

DOCUMENTOS DE PROYECTOS

Promoción de una mayor seguridad y resiliencia energética a través de la transición y conectividad energética en Panamá

Ignacio Ñancupil
Marina Gil



NACIONES UNIDAS

CEPAL

Gracias por su interés en esta publicación de la CEPAL



NACIONES UNIDAS



Si desea recibir información oportuna sobre nuestros productos editoriales y actividades, le invitamos a registrarse. Podrá definir sus áreas de interés y acceder a nuestros productos en otros formatos.

[Deseo registrarme](#)

Conozca nuestras redes sociales y otras fuentes de difusión en el siguiente link:

 <https://bit.ly/m/CEPAL>



**Promoción de una mayor seguridad y resiliencia
energética a través de la transición
y conectividad energética
en Panamá**

Ignacio Ñancupil
Marina Gil



NACIONES UNIDAS



Este documento fue preparado por Ignacio Ñancupil, Consultor, y Marina Gil, Asistente Superior de Asuntos Económicos, ambos de la Unidad de Energía de la División de Recursos Naturales de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), en el marco de las actividades del proyecto "Supporting increased energy security and resilience through energy transition". Martín Abeles, Director de la División de Recursos Naturales de la CEPAL, estuvo a cargo de la supervisión general del documento.

Las Naciones Unidas y los países que representan no son responsables por el contenido de vínculos a sitios web externos incluidos en esta publicación.

No deberá entenderse que existe adhesión de las Naciones Unidas o los países que representan a empresas, productos o servicios comerciales mencionados en esta publicación.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización o las de los países que representa.

Los límites y los nombres que figuran en los mapas de esta publicación no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

Publicación de las Naciones Unidas
LC/TS.2025/89
Distribución: L
Copyright © Naciones Unidas, 2025
Todos los derechos reservados
Impreso en Naciones Unidas, Santiago
S.2500554[S]

Esta publicación debe citarse como: Ñancupil, I. y Gil, M. (2025). Promoción de una mayor seguridad y resiliencia energética a través de la transición y conectividad energética en Panamá. *Documentos de Proyectos* (LC/TS.2025/89). Comisión Económica para América Latina y el Caribe.

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse a la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), División de Documentos y Publicaciones, publicaciones.cepal@un.org. Los Estados Miembros de las Naciones Unidas y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Solo se les solicita que mencionen la fuente e informen a la CEPAL de tal reproducción.

Índice

Resumen	9
Introducción	11
I. El potencial de Panamá para un sistema energético sostenible	13
A. Política climática e institucionalidad energética de Panamá	14
1. Política climática y energética	14
2. Género y energía	14
3. Institucionalidad.....	14
4. Sistema energético	15
5. Mercado eléctrico.....	16
B. Balance energético.....	16
C. Sistema eléctrico.....	19
1. Características principales	19
2. Seguridad y resiliencia.....	20
D. Generación eléctrica y uso de energías renovables	20
E. Potencial de energías renovables.....	23
1. Potencial solar	23
2. Potencial eólico	24
3. Potencial hidroeléctrico.....	25
4. Potencial geotérmico	26
5. Potencial de la biomasa	28
F. Rol del almacenamiento de energía.....	28
G. Potencial del hidrógeno.....	29
H. Recursos energéticos distribuidos.....	30
II. Análisis de los intercambios energéticos históricos	33
A. Mercado Eléctrico Regional (MER).....	34
B. Transacciones históricas en el MER.....	36
C. Impacto en seguridad y resiliencia regional.....	40

D.	Intercambios energéticos históricos en Panamá	41
1.	Impacto en tarifas eléctricas	42
2.	Impacto en seguridad sistémica.....	43
3.	Impactos en género.....	44
III.	Planes para el desarrollo de interconexiones.....	47
A.	Regional.....	47
B.	Panamá.....	56
IV.	Propuesta de herramienta para la evaluación costo beneficio de los intercambios energéticos.....	59
A.	Estado del arte	59
B.	Metodología propuesta	62
C.	Resultados de aplicación de metodología.....	64
V.	Conclusiones.....	73
	Bibliografía	75
Cuadros		
Cuadro 1	Ampliaciones identificadas por el EOR para mejorar la capacidad operativa de transmisión.....	48
Cuadro 2	Escenarios de expansión para la planificación regional de la generación	50
Cuadro 3	Variables de medición de impactos del sector energético	60
Cuadro 4	Supuestos principales de los escenarios modelados para la prospectiva eléctrica a 2050.....	65
Gráficos		
Gráfico 1	Proporción de fuentes de energía históricas de Panamá	17
Gráfico 2	Evolución de fuentes de generación eléctrica de Panamá	21
Gráfico 3	Capacidad instalada y generación del sistema eléctrico de Panamá, 2024.....	22
Gráfico 4	Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER	35
Gráfico 5	Transacciones y precios promedio en el Mercado Eléctrico Regional.....	37
Gráfico 6	Inyecciones en el MER según tipos de contrato	37
Gráfico 7	Evolución de transacciones totales y cobertura de demandas nacionales.....	38
Gráfico 8	Ahorros por compras en el MER.....	39
Gráfico 9	Intercambios energéticos anuales de Panamá	41
Gráfico 10	Cargos complementarios, energía demandada y tarifas de intercambios en Panamá	42
Gráfico 11	Capacidades operativas de transmisión entre Costa Rica y Panamá	49
Gráfico 12	Costos de Inversión de cada escenario de expansión de generación	51
Gráfico 13	Costos Incrementales por escenario de expansión de generación	52
Gráfico 14	Resultados de importaciones y exportaciones por escenario.....	53
Gráfico 15	Beneficio neto de generadores y consumidores	54
Gráfico 16	Beneficio social neto y concentración por país	55
Gráfico 17	Importaciones y exportaciones máximas con Costa Rica.....	56
Gráfico 18	Resultados regionales de prospectiva eléctrica a 2050 para América Central y México.....	66
Gráfico 19	Resultados de prospectiva eléctrica para Panamá.....	67
Gráfico 20	Estimación de empleos generados.....	70

Diagramas

Diagrama 1	Balance energético de Panamá 2023.....	18
Diagrama 2	Procedimiento para herramienta evaluación costo - beneficio	63

Mapas

Mapa 1	Ubicaciones de principales infraestructuras del sistema eléctrico de Panamá	19
Mapa 2	Mapa del potencial solar de Panamá.....	23
Mapa 3	Distribución de velocidad del viento en Panamá	25
Mapa 4	Mapa del potencial geotérmico de Panamá	26
Mapa 5	Evaluación de ubicación de potenciales	71

Acrónimos y abreviaciones

ACS: Costo Neto Presente (NPC) y el Retorno sobre la Inversión (ROI)

AID: Agencia para el Desarrollo Internacional (en contexto con IRHE, Changuinola)

ALC: América Latina y el Caribe

AM: Área Metropolitana en Panamá

AMP: Autoridad Marítima de Panamá, clave en regulación de corredores marítimos para hidrógeno verde

AN: Asamblea Nacional (ej. AN-5399-Elec, ley de generación distribuida)

ASEP: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, regulador del sector eléctrico

ATE: Agenda de Transición Energética, que incorpora principios de las "4D" (descarbonización, descentralización, democratización, digitalización)

BESS: Battery Energy Storage System (Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías)

BSN: Beneficio Social Neto, utilizado para distribución de beneficios por país

CAPES: Cámara Panameña de Energía Solar

CCSD: Capacidad de Cortocircuito del Sistema de Distribución

CDMER: Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional

CEAC: Comisión de Energía de América Central

CEPAL: Comisión Económica para América Latina y el Caribe

CIGED: Comisión Interinstitucional de Gestión Energética y Desarrollo

CND: Centro Nacional de Despacho (operación del sistema eléctrico)

COIIM: Capacidad Operativa de Intercambio Intermedio Máximo

COT: Capacidad Operativa de Transmisión

EPR: Empresa Propietaria de la Red

SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países Centroamericanos

Resumen

La CEPAL establece cinco ejes prioritarios para una transición energética justa e inclusiva en América Latina y el Caribe: 1) un acceso universal y equitativo a la energía, 2) una matriz energética sostenible, 3) una mayor eficiencia energética, 4) una infraestructura resiliente y 5) la integración energética regional. Asimismo, responde a las cuatro áreas de política pública definidas por la CEPAL: 1) regulación e incentivos, 2) financiamiento e inversión, 3) desarrollo de capacidades y 4) participación y gobernanza.

Una mejor conectividad energética regional y una red resiliente e integrada permiten a los países: aumentar la seguridad energética conectando países o subregiones que tienen déficit energético con mercados que tienen superávit, optimizar las economías de escala de grandes proyectos de infraestructura verde que se traducen en menores costos operativos y de inversión general del sistema, permitir la integración efectiva de las energías renovables en un sistema interconectado que sea más inclusivo, flexible, eficaz, confiable, diversificado y descarbonizado.

El presente estudio tiene como objetivo informar a los países para que aumenten su capacidad de diseño de políticas dirigidas a mejorar la seguridad y resiliencia de sus sistemas energéticos a través de la integración eléctrica. El estudio está enfocado en dos países, a saber, Costa Rica y Panamá, según las necesidades priorizadas. Este documento presenta un diagnóstico del sistema energético de Panamá mediante un análisis de su balance energético, potencial de recursos renovables, y los costos y beneficios de los intercambios energéticos. Posteriormente, se presenta la metodología propuesta para la evaluación costo-beneficio de los intercambios energéticos considerando impactos energéticos, económicos y sociales.

Introducción

Los países de todo el mundo, especialmente los Países en Desarrollo (PED) y Países Menos Adelantados (PMA), se enfrentan a una serie de desafíos superpuestos y sin precedentes, incluidas las consecuencias económicas de la COVID-19, las tensiones geopolíticas actuales, las interrupciones de las cadenas de suministro, los precios elevados y volátiles de los alimentos y la energía, y fenómenos meteorológicos extremos agravados por el cambio climático. Estos desafíos globales han puesto de relieve cómo los sistemas energéticos pueden ser vulnerables a las crisis actuales y futuras y han subrayado la necesidad urgente —y la oportunidad— de mejorar la inclusión, la seguridad, la resiliencia y la sostenibilidad de los sistemas energéticos.

La seguridad y resiliencia energéticas se refieren a la capacidad de los sistemas energéticos para brindar servicios energéticos asequibles y confiables (seguridad) para el conjunto de la economía y al mismo tiempo ser capaces de resistir y recuperarse de eventos extremos (resiliencia). La transición energética requiere esfuerzos simultáneos para aumentar la participación de las fuentes renovables en la matriz energética, universalizar el acceso a la electricidad, reducir la pobreza energética, aumentar la eficiencia energética, fortalecer la integración e interconexión energética regional y aumentar la seguridad. Ampliar la capacidad de energía renovable a través de redes sostenibles puede permitir a los países reducir la exposición a los volátiles mercados de los combustibles fósiles, aprovechar la diversidad de recursos, reducir los costos de la energía y descarbonizar el sector energético. Además, el sector de las energías renovables empodera a las mujeres a través de mejores oportunidades de empleo (32% en el sector de las energías renovables en comparación con el 22% en la industria de la energía de combustibles fósiles (IRENA, 2022). Por lo tanto, aumentar la energía renovable a través de una mayor conectividad tiene el potencial de incrementar la participación de las mujeres en el sector energético y tener un impacto positivo en la calidad de vida de las comunidades.

Este documento tiene como objetivo ayudar a los Estados miembros a aumentar su capacidad para desarrollar iniciativas de transición energética que mejoren la seguridad energética, diseñar e implementar sistemas energéticos regionalmente interconectados, resilientes y sostenibles, y desarrollar e incorporar políticas energéticas sensibles al género en el acceso a la energía mediante:

- el fortalecimiento de las capacidades institucionales para el diseño y robustecimiento de las políticas y planes de transición energética;
- el desarrollo de un diagnóstico de la situación energética de cada país y los avances en relación a la transición energética;
- desarrollar una herramienta para el análisis costo-beneficio de sistemas energéticos interconectados;
- la colaboración y cooperación interregionales a través del diálogo sobre políticas.

I. El potencial de Panamá para un sistema energético sostenible

Panamá posee un sistema energético en proceso de transformación hacia la sostenibilidad, con una matriz eléctrica en la que las fuentes renovables han adquirido un rol cada vez más relevante. En particular, la generación hidroeléctrica representó el 43% de la electricidad del país en 2024, complementada por el crecimiento de tecnologías como la solar fotovoltaica y la eólica. Si bien Panamá también cuenta con generación térmica a base de combustibles fósiles, el país ha avanzado en su compromiso con la transición energética mediante políticas de diversificación y fomento a las energías limpias.

Panamá desempeña un papel estratégico en la integración eléctrica regional como parte del SIEPAC, a través del cual importa y exporta electricidad con países vecinos como Costa Rica y Colombia. Esta posición, junto con su ubicación geográfica privilegiada, le permite consolidarse como un potencial hub energético regional, promoviendo la seguridad energética y la resiliencia del sistema centroamericano.

A pesar de estos avances, Panamá aún enfrenta desafíos como la alta dependencia de derivados del petróleo en el sector transporte y la exposición a fenómenos climáticos extremos que pueden afectar la generación hidroeléctrica. En este contexto, la expansión de la generación renovable no convencional, junto con inversiones en almacenamiento energético, gestión de la demanda y modernización de redes eléctricas, será esencial para garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico.

Además, el país ha comenzado a explorar su potencial para el desarrollo de una economía de hidrógeno verde, lo que podría abrir oportunidades significativas para la descarbonización industrial y la exportación de combustibles limpios. Aprovechando su marco institucional robusto y su vocación logística, Panamá tiene el potencial de posicionarse como un referente regional en innovación energética y sostenibilidad, atrayendo inversiones y fortaleciendo su competitividad en el contexto de la transición energética global. Panamá se encuentra en una fase crucial de su transición energética. Su ubicación geográfica, sumada a su capacidad logística e infraestructura eléctrica en expansión, le permite jugar un papel protagónico en la conectividad energética regional, facilitando los flujos de energía entre América Central y América del Sur.

A. Política climática e institucionalidad energética de Panamá

El presente apartado describe de forma integral los pilares que sustentan la política climática y energética de Panamá, detallando los marcos estratégicos vigentes, el grado de institucionalización del enfoque de género, la configuración institucional del sector, el desarrollo histórico del sistema energético y el funcionamiento actual del mercado eléctrico. Este análisis permite comprender las capacidades, desafíos y oportunidades del país en su ruta hacia un modelo energético bajo en carbono, resiliente e inclusivo.

1. Política climática y energética

La política climática y energética de Panamá está guiada por los siguientes documentos estratégicos:

- **Agenda de Transición Energética de Panamá (2020)**, coordinada por la Secretaría Nacional de Energía, que establece una hoja de ruta para transformar el sector energético nacional con énfasis en eficiencia energética, electrificación del transporte, expansión de las energías renovables y acceso universal a la energía.
- **Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de Panamá**, actualizada en 2020, en la que el país se compromete a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 24% para 2030 en relación con el escenario tendencial, además de incorporar medidas de adaptación climática en sectores clave como energía, transporte, agricultura y recursos hídricos.
- **Plan Energético Nacional 2015-2050 (SNE, 2015)** que define lineamientos a largo plazo para garantizar la sostenibilidad, seguridad y competitividad del sistema energético, con énfasis en la diversificación tecnológica y la integración regional.
- **Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (2023)**, que posiciona a Panamá como un futuro productor y exportador de hidrógeno limpio, aprovechando su matriz energética parcialmente renovable y su rol logístico estratégico a nivel continental (SNE, 2023).

2. Género y energía

El sector energético panameño ha comenzado a integrar de forma más activa el enfoque de género en sus políticas e institucionalidad. Según el Diagnóstico de Igualdad de Género en el Sector Energético de Panamá (SNE, 2023), existe una creciente conciencia sobre la necesidad de promover la participación equitativa de mujeres en la toma de decisiones, así como en áreas técnicas y operativas del sector.

Panamá ha dado pasos importantes, incluyendo la creación de espacios de articulación multisectorial y la incorporación del enfoque de género en la Agenda de Transición Energética, posicionando a la igualdad como un eje transversal del desarrollo sostenible. Sin embargo, el diagnóstico revela que aún persisten brechas significativas, especialmente en los niveles directivos, en el acceso a formación técnica, y en la participación femenina en sectores como generación, transmisión y comercialización.

Entre las recomendaciones clave de este diagnóstico destacan:

- Fortalecer las capacidades institucionales con enfoque de género.
- Promover programas de formación y mentoría para mujeres en áreas STEM.
- Diseñar políticas laborales inclusivas y mecanismos de monitoreo con indicadores de género en el sector energético.

3. Institucionalidad

La institucionalidad energética en Panamá se puede enlistar a continuación:

- **Ministerio de Ambiente**, institución responsable de evaluar y aprobar los estudios de impacto ambiental de proyectos energéticos, velando por la sostenibilidad ambiental del desarrollo energético nacional y alineando las acciones con las metas climáticas del país.

- **Ministerio de Economía y Finanzas (MEF)**, encargado de coordinar la evaluación presupuestaria y financiera de proyectos energéticos y de canalizar cooperación internacional para el financiamiento de la transición energética.
- **Secretaría Nacional de Energía (SNE)**, organismo rector de la política energética nacional, responsable de coordinar la Agenda de Transición Energética y promover el desarrollo de un sistema energético sostenible, seguro y accesible.
- **Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)**, entidad reguladora del sector eléctrico, encargada de otorgar licencias, fijar tarifas, supervisar concesiones de generación, transmisión y distribución, y velar por los derechos de los usuarios.
- **Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA)**, empresa estatal encargada de la operación del sistema de transmisión, la administración del despacho económico de carga a través del Centro Nacional de Despacho (CND) y la planificación de la expansión de la red nacional e interconectada.
- **Centro Nacional de Despacho (CND)**: Responsable de operar el sistema en tiempo real y del despacho económico de las centrales de generación eléctrica.
- **Distribuidoras de Electricidad (Naturgy Panamá, ENSA)**, empresas concesionadas responsables de la distribución y comercialización de electricidad en distintas regiones del país, operando bajo la regulación de la ASEP.
- **Consejo Nacional de Transición Energética**, órgano multisectorial de consulta y asesoría creado para fomentar el diálogo, la participación ciudadana y la implementación efectiva de políticas energéticas sostenibles.
- **Comisión Nacional de Hidrógeno Verde**, instancia técnica interinstitucional creada para coordinar la ejecución de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, facilitar inversiones y promover la cooperación internacional en este nuevo vector energético.
- **Autoridad Marítima de Panamá (AMP)**, entidad clave en la futura logística y regulación de corredores marítimos para la exportación de hidrógeno verde y otros combustibles limpios, dada la vocación portuaria y logística del país. Panamá ha mostrado un fuerte liderazgo institucional mediante la creación del Consejo Nacional de Transición Energética, un organismo multisectorial que asesora en el diseño e implementación de políticas energéticas sostenibles y que promueve la participación ciudadana y el diálogo técnico.

4. Sistema energético

El desarrollo del sistema energético panameño tiene sus orígenes en la década de 1890, con la provisión de energía eléctrica por parte de empresas privadas en las ciudades de Panamá y Colón. Durante las primeras décadas del siglo XX, estas fueron reemplazadas por compañías como la Compañía Panameña de Fuerza y Luz, de capital estadounidense, consolidando la generación y distribución urbana, mientras que en el interior del país surgían empresas locales con cobertura limitada.

Con la creación del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) en 1961, el Estado asumió un rol protagónico, liderando la expansión del servicio eléctrico hacia las áreas rurales, nacionalizando empresas privadas y desarrollando proyectos de generación, transmisión y distribución. Durante los años 70 y 80, Panamá avanzó significativamente con la construcción de importantes centrales hidroeléctricas como Bayano (1976), La Estrella y Los Valles (1979) y Fortuna (1984), así como con la interconexión eléctrica nacional (1979) y regional (Costa Rica en 1985, Honduras en 1986).

La modernización del sistema se consolidó en 1997 con la reforma del sector eléctrico, que dividió el servicio en tres segmentos: generación, transmisión y distribución. Esto permitió la entrada de inversión privada en generación y distribución, mientras que el Estado mantuvo el 100% de la transmisión a través de la creación de ETESA (Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.) en 1999. Esta reforma también supuso la creación del ente regulador (ASEP) para supervisar el mercado.

Desde entonces, el sistema energético panameño ha experimentado una transformación profunda. A nivel de transmisión, la red se ha duplicado junto con el número de subestaciones. En cuanto a generación, el país ha crecido notablemente en capacidad instalada destacando un notable esfuerzo en diversificar la matriz energética, acompañada por políticas públicas que desde 2004 han fomentado las energías limpias.

5. Mercado eléctrico

El mercado eléctrico de Panamá es un sistema complejo, competitivo y regulado, diseñado para garantizar el suministro continuo de electricidad en todo el país. Se estructura en torno a una separación funcional entre generación, transmisión, distribución y comercialización, conforme al marco legal establecido por la Ley 6 de 1997, que dio inicio al actual sistema de mercado mayorista.

Se compone de dos mecanismos principales:

- i) **Mercado de Contratos:** Comprende acuerdos bilaterales de mediano y largo plazo entre agentes del mercado (generadores, distribuidores, grandes clientes) que establecen condiciones y precios para la energía y/o potencia.
- ii) **Mercado Ocasional:** Opera a corto plazo, basado en ofertas horarias. Permite cubrir desviaciones entre oferta y demanda, brindando flexibilidad al sistema.

El mercado incluye distintos tipos de actores:

- **Generadores:** Empresas que producen electricidad para su venta. En Panamá hay más de 90 generadores, incluyendo grandes centrales hidroeléctricas, plantas térmicas, solares y eólicas.
- **Autogeneradores:** Entidades que generan energía para consumo propio, pero pueden vender excedentes.
- **Cogeneradores:** Generan electricidad como subproducto de una actividad industrial.
- **Distribuidores:** Empresas responsables de entregar la electricidad a los usuarios finales. En Panamá operan tres principales: EDECHI, EDEMET y ENSA.
- **Grandes clientes:** Empresas o instituciones que consumen grandes volúmenes de electricidad (más de 100 kW) y pueden negociar precios directamente.
- **Transportista:** La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), única empresa autorizada para operar la red de transmisión nacional.
- **Interconexión internacional:** Permite el intercambio de energía con países de la región, gestionado por el Ente Operador Regional.

Desde su liberalización en 1999, el mercado panameño ha experimentado una expansión en capacidad instalada (de 1,081 MW en 1999 a 3,693 MW en 2024), diversificando su matriz con un crecimiento significativo en fuentes renovables como la hidroeléctrica (47.9%), térmica (33.8%), solar (11%) y eólica (7.3%) (CND, 2024). Además, se han fortalecido los mecanismos de planificación, interconexión regional (hasta México), y se han modernizado los esquemas tarifarios para garantizar precios competitivos y la sostenibilidad del servicio.

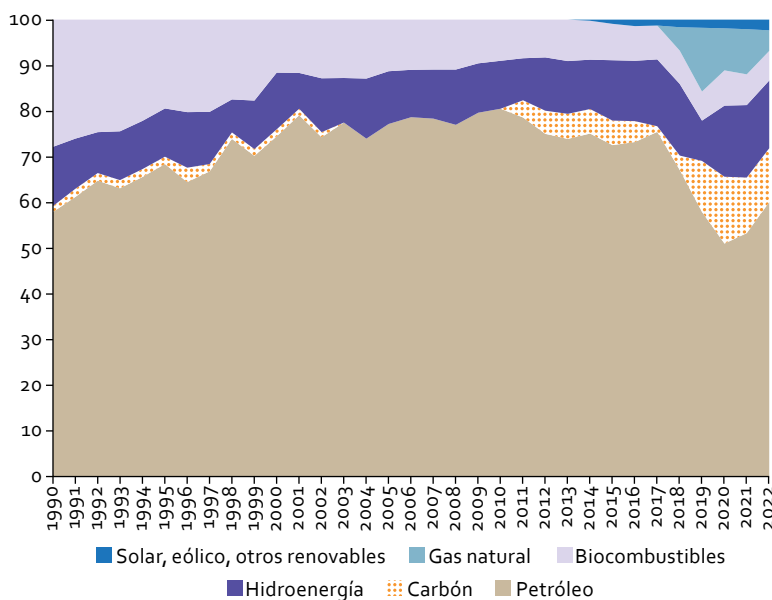
B. Balance energético

La matriz energética panameña refleja un escenario caracterizado aún por una alta dependencia de combustibles fósiles importados y un potencial renovable aún no del todo explotado. Si bien la hidroelectricidad juega un papel fundamental en la generación de energía, la mayor parte de las fuentes de energía son importadas. El sector de transporte, principal consumidor de energía es altamente dependiente de los derivados de petróleo. La industria y las residencias presentan una mayor diversificación,

utilizando electricidad, derivados de petróleo, bagazo de caña, leña y carbón vegetal para su consumo. El sector comercial y de servicios públicos, así como el sector agropecuario, pesca y marina, presentan características particulares en su consumo energético.

La evolución de la oferta primaria de energía en Panamá entre 1990 y 2022 presentado en el gráfico 1 refleja una transición progresiva hacia una matriz más diversificada, aunque con una persistente dependencia del petróleo. A lo largo de este período, el petróleo ha sido la fuente dominante de energía primaria, con un crecimiento sostenido durante las décadas de 1990 y 2000, alcanzando un máximo de 130,129 kbep en 2016, y manteniéndose como el pilar energético principal del país, pese a cierta reducción en los años más recientes.

Gráfico 1
Proporción de fuentes de energía históricas de Panamá
(En porcentajes)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de Agencia Internacional de Energía (IEA) [en línea] <https://www.iea.org/data-and-statistics>.

