entre distintas fuentes, lo que dificulta su seguimiento y evaluación. Se recomienda desarrollar una plataforma pública que permita visualizar, entre otros aspectos, la cobertura nacional y por operador, el nivel de implementación de las distintas funcionalidades y el grado de avance en el cumplimiento de las metas establecidas. Esta herramienta contribuiría a mejorar el monitoreo técnico, fortalecer la transparencia y habilitar un control más informado por parte de la ciudadanía y los actores del sector.

Restituir capacidades institucionales para la planificación energética. En línea con lo reconocido por el propio MINAE, se recomienda avanzar con la creación de una Comisión de Planificación Energética (COPE), dotada de respaldo jurídico, capacidades técnicas y recursos suficientes. Asimismo, se debe definir con claridad qué entidad asumirá las funciones que anteriormente correspondían a la SEPSE y que hoy permanecen desatendidas, a fin de garantizar la continuidad técnica de la planificación energética y la articulación interinstitucional necesaria para implementar de forma efectiva los instrumentos sectoriales vigentes.

Implementar un mecanismo de seguimiento nacional que abarque a todas las distribuidoras y todas las metas de la estrategia. El proceso de digitalización del sistema eléctrico requiere un sistema de monitoreo integral que trascienda las limitaciones del PNDIP, el cual, por su naturaleza, no contempla a todas las empresas distribuidoras ni cubre la totalidad de metas establecidas en la ENREI. Este nuevo mecanismo debe incluir a las cooperativas actualmente excluidas y permitir el seguimiento sistemático de todo el ecosistema eléctrico. La falta de un monitoreo inclusivo limita la capacidad del país para evaluar el progreso real, identificar brechas y orientar inversiones de forma equitativa y coordinada.

Fomentar sinergias para escalar buenas prácticas del sector. Algunas distribuidoras han logrado avances destacables en el desarrollo de redes inteligentes. Coopesantos, por ejemplo, ya alcanza una cobertura del 100 % con medidores inteligentes. La CNFL ha sido reconocida internacionalmente por

su visor geográfico de averías y fue la primera en aplicar una tarifa horaria estacional para usuarios residenciales, medida a la que recientemente se sumó la ESPH. Se recomienda promover espacios de intercambio de experiencias entre operadores, con el objetivo de nivelar los avances, facilitar la transferencia de conocimiento y adaptar buenas prácticas a distintos contextos, como parte de una estrategia nacional más cohesionada en materia de redes inteligentes.

Aceleración de la gestión activa de la demanda. En Costa Rica, la mayoría de las aplicaciones orientadas a la gestión de la demanda —como la participación del usuario en la reducción de picos, el control directo de cargas flexibles o la conexión de medidores a sistemas de gestión de edificios— presentan avances limitados. Se recomienda establecer incentivos regulatorios y pilotos que permitan probar estas funcionalidades, así como promover su implementación progresiva como parte del desarrollo de una red verdaderamente inteligente.

Educación y comunicación al usuario. Persisten brechas significativas en el conocimiento que tienen las personas usuarias sobre las condiciones reales de su servicio eléctrico. Por ejemplo, algunas desconocen la existencia de tarifas diferenciadas como la tarifa horaria estacional, mientras otras creen erróneamente que consumir en la noche genera ahorro, aun cuando su distribuidora no ofrece esa modalidad. Estas brechas son un reflejo de lo que la literatura identifica como un bajo nivel de “alfabetización energética”, entendido como la combinación de conocimientos, actitudes y capacidades necesarias para tomar decisiones informadas sobre el uso de la energía (Luque-Ayala et al., 2024). En lugar de campañas informativas aisladas, se recomienda diseñar una estrategia nacional integral de educación energética, que eleve el nivel de comprensión ciudadana sobre el sistema eléctrico y facilite una participación más activa en la transición energética.

Fortalecer la cooperación regional para acelerar la transformación digital. Los países de América Latina y el Caribe enfrentan desafíos comunes en infraestructura, regulación, capacidades técnicas y financiamiento. Se recomienda promover mecanismos de cooperación regional que faciliten el intercambio de experiencias, el desarrollo de estándares comunes, la interoperabilidad transfronteriza y el acceso conjunto a recursos de financiamiento e innovación. Esta cooperación puede ser impulsada desde organismos multilaterales, pero también mediante alianzas directas entre países y empresas del sector energético.