La hidroenergía ha mostrado una tendencia creciente en su aporte al sistema, con aumentos particularmente notables desde mediados de los años 2000. En 2015 se observa un punto de inflexión, con un aumento significativo que culmina en 30,030 kbep en 2021, consolidando su rol como la principal fuente renovable del país. Esta expansión refleja tanto el aprovechamiento del potencial hídrico nacional como una estrategia de diversificación de la matriz energética.

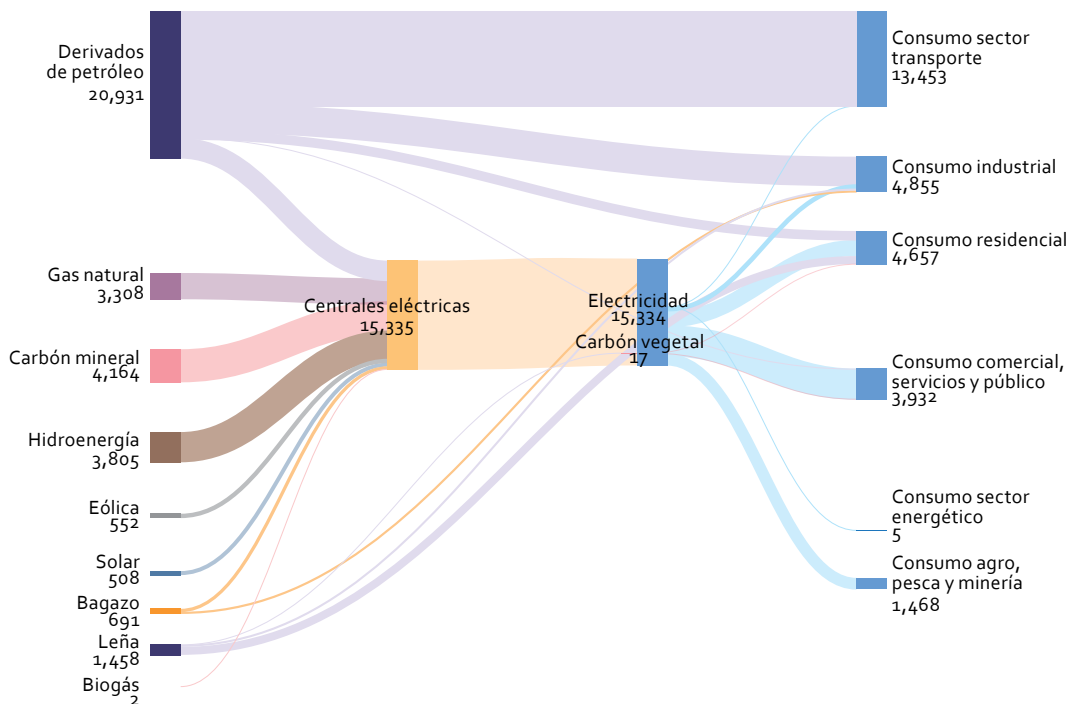
En cuanto a los biocombustibles, su presencia ha sido relativamente estable, con un leve crecimiento hasta principios de la década de 2010 y una posterior estabilización en torno a los 13,000-14,000 kbep anuales. Aunque no representan un componente dominante, los biocombustibles han mantenido un rol constante en la oferta energética, principalmente en sectores descentralizados o industriales.

El carbón, por su parte, tuvo un rol muy marginal en los años 90, aumentando su participación lentamente durante la década de 2000 hasta alcanzar un máximo de 24,894 unidades en 2020, pero con una posterior estabilización en torno a los 23,000 en los años siguientes. Aunque su participación sigue siendo minoritaria, este incremento evidencia un ligero repunte del carbón en la generación térmica.

La incorporación del gas natural en la matriz energética panameña es relativamente reciente. Su entrada se registra a partir de 2018, con un crecimiento acelerado desde entonces, pasando de 9,297 unidades ese año a un pico de 28,919 en 2019, y luego estabilizándose en niveles más bajos, con 8,802 unidades en 2022. Esta inclusión marca un avance relevante hacia una matriz más flexible y menos contaminante que el uso exclusivo de derivados del petróleo.

El balance energético de Panamá correspondiente al año 2023 presentado en el diagrama 1 refleja una matriz de oferta dominada por fuentes renovables e importaciones de derivados de petróleo. Las principales fuentes primarias de energía fueron la hidroenergía (3,805 kbep), el carbón mineral (4,164 kbep), y los derivados del petróleo (más de 13,000 kbep destinados al transporte). La generación de electricidad estuvo compuesta por una combinación de recursos renovables y no renovables, destacando el uso de hidroenergía, eólica, solar, bagazo y biogás, además del carbón y los derivados del petróleo.

Diagrama 1
Balance energético de Panamá 2023
(En kbep)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de Secretaría Energía de Panamá [en línea] <https://www.energia.gob.pa/carpetas-de-archivos>.

En términos de transformación energética, la conversión de energía primaria en electricidad alcanzó los 12,093 kbep, siendo el resultado de un sistema de generación diversificado. De este total, el mayor aporte provino de las fuentes renovables, lo que evidencia los esfuerzos del país por fortalecer su matriz eléctrica con tecnologías sostenibles. Sin embargo, los derivados del petróleo continúan desempeñando un rol importante en sectores como el transporte, que representa una fracción considerable del consumo final energético.

El consumo final de energía muestra una fuerte concentración en el sector transporte, seguido del sector residencial, comercial, industrial y agropecuario. La electricidad representó una fracción significativa del consumo en los sectores residencial (2,267 kbep), comercial y servicios públicos (3,913 kbep) e industrial (592 kbep). Por su parte, los derivados del petróleo continuaron siendo la principal fuente energética del transporte (13,402 kbep), reflejando una alta dependencia de combustibles fósiles líquidos.

A pesar del avance en la incorporación de fuentes limpias en la generación eléctrica, el sistema energético nacional sigue presentando oportunidades para mejorar la eficiencia en el consumo final y avanzar hacia una descarbonización más profunda del transporte y la industria. Las políticas de planificación energética a largo plazo deberán considerar la necesidad de diversificación, resiliencia y transición hacia fuentes de menor impacto ambiental, en línea con los compromisos climáticos internacionales y las oportunidades de desarrollo sostenible para el país.

C. Sistema eléctrico

El sistema eléctrico cuenta con una infraestructura robusta que incluye una variedad de transformadores, subestaciones, líneas de transmisión y equipos de compensación reactiva.

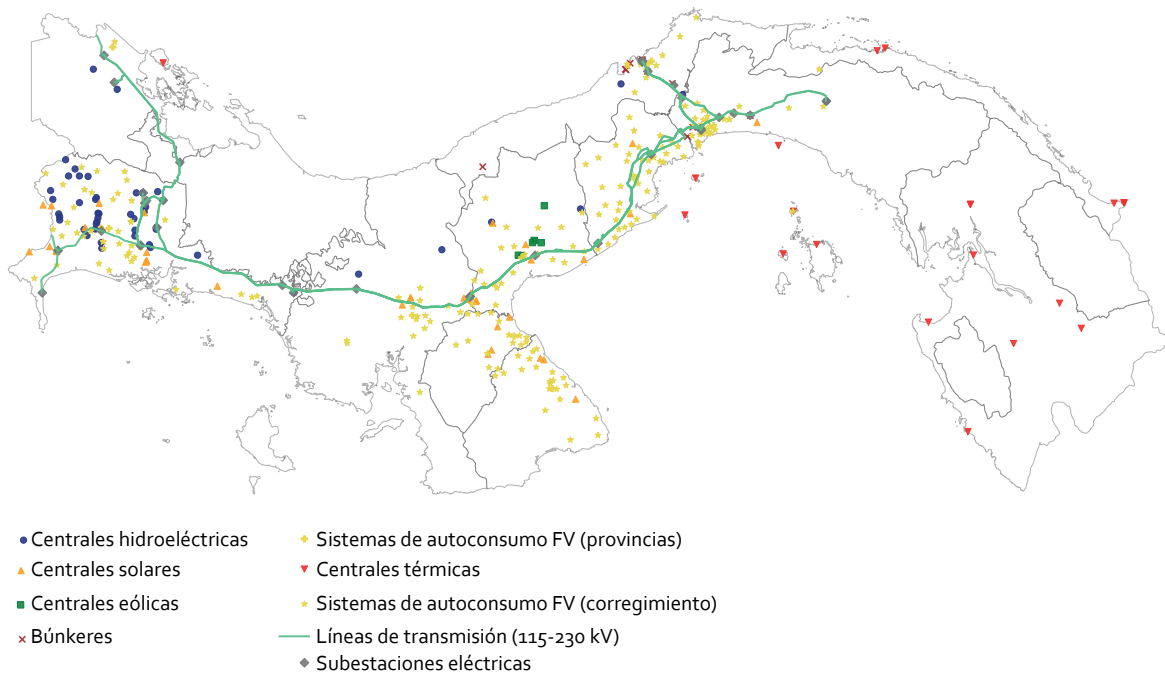
1. Características principales

En total, se dispone de 7 transformadores de 230/115/13.8 kV, 12 transformadores de 230/115/34.5 kV, dos transformadores de 230/34.5 kV y 1 transformador de 115/34.5 kV, lo que permite una adecuada adaptación de niveles de tensión en distintas etapas del sistema.

El sistema también incorpora 12 subestaciones reductoras ubicadas en Panamá, Panamá II, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance, Progreso, Charco Azul, Changuinola, Caldera, Boquerón III, San Bartolo y Cañazas, además de 5 subestaciones seccionadoras en Cáceres, Santa Rita, Guasquitas, Veladero y El Higo. Estas subestaciones cumplen funciones esenciales para la operación, seccionamiento y reducción de voltajes en la red. En cuanto a líneas de transmisión, el sistema dispone de 2,808.93 kilómetros de líneas de 230 kV, de los cuales 2,715.08 km corresponden a líneas en doble circuito y 93.85 km a circuito sencillo. También cuenta con 312.3 kilómetros de líneas de 115 kV, desglosados en 272.33 km de doble circuito y 40 km de circuito sencillo.

Finalmente, para el control del flujo de potencia reactiva y la estabilidad de tensión, se integran bancos de capacitores con una capacidad total de 780 MVAR y un banco de reactores de 240 MVAR, los cuales mejoran la eficiencia y la calidad del servicio eléctrico¹. Al Sistema Principal de Transmisión se encuentran conectadas a nivel de 230 KV cinco subestaciones que no son propiedad de ETESA, estas son: la S/E El Coco, S/E Antón, S/E Fortuna y la S/E 24 de diciembre, S/E Bayano y S/E Pacora, a nivel de 115 KV S/E Chilibre, S/E Cemento Panamá, S/E Las Minas 1, S/E Las Minas 2, S/E Cativa.

Mapa 1
Ubicaciones de principales infraestructuras del sistema eléctrico de Panamá



Fuente: Elaboración propia en base a información de la Secretaría Nacional de Energía Panamá.

¹ ETESA <https://www.etsa.com.pa/>.

2. Seguridad y resiliencia

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Panamá cuenta con una arquitectura de seguridad robusta, basada en la implementación de múltiples esquemas automáticos de desconexión de carga, esquemas de desconexión de generación y mecanismos de protección regional. Estas medidas permiten al sistema responder eficazmente ante contingencias graves que podrían comprometer la estabilidad eléctrica del país. Actualmente, el SIN dispone de seis esquemas de desconexión de carga, un esquema para desconexión de generación, y un esquema mixto conocido como SPEAR (Sistema de Protección Especial Automático Regional), todos diseñados para operar en condiciones de emergencia.

Uno de los esquemas más relevantes es el Esquema de Bajo Voltaje (EDCxBV), el cual está dividido en tres etapas de actuación secuencial: la primera etapa permite la desconexión de 35 MW desde la subestación Marañón; la segunda etapa, 20 MW desde Cerro Viento; y la tercera, 25 MW desde San Francisco. A esto se suma el esquema EDCxPT, diseñado para actuar ante la pérdida de transformadores críticos en la subestación Panamá (T3 o T5). Este esquema contempla un proceso escalonado de alivio de carga que inicia con la desconexión de 20 MW en el primer escalón, seguida por 40 MW en el segundo, y luego 50 MW adicionales por cada uno de los tres escalones siguientes. Este tipo de configuración escalonada permite una respuesta adaptativa en función de la magnitud del evento.

Panamá también ha desarrollado una estrategia frente a eventos de baja frecuencia, con umbrales que activan la desconexión automática de porcentajes crecientes de carga conforme disminuye la frecuencia del sistema. Por ejemplo, una frecuencia de 59.3 Hz implica el retiro del 3% de la carga, mientras que frecuencias de 59.1 Hz y 58.9 Hz generan desconexiones del 4% y 5%, respectivamente. Si la frecuencia continúa descendiendo a 58.65 Hz o 58.4 Hz, se produce un retiro adicional del 7% y 3% de la carga. Estos mecanismos son fundamentales para preservar el equilibrio entre la generación y la demanda, y evitar el colapso total del sistema.

El sistema también contempla esquemas específicos como el EDC PANAM, que responde a la falla de la línea 230-11 mediante la desconexión de 45 MW en las subestaciones San Francisco y Locería. Asimismo, el esquema EDGxPC está diseñado para cubrir la pérdida de generación en la región de la Costa Norte, considerando escenarios como el disparo de las centrales hidroeléctricas Fortuna o Changuinola. En este caso, el volumen de carga desconectada depende de la magnitud de generación perdida, con tramos que van desde ninguna desconexión cuando la pérdida es menor a 80 MW, hasta la desconexión de 210 MW cuando la pérdida supera los 280 MW.

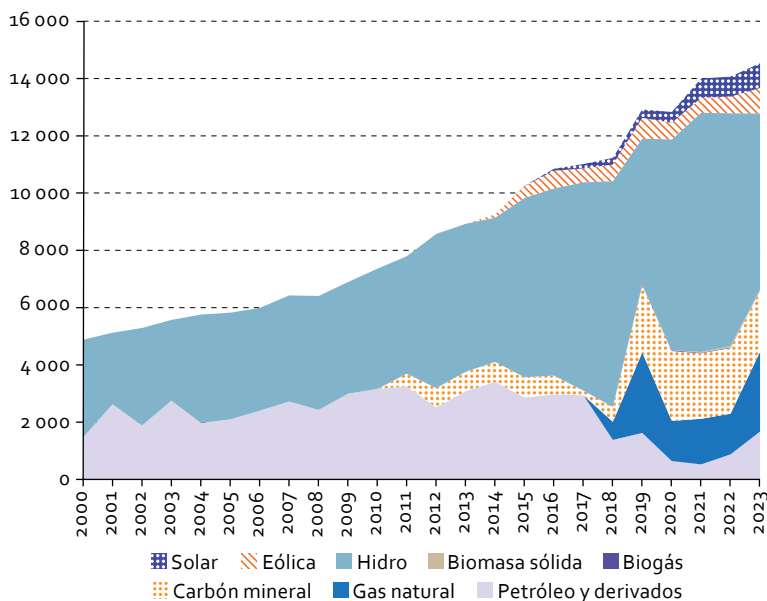
En lo que respecta a la interconexión regional, el sistema panameño está programado para abrir automáticamente las interconexiones internacionales ante eventos de baja frecuencia. Las aperturas de líneas como GUA-ESA, ESA-HON, HON-NIC o CRI-PAN se ejecutan en plazos menores a un segundo, lo que evidencia una alta capacidad de respuesta y coordinación en el marco del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC).

Todo este marco de protección se encuentra regulado por las Normas Operativas del Mercado Mayorista, particularmente a través de disposiciones como EDALTIBF, que definen las bases técnicas y jurídicas para la operación segura del sistema. Estas normas garantizan que los actores del mercado actúen bajo criterios claros, medibles y coordinados con el Centro Nacional de Despacho.

D. Generación eléctrica y uso de energías renovables

A lo largo de las últimas dos décadas, la generación eléctrica en Panamá ha experimentado una transformación notable en su estructura tecnológica y composición energética como se muestra en el gráfico 2. En el año 2000, la matriz estaba dominada casi exclusivamente por dos fuentes: hidroenergía y derivados del petróleo. La generación hidroeléctrica representaba la columna vertebral del sistema, con más de 3,400 GWh, mientras que los derivados del petróleo aportaban alrededor de 1,468 GWh.

Gráfico 2
Evolución de fuentes de generación eléctrica de Panamá
 (En GWh)



Fuente: Elaboración propia en base a información del Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe (sieLAC).

Durante los primeros diez años del período mencionado, esta configuración se mantuvo relativamente estable, con incrementos progresivos en el uso de petróleo, que alcanzó su máximo en 2014 con más de 3,400 GWh. Sin embargo, a partir de 2015 se comenzó a evidenciar un cambio estructural en la matriz energética nacional, con la incorporación creciente de tecnologías renovables no convencionales y fuentes térmicas más limpias.

La generación a partir de hidroenergía mostró una tendencia ascendente hasta 2018, año en que alcanzó un pico de 7,855 GWh, consolidando su posición como la principal fuente del sistema. No obstante, los años siguientes mostraron una mayor variabilidad, con una caída pronunciada en 2019 y 2023, asociada a la estacionalidad hídrica y a la entrada en operación de nuevas fuentes.

Una de las incorporaciones más significativas fue el gas natural, que se introdujo por primera vez en 2018 con 623 GWh y tuvo un rápido crecimiento, alcanzando 2,783 GWh en 2023. Este aumento responde a la puesta en marcha de plantas de ciclo combinado como una alternativa más eficiente y limpia frente al uso tradicional de derivados del petróleo.

En paralelo, el carbón mineral comenzó a aportar energía desde 2011 con 452 GWh y fue aumentando su participación hasta estabilizarse por encima de los 2,000 GWh anuales entre 2020 y 2023. Aunque menos limpio que el gas natural, su incorporación respondió a estrategias de diversificación y seguridad energética.

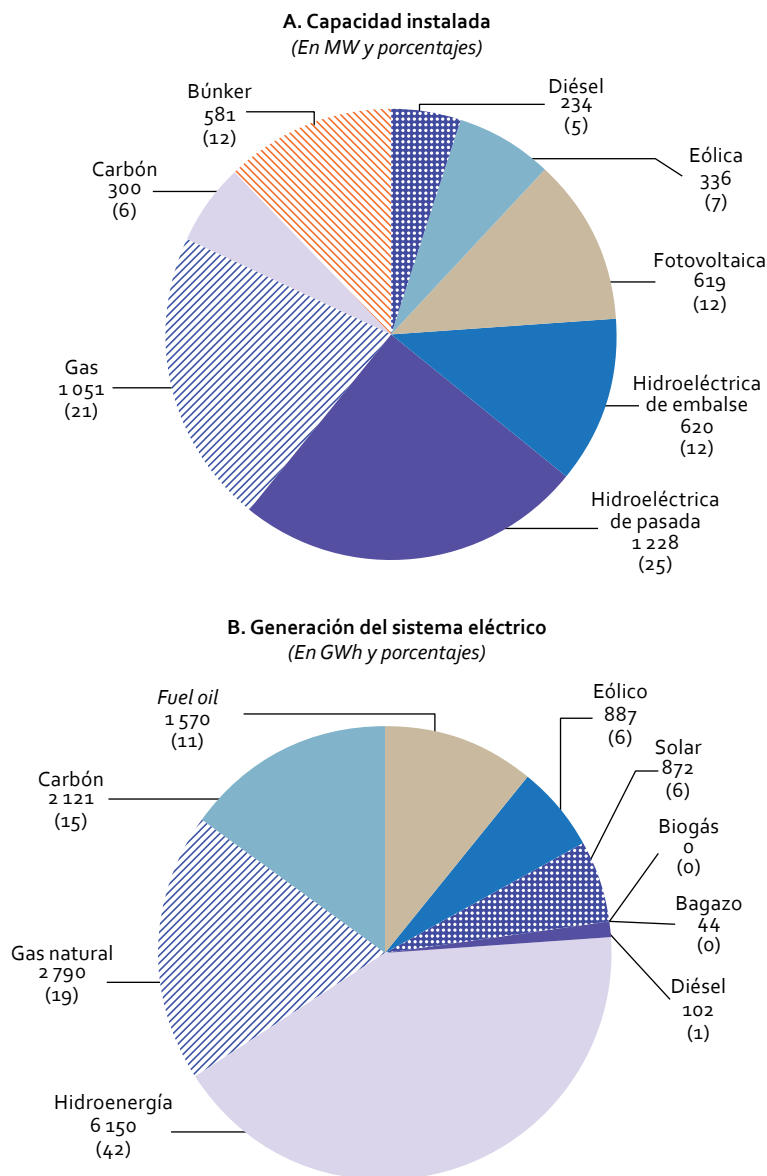
Las fuentes renovables no convencionales, como la eólica y la solar, también han tenido un crecimiento sostenido. La energía eólica comenzó a generar en 2013 y rápidamente alcanzó valores superiores a los 500 GWh anuales, llegando a un máximo de 891 GWh en 2023. Por su parte, la energía solar se integró en 2014 y mostró un crecimiento constante, desde apenas 1.3 GWh hasta alcanzar 866 GWh en 2023, reflejo del despliegue de plantas solares fotovoltaicas en distintas regiones del país.

Adicionalmente, el sistema incorporó pequeñas cantidades de generación con biogás y biomasa sólida, que, aunque representan una fracción menor del total, son importantes por su aporte a la diversificación y descentralización energética. Biogás comenzó a aparecer en las estadísticas desde 2016, mientras que la biomasa sólida se integró a partir de 2020 con más de 25 GWh anuales. En los últimos años se observa un cambio claro en la reducción progresiva de la generación con derivados del petróleo, que pasó de ser

una de las principales fuentes del sistema a un rol complementario. En 2020, esta fuente cayó a su mínimo histórico con solo 647 GWh, aunque en años recientes ha tenido leves repuntes según la variabilidad de las otras tecnologías.

En los últimos años, la matriz eléctrica en términos de capacidad instalada presenta un alto componente renovable como se muestra en el gráfico 3. Las centrales hidroeléctricas representan el 37% de la capacidad instalada, por su parte, las centrales térmicas contribuyen con casi un 46% y el 17% restante corresponde a energías renovables no convencionales como la eólica y solar. Estas cifras muestran un sistema mixto, con predominancia renovable gracias al aporte hidroeléctrico, aunque con una presencia todavía significativa de combustibles fósiles, particularmente gas natural y carbón.

Gráfico 3
Capacidad instalada y generación del sistema eléctrico de Panamá, 2024



Fuente: Elaboración propia en base a información de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, Enero 2025; Secretaría de Energía, Balance Energético Nacional, 2024.

La capacidad firme del sistema para enero de 2025 fue de 3029 MW, lo que brinda un margen adecuado frente a la demanda máxima mensual registrada, que fue de 1814 MW en el mismo mes. Esto refleja una alta seguridad de suministro y resiliencia operativa del sistema panameño.

El desarrollo solar fotovoltaico alcanza más de 600 MW instalados, distribuidos en múltiples plantas, muchas de ellas privadas y en distintas regiones del país. La energía eólica también ha ganado protagonismo, especialmente con los proyectos Toabré y UEP II, que aportan en conjunto más de 100 GWh anuales, consolidando su rol como fuente complementaria de generación.

La energía eólica también ha ganado protagonismo, especialmente con los proyectos Toabré y UEP II, que aportan en conjunto más de 100 GWh anuales, consolidando su rol como fuente complementaria de generación.

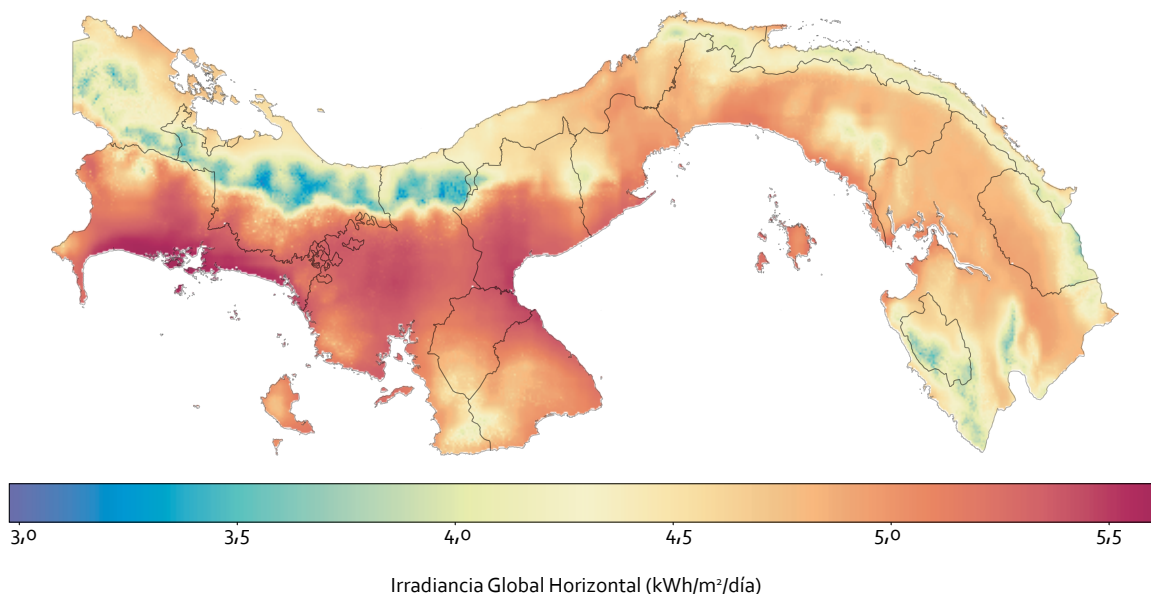
E. Potencial de energías renovables

A continuación, se realiza un análisis descriptivo del potencial de las distintas fuentes de energía renovable identificados en Panamá.

1. Potencial solar

Panamá cuenta con un alto potencial solar, gracias a una radiación promedio de 4.8 kWh/m²/día, que supera los 5 kWh/m²/día en regiones como el sur de Chiriquí y Veraguas. Este recurso ha impulsado la adopción creciente de tecnologías solares, principalmente fotovoltaicas, debido a su bajo costo, modularidad y facilidad de instalación.

Mapa 2
Mapa del potencial solar de Panamá



Fuente: Elaboración propia en base a información del Global Wind Atlas, World Bank Group, ESMAP, WASP, DTU.

La energía solar en el país se desarrolla mediante dos enfoques:

- i) Centrales solares a gran escala conectadas al sistema eléctrico nacional.
- ii) Generación distribuida en techos residenciales, comerciales e industriales.

La primera planta fotovoltaica fue Sarigüa, puesta en operación en 2014 con 2.4 MW de capacidad, administrada por EGESA. A partir de entonces, la inversión privada ha instalado múltiples plantas solares en diversas provincias, destacando Coclé y Chiriquí. A 2015, la capacidad instalada para servicio público alcanzó 43.31 MW, con plantas como Divisa Solar (9.99 MW), Farallón Solar (9.96 MW) y Solar Chiriquí (9 MW). Paralelamente, la generación distribuida permitió instalar 6.9 MW adicionales en sistemas de autoconsumo residencial y comercial.

El marco normativo, mediante la Resolución AN-5399-Elec, permite instalar hasta 500 kW por sitio en generación distribuida. Aunque esta modalidad solo representaba el 0.4% de la demanda en 2016, se proyectaba que alcanzaría el 1.4% para 2019, principalmente por el crecimiento en el sector residencial.

Además, en noviembre de 2014 se realizó una licitación pública (LPI No. ETESA 03-14) para contratar suministro eléctrico a partir de energía solar entre 2017 y 2036 donde participaron 31 empresas y se logró un precio adjudicado competitivo de 87.25 USD/MWh, lo que evidencia la creciente competitividad de esta fuente renovable.

Panamá ha logrado una expansión significativa de la energía solar gracias a la caída de precios, el marco regulatorio favorable y la abundancia del recurso solar. Si bien su participación aún es incipiente dentro del sistema eléctrico, representa una vía estratégica para diversificar la matriz energética, fomentar el autoconsumo y reducir las emisiones del sector energético.

2. Potencial eólico

El potencial eólico de Panamá ha sido estimado en 7,180 MW, distribuidos en múltiples regiones del país con condiciones favorables de viento. Según estudios de ETESA, las provincias con mayor potencial técnico identificado son Colón (1,557 MW), Coclé (940 MW), Bocas del Toro (840 MW) y Veraguas (704 MW), lo que refleja una amplia distribución geográfica del recurso.

La generación eólica en Panamá se inició formalmente a fines de 2013 con la puesta en marcha de Nuevo Chagres I, un parque ubicado en Campo Verde, Penonomé (provincia de Coclé), que instaló 22 aerogeneradores de 2.5 MW cada uno, sumando 55 MW de capacidad. En los años siguientes (2014-2015), se completaron nuevas fases del proyecto con las plantas Marañón, Nuevo Chagres 2 y Rosa de los Vientos 1 y 2, alcanzando una capacidad total de 337.5 MW instalados.

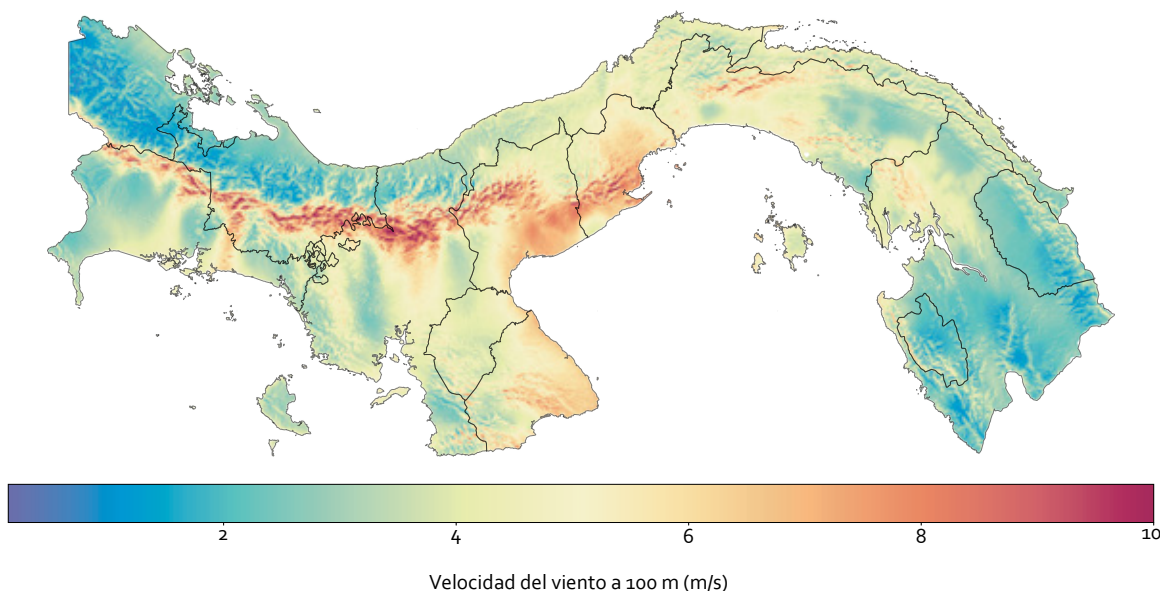
Una característica destacada de estos proyectos es su flexibilidad contractual, con parte de la capacidad sujeta a contratos de reserva y otra parte vinculada a contratos con empresas distribuidoras. En diciembre de 2015, la energía eólica llegó a representar hasta un 16.34% de la generación diaria, y en promedio un 8.5% mensual de la generación nacional durante ese mes.

A pesar de ser intermitente y estacional, la eólica se presenta como un complemento ideal para la generación hidroeléctrica, ya que su mayor producción ocurre durante la estación seca (de diciembre a mayo), precisamente cuando la generación hidroeléctrica disminuye.

Al 23 de febrero de 2016, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) registraba 1.869,6 MW en licencias en trámite para proyectos eólicos, muchos de ellos en las provincias de Chiriquí y Panamá. Sin embargo, se advierte que las fluctuaciones en los precios internacionales del petróleo podrían retrasar o afectar la viabilidad financiera de algunos de estos proyectos.

Finalmente, se destaca que el potencial eólico marino (*offshore*) de Panamá aún no ha sido estudiado en profundidad. Por ello, la Secretaría Nacional de Energía ha planteado el inicio de estudios técnicos para evaluar esta alternativa, que podría representar una fuente adicional para diversificar aún más la matriz energética del país.

Mapa 3
Distribución de velocidad del viento en Panamá
(En m/s)



Fuente: Elaboración propia en base a información del Global Wind Atlas, World Bank Group, ESMAP, WASP, DTU. <https://globalwindatlas.info/en/area/Panama>.

3. Potencial hidroeléctrico

La República de Panamá posee un vasto potencial hidroeléctrico que ha sido aprovechado a través de diversas represas y centrales hidroeléctricas distribuidas principalmente en las provincias de Panamá, Chiriquí y Veraguas. Estas infraestructuras permiten transformar los abundantes recursos hídricos del país en energía eléctrica, contribuyendo significativamente a la cobertura energética nacional. Además, el uso de tecnologías como los Sistemas de Información Geográfica (SIG) ha facilitado la planificación, gestión y monitoreo de estas instalaciones, optimizando su desarrollo con criterios técnicos, ambientales y sociales. Entidades como el Ministerio de Ambiente (MiAMBIENTE) y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) emplean estos sistemas como herramientas fundamentales para la sostenibilidad del sector hidroenergético.

Las represas e hidroeléctricas de Panamá no solo son esenciales para la generación de energía renovable, sino también para la gestión del agua, el funcionamiento del Canal de Panamá y el desarrollo socioeconómico. Su operación está cada vez más guiada por principios de sostenibilidad, planificación territorial y aprovechamiento inteligente de los recursos naturales mediante herramientas geoespaciales.

En la provincia de Panamá, destacan la represa de Madden (36 MW), clave para el Canal y el agua potable; la de Gatún (24 MW), que originó el lago del mismo nombre; y la hidroeléctrica de Bayano (260 MW), la más importante de la provincia capital.

En la provincia de Chiriquí, se concentran las mayores capacidades hidroeléctricas del país. Sobresalen la represa de Fortuna (300 MW), la hidroeléctrica El Alto (60 MW), La Estrella (47.2 MW) y Barro Blanco (28.56 MW), todas alimentadas por ríos caudalosos como el Chiriquí y el Tabasará.

En Veraguas, destacan la represa del río San Pablo y las hidroeléctricas Las Cruces (9.9 MW) y La Yeguada (7 MW), que aportan energía y desarrollo local, aprovechando la riqueza hídrica de la región.

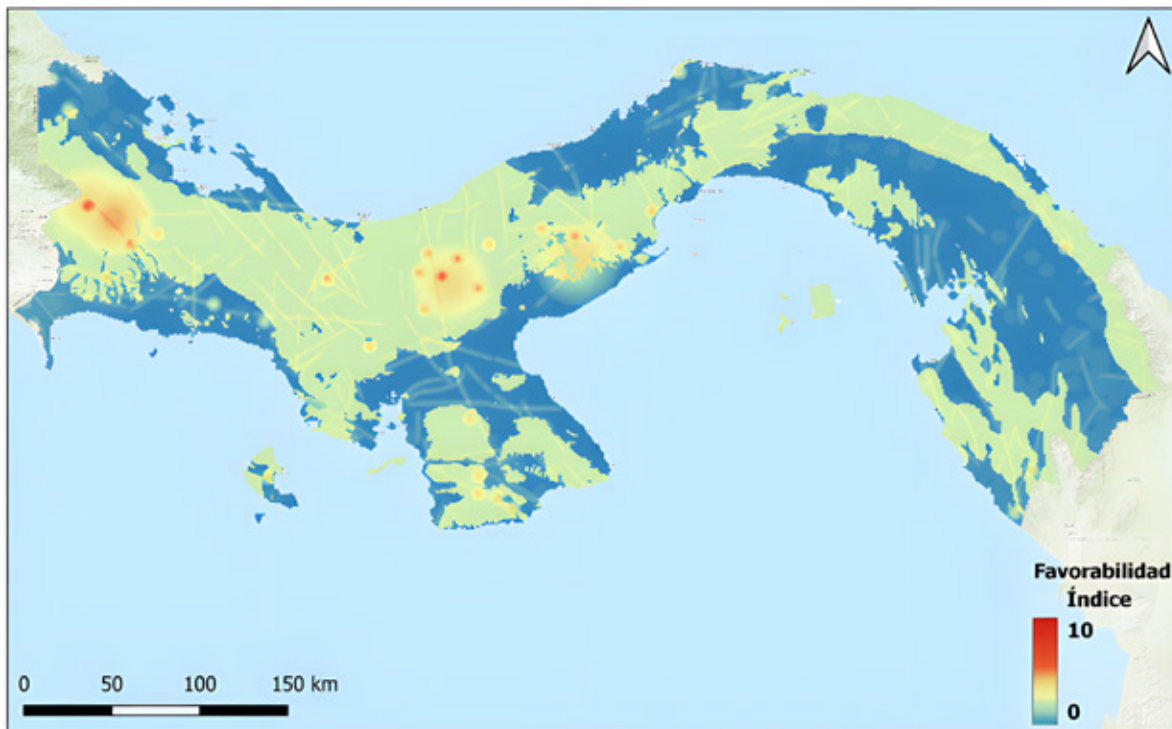
4. Potencial geotérmico

Si bien la geotermia representa la segunda fuente de energía renovable más importante en Centroamérica, con un potencial estimado de 5,000 MW concentrado principalmente en Costa Rica, Guatemala, El Salvador y Nicaragua, países que ya han avanzado en su investigación, desarrollo y explotación.

En contraste, Panamá y Honduras cuentan únicamente con estimaciones preliminares, aunque comparten condiciones geológicas y tectónicas similares a las de sus vecinos, lo que sugiere la existencia de recursos geotérmicos aún no explotados.

En el caso particular de Panamá, se han realizado valoraciones diversas, lo que subraya la necesidad urgente de estudios técnicos más detallados y actualizados que permitan confirmar el potencial geotérmico del país y valorar su viabilidad como fuente de generación eléctrica sostenible.

Mapa 4
Mapa del potencial geotérmico de Panamá



Fuente: Mapa de favorabilidad geotérmica para Panamá, GIZ, SICA. <https://storymaps.arcgis.com/stories/od11a735b0154b88857a12b90a06c8f8>.

A pesar de que Panamá se ubica en una zona de actividad tectónica —donde interactúan las placas Cocos, Nazca y Caribe— y presenta actividad volcánica residual en regiones como Barú y El Valle de Antón, el país aún no ha desarrollado ninguna planta de generación geotérmica.

Estudios de los años 70 y 80 liderados por el IRHE, ETESA, y SENACYT, con apoyo de OLADE, BID, JICA y OIEA, identificaron al menos 14 sitios de interés geotérmico, estimando un potencial preliminar de 42 MW, distribuidos en:

- 24 MW en Barú – Cerro Colorado
- 18 MW en El Valle de Antón

Actualmente, el único uso significativo del recurso geotérmico en Panamá es el recreativo (aguas termales). No hay generación eléctrica en operación, ni proyectos avanzados en ejecución. No obstante, se han realizado mapas de favorabilidad geotérmica utilizando SIG, destacando zonas como Volcán Barú, Chitrá-Calobre, Tonosí y El Valle de Antón como áreas con potencial moderado.

Dado el bajo potencial identificado para generación eléctrica de gran escala, el enfoque más viable a corto plazo es el uso directo, particularmente para:

- Procesos industriales (secado de cultivos, calefacción de instalaciones)
- Aplicaciones recreativas o medicinales
- Proyectos comunitarios en zonas rurales

El aprovechamiento geotérmico en Panamá se enmarca en una estructura legal parcialmente habilitante pero aún fragmentada. La Ley 6 de 1997, que regula el sector eléctrico y el servicio público de electricidad, establece el marco general bajo el cual se autorizan y gestionan los proyectos de generación eléctrica, incluyendo potencialmente la geotermia. A esto se suma la Ley 45 de 2004, que otorga incentivos generales a las energías renovables —como un 5% sobre el precio de compra— aunque con un enfoque más fuerte hacia grandes proyectos de generación. En materia de recursos naturales, la Ley General de Recursos Hídricos de 2019 regula la perforación de pozos y el uso de aguas termales, aspecto clave para proyectos geotérmicos, especialmente de uso directo.

El marco institucional involucra a tres actores clave: la Secretaría Nacional de Energía (SNE) como ente rector y planificador del sector; la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), responsable de otorgar concesiones de generación y supervisar el cumplimiento regulatorio; y el Ministerio de Ambiente (MiAmbiente), que otorga permisos de exploración y uso del agua. A pesar de que actualmente no existe una política específica para el fomento de la geotermia, las condiciones regulatorias permiten el desarrollo de proyectos de uso directo con menores barreras administrativas, requiriendo únicamente un estudio de impacto ambiental para su implementación, sin necesidad de concesión eléctrica. Esto representa una oportunidad significativa para fomentar soluciones energéticas locales y sostenibles.

Panamá cuenta con diversas instituciones académicas y de investigación con capacidades relevantes que pueden ser aprovechadas para impulsar la geotermia. El Instituto de Geociencias de la Universidad de Panamá (IGC) tiene experiencia en monitoreo sísmico, geología estructural y sistemas de información geográfica, fundamentales para la caracterización de sitios geotérmicos. Por su parte, la Universidad Tecnológica de Panamá (UTP), especialmente en su sede de Veraguas, cuenta con capacidades en estudios superficiales y monitoreo de aguas. Asimismo, el INDICASAT posee equipamiento especializado para el análisis geoquímico de aguas termales, incluyendo espectrometría de masas e instrumentación analítica avanzada.

No obstante, estas capacidades aún no se aplican de manera sistemática al estudio del potencial geotérmico nacional. Se requiere una reorientación de capacidades hacia metodologías específicas de exploración geotérmica, incluyendo análisis de gases, geoquímica isotópica, geofísica aplicada y perforaciones exploratorias. Asimismo, es fundamental fomentar programas de formación y extensión en geotermia en los niveles técnico y universitario, para asegurar una base de capital humano capacitado y sostenible en el tiempo.

El desarrollo de la energía geotérmica en Panamá enfrenta múltiples desafíos de tipo técnico, institucional y social. En primer lugar, existe una limitada disponibilidad de información actualizada sobre el estado de los recursos geotérmicos, lo que dificulta la toma de decisiones basadas en evidencia. El inventario nacional de manifestaciones termales, elaborado en décadas pasadas, requiere una actualización rigurosa que incluya nuevos estudios hidrogeológicos, geoquímicos y geofísicos. Esta ausencia de datos genera incertidumbre y frena tanto la planificación como la inversión privada en el sector.

A nivel institucional, si bien existen disposiciones legales que permiten el desarrollo de proyectos geotérmicos, no se cuenta con una estrategia nacional específica ni con incentivos diferenciados para el uso directo. La geotermia tampoco ha sido considerada en planes recientes de expansión eléctrica,

como el PEN 2015-2050, a pesar de su potencial para la descarbonización y el desarrollo rural. Además, los conflictos sociales ocurridos en el pasado en zonas de exploración, como en El Valle de Antón, revelan la necesidad de procesos de comunicación temprana, participación ciudadana y evaluación social de proyectos.

5. Potencial de la biomasa

La biomasa en Panamá representa una fuente energética renovable con múltiples aplicaciones y beneficios, incluyendo la reducción de emisiones contaminantes y la generación de empleo. Entre sus fuentes más relevantes se encuentran los residuos agrícolas y forestales, como el bagazo de caña de azúcar, la cascarilla de café, la de arroz, la leña y el carbón vegetal. Estos residuos, históricamente usados para la cocción de alimentos y pequeños procesos productivos, han sido aprovechados en sectores como la agroindustria para generación de calor y electricidad mediante sistemas de combustión directa.

En los ingenios azucareros, el bagazo se ha utilizado durante la temporada de zafra para autogeneración eléctrica, con excedentes inyectados a la red, alcanzando una generación promedio de 28 GWh anuales. Esto muestra un uso eficiente y localizado del recurso, aunque con potencial de expansión si se incorporan más industrias al esquema de cogeneración.

Residuos sólidos urbanos con fines energéticos

En cuanto al tratamiento de residuos municipales, en ciudades como Panamá y Colón se han considerado propuestas para transformar los desechos en energía eléctrica, ya sea mediante incineración directa o producción de metano. Un diseño eléctrico de 2004 estimaba una planta con capacidad instalada de 25 MW basada en una producción diaria de 400 toneladas de residuos, con una inversión de B/.140 millones. Sin embargo, para 2011, la ciudad de Panamá ya generaba 1,500 toneladas diarias, lo que demuestra un creciente potencial sin aprovechar en este campo.

Producción de etanol

El etanol, producido a partir de la caña de azúcar, tuvo una breve experiencia en Panamá entre 2013 y 2014 con una mezcla del 5% con gasolina en el mercado nacional. A pesar de su interrupción, se espera reactivar esta iniciativa, dada su utilidad como biocombustible, además de sus múltiples aplicaciones en la industria alimentaria, química y farmacéutica.

Potencial de Turba en Panamá

Panamá también cuenta con yacimientos de turba, un material orgánico acumulado en zonas pantanosas. Un estudio realizado en 1985 por el Laboratorio Nacional de Los Álamos, con apoyo de AID e IRHE, identificó un gran depósito en Changuinola, con una superficie de más de 80 km² y un espesor promedio de 8 metros. Se estima un volumen aprovechable de 118 millones de toneladas métricas de turba (con 35% de humedad).

Este volumen es significativo a escala mundial, ya que podría abastecer una planta de generación de 30 MW durante más de 30 años. No obstante, no se han reportado desarrollos concretos posteriores, lo que evidencia la necesidad de estudios adicionales sobre su viabilidad técnica, económica y ambiental para su incorporación en la matriz energética del país.

F. Rol del almacenamiento de energía

La marcada estacionalidad en la generación de energía eléctrica en Panamá plantea un enorme desafío para garantizar un suministro estable y confiable a lo largo del año. Este desafío suele ser enfrentado aumentando la generación térmica cuando el recurso hídrico escasea, pues las distintas materias primas para la generación térmica como el carbón o el gas natural y las características técnicas de estas centrales, las vuelven opciones muy rápidas y accesibles para satisfacer la demanda.

Si bien, el uso de energías térmicas es una opción altamente utilizada ante estas situaciones, las tecnologías de almacenamiento de energía surgen como una solución prometedora para mitigar la variabilidad en la generación de energías renovables, permitiendo almacenar el exceso de energía durante períodos de abundancia y liberarlos en aquellos momentos donde la generación escasea.

Entre las tecnologías de almacenamiento más prometedoras y adaptables a la geografía panameña destaca el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo. Aprovechando la topografía del país, esta tecnología permite almacenar agua en embalses superiores durante períodos con baja demanda y liberarla para generar electricidad cuando la disponibilidad de los embalses no sería suficiente. Las baterías de gran capacidad son otra alternativa, las cuales almacenan la energía proveniente de fuentes renovables como la eólica o hidráulica en momentos de abundancia o alta generación y liberarla cuando escasean estos recursos.

En Panamá existe un gran potencial para tecnologías de almacenamiento de energía considerando la capacidad de generación renovable y el comportamiento estacional tan marcada de estas. Las tecnologías especialmente destacadas son el bombeo hidroeléctrico, las baterías de gran capacidad y el hidrógeno verde.

Bombeo hidroeléctrico

Esta tecnología se basa en la idea de tener embalses a diferentes alturas. Cuando hay un exceso en la generación de energía eléctrica renovable, se bombea agua para elevarla desde el embalse de menos altura al de mayor altura por medio de turbinas reversibles para almacenar energía potencial en el agua. Posteriormente, cuando la demanda de electricidad aumenta o la generación renovable disminuye, se libera el agua del embalse superior, pasando por turbinas que generan electricidad.

Si bien el bombeo hidroeléctrico ofrece oportunidades valiosas para la gestión de energías renovables, su implementación presenta desafíos que deben evaluarse cuidadosamente. Por el lado positivo, complementa la generación hídrica existente en Panamá, al poder integrarse a plantas existentes se puede mejorar la eficiencia. Además, su vida útil a menudo supera a 50 años y es una tecnología limpia y flexible. Sin embargo, requieren una inversión inicial alta debido a la infraestructura compleja de embalses con una elevación suficiente. Además, puede generar impactos ambientales significativos, como la fragmentación de hábitats y la alteración de flujos de agua.

Baterías de gran capacidad

Las baterías de gran capacidad, también conocidas como baterías de almacenamiento a escala de red o sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés), son dispositivos diseñados para almacenar grandes cantidades de energía eléctrica y liberarla cuando sea necesario. Las baterías almacenan el exceso de energía producida por las fuentes de ERNC durante los períodos de baja demanda, cuando hay un vertimiento de estas o cuando se suple la demanda eléctrica con recurso hídrico, para luego liberarla cuando sea necesario.

Las BESS se presentan como una solución prometedora para el almacenamiento de energía renovable, ofreciendo estabilidad y eficiencia en las redes eléctricas, en especial en aquellas con una alta integración de energías renovables no convencionales como la solar y eólica que son intermitentes. Además, permite proporcionar energía durante picos de demanda, ofrece control de frecuencia y de voltaje. Sin embargo, su implementación a gran escala aún enfrenta desafíos como los costos de inversión y la degradación de estas por ciclos, lo que reduce su rendimiento y vida útil.

G. Potencial del hidrógeno

Panamá se ha posicionado como uno de los países con mayor potencial para el desarrollo del hidrógeno verde en América Latina y el Caribe, gracias a su ubicación geográfica, infraestructura logística y visión de largo plazo en la transición energética. Desde 2022, el país ha impulsado iniciativas en esta materia,

destacando la adopción de una Hoja de Ruta y la posterior oficialización de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados (ENHIVE) en 2023. La ENHIVE está estructurada en 7 ejes de trabajo y 30 líneas de acción, orientadas a impulsar la innovación tecnológica, la atracción de inversiones, la creación de empleo, la formación de capital humano y la descarbonización de sectores como el transporte, la aviación y la industria marítima.

En términos normativos, Panamá ha avanzado significativamente con la elaboración de un proyecto de ley sobre hidrógeno verde, aprobado en primer debate en la Asamblea Nacional en octubre de 2024, que establece a la Secretaría Nacional de Energía (SNE) como la entidad responsable de regular, promover y supervisar todas las actividades asociadas a la producción, almacenamiento, transporte, importación y comercialización de hidrógeno verde. Esta legislación también contempla incentivos para inversiones nacionales y extranjeras y simplificación de trámites, con el objetivo de facilitar el desarrollo de esta industria emergente.

En colaboración con la Unión Europea, a través del programa Euroclima, se ha desarrollado una propuesta regulatoria del mercado del hidrógeno verde, que incluye reformas legales y la creación de mecanismos de certificación, seguridad y control. Asimismo, Panamá participa activamente en iniciativas internacionales, como la propuesta de creación de la Organización Internacional para el Comercio de Hidrógeno (HITO), reforzando su rol como actor clave en el comercio energético limpio global.

Desde el punto de vista técnico, el país ha identificado zonas prioritarias para el desarrollo de proyectos, como el Arco Seco, que presenta alta irradiación solar, buen potencial eólico y disponibilidad de agua dulce y desalinizada, combinando estas condiciones para garantizar la producción sostenible de hidrógeno verde. Además, se están impulsando proyectos para transformar carbono biogénico, proveniente de la industria de la caña de azúcar, en metanol y amoníaco verde.

La alianza entre la SNE y la Universidad Tecnológica de Panamá, así como otros centros educativos, forma parte de los esfuerzos por crear capacidades locales y fomentar la participación de comunidades y profesionales en esta industria. También se promueve la cooperación internacional con países como Chile, con quienes Panamá ha firmado un memorando de entendimiento para intercambiar experiencias y tecnologías relacionadas con el desarrollo del hidrógeno verde.