Aplicar recomendaciones del BID. Los países deben avanzar en la adopción de las recomendaciones planteadas por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), incluyendo la actualización normativa, la inversión en infraestructura, el desarrollo de capacidades digitales y la creación de entornos regulatorios de prueba (sandboxes). Estas acciones son clave para eliminar barreras que actualmente frenan el despliegue de tecnologías digitales en el sector energético.

Referencias

- Akerlof, G. A. (1970). *The Market for "Lemons": Quality Uncertainty and the Market Mechanism*. *Quarterly Journal of Economics*, 84(3), 488–500. <https://academic.oup.com/qje/article-abstract/84/3/488/1896241?redirectedFrom=fulltext&login=false>
- Bazán, V. (2024). *Uso y gestión de la energía en Costa Rica: patrones y desafíos para la sostenibilidad ambiental*. Consejo Nacional de Rectores, Programa Estado de la Nación. <https://repositorio.conare.ac.cr/server/api/core/bitstreams/57a6a618-bd88-4dd1-bd80-bb04acff37b6/content>
- BID. (2020). *Análisis de brechas y oportunidades de innovación en el sector energético América Latina y el Caribe*. <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Analisis-de-brechas-yoportunidades-de-innovacion-en-el-sector-energetico-en-America-Latina-y-el-Caribe.pdf>
- BID (2023). *Hoja de ruta para la transformación digital del sector energético en América Latina y el Caribe*. <https://publications.iadb.org/es/hoja-de-ruta-para-la-transformacion-digital-del-sector-energetico-en-america-latina-y-el-caribe>
- BID. (2023). *La medición inteligente en América Latina y el Caribe: Recomendaciones regulatorias para incentivar el despliegue de la medición inteligente a nivel nacional*. <https://publications.iadb.org/es/la-medicion-inteligente-en-américa-latina-y-el-caribe-recomendaciones-regulatorias-para-incentivar>
- 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://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512009512?via%3Dihub>
- CEPAL. (2021). *Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las energías renovables variables y la integración regional en América Latina*. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/47656-definiciones-sector-electrico-la-incorporacion-energias-renovables-variables-la>.
- CEPAL. (2021). Transición Energética: Hacia una mayor cooperación en integración. https://www.cepal.org/sites/default/files/events/files/rayen_quiroga.pdf.
- CEPAL (2022). *Tendencias en materia de digitalización del sector eléctrico*. <https://hdl.handle.net/11362/48104>
- CEPAL (2024). *Innovación y digitalización en el sector eléctrico: Perspectivas para la región SICA*.
- Coopealfaroruz R.L. (s.f.). *Inicio*. <https://www.coopealfaroruz.com/>. Consultado en junio de 2025.
- Copeguanacaste R.L. (2025). *Informe de Sostenibilidad 2024*. <https://coopeguanacaste.com/wp-content/uploads/2025/05/Informe-Sostenibilidad-GRI-2024-Copeguanacaste-v5.pdf>
- Dye, T. R. (2013). *Understanding public policy* (14th ed.). Pearson.

Electronoticias CNFL. (2024). *Visor de averías de la CNFL se sube al podio del Premio CIER de Innovación 2024.* <https://electronoticiascnfl.com/2024/10/22/visor-de-averias-de-la-cnfl-se-sube-al-podium-del-premio-cier-de-innovacion-2024/>

Empresa de Servicios Públicos de Heredia. (ESPH) (s.f.). *Tarifa Residencial Horaria (TRH).* <https://www.esph-sa.com/tarifa-residencial-horaria-trh>

GIZ SICA (2020). *Aptitud Digital en el Sector Energético Centroamericano.* Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). https://www.giz.de/en/downloads/20200708_Aptitud%20Digital%20en%20el%20Sector%20Energia.pdf