H. Recursos energéticos distribuidos

Panamá ha experimentado un crecimiento acelerado en la generación distribuida, especialmente en los últimos cinco años. A abril de 2024, el país acumulaba 112,78 MW de capacidad instalada en generación distribuida, de los cuales el 78% se incorporó desde 2019, reflejando un impulso decidido de la política pública en este ámbito. Este avance responde a la implementación de la Estrategia Nacional de Generación Distribuida (ENGED) (SNE, 2021), que contempla una meta ambiciosa de 1.700 MW de capacidad instalada al 2030, lo que representaría un 14% de la demanda energética nacional proyectada para ese año.

En cuanto a regulación, la ASEP elevó de forma transitoria el límite de penetración de la generación distribuida del 2% al 3% del consumo máximo anual de energía en las zonas de concesión de las tres principales empresas distribuidoras (EDEMET, EDECHI y ENSA). Esta medida busca facilitar la conexión de nuevos proyectos de autoconsumo, aunque se espera una revisión técnica más exhaustiva con base en los resultados de una consultoría en curso, que culminará en enero de 2025. Diversos actores del sector privado, como la Cámara Panameña de Energía Solar (CAPES), han solicitado que se eliminen estos topes por completo, argumentando que limitan innecesariamente el desarrollo del sector solar.

La generación distribuida en Panamá está estrechamente vinculada con la Agenda de Transición Energética (ATE), que incorpora los principios de descarbonización, descentralización, democratización y digitalización (las "4D"). La Hoja de Ruta de Digitalización del sector energético, alineada con esta agenda, plantea objetivos como el uso de medidores inteligentes, plataformas digitales para la interacción entre

actores del sector, y la integración de inteligencia artificial para la gestión de redes. Estas acciones buscan maximizar la eficiencia operativa y facilitar nuevos modelos de negocio, como el comercio de energía entre usuarios o la venta de servicios auxiliares desde recursos energéticos distribuidos.

La Estrategia Nacional de Generación Distribuida (ENGED) (SNE, 2021) establece un marco político que impulsa el autoconsumo a través de fuentes renovables, con énfasis en la energía solar fotovoltaica, permitiendo a los consumidores convertirse en prosumidores: actores que generan, consumen y eventualmente inyectan excedentes al sistema eléctrico. De acuerdo con los estudios presentados en este documento, Panamá cuenta con un alto potencial técnico para la generación distribuida, estimado en 3,851 MWp, lo que equivale a una generación de 5.29 TWh anuales. Sin embargo, el potencial técnico-económico, que considera viabilidad financiera y condiciones regulatorias actuales, se estima en 1,453 MWp distribuidos en 137,800 instalaciones. De este total, el 58% corresponde al sector residencial y el 35.5% a los sectores comercial y gubernamental.

La complementariedad entre el perfil de demanda eléctrica de Panamá —con su pico durante las horas de mayor radiación solar— y la producción fotovoltaica, representa una oportunidad estratégica. Además, la irradiación promedio de 4.8 kWh/m²/día, los incentivos legales (como la Ley 37 de 2013 y su modificación en 2016), y una creciente oferta de proveedores tecnológicos, posicionan a la GD como una solución efectiva tanto para reducir costos en los hogares como para avanzar en los compromisos climáticos nacionales.

Por último, iniciativas como el proyecto SOLE (Generación Solar Distribuida para Autoconsumo) están promoviendo el diseño de mecanismos financieros que permitan escalar la GD, particularmente en los sectores residencial y comercial. Con estos esfuerzos, Panamá no solo busca alcanzar sus metas energéticas y climáticas, sino también fortalecer su seguridad energética y fomentar la reactivación económica postpandemia.

II. Análisis de los intercambios energéticos históricos

La integración regional ha sido una parte integral del trabajo de la CEPAL para promover la integración en América Latina y el Caribe a través de acciones concretas y recomendaciones de políticas. Dentro de una región tan diversa, es crucial contar con políticas de integración eficaces y eficientes para superar los diversos obstáculos que pueden dificultar el pleno potencial de la región. Políticas de integración sincronizadas y armoniosas entre los países de la región ayudarán a promover el flujo de bienes y servicios que, posteriormente, fomentarán el crecimiento económico y reducirán la desigualdad.

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, junto a su primer protocolo ratificado entre 1997 y 1998 por los congresos de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, estableció la base jurídica e institucional para el desarrollo de la interconexión regional. Este marco dio origen a dos organismos clave: el Ente Operador Regional (EOR), encargado de la operación del sistema, y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), responsable de la regulación regional. Además, se definió la creación de la Empresa Propietaria de la Red (EPR) para la ejecución del sistema de interconexión física conocido como SIEPAC.

El componente de infraestructura, liderado por la EPR, consistió en la construcción de aproximadamente 1.793 km de líneas de transmisión a 230 kV, diseñadas con torres que permiten la futura instalación de un segundo circuito. Esta red conecta 15 subestaciones regionales a través de 28 bahías de acceso e incorpora equipos de compensación reactiva. La capacidad inicial estimada para el transporte confiable y seguro de energía es de 300 MW, con posibilidad de duplicarse a 600 MW al habilitar el segundo circuito.

El costo total del proyecto fue de aproximadamente 494 millones de dólares, una cifra considerada eficiente dada la extensión del trazado, los desafíos técnicos y los trámites enfrentados en seis países, así como la necesidad de conciliar diferentes tecnologías de subestaciones y gestionar los derechos de paso con cerca de 8.000 propietarios de terrenos.

A continuación, se presenta un resumen de los intercambios energéticos regionales a través de esta interconexión.

A. Mercado Eléctrico Regional (MER)

El desarrollo del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países Centroamericanos (SIEPAC) se inició en la década de 1990 como una prioridad estratégica que permitiera a la subregión enfrentar los desafíos energéticos de manera integrada. El SIEPAC permite desde entonces el intercambio de energía eléctrica entre los países de la subregión. Las primeras conexiones se realizaron entre El Salvador y Honduras, hasta 2014 cuando se completaron las conexiones entre todos los países y entró en pleno funcionamiento el SIEPAC administrado por una entidad público-privada (EPR).

Desde entonces funciona un Mercado Eléctrico Regional con transacciones de Guatemala a Panamá. Sin embargo, todavía hay barreras que es necesario abordar. Principalmente para que el sistema responda de manera resiliente a shocks externos, pudiendo actuar con transmisiones de electricidad a precios competitivos. Esto requiere mejorar y armonizar las regulaciones, fortalecer los acuerdos binacionales de interconexión y mejorar la capacidad de transmisión limitada por la falta de inversión en infraestructura (tanto nacional como binacional).

El Mercado Eléctrico Regional (MER) tiene como normativa fundamental el Tratado Marco aprobado por representantes de los gobiernos de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá en mayo de 2000. Su diseño general conceptualiza al MER como un séptimo mercado, superpuesto con los seis mercados o sistemas nacionales existentes, con regulación regional, en el cual los agentes habilitados por el Ente Operador Regional (EOR) realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana.

Está compuesto por cuatro organismos regionales:

- i) **Consejo Director del MER (CDMER):** es la instancia que tiene por objetivo desarrollar el Mercado Eléctrico Regional (MER) y facilitar el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Segundo Protocolo al Tratado Marco del MER, así como coordinar la interrelación con el resto de los organismos regionales: la CRIE y el EOR.
- ii) **Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE):** responsable de regular las relaciones comerciales entre las instituciones públicas y privadas que se conectan al sistema y de fijar las tarifas. La CRIE tiene su sede en Ciudad de Guatemala.
- iii) **Ente Operador Regional (EOR):** responsable del despacho e intercambios de energía entre países, en su calidad de administrador del mercado. El EOR tiene su sede en San Salvador, El Salvador.
- iv) **Empresa Propietaria de la Red (EPR):** entidad público-privada responsable de la ejecución del proyecto y de la operación del sistema, integrada por las empresas eléctricas de los países miembros y asociados. La EPR tiene su sede en San José, Costa Rica.

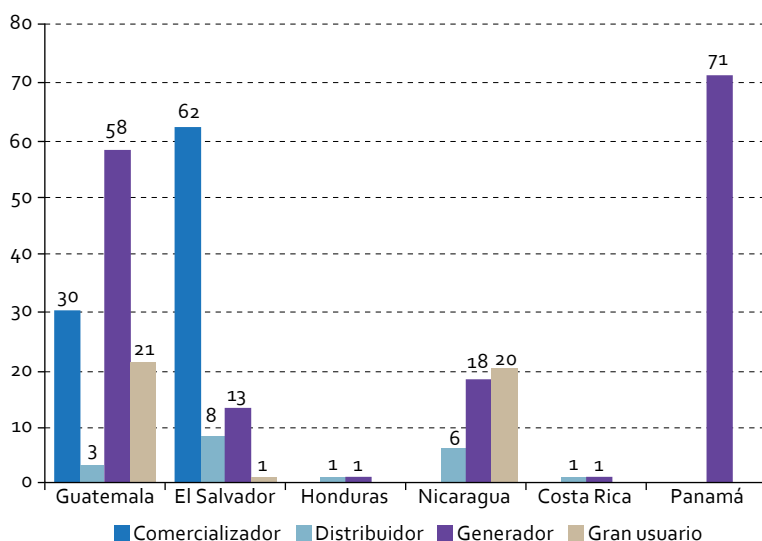
Estas instancias son apoyadas también por el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), el cual, entre otras actividades, realiza estudios en materia de planeación indicativa y de proyectos regionales de electrificación para incentivar el desarrollo de estos.

Según la EPR, la capacidad de generación disponible en los países del MER a finales de diciembre de 2023, de acuerdo con la información remitida por los OS/OM para la actualización de la Base de Datos Regional, es de 17,576.9 MW, de los cuales el 40.2% corresponde a centrales hidroeléctricas, 32.9% a termoeléctricas de combustibles fósiles, 8.3% a centrales solares fotovoltaicas, 7.6% a centrales de biomasa, 7.5% a centrales eólicas, 3.2% a centrales geotérmicas y 0.3% a generación distribuida participante del mercado mayorista guatemalteco (EPR Transmisión de Electricidad, 2024).

Al 31 de mayo de 2024, el Mercado Eléctrico Regional (MER) contaba con un total de 315 agentes autorizados para realizar transacciones distribuidos como se presenta en el gráfico 4. La participación de estos agentes varía según las características del mercado eléctrico de cada país. En Guatemala y El Salvador, los agentes activos incluyen generadores, distribuidores, comercializadores y grandes

usuarios, lo que refleja una estructura de mercado más diversificada. En Costa Rica y Honduras, en cambio, el esquema es más centralizado, con la participación de un único agente comprador y un agente vendedor en cada país. En Nicaragua, operan generadores, distribuidores y grandes usuarios, mientras que en Panamá participan agentes generadores, y la empresa de transmisión ETESA está facultada para realizar compras destinadas a cubrir la demanda. Esta diversidad en la configuración de los agentes según el país evidencia las distintas estructuras regulatorias e institucionales dentro del MER, lo que representa tanto un reto como una oportunidad para avanzar en la integración energética regional.

Gráfico 4
Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER
(En cantidad de agentes)



Fuente: Supervisión y Vigilancia del MER-CRIE, con base en información de la Base de Datos Regional Agentes autorizados para realizar transacciones.

Durante el año 2015, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) implementó diversas acciones estratégicas orientadas al fortalecimiento del Mercado Eléctrico Regional (MER), cuyos impactos fueron significativos tanto en términos regulatorios como operativos y económicos. Estas acciones, enmarcadas en el Plan Operativo Anual 2015, respondieron a los objetivos del Plan Estratégico de consolidación del MER y promoción de la competencia regional.

Estas acciones documentadas en (CRIE, 2016) indican que uno de los ejes centrales fue la consolidación y certeza regulatoria. En este ámbito, se avanzó en la compilación de la normativa dispersa del MER en un único cuerpo normativo, con la participación coordinada del CDMER y el EOR. Asimismo, se fortalecieron las capacidades de vigilancia y control a través de auditorías técnicas y financieras. Destaca una reducción del 78% en el costo asociado a desviaciones del sistema eléctrico, pasando de USD 3.74 millones en 2014 a USD 820 mil en 2015. Adicionalmente, las auditorías a la EPR y el EOR identificaron subejecuciones presupuestarias e ingresos no contemplados por un total superior a USD 22 millones, generando impactos positivos sobre las tarifas y el cargo por operación del sistema.

Otro componente clave fue la revisión y ajuste de la metodología tarifaria de transmisión regional, en particular mediante las resoluciones CRIE-20-2015 y CRIE-46-2015, que corrigieron desequilibrios en la distribución de ingresos por derechos de transmisión y rentas de congestión. Asimismo, se desarrollaron normativas para el acceso regulado a la Línea SIEPAC, permitiendo la incorporación de nuevos actores y mejoras en la eficiencia del mantenimiento de la infraestructura, lo que ayudó a evitar costos significativos como la reconstrucción de torres.

En cuanto a la atracción de inversiones de escala regional, se completó la regulación de contratos firmes y derechos de transmisión de corto plazo, lo cual permitió la asignación efectiva de 218.5 MW y 170.4 MW en dos semestres de 2015, con ingresos por venta de derechos firmes que alcanzaron los USD 4.44 millones. También se avanzó en el diseño regulatorio para contratos y derechos de transmisión de largo plazo, con apoyo técnico y diplomático internacional. La capacidad operativa de transmisión regional aumentó en promedio un 46%, elevando el potencial de transacciones y facilitando el desarrollo de nuevos contratos.

Durante 2015 también se tramitaron 24 solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR), contribuyendo al crecimiento de la infraestructura regional, mejorando la confiabilidad del suministro y reduciendo los tiempos y costos de conexión para nuevos generadores. Solo por la aplicación del procedimiento de conexión, se estimó un ahorro de USD 600 mil, mientras que en el caso de Honduras, la integración de energías renovables variables evitó generación térmica durante una sequía, con un beneficio económico estimado de USD 120 millones.

En materia de armonización regulatoria, se avanzó en la revisión de criterios técnicos para mejorar la operación del sistema y reducir los intercambios inadvertidos entre áreas de control. Se evaluaron también estudios de penetración de energías renovables variables, sentando las bases para una mayor integración segura de estas tecnologías. Por último, se fortalecieron los mecanismos de coordinación interinstitucional y se promovieron acciones conjuntas con CDMER y EOR, aunque algunas actividades específicas fueron reasignadas.

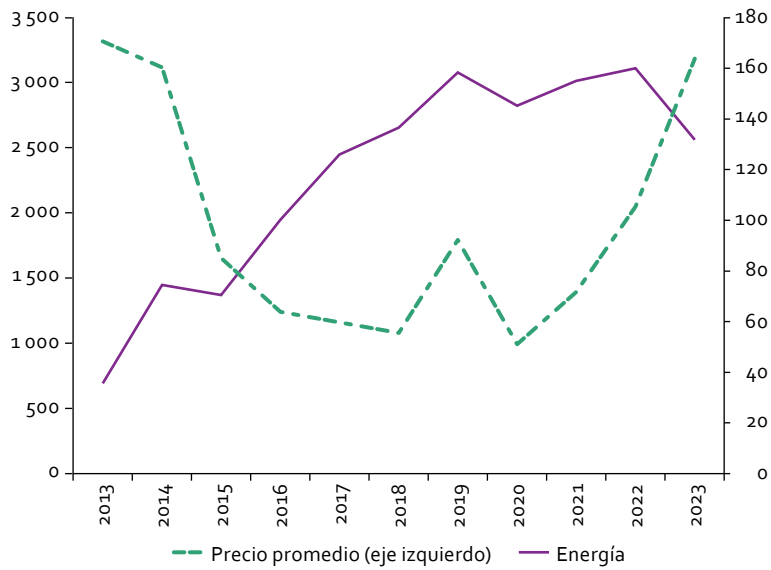
B. Transacciones históricas en el MER

Entre los años 2013 y 2023, el Mercado Eléctrico Regional (MER) ha experimentado una evolución significativa tanto en los volúmenes de energía transada como en los precios promedio de la electricidad. En términos de energía, el mercado pasó de 690 GWh en 2013 a un máximo histórico de 3108 GWh en 2022, evidenciando un crecimiento sostenido impulsado por una mayor integración regional, inversiones en infraestructura y el aumento en la participación de fuentes renovables. No obstante, en 2023 se observó una caída relevante en la energía transada, con 2560 GWh, lo que representa una reducción cercana al 18% respecto al año anterior, posiblemente vinculada a restricciones operativas, condiciones climáticas o factores coyunturales en los sistemas eléctricos nacionales.

En cuanto a los precios promedio (en USD/MWh), el comportamiento ha sido más volátil. Entre 2013 y 2018 se evidenció una marcada tendencia a la baja, pasando de 170,5 USD/MWh a 55,4 USD/MWh, lo que podría atribuirse a una mayor eficiencia operativa, mayor oferta regional y la incorporación progresiva de tecnologías renovables de menor costo marginal. Sin embargo, a partir de 2019 se aprecia un cambio en la tendencia, con precios que han oscilado considerablemente: un repunte en 2019 (92,1 USD/MWh), una caída en 2020 (50,95 USD/MWh), y nuevamente un alza sostenida hasta alcanzar los 163,59 USD/MWh en 2023, el segundo valor más alto del período analizado (véase el gráfico 5). Por un lado, la menor disponibilidad hidroeléctrica en países clave (especialmente durante el fenómeno El Niño), obligó a recurrir a generación térmica más costosa, cuyas ofertas nodales ocasionalmente superaron los 1.500 USD/MWh. Por otro, los precios elevados del petróleo y el gas natural, junto con una mayor participación del mercado spot por la reducción de volúmenes transados, elevaron el costo marginal promedio.

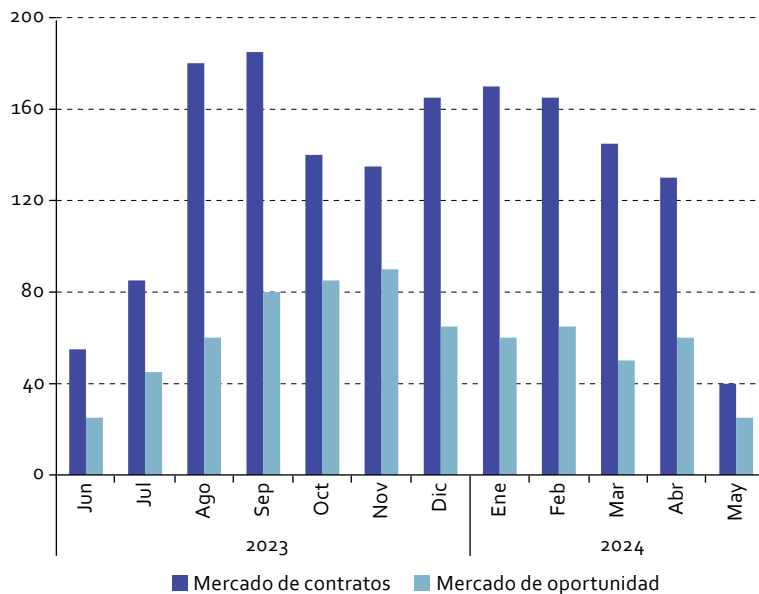
Durante el periodo comprendido entre junio de 2023 y mayo de 2024, el Mercado Eléctrico Regional (MER) registró un total de 2242 GWh de energía inyectada, según la información de la Base de Datos Regional presentado en el gráfico 6. Un análisis del comportamiento mensual revela que las inyecciones diarias más bajas ocurrieron en los extremos del periodo: junio de 2023 y mayo de 2024. Esta disminución está asociada principalmente al impacto del fenómeno climático El Niño, que afectó la disponibilidad de recursos hídricos y, por ende, la generación eléctrica en varios países de la región.

Gráfico 5
Transacciones y precios promedio en el Mercado Eléctrico Regional
(En GWh y dólares/MWh)



Fuente: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, Memoria de Labores (CRIE, 2025).

Gráfico 6
Inyecciones en el MER según tipos de contrato
(En GWh)



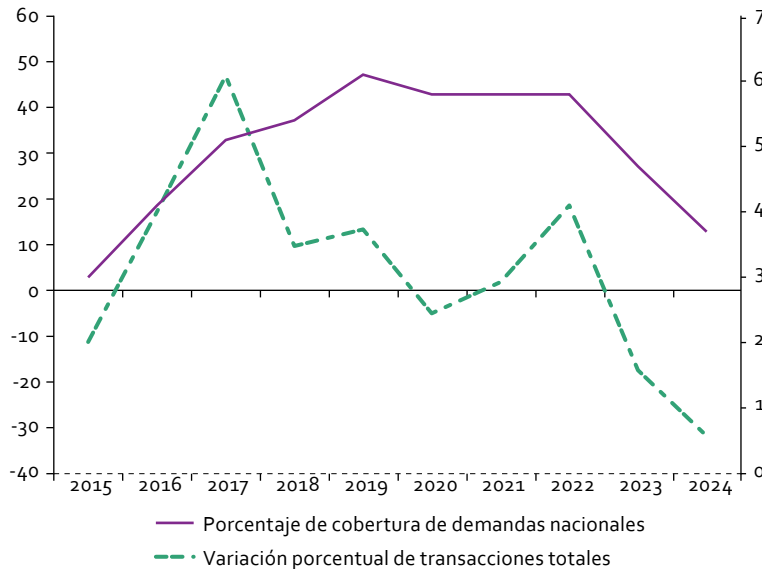
Fuente: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, Memoria de Labores (CRIE, 2025).

A pesar de esta afectación climática, los datos reflejan una recuperación progresiva de las inyecciones durante el segundo semestre de 2023 y el primer cuatrimestre de 2024, lo que podría estar relacionado con una mejora en las condiciones hidrometeorológicas y una mayor estabilidad en la operación de los sistemas nacionales. En este contexto, el análisis del tipo de mercado revela que el Mercado de Contratos

Regional (MCR) desempeñó un papel preponderante, representando el 73,65% del total de energía inyectada, mientras que el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) contribuyó con el 26,35% restante. Esta distribución destaca la importancia de los contratos firmes y preestablecidos como pilar de la integración eléctrica regional, al ofrecer mayor previsibilidad en las transacciones, aunque también subraya el rol complementario del mercado de oportunidad para absorber excedentes o responder a variaciones imprevistas en la oferta y la demanda.

Por su parte, la evolución del porcentaje de transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER) ha mostrado un comportamiento cíclico durante la última década, destacando un periodo de notable crecimiento entre 2016 y 2017, donde se registró un incremento de hasta 46,9% como se presenta en el gráfico 7. Este auge reflejaba un contexto favorable para la integración energética regional, con condiciones hidrometeorológicas estables, alta participación de agentes y ampliación de la infraestructura de interconexión.

Gráfico 7
Evolución de transacciones totales y cobertura de demandas nacionales
(En porcentajes)



Fuente: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, Memoria de Labores (CRIE, 2025).

Sin embargo, desde 2022 se evidencia una caída sostenida en las transacciones. En 2023, la variación fue de -17,4% y se profundizó en 2024 con una contracción de -31,8%. Esta tendencia descendente está fuertemente influida por el impacto del fenómeno climático El Niño, que ha afectado de forma directa la generación hidroeléctrica regional al reducir significativamente la disponibilidad de recursos hídricos. Dado que la hidroelectricidad constituye una de las principales fuentes de energía en varios países centroamericanos, la sequía derivada de El Niño ha provocado una menor oferta de energía por parte de los agentes del MER, limitando así la capacidad de transacción en el mercado regional.

Este contexto subraya la vulnerabilidad del MER ante eventos climáticos extremos y pone de manifiesto la necesidad de fortalecer la diversificación de la matriz energética regional, incluyendo un mayor despliegue de fuentes renovables no convencionales (como solar y eólica) y capacidades de almacenamiento, así como el fortalecimiento de mecanismos de resiliencia operativa y planificación coordinada a nivel regional. Además, resalta la urgencia de diseñar estrategias que contemplen la variabilidad climática como un factor estructural en el desarrollo e integración energética de Centroamérica.

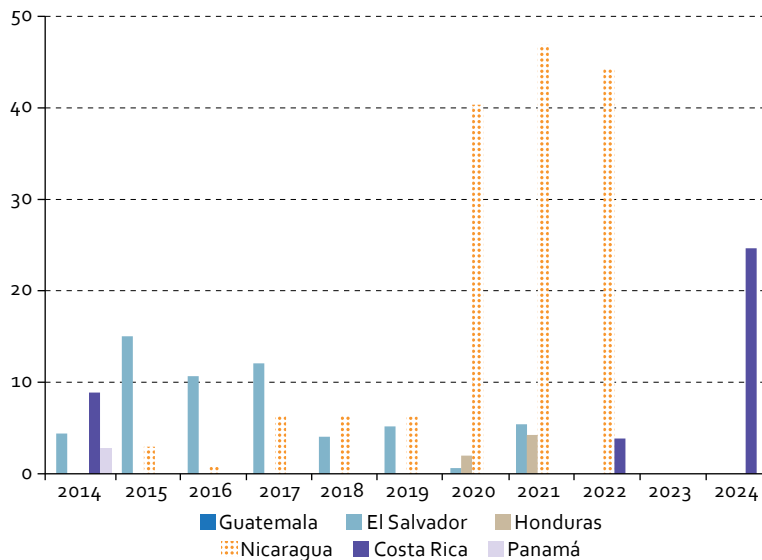
Además de lo anterior, en el gráfico 7 se presenta la evolución de la proporción de la demanda nacional cubierta mediante compras de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER) en el mismo período. En términos generales, se observa un crecimiento sostenido entre 2014 y 2019, cuando la participación del MER alcanzó su punto más alto con un 6,1% de cobertura. Este periodo estuvo marcado por una creciente integración regional y una mayor participación de los países en el intercambio energético.

Sin embargo, a partir de 2020, este indicador se estabilizó en torno al 5.8% durante tres años consecutivos. A partir de 2023, se evidencia una caída progresiva hasta alcanzar el 3.7% en los primeros cinco meses de 2024. Esta baja participación está directamente vinculada al mismo fenómeno descrito previamente, el cual ha reducido significativamente la disponibilidad de generación hidroeléctrica en varios países de Centroamérica, afectando las inyecciones al MER y, por ende, las compras de energía por parte de los países.

Este descenso representa un retroceso en el nivel de integración y aprovechamiento del MER como instrumento para complementar la oferta energética nacional. Subraya también la necesidad de fortalecer la resiliencia climática de la infraestructura de generación e interconexión regional, así como de diversificar las fuentes de energía (especialmente con tecnologías menos vulnerables a eventos climáticos extremos), para asegurar un suministro estable y eficiente en el contexto de mayor variabilidad climática.

Por su parte, el CRIE realiza una estimación de los ahorros potenciales que tienen los países gracias a la compra en el MER en lugar de autoabastecerse con los precios nacionales de cada país. En el gráfico 8 se presenta el impacto económico del Mercado Eléctrico Regional (MER) para los países compradores, al mostrar los ahorros generados por compras de energía desde 2014 hasta junio de 2024. Los países que consistentemente han registrado ahorros por compras en el MER son principalmente Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, siendo Costa Rica el país con los beneficios más destacados y recurrentes.

Gráfico 8
Ahorros por compras en el MER
(En millones de dólares)



Fuente: Supervisión y Vigilancia del MER-CRIE, con base en información de la base de Datos Regional.

Durante el período 2020-2022, Costa Rica alcanzó sus máximos niveles de ahorro, superando los 40 millones de dólares anuales, con un pico cercano a los 48 millones en 2021. Este desempeño se explica por su posición estructural en el mercado, dado que sus precios marginales nacionales fueron más bajos que los precios nodales del MER, permitiéndole adquirir energía a menor costo. Esta ventaja competitiva refleja también una estrategia efectiva de participación en el mercado regional.

Por el contrario, países como Guatemala y El Salvador muestran niveles de ahorro significativamente menores o inexistentes, lo que sugiere que su papel ha sido predominantemente como vendedores netos en el MER. Esta estrategia, aunque no se traduce en “ahorros” en el sentido estricto del gráfico, indica que su participación ha estado más orientada a la exportación de energía, lo que también puede representar beneficios económicos por vía de ingresos por ventas.

Es relevante destacar que en 2023 no se reportan ahorros significativos para ningún país, y que en 2024 solo Panamá registra un ahorro visible, lo que podría estar vinculado a una disminución general en las transacciones del MER como resultado de condiciones adversas asociadas al fenómeno de El Niño. Este evento climático ha reducido la generación hidroeléctrica y, por tanto, las oportunidades de intercambio eficiente.

Durante el período comprendido entre junio de 2023 y mayo de 2024, el precio nodal promedio diario del Mercado Eléctrico Regional (MER) alcanzó los 205,7 USD/MWh, lo que representa un incremento significativo del 94% respecto al mismo período del año anterior. Esta variación responde, en gran medida, a los efectos adversos del fenómeno climático El Niño, el cual provocó una sequía prolongada que afectó la disponibilidad de recursos hídricos para generación hidroeléctrica, una fuente clave en varios países de la región centroamericana.

El impacto de esta sequía se evidenció de forma puntual en los precios extremos observados: el precio nodal más alto se registró el 16 de junio de 2023, alcanzando los 692 USD/MWh, mientras que el más bajo se observó el 25 de diciembre de 2023, con 55,7 USD/MWh. Esta alta volatilidad refleja una mayor dependencia del sistema eléctrico regional a condiciones climáticas extremas, especialmente en lo que respecta a la hidroelectricidad.

C. Impacto en seguridad y resiliencia regional

Durante los años 2023, 2024 y lo que va de 2025, el Sistema Eléctrico Regional (SER) ha enfrentado múltiples eventos de contingencia severa, muchos de ellos caracterizados por pérdidas súbitas de generación, disparos de líneas críticas o desconexiones automáticas por bajo voltaje. En este contexto, la infraestructura de interconexión regional del SIEPAC y los esquemas automáticos de protección asociados (principalmente EDALTIBV, EDACBF y ECS) han demostrado ser pilares fundamentales para sostener la estabilidad del sistema y evitar colapsos generalizados.

Por ejemplo, el evento del 19 de marzo de 2025 en Panamá, causado por variaciones en generación solar y cargas industriales en Guatemala, provocó la activación del EDALTIBV y la desconexión de la línea México–Guatemala. Gracias al funcionamiento del esquema EDACBF regional en su primera etapa, se logró estabilizar la frecuencia del SER en 59.18 Hz, desconectando carga de forma controlada y evitando una caída más profunda de frecuencia. En ausencia de estas respuestas automáticas y del respaldo mutuo entre países, el evento habría escalado hacia una desestabilización regional severa.

Asimismo, el 15 de marzo de 2025 se presentó un caso extremo de desbalance provocado por un incendio en la subestación PAN-AM en Panamá, que derivó en una inyección excesiva de potencia hacia el resto del SER. Esta condición disparó las protecciones entre Costa Rica y Panamá, aislando preventivamente al país para evitar impactos mayores. Al mismo tiempo, el exceso de flujo activó el EDALTIBV en México, desconectando al SER del sistema mexicano. La combinación de estos esquemas permitió una partición controlada del sistema y una respuesta coordinada con desconexiones parciales de carga, protegiendo la integridad del sistema regional frente a una falla desproporcionada.

En los años anteriores, también se observaron situaciones donde la interconexión permitió contener eventos críticos. Por ejemplo, en diciembre de 2024, una pérdida de generación en El Salvador derivó en la activación del EDALTIBV y la posterior partición del SER en dos bloques con diferentes condiciones de frecuencia. La capacidad de dividir el sistema en islas operativas, cada una estabilizándose con sus propios recursos, demostró el valor de una red flexible y regionalmente integrada. Igualmente,

casos en Panamá durante 2023, como el disparo de Central Costa Norte, evidenciaron cómo el sistema pudo absorber la pérdida gracias al respaldo energético de países vecinos, evitando así el colapso de la frecuencia local.

El SIEPAC no solo permite intercambios energéticos económicos, sino que constituye una infraestructura crítica para la seguridad operativa del sistema. La existencia de interconexiones entre países y la lógica regional de respuesta automática han permitido aislar zonas afectadas, contener perturbaciones, redistribuir cargas y mantener la frecuencia dentro de márgenes aceptables. Estas capacidades representan una mejora significativa respecto a escenarios contrafactuales en los que cada país operara de manera aislada.

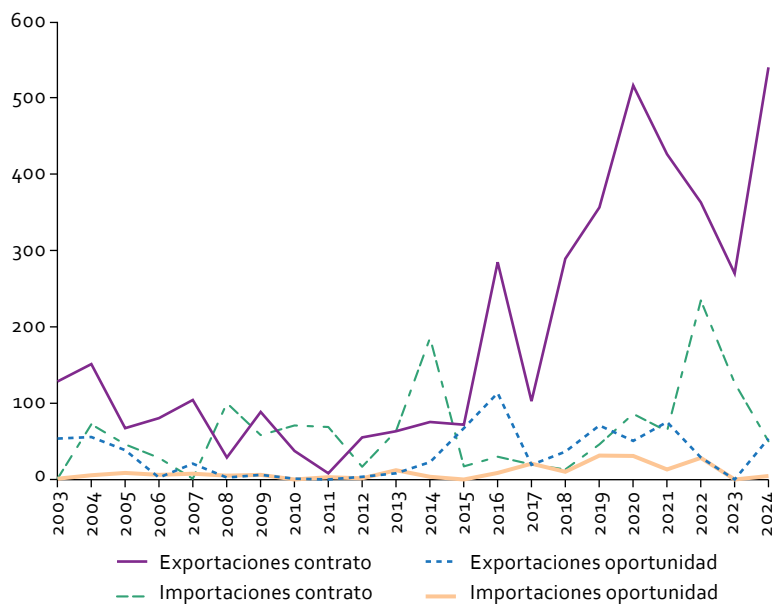
D. Intercambios energéticos históricos en Panamá

El análisis de las importaciones y exportaciones de energía eléctrica del Mercado Eléctrico Regional (MER) entre 2004 y junio de 2024 revela una evolución significativa en la dinámica de intercambios regionales, reflejando tanto la madurez del mercado como su sensibilidad a eventos externos, como fenómenos climáticos.

Las exportaciones bajo contratos han mostrado una tendencia creciente en el tiempo. Desde los 128.51 GWh en 2004, alcanzaron un pico histórico en 2024 con 539.6 GWh, lo que refleja la consolidación de relaciones contractuales firmes entre países. Este aumento indica una mayor confianza en el MER como instrumento de planificación energética entre agentes regionales.

Las exportaciones de oportunidad, por su parte, han sido más volátiles, con fuertes alzas en años como 2016 (113.24 GWh) y 2021 (75.54 GWh), pero con caídas abruptas como en 2023, donde no se registraron exportaciones de oportunidad. La reactivación parcial en 2024 (53.93 GWh) sugiere una recuperación frente a la restricción del año anterior, afectada por la escasez hídrica derivada de El Niño.

Gráfico 9
Intercambios energéticos anuales de Panamá
(En GWh)



Fuente: Autoridad de Servicios Públicos (ASEP), Estadísticas Mensuales 2025.

Las importaciones bajo contratos también han mostrado una tendencia ascendente, con años clave como 2014 (185.7 GWh), 2022 (234.57 GWh) y 2023 (126.49 GWh) destacando por volúmenes elevados. Sin embargo, el año 2024 muestra una caída a 50.2 GWh.

Las importaciones de oportunidad, en cambio, se han mantenido relativamente bajas a lo largo del periodo, con un máximo en 2019 (31.44 GWh). La inexistencia de estas importaciones en 2023 es significativa, y su leve recuperación en 2024 (4.72 GWh) indica que aún este mercado es de menor volumen en comparación al mercado de contratos.

1. Impacto en tarifas eléctricas

El análisis de los datos de tarifas, energía demandada y cargos complementarios en el Mercado Eléctrico Regional (MER) entre junio de 2013 y diciembre de 2024 permite identificar tendencias importantes en cuanto a la evolución de los precios, la demanda y los factores que han incidido en la formación de tarifas eléctricas en Centroamérica.

Gráfico 10
Cargos complementarios, energía demandada y tarifas de intercambios en Panamá
(En miles de dólares, GWh y dólares/MWh)



Fuente: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.

Entre junio de 2013 y diciembre de 2024, el análisis de la evolución de la tarifa eléctrica, la energía demandada y los cargos complementarios en el Mercado Eléctrico Regional (MER) permite identificar una tendencia hacia un sistema más eficiente y con mayor estabilidad en costos. Durante los primeros años del periodo analizado (2013-2016), las tarifas promedio experimentaron un incremento sostenido, alcanzando valores superiores a 1 USD/MWh, con un punto máximo en 2015, cuando se observaron varios meses con tarifas por sobre los 1.1 USD/MWh. Este comportamiento puede explicarse por la menor disponibilidad hídrica, altos precios de los combustibles y una matriz energética regional aún con fuerte dependencia térmica.

A partir de 2017, las tarifas comienzan a mostrar signos de estabilización, aunque todavía con valores elevados durante algunos meses del año. Sin embargo, es desde 2020 cuando se observa una marcada tendencia a la baja en los precios, alcanzando niveles mínimos históricos en 2022, año en que las tarifas mensuales se situaron entre 0.38 y 0.55 USD/MWh. Esta reducción puede estar asociada a una mayor participación de fuentes renovables, una hidrología más favorable y precios internacionales de combustibles más bajos. En los años 2023 y 2024, si bien las tarifas aumentaron levemente respecto a 2022,

se mantuvieron en niveles relativamente bajos y estables, con valores mensuales mayoritariamente entre 0.38 y 0.49 USD/MWh, lo que evidencia una consolidación del entorno de precios moderados en el MER.

En cuanto a la energía demandada, esta ha mostrado un crecimiento sostenido a lo largo del periodo. Desde valores cercanos a 700 GWh mensuales en 2013, la demanda regional superó los 1.000 GWh mensuales en 2023 y 2024, reflejando el crecimiento económico de la región, el aumento de la cobertura eléctrica y el incremento del consumo residencial, comercial e industrial. Este crecimiento de la demanda ha sido absorbido sin presiones significativas sobre las tarifas, lo que sugiere avances en eficiencia operativa, mejoras tecnológicas y una planificación más eficaz del despacho de energía.

Respecto al cargo complementario, este fue nulo entre 2013 y 2016, pero comenzó a implementarse a partir de 2017, con registros elevados especialmente entre 2018 y 2021, donde se alcanzaron valores mensuales superiores a las 1.000 unidades. A partir de 2022 se observa una disminución progresiva de este cargo, estabilizándose en torno a 220-400 unidades durante 2023 y 2024. Esta reducción puede estar vinculada a menores necesidades de respaldo o subsidios, así como a una mayor estabilidad tarifaria, producto de una integración más eficiente de la generación regional.

2. Impacto en seguridad sistémica

La operación efectiva del Sistema Eléctrico Regional (SER) evidencia que la interconexión regional no solo facilita el intercambio comercial de energía, sino que también cumple un rol fundamental como herramienta técnica para fortalecer la seguridad y la resiliencia del sistema. A través de la infraestructura del SIEPAC, ante fallas severas a nivel local, se activan esquemas automáticos que permiten aislar zonas, redistribuir flujos de energía, compartir reserva rodante y ejecutar respuestas coordinadas en milisegundos. Sin este nivel de integración, muchos de los eventos registrados habrían tenido consecuencias mucho más graves, incluyendo apagones masivos o incluso un colapso regional del sistema.

A partir de los eventos reportados por la CRIE², es posible encontrar distintos ejemplos de cómo la interconexión regional mejora la seguridad y resiliencia del sistema eléctrico de cada país.

Diversos eventos reportados por la CRIE permiten ilustrar cómo la interconexión mejora la capacidad de respuesta y contención ante contingencias. Por ejemplo, el **evento N° 128-06-2023**, ocurrido el 13 de junio de 2023 en Panamá, involucró la pérdida súbita de 130 MW, lo que causó una sobrecarga en la interconexión México–Guatemala. Esta fue desconectada automáticamente por el esquema EDALTIBV, lo que permitió estabilizar la frecuencia y evitar un colapso mediante una respuesta regional automatizada. De no existir esta interconexión, Panamá habría absorbido íntegramente el impacto, con alto riesgo de apagón total y sin apoyo externo para la contención de la frecuencia.

Otro caso ilustrativo es el **evento N° 109-05-2023**, registrado el 20 de mayo de 2023. En esta ocasión, la pérdida simultánea de generación en dos plantas panameñas generó un déficit de energía que fue rápidamente compensado gracias al flujo proveniente desde México a través del SER. Este flujo activó esquemas automáticos que permitieron controlar la frecuencia y ejecutar una desconexión ordenada de carga. Sin este respaldo regional, la situación habría derivado en un colapso de frecuencia en Panamá y posiblemente también en Costa Rica, lo que demuestra el valor de la interconexión como “pulmón eléctrico” para estabilizar eventos críticos.

El **evento N° 287-12-2023**, ocurrido el 24 de diciembre de 2023, consistió en una falla de gran magnitud en Panamá por la explosión de un banco de capacitores y la pérdida de casi 900 MW entre carga y generación. Esta contingencia activó el esquema ECS entre Costa Rica y Panamá, lo que permitió aislar automáticamente a Panamá del resto del sistema regional, preservando la estabilidad del SER. Sin dicha capacidad de aislamiento, la inestabilidad de voltaje y frecuencia podría haberse propagado en cadena al resto de los países interconectados, generando un evento regional de gran escala. La contención exitosa dentro de un solo país ejemplifica la resiliencia efectiva que otorga la interconexión.

² <https://crie.org.gt/eventos-ser/>

Finalmente, en el **evento N° 75-04-2024**, ocurrido el 29 de abril de 2024, la desconexión de la Central Costa Norte en Panamá provocó la pérdida de 360 MW. En respuesta, se activaron los esquemas EDALTIBV y EDACBF hasta la etapa 2, con la desconexión controlada de 415 MW de carga regional. Gracias al respaldo de la interconexión, la frecuencia fue contenida a 59.027 Hz, lo que evitó un colapso del sistema. Este evento demuestra cómo el impacto de una falla puede ser dosificado regionalmente, minimizando las consecuencias locales y salvaguardando la estabilidad del sistema en su conjunto.

3. Impactos en género

La Secretaría Nacional de Energía de Panamá (SNE) desarrolló un marco de política pública a través de la Agenda de Transición Energética 2020-2030, con el objetivo de transformar el sector energético en línea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS 7), el Acuerdo de París, el Plan Nacional de Energía 2015-2050 y el Plan de Gobierno 2019-2024. Este marco desarrollado a través de una hoja de ruta (Secretaría de Energía, 2022), publicada tras un proceso participativo de consulta pública, está estructurada en ocho estrategias fundamentales que abarcan desde el acceso universal a la energía hasta la modernización del marco regulatorio del sector hidrocarburos. Además, se promueve la innovación del sistema interconectado y se posiciona a Panamá como un hub energético regional.

Complementariamente, la agenda incorpora tres ejes transversales: educación y empoderamiento juvenil, comunicación estratégica y el nexo mujer-energía, reconociendo que el desarrollo del sector energético debe ser inclusivo y equitativo. En este marco, se destaca que la transición energética no solo debe buscar eficiencia técnica y económica, sino también cumplir un papel central en la reducción de brechas de género, fortaleciendo la participación activa de las mujeres en todos los niveles del sector.

En coherencia con estos principios, se elaboró la Hoja de Ruta Nexo Mujer y Energía, como instrumento específico para asegurar que la equidad de género sea transversal a todas las estrategias de transición. Esta hoja de ruta, alineada con las disposiciones del Acuerdo de París, se enfoca en garantizar que los 141.000 empleos esperados al 2050 en el marco de la transición energética se desarrollen en condiciones de paridad. Su construcción fue el resultado de un proceso ampliamente participativo, que incluyó la sensibilización de 780 profesionales y la participación activa de 310 personas en mesas de trabajo, generando nueve pilares estratégicos, 32 líneas de acción y un proyecto piloto demostrativo.

El impacto de género en el sector energético se aborda desde varios frentes clave:

- **Brecha de participación:** Se identifica que las mujeres han estado subrepresentadas en el sector energético, especialmente en áreas técnicas y de toma de decisiones. La hoja de ruta plantea cerrar esta brecha promoviendo una participación paritaria en todos los niveles.
- **Meta de empleabilidad en igualdad:** Se establece como objetivo que los 141.000 empleos que se espera generar hacia 2050 por la transición energética se distribuyan en paridad de género, asegurando igualdad de oportunidades para mujeres y hombres.
- **Nueve pilares estratégicos y 32 líneas de acción:** La hoja de ruta define un marco robusto de acción que incluye educación técnica para mujeres, fortalecimiento de capacidades, mecanismos de seguimiento y evaluación, e integración del enfoque de género en las políticas energéticas y climáticas.
- **Capacitación y sensibilización:** El proceso involucró la sensibilización de 780 profesionales y la participación activa de 310 personas en mesas de trabajo, reflejando un esfuerzo colectivo multisectorial para construir políticas con enfoque inclusivo.
- **Inclusión de comunidades y pueblos indígenas:** El enfoque de género también considera variables interseccionales, promoviendo la participación de mujeres indígenas y de zonas rurales para asegurar una transición energética equitativa y culturalmente pertinente.

- **Empoderamiento económico y liderazgo:** Se promueve que las mujeres participen no solo como beneficiarias, sino como agentes clave en el diseño, implementación y liderazgo de proyectos de energía renovable, movilidad eléctrica y eficiencia energética.
- **Instrumentos complementarios:** La Hoja de Ruta se articula con otras políticas como el Plan de Género y Cambio Climático del Ministerio de Ambiente, lo que refuerza la transversalidad del enfoque de género en la acción climática.

En el marco de la Hoja de Ruta Nexa Mujer y Energía, Panamá ha implementado una serie de iniciativas orientadas a reducir los desequilibrios de género en el sector energético y fortalecer el rol de las mujeres como agentes clave en la transición energética. Este proceso ha estado basado en el desarrollo de capacidades, el empoderamiento y la promoción de la participación activa de mujeres en diversas áreas técnicas y de liderazgo.

Uno de los hitos más importantes fue la capacitación de 340 mujeres en diseño e instalación de sistemas solares térmicos para calentamiento de agua, impulsado por el programa Termosolar Panamá, el PNUMA y el INADEH. Esta formación técnica incluyó contenidos prácticos y teóricos, así como el uso del “bus solar” como aula móvil, con el objetivo de fomentar el emprendimiento y la autonomía de las mujeres en el sector de energías renovables.

Adicionalmente, se creó la Academia ODS7, un programa virtual de liderazgo en energía renovable con enfoque de género. Durante tres meses, 21 jóvenes panameños (11 mujeres y 10 hombres) recibieron formación avanzada sobre políticas energéticas sostenibles y herramientas de incidencia para liderar procesos participativos en transición energética. Este programa promovió la creación de una red de líderes jóvenes con capacidades para impulsar agendas de transformación energética equitativas y sostenibles.

Impactos en temas de género

- **Reducción de brechas de participación:** Las capacitaciones técnicas y programas de liderazgo promovieron la inclusión activa de mujeres jóvenes en un sector tradicionalmente masculinizado.
- **Empoderamiento económico:** Las mujeres formadas ahora cuentan con herramientas para emprender en energías renovables, potenciando su autonomía económica.
- **Cambio estructural:** La incorporación de género en el diseño y ejecución de políticas energéticas permite transformar las dinámicas tradicionales del sector.
- **Sostenibilidad con justicia social:** La perspectiva de género fortalece la equidad y legitimidad de las políticas de transición energética, asegurando una transformación inclusiva.

III. Planes para el desarrollo de interconexiones

El EOR realiza periódicamente estudios de la planificación de la expansión indicativa de la generación y la transmisión regional dando cumplimiento a los mandatos establecidos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER). Este estudio constituye una herramienta clave para orientar la expansión coordinada del sistema eléctrico regional, y se estructura en tres tomos principales. La última versión disponible para la publicación del presente documento corresponde al Informe del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional para el horizonte 2024–2038 y comprende tres tomos.

El Tomo I corresponde al Diagnóstico de Mediano Plazo de la Red de Transmisión Regional (RTR) para el período 2024–2026. Este análisis evalúa el comportamiento esperado de los sistemas eléctricos de los países del MER en el corto plazo, identificando posibles incumplimientos de los Criterios de Seguridad del Desempeño (CCSD), analizando la capacidad de transmisión entre áreas de control adyacentes, y señalando restricciones que impiden alcanzar y mantener la Capacidad Operativa de Intercambio Intermedio Máximo (COIIM).

El Tomo II presenta la Planificación de la Generación Regional para el horizonte 2024–2038. En este estudio se analizaron ocho escenarios de expansión: cinco escenarios base (A1 a A5), que suponen la autosuficiencia nacional de cada país basada en sus respectivos planes de expansión, y tres escenarios optimizados e integrados (B1 a B3), que incorporan enfoques regionales y tecnológicos. El escenario A5 fue seleccionado como escenario base para los estudios posteriores de transmisión.

El Tomo III detalla la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo para el período 2024–2033. Este análisis se desarrolla en dos etapas: la primera identifica las ampliaciones de transmisión nacional necesarias para alcanzar y mantener la COIIM; la segunda define las ampliaciones regionales requeridas para superar dicho umbral de capacidad operativa.

A. Regional

Los países del Mercado Eléctrico Regional están impulsando una serie significativa de ampliaciones y mejoras a su red de transmisión. En (EOR, 2023), para el año 2023 se proyectaba la incorporación de 96 nuevas líneas de transmisión, 35 repotenciones y 11 cambios topológicos, junto con la adición de

2.285 MVA en capacidad de transformación. Estas ampliaciones incluyen obras clave que mejorarían la capacidad operativa entre los países del Sistema Eléctrico Regional (SER) y resolver restricciones críticas existentes. En particular, algunos proyectos estratégicos —identificados en el Estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo— destacan por su impacto directo en la reducción de sobrecargas y la optimización del flujo de energía transfronterizo, contribuyendo significativamente a la seguridad y confiabilidad del sistema regional. Para el estudio mencionado, se identifica que, de los 22 proyectos, 15 serán desarrollados en Panamá, 6 en Honduras, y 1 en El Salvador.