Instituto Costarricense de Electricidad. (2018). *Proyecciones de la demanda eléctrica de Costa Rica 2018-2040.* https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/8996b19a-0af7-47bc-8cce-5e599a4800a3/PROYECCION+DE+LA+DEMANDA+ELECTRICA+2018-2040.pdf?MOD=AJP_ERES&CACHEID=ROOTWORKSPACE-8996b19a-0af7-47bc-8cce-5e599a4800a3-mrkXUKx

Jenkins, K., McCauley, D., Heffron, R., Stephan, H., & Rehner, R. (2016). Energy justice: A conceptual review. *Energy Research & Social Science*, 11, 174–182. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2214629615300669>

Jenkins, K., McCauley, D., Heffron, R., Stephan, H., & Rehner, R. (2017). Energy justice: A policy approach. *Energy Policy*, 105, 631–634. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421517300691>

Koukouvino, K.G.; Koukouvino, G.K.; Chalkiadakis, P.; Kaminaris, S.D.; Orfanos, V.A.; Rimpas, D. (2025). Evaluating the Performance of Smart Meters: Insights into Energy Management, Dynamic Pricing and Consumer Behavior. *Applied Sciences*, 15(2), 960. <https://www.mdpi.com/2076-3417/15/2/960>

Ministerio de Ambiente y Energía. (2015). *VII Plan Nacional de Energía 2015-2030.* Dirección de Energía. https://cambioclimatico.go.cr/wp-content/uploads/2018/08/VII_Plan_Nacional_de_Energia_2015-2030.pdf

Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE). (2021). *Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes 2021-2031 (ENREI).* Gobierno de Costa Rica. <https://minae.go.cr/organizacion/vicegestionestrategica/SEPLASA/Documentos/ENREI-FINAL>.

Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE). (2024) *VII Plan Nacional de Energía 2015-2030. Informe de avance II semestre 2024.* <https://minae.go.cr/organizacion/vicegestionestrategica/SEPLASA/Informe%20VII%20PNE%20II%20SEMESTRE%202024.pdf>

Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN). (2022). *Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública 2023-2026 Rogelio Fernández Güell.* <https://observatorioplanificacion.cepal.org/sites/default/files/plan/files/PNDIP%202023-2026%20Main.pdf>

Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN). (2024). *Informe anual 2023.*

Resultado de metas del PNDIP 2023-2026. <https://www.mcj.go.cr/sites/default/files/2024-03/DOCPLAN-03553%20%281%29.pdf>

Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN). (2024). *Informe anual de seguimiento de metas del Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública (PNDIP) 2023–2026. Febrero 2024.* <https://minae.go.cr/ver/organizacion/vicegestionestrategica/SEPLASA/INFORME%20ANUAL%20DE%20SEGUIMIENTO%20DE%20METAS%20PNDIP%202024.pdf>

Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN). (2025). *Informe anual 2024.*

Resultado de metas del PNDIP 2023-2026. <https://banhvi.fi.cr/transparencia2/rendicion%20de%20cuentas/Informes%20PND/Informe%20Resultado%20de%20metas%20anual%202024%20PNDIP.pdf>

Pierson, P. (1993). When effect becomes cause: Policy feedback and political change. *World Politics*, 45(4), 595–628. <https://www.cambridge.org/core/journals/world-politics/article/abs/when-effect-becomes-cause-policy-feedback-and-political-change/EB310F82411B3E31406E03C1381E6740>

Pomareda, A. (2023). *MINAE cierra la Secretaría de Planificación del Subsector Energía.* Semanario Universidad. <https://semanariouniversidad.com/pais/minae-cierra-la-secretaria-de-planificacion-del-subsector-energia/>

Swedberg, R. (2004). On the present state of economic sociology (1990s). *Economic Sociology: European Electronic Newsletter*, 5(2), 2–17. <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/155830/1/vol05-no02-a1.pdf>

Wohlfart, O., Adam, S., & Hovemann, G. (2021). Asymmetry in information acquisition—Exploring the principal–agent dyad of sport organizations and sport management higher education institutions. *German Journal of Exercise and Sport Research*, 51(3), 344–353. <https://link.springer.com/article/10.1007/s12662-021-00722-w>