Cuadro 1
Ampliaciones identificadas por el EOR para mejorar la capacidad operativa de transmisión

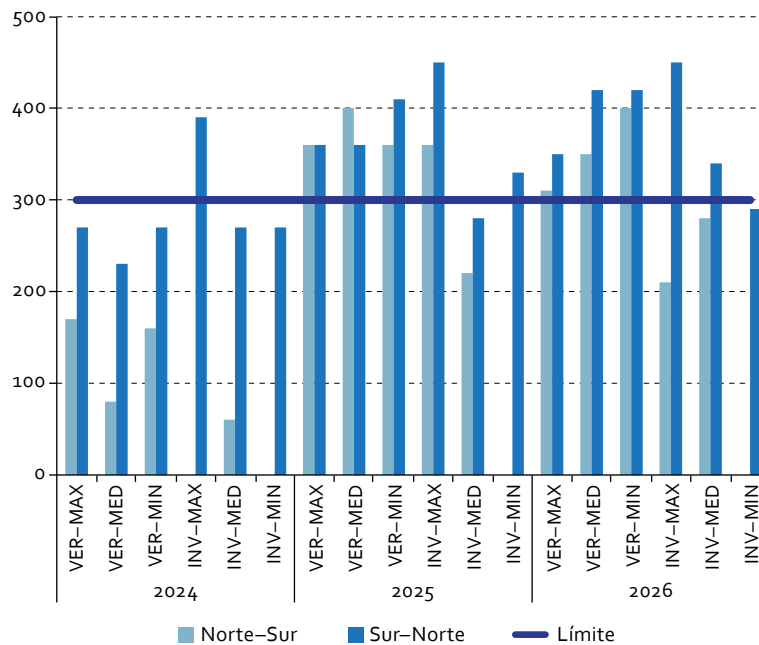
País	Proyecto	Fecha prevista de puesta en servicio
El Salvador	Instalación de Compensadores Síncronos Estáticos Serie en SE 15 de Septiembre y Nejapa	1/04/2024
Honduras	Incorporación de línea 230 kV San Pedro-Sula Sur–San Buenaventura y 2 tramos 230/138 kV en SE San Pedro Sula	1/01/2024
	Repotenciación de líneas 138 kV Bermejo–Circunvalación, Choloma–Las Victorias	1/01/2026
	Incorporación de segundo y tercer circuito en la línea 138 kV Bermejo–Las Victorias	1/01/2026
	Incorporación de nueva línea 230 kV Aguascaliente–Prados	1/01/2026
	Incorporación de nueva línea 230 kV Zamorano–El Sitio	1/01/2026
	Incorporación de nueva línea 230 kV Zamorano–Bijagual	1/01/2026
Panamá	Repotenciación a 505 MVA de línea 230 kV Mata de Nance – Boquerón III	1/06/2024
	Repotenciación a 505 MVA de línea 230 kV Frontera – Progreso	1/06/2024
	Repotenciación a 505 MVA de líneas 230 kV Llano Sánchez – El Coco	1/06/2024
	Repotenciación a 505 MVA de líneas 230 kV Llano Sánchez – San Bartolo	1/01/2025
	Repotenciación a 505 MVA de línea 230 kV El Coco–Burunga	1/01/2025
	Repotenciación a 505 MVA de línea 230 kV Llano Sánchez–San Bartolo – Veladero	1/07/2025
	Repotenciación a 611 MVA de línea 230 kV Veladero–Llano Sánchez	1/07/2025
	Repotenciación a 611 MVA de líneas 230 kV Llano Sánchez – El Higo	1/07/2025
	Repotenciación a 611 MVA de líneas 230 kV Chorrera – El Higo	1/07/2025
	Repotenciación a 611 MVA de líneas 230 kV Panamá–Chorrera	1/07/2025
	Incorporación de líneas 230 kV de SE Chiriquí Grande – Changinola	1/09/2025
	Incorporación de líneas 230 kV de SE Chiriquí Grande – Fortuna	1/09/2025
	Incorporación de líneas 230 kV de SE Chiriquí Grande – Esperanza	1/09/2025
	Incorporación de líneas 230 kV de SE Chiriquí Grande – Cañaza	1/09/2025
	Incorporación de líneas 230 kV de SE Chiriquí Grande – Panamá 3	1/09/2025

Fuente: Diagnóstico de Mediano Plazo de la Red de Transmisión Regional (RTR) para el período 2024–2026, Ente Operador Regional (EOR).

Las capacidades operativas de transmisión (COT) representan la capacidad de la red para transportar flujos de potencia entre áreas de control adyacentes. Estas se estiman mediante análisis de flujo de carga en estado estable, considerando contingencias simples en elementos de transmisión con voltajes iguales o superiores a 115 kV, así como en unidades de generación. Los valores obtenidos están condicionados a la entrada en operación de las ampliaciones de transmisión reportadas por cada país al EOR. Cabe destacar que estas estimaciones deben ser validadas posteriormente mediante análisis de seguridad operativa de corto plazo, que reflejen las condiciones reales del sistema.

La determinación de las COT se realiza analizando áreas de control adyacentes para distintas condiciones críticas para los sistemas eléctricos como demanda máxima/mínima y estaciones de verano e invierno. En el gráfico 11 se presenta los resultados de este análisis para la interconexión entre Costa Rica y Panamá.

Gráfico 11
Capacidades operativas de transmisión entre Costa Rica y Panamá
 (En MW)



Fuente: Diagnóstico de Mediano Plazo de la Red de Transmisión Regional (RTR) para el período 2024-2026, Ente Operador Regional (EOR).

Se puede observar que las Capacidades Operativas de Transmisión (COT) entre Costa Rica y Panamá presentan una evolución marcada por limitaciones técnicas relevantes en el año 2024 y una mejora progresiva hacia los años 2025 y 2026.

Durante el año 2024, los valores de COT en el sentido Norte-Sur (Costa Rica hacia Panamá) son especialmente críticos. En los escenarios de verano (VER-MAX, VER-MED y VER-MIN) y de invierno (INV-MAX, INV-MED e INV-MIN), se observa que en varios casos la capacidad es igual a cero, especialmente en los escenarios de invierno medio y mínimo. Este comportamiento refleja una limitación estructural severa, que impide transferencias energéticas en momentos clave del año. Esta restricción se asocia principalmente a sobrecargas en elementos críticos de la red de transmisión, como los transformadores T₂ y T₃ de 230/115 kV en la subestación Mata de Nance, los cuales, en condiciones de contingencia, provocan la anulación total de la capacidad operativa.

Además, se identifican otras restricciones como la línea 230 kV Mata de Nance – Boquerón III, limitada por contingencias en las líneas Dominical – Río Claro o Veladero – Dominical, así como la línea Llano Sánchez – San Bartolo, que en caso de pérdida del segundo circuito, también reduce significativamente la COT. Estas condiciones contribuyen a que en 2024, incluso los mejores escenarios (VER-MAX) no superen los 170 MW de capacidad Norte-Sur, valor muy por debajo del umbral de 300 MW establecido como capacidad máxima de transferencial.

Sin embargo, a partir del año 2025, se observa una mejora sustantiva en los valores de COT, tanto en sentido Norte-Sur como Sur-Norte. Esto se debe principalmente a la repotenciación de las líneas de 230 kV en el sistema de Panamá, que permiten eliminar algunos cuellos de botella existentes. En particular, las capacidades Norte-Sur alcanzan en varios escenarios entre 310 y 400 MW, e incluso 450 MW en los escenarios de invierno máximo, lo que representa una recuperación operativa clave para la seguridad regional. En tanto, el sentido Sur-Norte también muestra una capacidad operativa más estable, con valores que oscilan entre 330 y 450 MW, manteniéndose por encima del umbral crítico durante casi todos los escenarios.

No obstante, persisten algunas restricciones en ciertos contextos. Por ejemplo, para el año 2026, aunque la mayoría de los escenarios superan los 300 MW, se mantiene una capacidad igual a cero en el escenario de invierno mínimo (INV-MIN) en el sentido Norte-Sur, lo que refleja que, pese a las mejoras estructurales, aún existen condiciones de vulnerabilidad en el sistema ante eventos de alta exigencia o contingencia múltiple.

Además de lo anterior, el EOR realiza un estudio de planificación de generación regional, el cual se extiende a un horizonte de 15 años y contempla los escenarios presentados en el cuadro 2.

Cuadro 2
Escenarios de expansión para la planificación regional de la generación

ID	Escenario	Expansión Corto Plazo Generación	Expansión Largo Plazo Generación	Interconexión Colombia-Panamá	Capacidad Operativa de Intercambio Internacional
A1	Autosuficiencia	Conforme a los planes de expansión nacionales	Conforme a los planes de expansión nacionales	Sin interconexión	Limitada a 300 MW
A2	Autosuficiencia	Conforme a los planes de expansión nacionales	Conforme a los planes de expansión nacionales	Sin interconexión	Expansión optimizada de la capacidad operativa >300 MW entre pares de países (Segundo circuito SIEPAC + Ampliaciones complementarias)
A3	Autosuficiencia	Conforme a los planes de expansión nacionales	Conforme a los planes de expansión nacionales	Con interconexión a partir de 2026	Capacidad de 450 MW en el SER a partir de 2026 (Segundo circuito SIEPAC + Ampliaciones complementarias)
A4	Autosuficiencia	Conforme a los planes de expansión nacionales	Conforme a los planes de expansión nacionales	Sin interconexión	Expansión optimizada de la capacidad operativa >300 MW entre pares de países (Segundo circuito SIEPAC + Ampliaciones complementarias)
A5	Autosuficiencia	Conforme a los planes de expansión nacionales	Conforme a los planes de expansión nacionales	Con interconexión a partir de 2026	Capacidad de 450 MW en el SER a partir de 2026 (Segundo circuito SIEPAC + Ampliaciones complementarias)
B1	Plantas regionales e interconexiones	Conforme a los planes de expansión nacionales	Optimización de la expansión (Proyectos nacionales + Plantas de carácter regional)	Sin interconexión	Limitada a 300 MW
B2	Plantas regionales e interconexiones	Conforme a los planes de expansión nacionales	Optimización de la expansión (Proyectos nacionales + Plantas de carácter regional)	Sin interconexión	Expansión optimizada de la capacidad operativa >300 MW entre pares de países (Segundo circuito SIEPAC + Ampliaciones complementarias)
B3	Plantas regionales e interconexiones	Conforme a los planes de expansión nacionales	Optimización de la expansión (Proyectos nacionales + Plantas de carácter regional)	Con interconexión a partir de 2026	Expansión optimizada de la capacidad operativa >300 MW entre pares de países (Segundo circuito SIEPAC + Ampliaciones complementarias)

Fuente: Reporte De La Planificación De La Generación Regional Correspondiente Al Horizonte 2024-2038, Ente Operador Regional (EOR).

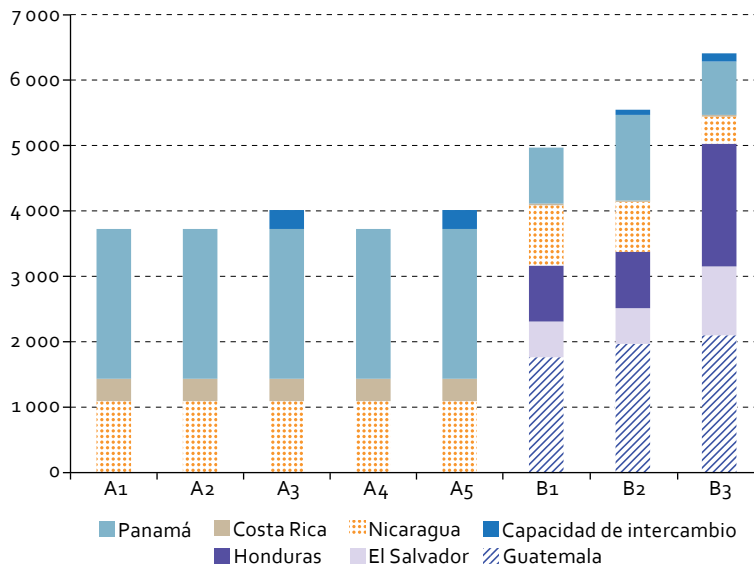
La función objetivo de los modelos de expansión de la generación y de simulación de la operación del sistema tiene como finalidad minimizar el costo total, compuesto por la sumatoria de las inversiones, el costo de suministro y los beneficios de la demanda, puesto que no siempre un plan de expansión de menor inversión es el más conveniente para la demanda.

La expansión de la generación regional se estructura en dos etapas. La primera, no optimizable, considera los proyectos ya definidos para los primeros cinco años. La segunda etapa, optimizable, analiza posibles expansiones para los siguientes diez años, buscando minimizar el costo total del suministro

eléctrico. Este enfoque permite una planificación coherente con los objetivos de eficiencia económica, seguridad energética e integración regional. A partir de cada escenario evaluado, se estiman los costos totales de inversión, correspondientes a la suma de las inversiones de todos los proyectos incluidos en cada alternativa de expansión.

En gráfico 12 presenta los resultados obtenidos para cada escenario. Los escenarios A1 y A2, ambos correspondientes a estrategias de autosuficiencia sin interconexión Colombia–Panamá ni optimización de la capacidad operativa, presentan los menores costos de inversión total (3.725 M\$). Sin embargo, desde la perspectiva del costo total del sistema, estos no son los más eficientes. Esto se debe a que el beneficio económico percibido por la demanda elástica en estos escenarios es bajo, lo que eleva su costo total incremental (suma de las anualidades de las inversiones y costos operativos en el horizonte del estudio). En otras palabras, el ahorro en inversión no compensa la menor eficiencia en operación y el menor beneficio para los usuarios del sistema.

Gráfico 12
Costos de Inversión de cada escenario de expansión de generación
(En millones de dólares)



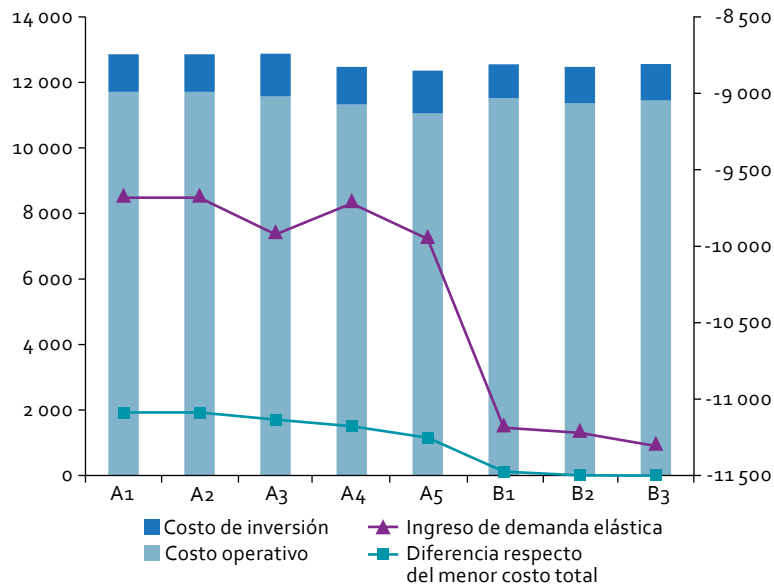
Fuente: Reporte De La Planificación De La Generación Regional Correspondiente Al Horizonte 2024-2038, Ente Operador Regional (EOR).

Por su parte, el escenario A5, también basado en autosuficiencia, pero con interconexión Colombia–Panamá a partir de 2026 y una capacidad operativa regional mejorada, representa una alternativa más balanceada dentro del conjunto A. Aunque su costo de inversión (4.009 M\$) es superior al de A1 y A2, el escenario logra mayores ingresos por demanda elástica y mejores condiciones operativas, resultando en menores costos incrementales totales dentro de su grupo.

En contraste, los escenarios B, que consideran plantas de carácter regional e interconexiones, implican costos de inversión mayores (desde 4.964 M\$ en B1 hasta 6.409 M\$ en B3), pero entregan resultados mucho más eficientes en términos económicos integrales. El escenario B3 destaca como el más eficiente desde una perspectiva sistémica, ya que, a pesar de ser el más costoso en términos de inversión (6.409 M\$), logra el menor costo total incremental. Esto se debe a que presenta uno de los menores costos operativos y los mayores beneficios para la demanda elástica, gracias a una mayor integración regional, mejor utilización de los recursos de generación y menores restricciones en la red.

En términos de costo total incremental presentado en el gráfico 13, que resulta de la suma del costo operativo y de inversión menos el ingreso de la demanda elástica, se observa que los escenarios de autosuficiencia (A1 a A5) registran los valores más altos, con montos que van desde 2.410 MUS\$ (A5) hasta 3.175 MUS\$ (A1 y A2). Esta tendencia se explica porque, aunque algunos de estos escenarios presentan costos de inversión moderados, los ingresos por demanda elástica son bajos en comparación con los escenarios optimizados e integrados (B).

Gráfico 13
Costos Incrementales por escenario de expansión de generación
(En millones de dólares)



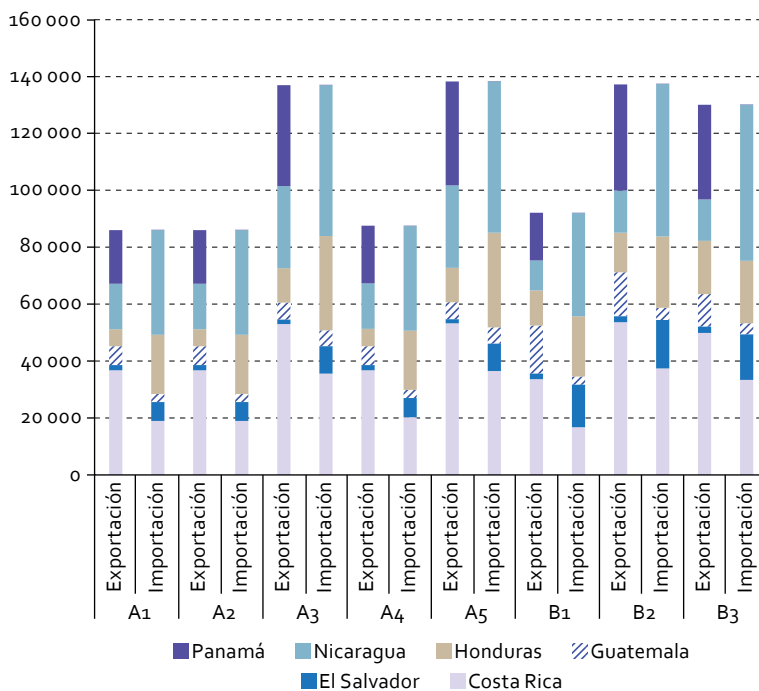
Fuente: Reporte De La Planificación De La Generación Regional Correspondiente Al Horizonte 2024-2038, Ente Operador Regional (EOR).

Particularmente, los escenarios A1 y A2 son los menos eficientes, con el mayor costo total incremental (3.175 MUS\$), debido a que presentan ingresos netos negativos de -9.683 MUS\$, sin compensación adecuada por reducción en los costos operativos. En contraste, el escenario A5, también basado en autosuficiencia, pero con mayor integración regional, mejora significativamente su desempeño económico (2.410 MUS\$), siendo el más eficiente entre los escenarios A, gracias a una reducción sustancial en el costo operativo (11.054 MUS\$) y una mejora en los ingresos de la demanda.

En cambio, los escenarios B1, B2 y B3, que incluyen proyectos de generación de carácter regional y mejoras en la interconexión internacional, muestran un rendimiento sobresaliente. En particular, el escenario B3 resulta el más eficiente en términos económicos, con un costo total incremental mínimo de 1.250 MUS\$, pese a no tener el costo operativo más bajo. Esto se debe a que logra el mayor ingreso neto por demanda elástica (-11.306 MUS\$), lo que compensa sus niveles de inversión y operación. B2, con un costo total de 1.255 MUS\$, le sigue muy de cerca, destacando también como una alternativa económicamente atractiva.

De acuerdo con los datos presentados en el gráfico 14, **Costa Rica y Panamá destacan consistentemente como los principales exportadores de energía hacia el MER** en la mayoría de los escenarios. Por ejemplo, en el escenario A3, Costa Rica alcanza exportaciones por 53,051 GWh y Panamá por 35,525 GWh, reflejando una fuerte capacidad de generación excedentaria, especialmente en un contexto de infraestructura optimizada y mejor integración regional. Lo mismo se observa en el escenario B2, donde Costa Rica exporta 53,564 GWh y Panamá 37,365 GWh, reafirmando su rol como exportadores estratégicos en los escenarios más integrados y con proyectos regionales.

Gráfico 14
Resultados de importaciones y exportaciones por escenario
(En GWh)



Fuente: Reporte De La Planificación De La Generación Regional Correspondiente Al Horizonte 2024-2038, Ente Operador Regional (EOR).

Nicaragua, por su parte, también muestra niveles elevados de exportación, especialmente en escenarios A3, A5 y B2, superando los 28,000 GWh en todos ellos. Guatemala y Honduras, aunque presentan menores volúmenes comparativos, logran una participación relevante en los escenarios de mayor expansión regional (como B1 y B3), con exportaciones que oscilan entre 11,517 GWh y 18,622 GWh para Guatemala y Honduras, respectivamente, en el escenario B3.

En cuanto a las importaciones presentadas en la Tabla 21, Nicaragua y Honduras sobresalen como los mayores importadores de energía en el MER. Nicaragua, por ejemplo, alcanza los 54,895 GWh en el escenario B3, seguido por 53,607 GWh en B2 y valores superiores a los 36,000 GWh en los escenarios de autosuficiencia. Este comportamiento sugiere una alta dependencia del suministro regional ante limitaciones internas de generación, particularmente bajo escenarios optimizados.

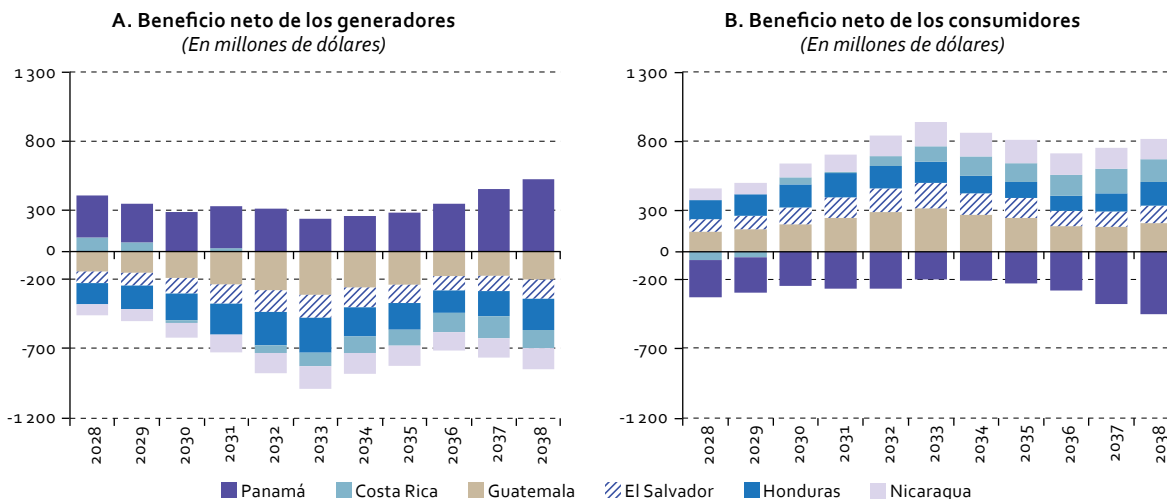
Honduras también muestra una tendencia de elevada importación, con picos de hasta 33,189 GWh en A3 y 24,792 GWh en B2. Esta dependencia refleja la necesidad de fortalecer su parque generador local o de mantener relaciones comerciales energéticas estables con países excedentarios.

La evaluación económica de las ampliaciones de transmisión regional en el Mercado Eléctrico Regional (MER), conforme al numeral 10.3.5.6 del Reglamento del MER (RMER), tiene por objetivo determinar la conveniencia económica de las obras necesarias para superar la Capacidad Operativa de Intercambio Intermedio Máximo (COIIM). Este análisis se basa en tres indicadores fundamentales: el Valor Presente Neto (VPN) de los beneficios sociales con y sin ampliaciones, el Beneficio Social Neto (calculado como la diferencia entre el VPN de los beneficios y los costos totales de inversión y operación), y la Tasa Interna de Retorno (TIR), la cual debe ser superior a la tasa de descuento regional, establecida en un 12,99%. Para que una ampliación sea considerada viable, debe cumplir con los tres criterios anteriores.

Los resultados de la evaluación presentados en el gráfico 15 muestran que tanto los consumidores como los generadores obtienen mayores beneficios bajo el escenario con ampliaciones regionales. En el caso de los consumidores, el VPN regional pasa de aproximadamente 684,96 millones de dólares (sin

ampliaciones) a 689,10 millones de dólares (con ampliaciones), lo que representa una mejora de más de 4 millones de dólares. Este incremento es especialmente significativo en países como Honduras, El Salvador y Nicaragua, donde se amplía el acceso a energía más económica gracias al fortalecimiento del sistema regional de transmisión. Aunque los beneficios para consumidores en países como Panamá y Costa Rica no cambian sustancialmente, su rol como exportadores de energía y su contribución al flujo regional consolidan su valor estratégico en el MER.

Gráfico 15
Beneficio neto de generadores y consumidores



Fuente: INFORME de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo correspondiente al horizonte 2024-2033 Ente Operador Regional (EOR).

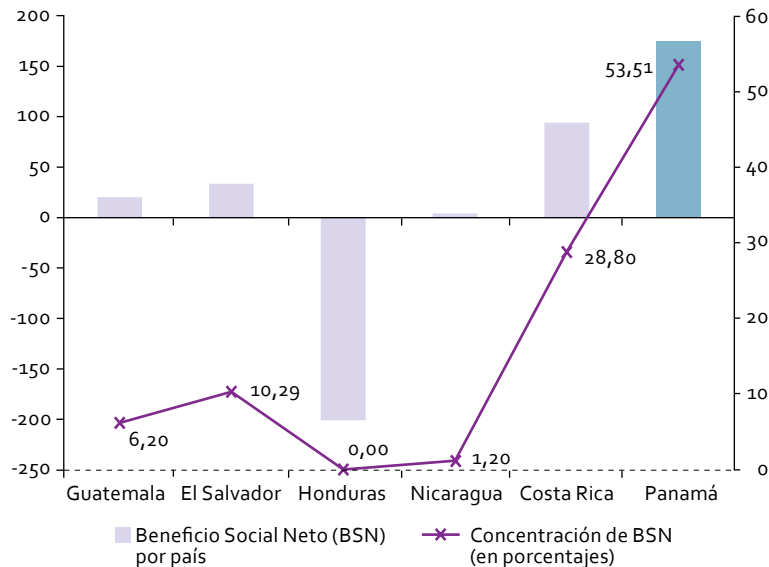
Respecto a los generadores, el VPN regional aumenta de 39,35 millones de dólares en el escenario sin ampliaciones, a 39,67 millones en el escenario con ampliaciones, reflejando una mejora adicional de más de 300 mil dólares. Este incremento se concentra principalmente en países como Guatemala, Honduras y El Salvador, los cuales logran colocar mayores excedentes en el mercado regional como resultado de la mayor capacidad de transmisión disponible. Aunque Panamá experimenta una ligera reducción en su excedente, esto se compensa con los beneficios sistémicos obtenidos a través de una operación más eficiente y robusta.

Las ampliaciones han sido evaluadas como un conjunto interdependiente, orientado a conformar un corredor regional de transmisión que permita transportar hasta 450 MW desde los países con excedentes de generación (principalmente Costa Rica y Panamá) hacia los países con mayor demanda (como Nicaragua, El Salvador, Honduras y Guatemala). Este corredor no solo facilita la integración energética, sino que también contribuye a reducir los costos marginales, mejorar la competitividad del sistema y aumentar la seguridad y resiliencia operativa. Las obras contempladas tienen una vida útil estimada de 30 años y su entrada en operación está prevista para el año 2028, considerando los tiempos adecuados para su planificación, aprobación y construcción.

La evaluación de las ampliaciones de transmisión regional se realizó conforme a lo establecido en el numeral 10.3.5.7 del Libro III del Reglamento del MER (RMER). El criterio principal para su clasificación fue la concentración del Beneficio Social Neto (BSN) por país, evaluando qué porcentaje de los beneficios totales corresponde a cada uno. Se consideraron únicamente los países con BSN positivo, calculando el porcentaje que representa su BSN respecto al total regional. De acuerdo con los resultados presentados en el gráfico 16, ningún país concentra más del 80% de los beneficios, lo cual permite clasificar las obras como Ampliaciones Regionales Planificadas. Por otro lado, la repotenciación de la línea 138 kV Ticuantepe–Santo Domingo fue excluida de la recomendación, dado que su necesidad se proyecta para el año 2032, fuera del horizonte de cinco años considerado prioritario en la planificación.

Desde una perspectiva financiera, se estimó que el incremento anual en el cargo por transmisión regional será de aproximadamente 6,924 millones de dólares. Este monto incluye las anualidades de inversión y un 3% adicional por costos de operación y mantenimiento. Las ampliaciones incluyen nuevas líneas y repotenciaciones estratégicas en Honduras, Nicaragua y Costa Rica, todas enmarcadas en el uso del segundo circuito del SIEPAC.

Gráfico 16
Beneficio social neto y concentración por país
(En millones de dólares y porcentajes)



Fuente: Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo correspondiente al horizonte 2024-2033 Ente Operador Regional (EOR).

El análisis de sensibilidad de la planificación de la transmisión se enfocó principalmente en evaluar las implicancias de contar o no con la interconexión Colombia–Panamá (ICP), contrastando los escenarios A3 (sin ICP) y A5 (con ICP). Aunque ambos escenarios muestran similitudes en términos de flujos de energía regional, el escenario A3 representa el mayor costo incremental neto entre los escenarios de autosuficiencia y el segundo mayor volumen de intercambios del MER, solo superado por A5.

Particular atención se prestó al sistema de Panamá, donde se identificaron varias sobrecargas en líneas de 230 kV al simular transferencias de 300 MW sin la ICP. Estas sobrecargas afectaron tramos clave como Changuinola–Chiriquí Grande, Esperanza–Chiriquí Grande, Fortuna–Chiriquí Grande y Fortuna–Guasquita, alcanzando hasta un 115% de su capacidad nominal. No obstante, al considerar el uso de la capacidad RATE C, no se reportaron sobrecargas, lo que sugiere que la utilización de esa capacidad adicional puede ser una medida temporal. También se observó que algunas líneas de 115 kV presentaron sobrecargas recurrentes, aunque estas no están directamente relacionadas con las transferencias regionales.

Para resolver las limitaciones técnicas, se propusieron cuatro repotenciaciones de líneas de 230 kV en Panamá, con una inversión total estimada de 16,60 MUSD. Estas ampliaciones permitirán alcanzar y mantener la COIIM bajo condiciones operativas más exigentes. Finalmente, se validó que, con estas obras en operación, el sistema es capaz de manejar exportaciones de hasta 450 MW sin presentar nuevas sobrecargas, lo que consolida la viabilidad técnica de los proyectos y refuerza la importancia estratégica de las inversiones en transmisión regional para la seguridad, eficiencia y resiliencia del MER.

B. Panamá

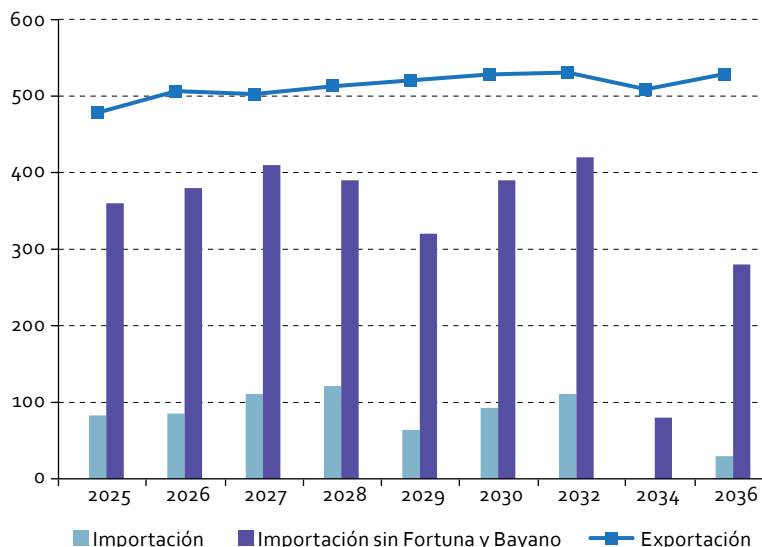
El proceso de expansión del sistema de transmisión en Panamá, en el marco del Plan de Expansión 2022-2036, se ha desarrollado bajo una visión integral de seguridad, eficiencia e integración regional. ETESA, conforme a su mandato legal, ha planificado el crecimiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN) considerando un horizonte de 15 años, con base en análisis técnicos rigurosos de restricciones, vulnerabilidades y requerimientos de refuerzo. El sistema está compuesto por líneas de transmisión en 230 kV y 115 kV, subestaciones, transformadores y equipos de compensación, entre otros activos.

En el corto plazo (2022-2025), se identificaron condiciones críticas que obligaron a realizar redespachos de generación para evitar sobrecargas bajo criterios de contingencia (N-1). Para superar estas limitaciones, se priorizaron obras como la línea Mata de Nance–Frontera 230 kV y un nuevo circuito subterráneo Panamá–Cáceres 115 kV. Estas soluciones permitirán liberar generación renovable y estabilizar el sistema ante eventos imprevistos. En el largo plazo, gracias a proyectos como el 4LT, se prevé una capacidad de transporte adecuada, aunque con necesidades crecientes de compensación reactiva. En respuesta, se propone la instalación de dos STATCOM de 120 MVAR en la subestación Panamá 3 y el fortalecimiento del corredor Guasquita–Cañazas–Chiriquí Grande.

El análisis de intercambios regionales considera flujos de energía entre Panamá y Costa Rica, evaluando tanto escenarios de importación como de exportación. Se aplicó una metodología basada en el orden de mérito, en la que, para importar, se reduce el despacho en Panamá y se incrementa en Costa Rica, y viceversa para exportar. En ambos casos, se evaluó la estabilidad del sistema y la necesidad de soporte reactivo. Durante las importaciones, se observó que la reducción del despacho local disminuye el aporte de potencia reactiva, lo que limita la capacidad de importación sin comprometer la estabilidad. En contraste, las exportaciones, al aumentar el despacho térmico, refuerzan el soporte reactivo, pero pueden generar sobrecargas en las líneas de transmisión.

Adicionalmente, se analizó un caso en el que se excluyen las centrales hidroeléctricas Fortuna y Bayano del despacho. Esta decisión, motivada por sus altos costos de generación, permitiría importar en promedio 273 MW adicionales desde Costa Rica, aumentando significativamente la flexibilidad del sistema panameño.

Gráfico 17
Importaciones y exportaciones máximas con Costa Rica
(En MW)



Fuente: ETESA. (2023). *Tomo III Plan de Expansión de Transmisión (PESIN) 2022*. Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.

En el contexto regional, la planificación 2024-2033 ha sido coherente con los lineamientos del Reglamento del MER (RMER) y ha tomado como base el escenario A5, que considera la interconexión Colombia–Panamá operativa desde 2026. Para mantener la Capacidad Operativa de Intercambio Intermedio Máxima (COIIM) de 300 MW, se identificaron 29 ampliaciones en redes nacionales, con un costo total estimado de 198 millones de dólares, la mayoría ya incluidas en los planes nacionales de expansión. Para superar esta capacidad, se definieron seis ampliaciones regionales que permitirán transferencias de hasta 450 MW a partir de 2028, con una inversión estimada de 56,97 millones de dólares.

La estrategia contempla el uso del segundo circuito de la línea SIEPAC para reforzar los enlaces entre Panamá, Costa Rica, Nicaragua y Honduras. Este enfoque fortalece la viabilidad técnica de los intercambios regionales, promoviendo una mayor eficiencia del MER. El incremento proyectado del cargo de transmisión para cubrir estas inversiones es de 6.92 millones de dólares anuales, un valor considerado manejable dentro de los beneficios que aportará en términos de seguridad y flexibilidad operativa.

IV. Propuesta de herramienta para la evaluación costo beneficio de los intercambios energéticos

Como se ha presentado previamente, la integración energética presenta beneficios en cuanto a reducir costos, aprovechar la complementariedad de los recursos y en el aumento de la seguridad y resiliencia de los sistemas. Es por ello que a continuación se plantea una herramienta metodológica que permita evaluar no solo los beneficios económicos de la integración, sino que también evalúe impactos energéticos, sociales y ambientales.

A. Estado del arte

Diversos estudios internacionales han demostrado que los procesos de integración energética —como los que se desarrollan en el marco del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central— generan impactos que trascienden lo técnico-operativo, afectando dimensiones clave del desarrollo económico y social. A nivel global, la literatura ha comenzado a integrar estas dimensiones en los modelos de planificación energética, destacando la necesidad de evaluar no solo los beneficios económicos, sino también aquellos relacionados con empleo, equidad, resiliencia y cohesión territorial.

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), sobre la huella socioeconómica de la transición energética, se ha propuesto incorporar métricas específicas en los modelos de planificación, incluyendo empleos directos e indirectos, inversión regional, formación laboral y equidad de género (IRENA, 2019). Paralelamente, investigaciones como (Jasiunas, 2021) proponen integrar capas socioeconómicas a modelos técnicos del sistema eléctrico para evaluar, por ejemplo, el impacto diferenciado de interrupciones de suministro sobre sectores económicos y poblaciones vulnerables. Más recientemente, estudios como el de (Amin, *Integrating Social Aspects into Energy System Modelling Through the Lens of Public Perspectives: A Review*, 2024) han profundizado en la necesidad de incluir criterios de equidad intergeneracional, participación comunitaria y justicia social como elementos clave de los escenarios energéticos futuros. En este estudio se menciona que de los pocos estudios que abordan el componente social, destacan variables como el Índice de Desarrollo Humano (IDH), el empleo

local generado, la aceptación pública de tecnologías limpias y los impactos en inclusión productiva. Por ejemplo, se han estimado factores de empleo específicos como 0,11 empleos por GWh por año para generación en red y 0,01 empleos por GWh para almacenamiento en baterías (Elkadeem M., 2024). Además, experiencias innovadoras, como el uso de excedentes de energía renovable para la movilidad eléctrica local muestran cómo la energía puede vincularse directamente a oportunidades económicas comunitarias. Esta limitación resalta la necesidad de adoptar metodologías más integrales que aborden de forma equilibrada las dimensiones técnica, económica, ambiental y social para diseñar estrategias de transición energética más eficaces y sostenibles. Aunque factores sociales como la generación de empleo, la aceptación social, el Índice de Desarrollo Humano (IDH) y los beneficios para la salud son considerados en algunos modelos, su incorporación sigue siendo superficial. Por ello, se recomienda que futuras investigaciones desarrollen métodos que permitan cuantificar e integrar de manera adecuada estos aspectos sociales en los modelos energéticos. Para los responsables de políticas públicas, esto implica considerar una gama más amplia de factores, dando mayor énfasis al impacto social y a la participación ciudadana, con el fin de lograr transiciones energéticas más inclusivas, sostenibles y socialmente aceptadas.

Cuadro 3
Variables de medición de impactos del sector energético

Técnicos	Económicos	Ambientales	Sociales
Innovación tecnológica	Costo nivelado de la energía (LCOE)	Emisiones de CO ₂	Índice de Desarrollo Humano (IDH)
Mejora de la eficiencia	Costo anual del sistema (ACS)	Otras emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)	Calidad de vida
Maximización de la fracción de energías renovables	Costo neto presente (CNP)	Calentamiento global	Creación de empleo
Confiabilidad energética	Retorno sobre la inversión (ROI)	Perspectivas de ciclo de vida	
		Justicia ambiental en políticas climáticas	Aceptación pública
	Crecimiento económico	Materias primas	Dinámicas de políticas
		Biodiversidad	Comportamiento del consumidor
	Encadenamientos productivos	Uso del suelo	Aceptación social
	Riesgo de cartera (PR)	Uso del agua	Oposición social
			Beneficios para la salud
			Justicia energética
			Participación pública
			Participación de actores clave
			Participación femenina

Fuente: Adaptado de (Elkadeem, 2024).

La evaluación económica de los sistemas energéticos resulta fundamental para la toma de decisiones sobre planificación e inversión en infraestructura energética. Diversos indicadores han sido utilizados por la literatura especializada para analizar la viabilidad y eficiencia de estos sistemas, entre ellos destacan el Costo Nivelado de la Energía (LCOE), el Costo Anual del Sistema (ACS), el Costo Neto Presente (NPC) y el Retorno sobre la Inversión (ROI). El LCOE representa el costo promedio por cada kilovatio-hora (kWh) de electricidad generada durante toda la vida útil del sistema, y permite comparar la competitividad entre diferentes tecnologías energéticas, tanto renovables como convencionales. El ACS, por su parte, se estima a partir del producto entre el

NPC y el factor de recuperación de capital, y expresa cuánto cuesta mantener el sistema operativo anualmente. A su vez, el NPC refleja el gasto total del sistema a lo largo de su vida útil, considerando todos los flujos financieros del proyecto, y el ROI evalúa la rentabilidad de la inversión respecto a un sistema de referencia.

Un estudio reciente aplicó estos indicadores para comparar distintos esquemas de generación para el transporte marítimo, incluyendo sistemas basados en combustibles fósiles, híbridos fósiles-renovables, sistemas nucleares y esquemas híbridos renovables-nucleares. Los resultados mostraron que los sistemas híbridos renovables-nucleares ofrecen el mejor desempeño económico, con un NPC y LCOE significativamente menores (USD 532 millones y USD 164/MWh, respectivamente), en comparación con los sistemas basados exclusivamente en fósiles, que presentan los costos más elevados (NPC de USD 877 millones y LCOE de USD 278/MWh). Estos resultados refuerzan la evidencia de que las tecnologías limpias son cada vez más competitivas frente a las convencionales.

Además, informes recientes de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) destacan una continua reducción en los costos de generación eléctrica renovable. Solo en 2021, el LCOE de la energía solar fotovoltaica a gran escala cayó un 13%, mientras que las tecnologías eólicas terrestre y marina descendieron un 15% y 13%, respectivamente. Esta tendencia ha facilitado la expansión de renovables en varias regiones, incluida la Unión Europea, donde 21 países aumentaron su proporción de energía renovable entre 2022 y 2023.

En este contexto, el fortalecimiento de la integración energética regional, como la que ofrece la infraestructura del SIEPAC en Centroamérica, no solo permite aprovechar estas oportunidades de costos decrecientes, sino que también optimiza los flujos energéticos, mejora la eficiencia de las inversiones y reduce el costo total de operación del sistema. La incorporación sistemática de estos indicadores en los procesos de planificación energética será esencial para evaluar la rentabilidad de proyectos de interconexión y garantizar una transición energética económica, confiable y sostenible.

La dimensión ambiental de los sistemas energéticos está principalmente centrada en la reducción de emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero (GEI), con el objetivo de mitigar el cambio climático. Diversos estudios han analizado el impacto ambiental de la generación renovable, el uso de sistemas de almacenamiento en baterías y la integración de vehículos eléctricos (EV), como elementos claves para descarbonizar el sector energético. Un ejemplo notable es el caso de Alemania, donde entre 1990 y 2017 se logró una reducción del 27% en las emisiones de GEI, atribuible a la adopción masiva de tecnologías renovables, especialmente la energía solar. Asimismo, un estudio de caso en el oeste de China evidenció que un sistema híbrido basado en solar, eólica y biomasa permitió evitar más de 120 toneladas de emisiones de CO₂ al año, al operar de forma aislada y sin recurrir a combustibles fósiles.

Además, el acceso y uso de materias primas críticas (CRMs), como el litio y el cobalto, representa una nueva fuente de presión ambiental, especialmente por el auge de tecnologías como paneles solares, baterías y turbinas eólicas. A esto se suma la creciente preocupación por el uso del suelo, la afectación de recursos hídricos y la biodiversidad, particularmente en proyectos hidroeléctricos, que pueden alterar hábitats y ecosistemas enteros.

En definitiva, si bien los sistemas energéticos descarbonizados son clave para reducir emisiones, no están exentos de impactos ambientales. Por ello, se hace necesario incorporar una visión integral que también considere los riesgos sobre la biodiversidad, el territorio y los recursos naturales, además de garantizar una transición energética justa y sostenible para todos los sectores de la sociedad.

Por otra parte, la creciente preocupación por una transición energética justa ha impulsado el interés en integrar aspectos sociales en la modelación de sistemas energéticos. Entre estos se encuentran los patrones de comportamiento en el consumo energético, las características culturales que influyen en la adopción de tecnologías renovables y, especialmente, variables como el Índice de Desarrollo Humano (IDH), la creación de empleo y la aceptación social.

A pesar de la diversidad metodológica, la creación de empleo es el indicador social más comúnmente integrado en los modelos energéticos. Por ejemplo, en (Khan, 2021) diseñaron un sistema híbrido para electrificación rural en la India que no solo optimiza costos y fiabilidad técnica, sino que también mejora el IDH local mediante generación de empleos.

En América Latina, destaca el caso de Costa Rica, cuyo Plan Nacional de Descarbonización aborda explícitamente metas sociales como la mejora de la calidad del aire, la equidad en el acceso a la energía, la reducción de la pobreza y el aumento del empleo verde. Este enfoque integral también es respaldado por investigaciones en otros contextos, como Gran Bretaña, donde se ha comprobado que la aceptación comunitaria de proyectos eólicos y solares es clave para una transición energética con justicia social.

Sin embargo, la revisión de la literatura actual señala que, aunque se reconoce la importancia de los criterios sociales, su integración en los modelos energéticos sigue siendo limitada. Para lograr una planificación energética realmente inclusiva y realista, se requiere la participación activa de la ciudadanía y de los actores sociales relevantes. Este enfoque colaborativo fortalece la legitimidad de las decisiones y facilita la implementación de políticas energéticas ampliamente aceptadas.

La incorporación efectiva de los aspectos sociales en los modelos de sistemas energéticos (ESMs) requiere un enfoque interdisciplinario desde las primeras etapas del proceso de modelación. Diversos estudios proponen estrategias concretas para lograr este objetivo. Por ejemplo, en (Krumm, 2022) identifican tres enfoques clave: (1) incluir narrativas, escenarios y parámetros sociales como insumos; (2) integrar variables sociales dentro del proceso de simulación u optimización; y (3) analizar las implicancias sociales a partir de los resultados del modelo.

En (Trutnevyte, 2019) complementan esta visión con tres estrategias: la de puente, la iterativa y la de fusión. Esta última permite una representación integral del sistema energético al considerar simultáneamente factores tecnológicos, económicos, ambientales y sociales. En (McGookin, 2021) destacan el valor de los enfoques participativos, donde distintos actores sociales, incluyendo ciudadanos, autoridades locales y expertos, aportan información en distintas etapas de la planificación energética. Este enfoque favorece una visión sociopolítica más realista y contextualizada, aunque enfrenta desafíos al traducir narrativas cualitativas en variables cuantitativas del modelo. Otros trabajos como en (Fodstad, 2022) sugieren incorporar el comportamiento de los consumidores y desarrollar mejores teorías sociales para modelar este fenómeno, en (Dioha, 2023) recomiendan tratar los factores sociopolíticos como equivalentes a los técnico-económicos, crear nuevos indicadores sociales, y conectar diferentes tipos de modelos, y en (Liegl, 2023) destacan la importancia de incorporar variables como la "disposición a pagar" y el uso de evidencia reciente en ciencias sociales para mejorar la calidad de los ESMs.

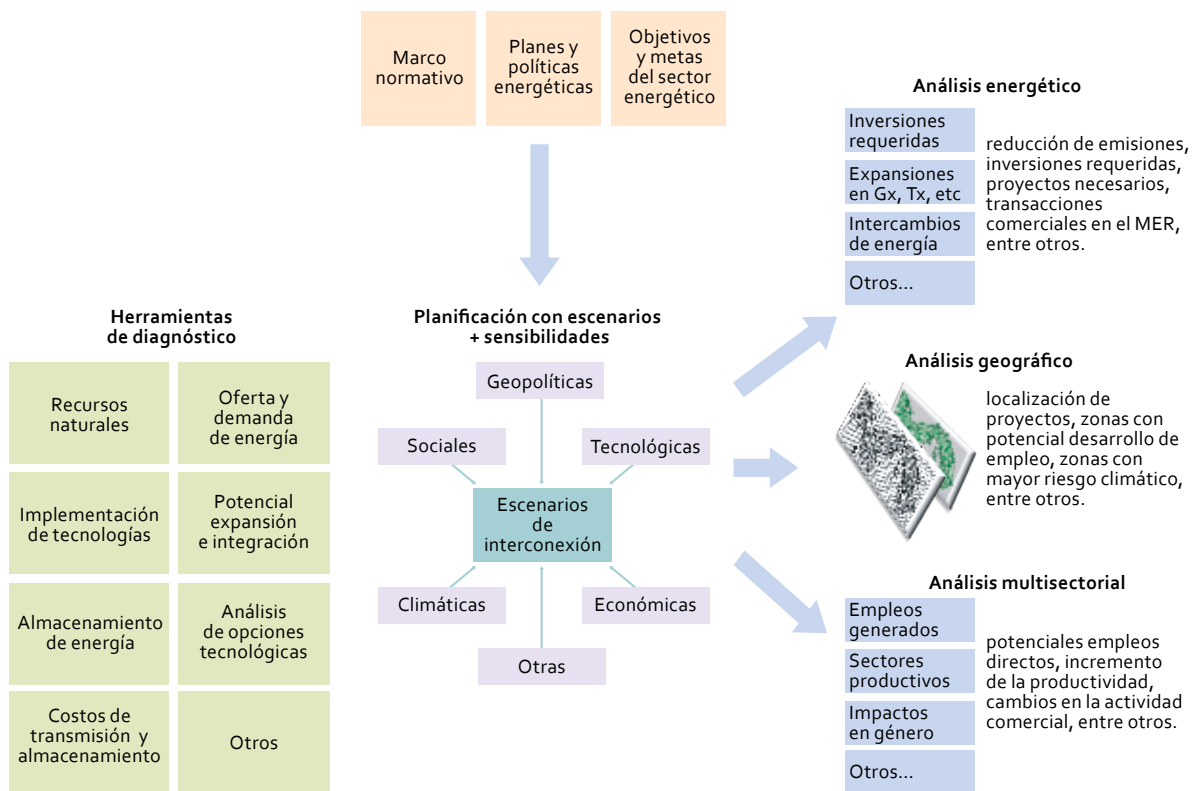
Muchas iniciativas actuales solo logran una integración superficial de lo social, limitándose a colaboraciones multidisciplinarias o encuestas de opinión que no inciden directamente en los resultados del modelo. Esta desconexión subraya la urgencia de adoptar metodologías más integradas, donde las dimensiones sociales tengan un peso real en la toma de decisiones energéticas, crucial para una transición sostenible y socialmente aceptada.

B. Metodología propuesta

En este apartado se propone una herramienta para evaluar el impacto del fortalecimiento de la integración energética considerando otras dimensiones además de las presentadas anteriormente. Esto quiere decir, evidenciar su valor transversal en el desarrollo económico, social y ambiental, además de los impactos técnicos y económicos en el sector energético.

La herramienta propuesta consiste en evaluar el impacto de un plan de expansión mediante indicadores multidimensionales cuyos resultados pueden retroalimentar el proceso de planificación. El diagrama 2 a continuación presenta un resumen de este proceso.

Diagrama 2
Procedimiento para herramienta evaluación costo - beneficio



Fuente: Elaboración propia.

En la primera etapa, y al igual que la mayor parte de los programas computacionales para la planificación energética, se requieren bases de datos del sistema energético como las ofertas y consumos sectoriales, factores socioeconómicos y tecnológicos, entre otros. En particular en cuanto al sistema eléctrico, se suelen requerir bases de datos del sistema que describan la red eléctrica, ubicación de generadores, demandas, restricciones operativas, proyectos planificados de expansión, etc. **La capacidad de transmisión, así como otros parámetros del modelo podrían requerir de simulaciones más sofisticadas para determinar valores adecuados a las condiciones operativas del sistema, por ejemplo, simulaciones dinámicas.**

Además de lo anterior, se definen escenarios de las distintas variables que determinan la trayectoria de otros parámetros del sistema, como, por ejemplo, el crecimiento del consumo energético en función del PIB, la disponibilidad de los recursos energéticos de ciertas tecnologías posiblemente influenciadas por el cambio climático, o la expansión de las interconexiones regionales.

En la segunda etapa, se determina el plan óptimo de expansión del sistema, en este caso, eléctrico, mediante la resolución de un problema de optimización que localiza los recursos de manera óptima según las restricciones técnicas-operativas del sistema. La determinación de esta solución depende del grado de profundidad que se desee evaluar y puede incluir simulaciones estáticas y/o dinámicas para evaluar el desempeño de la solución y verificar el cumplimiento de los requerimientos de seguridad del sistema ante contingencias.

Finalmente, en la tercera etapa, se evalúan los impactos de los distintos planes de expansión. En base a la revisión bibliográfica, se propone una metodología específica para evaluar los impactos socioeconómicos de la integración energética en América Latina y, en particular, en la región centroamericana. Esta metodología se organiza en tres niveles complementarios:

- i) **Cuantificación de impactos económicos y laborales:** mediante el uso de modelos insumo-producto multirregionales (MRIO) o matrices de contabilidad social (SAM), es posible estimar los empleos generados por los proyectos de interconexión eléctrica, tanto en su fase de construcción como en operación. Estos modelos permiten desagregar los impactos por sector económico, por género y por territorio, brindando una visión integral de los beneficios.
- ii) **Evaluación de impactos sociales y de resiliencia:** se plantea complementar el análisis económico con modelos geoespaciales (GEO) de vulnerabilidad energética, que integren variables como densidad poblacional, acceso a servicios críticos (hospitales, agua potable, escuelas), y condiciones de pobreza o aislamiento territorial. Este enfoque permite evidenciar cómo la integración eléctrica mejora la resiliencia de comunidades ante eventos extremos, reduce los riesgos de interrupciones críticas y favorece la equidad territorial en el acceso a energía confiable. Además, se recomienda incorporar métricas como la aceptación pública y participación comunitaria, elementos clave para el éxito de la implementación de nuevas tecnologías y proyectos transfronterizos.
- iii) **Evaluación de impactos energéticos:** este análisis determina los impactos dentro del sector eléctrico (ELEC) como, por ejemplo, beneficios derivados del ahorro de costos de inversión y operación, reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), transacciones de intercambios energéticos-comerciales, variaciones de excedentes y beneficios por actores del MER.

La evaluación de las distintas métricas puede retroalimentar las entradas mediante la redefinición de objetivos sectoriales, evaluación de nuevos escenarios o proyección de variables.

C. Resultados de aplicación de metodología

La CEPAL ha realizado un estudio de prospectiva eléctrica para América Central y México a 2050 utilizando un modelo de prospectiva eléctrica que se basa en una metodología de optimización que permite identificar trayectorias eficientes de expansión del sistema eléctrico. El objetivo principal del modelo es satisfacer la demanda futura de electricidad mediante la combinación óptima de tecnologías de generación, mecanismos de almacenamiento, infraestructura de transmisión y uso de interconexiones transfronterizas, todo ello bajo un enfoque de minimización de costos.

En particular, el modelo optimiza la expansión de la capacidad instalada, la adopción de fuentes renovables y la utilización de interconexiones regionales, considerando cinco escenarios que reflejan distintos niveles de ambición tecnológica y cooperación regional. La herramienta busca la mejor combinación de nuevas construcciones —y eventuales retiros— de plantas de generación y líneas de transmisión eléctrica, de forma que se minimice el valor presente neto de los costos totales del sistema eléctrico en el largo plazo. Estos costos totales incluyen tres componentes principales: costos de inversión en generación, costos de inversión en transmisión, y costos de operación del sistema.

La optimización se realiza buscando el punto de equilibrio entre estos tres componentes. A medida que se incrementan las inversiones en generación y transmisión, los costos de operación tienden a reducirse. Sin embargo, existe un punto óptimo donde la suma total de costos (inversión + operación) alcanza su mínimo, lo que define la configuración más eficiente del sistema desde una perspectiva económico-financiera.

Adicionalmente, el modelo genera resultados detallados de operación horaria de los sistemas eléctricos, lo cual permite evaluar no solo la expansión de infraestructura, sino también la viabilidad técnica y operativa de los escenarios modelados. Esta capacidad de simulación horaria es fundamental para integrar adecuadamente tecnologías variables como la solar y la eólica, considerando sus perfiles de generación y los requerimientos de respaldo, flexibilidad y almacenamiento.

Los escenarios utilizados son descritos a continuación:

- **Escenario constante (CONST):** Asume que la participación de cada fuente de generación eléctrica se mantiene igual durante todo el periodo de análisis hasta 2050, sin cambios en la composición de la matriz energética.
- **Escenario base (BASE):** Refleja la evolución esperada del sistema eléctrico según las políticas vigentes y los planes nacionales de expansión energética. Considera las interconexiones eléctricas actualmente operativas, así como las que están contempladas en los planes de cada país.
- **Escenario base con integración eléctrica (BASE+I):** Parte del mismo supuesto que el escenario BASE, pero incluye un mayor nivel de interconexión eléctrica entre los países, incorporando posibles nuevos proyectos de interconexión regional.
- **Escenario con más renovables (RE):** Mantiene el mismo nivel de interconexión del escenario base, pero establece metas más ambiciosas en cuanto a generación renovable: 87 % al 2030 y emisiones netas cercanas a cero al 2050 para América del Sur y Centroamérica. Para México, se considera una meta alineada con su Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) al 2050.
- **Escenario renovable con integración (RE+I):** Conserva las metas de energías renovables del escenario RE, pero incorpora un mayor grado de integración eléctrica regional, aprovechando el potencial de nuevas interconexiones entre países.

En el siguiente cuadro 4 se resumen las características principales de cada escenario.

Cuadro 4
Supuestos principales de los escenarios modelados para la prospectiva eléctrica a 2050

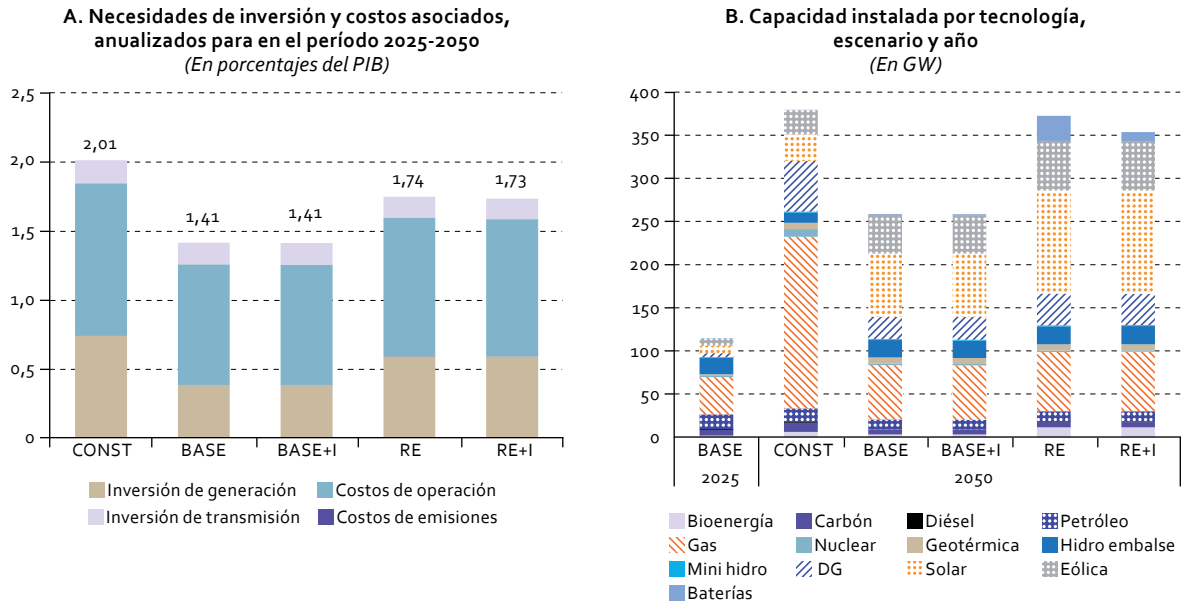
Escenario	Mantiene la participación actual de generación de cada tecnología	Proyectos y parámetros basados en planes de expansión de cada país	Permite Expansión de Interconexiones Internacionales	Tiene como objetivo mayor generación renovable
CONST	Sí	No	No	No
BASE	No	Sí	No	No
BASE + I	No	Sí	Sí	No
RE	No	Sí	No	Sí
RE + I	No	Sí	Sí	Sí

Fuente: Elaboración propia.

El gráfico 18 presenta los resultados de necesidades de inversión anualizados en porcentajes del PIB y la capacidad instalada por tecnología. El escenario que mantiene la matriz energética actual sin cambios estructurales (CONST) se presenta como el más costoso para la región, requiriendo inversiones equivalentes al 2,01% del PIB anualizado entre 2025 y 2050. En contraste, los escenarios que incorporan renovables y/o integración regional (BASE, BASE+I, RE, RE+I) resultan más eficientes, con un requerimiento de entre 1,41% y 1,74% del PIB. Los escenarios renovables (RE y RE+I) permiten una reducción sustantiva de las emisiones de CO₂: al 2050, las emisiones por unidad de electricidad serían apenas un tercio (35%) de los niveles actuales, con una disminución total proyectada de entre 5 y 6%. En cambio, el escenario CONST llevaría a un aumento del 11% en las emisiones para el mismo año.

La región ya cuenta con una red de interconexión relativamente robusta (como el sistema SIEPAC), cuya capacidad no ha sido plenamente utilizada. Los modelos muestran que una mayor integración permite reducir la necesidad de expansión en infraestructura de generación: por ejemplo, en el escenario RE+I se evita instalar 26 GW adicionales de capacidad renovable, y hasta 120 GW en el caso de BASE+I. Esto confirma que aprovechar mejor las interconexiones existentes puede generar importantes beneficios económicos y operativos.

Gráfico 18
Resultados regionales de prospectiva eléctrica a 2050 para América Central y México



Fuente: Estudio de prospectiva eléctrica CEPAL.

Todos los escenarios, incluso los más conservadores, proyectan una fuerte expansión de las tecnologías renovables, especialmente solar y eólica, que dominarán la matriz eléctrica hacia 2050. Esta transformación requerirá una participación creciente de sistemas de almacenamiento en base a baterías, esenciales para gestionar la intermitencia y asegurar la estabilidad de la red. En los escenarios climáticos más exigentes (RE y RE+I), alcanzar las metas de cero emisiones netas implicaría la instalación de aproximadamente 130 GW adicionales de capacidad renovable, aunque la integración regional permitiría reducir este requerimiento significativamente.

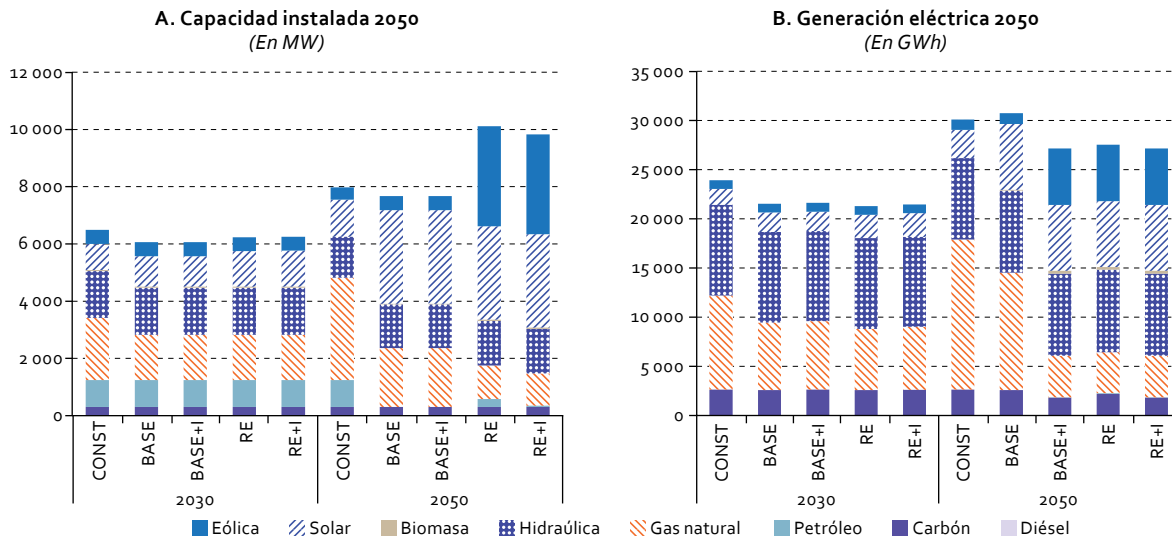
Por su parte, los resultados de la prospectiva eléctrica para Panamá presentados en el gráfico 19 una transformación significativa del sistema energético nacional hacia una matriz más diversificada, sostenible y tecnológicamente avanzada. En todos los escenarios considerados, especialmente aquellos con mayores metas de descarbonización (RE y RE+I), se proyecta una fuerte expansión de las energías renovables no convencionales, acompañada por una consolidación de las tecnologías existentes y una reducción progresiva de las fuentes fósiles más contaminantes.

En términos de capacidad instalada, destaca el crecimiento exponencial de las tecnologías eólica y solar. En el escenario RE+I, la capacidad eólica alcanzaría 3.488 MW, lo que representa un aumento de más de diez veces respecto a los niveles actuales. Por su parte, la capacidad solar se quintuplicaría, pasando de aproximadamente 660 MW en 2024 a más de 3.270 MW en los escenarios con alta penetración renovable. Estos incrementos reflejan un aprovechamiento intensivo del potencial renovable disponible en el país, especialmente en regiones como el Arco Seco para la energía solar.

La capacidad de generación con gas natural prácticamente se duplicaría en los escenarios BASE y BASE+I, mientras que en los escenarios RE y RE+I se mantendría en niveles similares a los actuales. Esto confirma el rol del gas natural como tecnología de respaldo en el proceso de transición energética, especialmente para cubrir la variabilidad de las fuentes intermitentes. En contraste, la capacidad de generación con derivados del petróleo experimentaría una disminución drástica, reduciéndose en más de un 95 % en los escenarios más renovables, coherente con los compromisos de reducción de emisiones del país.

La capacidad hidroeléctrica total se mantendría estable en todos los escenarios, sin expansión significativa. Esto indica una estrategia de consolidación de la infraestructura existente más que de crecimiento, confirmando el papel de la hidroelectricidad como una fuente de base confiable. La biomasa también presenta una presencia marginal y relativamente constante, con una leve participación en los escenarios renovables.

Gráfico 19
Resultados de prospectiva eléctrica para Panamá



Fuente: Estudio de prospectiva eléctrica CEPAL.

En cuanto a la generación eléctrica por tecnología, se proyecta que la generación solar aumentará más de diez veces y la eólica más de siete veces en los escenarios RE y RE+I, en comparación con los niveles actuales. Estos resultados consolidan el liderazgo de estas dos tecnologías en el proceso de descarbonización del sistema eléctrico panameño. La generación con carbón, aunque se reduciría en aproximadamente 2,4 veces, seguiría presente incluso en los escenarios más renovables, lo que sugiere la necesidad de políticas específicas para su retiro definitivo. La generación con hidroeléctricas se mantendría relativamente estable en términos absolutos, pero su participación relativa disminuiría levemente, pasando de un 42 % actual a cerca de un 36 % en 2050, debido al crecimiento de las otras tecnologías.

A partir de los resultados de la prospectiva eléctrica, se evaluó el impacto potencial en la creación de empleos, utilizando una metodología basada en factores de empleo por tecnología. Esta metodología permite cuantificar los empleos generados a lo largo del ciclo de vida de las tecnologías energéticas, en función de las inversiones realizadas en generación, almacenamiento y transmisión eléctrica. El enfoque se basa en los siguientes principios:

- Estima empleos directos en distintas etapas del ciclo de vida de los proyectos energéticos (construcción, operación y mantenimiento, manufactura y desmantelamiento).
- Utiliza factores de empleo expresados como número de empleos por unidad de capacidad instalada (MW) o por unidad de energía generada (MWh).
- Los factores se ajustan a las condiciones específicas de la región en estudio —en este caso, el Mercado Regional Eléctrico (MRE)— considerando aspectos como capacidades productivas locales, niveles de productividad, evolución tecnológica y contextos regulatorios.
- Permite reflejar dinámicamente los cambios en eficiencia tecnológica y los efectos del aprendizaje acumulado en cada tecnología.

Este enfoque metodológico ha sido utilizado en diversos estudios internacionales. Por ejemplo, (Ram, Aghahosseini, & Breyer, 2020) aplican esta metodología para modelar la transición energética y su impacto socioeconómico, utilizando como base el trabajo de (Rutovitz, Dominish, & Downes, 2015). La principal ventaja de esta metodología radica en su simplicidad, flexibilidad y adaptabilidad a distintos contextos nacionales y escenarios tecnológicos, lo que la convierte en una herramienta útil para apoyar la formulación de políticas públicas con enfoque en empleo verde y transición justa.

A continuación, se presenta un resumen de la modelación para el caso de estudio. Las abreviaturas y acrónimos utilizados para el modelo son:

EML	: Manufactura local
EME	: Manufactura debido a exportación
ECI	: Construcción e instalación
EOM	: Operación y mantenimiento
ESC	: Suministro de combustible
EDES	: Desmantelamiento
ETX	: Transmisión
FEM	: Factor de empleo de manufactura
FECI	: Factor de empleo de construcción e instalación
FEOM	: Factor de empleo de operación y mantenimiento
FESC	: Factor de empleo de suministro de combustible
FEDES	: Factor de empleo de desmantelamiento
FETX	: Factor de empleo de transmisión
FDcapex	: Factor de declinación basado en capex
FDopex	: Factor de declinación basado en opex
MRE	: Multiplicador regional de empleo
FML	: Factor de manufactura local
CapInstal_y	: Capacidad instalada en el año y
ExpCap_y	: Capacidad exportada en el año y
CapAcum_y	: Capacidad instalada acumulada al año y
GenEP_y	: Generación de energía primaria en el año y
CapDes_y	: Capacidad desmantelada en el año y
InvTx_y	: Inversiones de transmisión realizadas en el año y

Los Factores de Empleo (FEs) son coeficientes que permiten estimar la cantidad de empleos directos generados por unidad de actividad en el sistema energético. Se expresan comúnmente como empleos por megavatio (MW) de capacidad instalada, por petajulio (PJ) de energía primaria consumida, o por millones de dólares invertidos en infraestructura. Este enfoque es particularmente útil para calcular empleos en etapas como manufactura, construcción, operación, mantenimiento y transmisión eléctrica.

Los Factores de Declinación (FDs) son coeficientes que ajustan los factores de empleo (FEs) para reflejar la evolución tecnológica y la mejora de productividad con el tiempo. A medida que las tecnologías energéticas maduran y se industrializan, es común que disminuya la cantidad de empleo necesario por

unidad de producción debido a procesos más eficientes. Estos factores se correlacionan con la reducción de los costos de capital (CAPEX) en etapas de manufactura y construcción, y con la disminución de los costos operacionales (OPEX) en la etapa de operación y mantenimiento (O&M).

El Multiplicador Regional de Empleo (MRE) se utiliza para adaptar los FEs a las condiciones socioeconómicas de cada región del mundo, ajustando por la productividad laboral local. Se basa en indicadores como el PIB per cápita o el valor agregado por trabajador, lo que refleja diferencias en el uso de mano de obra según el nivel de desarrollo económico. Por ejemplo, en regiones con menor productividad (como África Subsahariana), se emplea más mano de obra por unidad de producción.

El Factor de Manufactura Local (FML) representa el porcentaje de bienes de capital (como paneles solares, turbinas, baterías, etc.) que son fabricados localmente en una región, en comparación con los que se importan. La manufactura local tiene un impacto directo en la generación de empleos domésticos, por lo que este parámetro es fundamental para estimaciones realistas.

Los tipos de empleos considerados son:

- **Manufactura:** Estos empleos se generan durante la fabricación de equipos y componentes necesarios para proyectos de generación de energía. Debido a que esta actividad se realiza principalmente antes de la puesta en marcha del proyecto, los empleos se consideran temporales y se expresan como trabajos/año. Además, pueden ocurrir dentro o fuera del país donde se instalará la capacidad, lo que requiere ajustar con un factor de manufactura local, por lo que se puede dividir en trabajos de manufactura local (ML) o manufactura de exportación (ME). Los empleos generados debido a la manufactura local (EML) se estiman de la siguiente forma:

$$ML = CapInstal_y \times FEM \times FD_{capex} \times FML \times MRE \quad (1)$$

- **Construcción e instalación (CI):** Incluyen todos los empleos necesarios para construir e instalar la capacidad de generación eléctrica. También se expresan en trabajos/año y están concentrados en la fase inicial del proyecto, antes de la operación comercial. Se asume que esta etapa es realizada por una fuerza laboral local.

$$ECI = CapInstal_y \times FECI \times FD_{capex} \times MRE \quad (2)$$

- **Operación y mantenimiento (OM):** Son empleos permanentes asociados al funcionamiento continuo de las plantas de generación durante su vida útil. Dado que estas instalaciones operan por décadas, estos empleos son sostenidos en el tiempo. Se ajustan con un factor de aprendizaje, reflejando mejoras tecnológicas y aumentos en productividad que reducen gradualmente la necesidad de personal.

$$EOM = CapAcum_y \times FEOM \times FD_{opex} \times MRE \quad (3)$$

- **Suministro de combustible (SC):** Aplica exclusivamente a tecnologías que requieren insumos energéticos como biomasa, combustibles fósiles o nuclear. Estos empleos se estiman por unidad de energía primaria y consideran la eficiencia de conversión específica del tipo de planta.

$$ESC = GenEP_y \times FESC \times MRE \quad (4)$$

- **Desmantelamiento (DES):** Son los empleos generados al final de la vida útil de una planta, e incluyen actividades de reciclaje, repotenciación o desmantelamiento completo. Su magnitud es comparable a los empleos de construcción e instalación, también se expresan en trabajos por año.

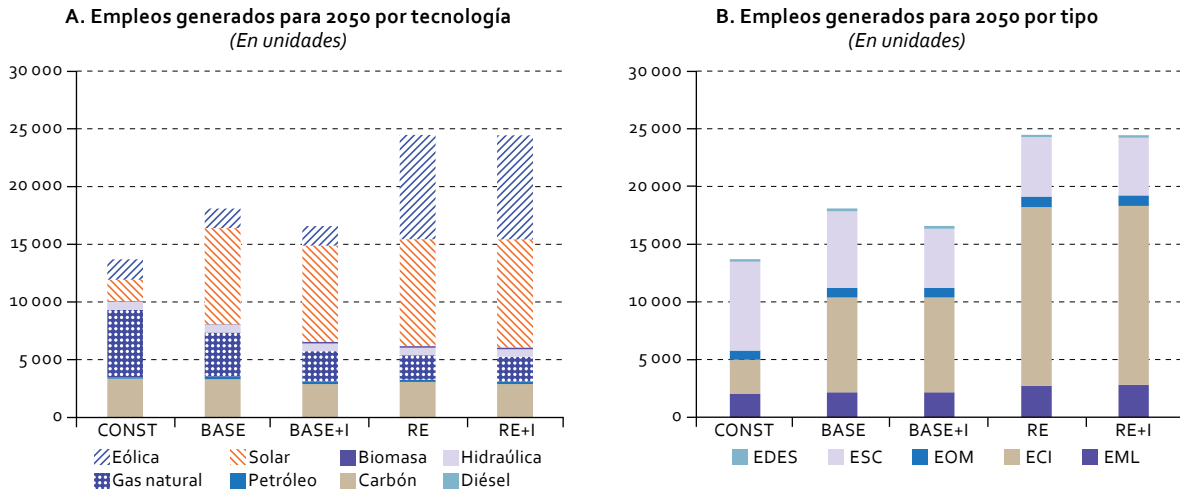
$$EDES = CapDes_y \times FEDES \times MRE \quad (5)$$

- **Transmisión (TX):** Estos empleos están asociados al desarrollo de infraestructura de transmisión eléctrica. Se estiman en función de las inversiones realizadas (empleos por cada millón de dólares invertidos). En este estudio solo se consideran infraestructuras clave, por lo que la estimación puede ser conservadora.

$$ETX = InvTx_y \times FETX \times MRE \quad (6)$$

Los resultados obtenidos tras la aplicación de esta metodología a los resultados obtenidos en la prospectiva eléctrica se presentan en el gráfico 20.

Gráfico 20
Estimación de empleos generados



Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de la evaluación de empleo revelan que avanzar hacia una matriz energética más renovable y con mayor integración regional no solo contribuye a la sostenibilidad ambiental, sino que también genera una mayor cantidad de empleos en comparación con los escenarios tendenciales. Esta tendencia se observa tanto en los empleos totales estimados por tecnología como en la distribución por etapas del ciclo de vida energético.

En términos de empleo por tecnología, los escenarios renovables (RE y RE+I) presentan una marcada expansión de empleos en sectores como energía solar y eólica, que alcanzan cifras cercanas a los 8.000 empleos en eólica y más de 6.400 en solar en el escenario RE+I. Estas cifras superan ampliamente a las de los escenarios CONST y BASE, donde el empleo en renovables se mantiene en torno a los 600-1.200 puestos, reflejando una matriz menos diversificada. En cambio, tecnologías como carbón y gas natural, que concentran la mayor cantidad de empleos en los escenarios tendenciales (más de 4.700 en CONST), pierden relevancia en los escenarios con mayor participación renovable, lo cual señala una necesidad de reconversión laboral en estos sectores tradicionales.

Además, el análisis por etapas del ciclo de vida muestra que los escenarios RE y RE+I generan más empleos en actividades como la manufactura e instalación de equipos (ECI) y en operación y mantenimiento (EOM). Por ejemplo, en el escenario RE+I se alcanzan 12.986 empleos en ECI, frente a solo 1.713 en el escenario CONST, lo cual representa una multiplicación por más de 7 veces. Esto se explica por el aumento en proyectos de infraestructura renovable, que requieren procesos intensivos en trabajo durante la fase de implementación.

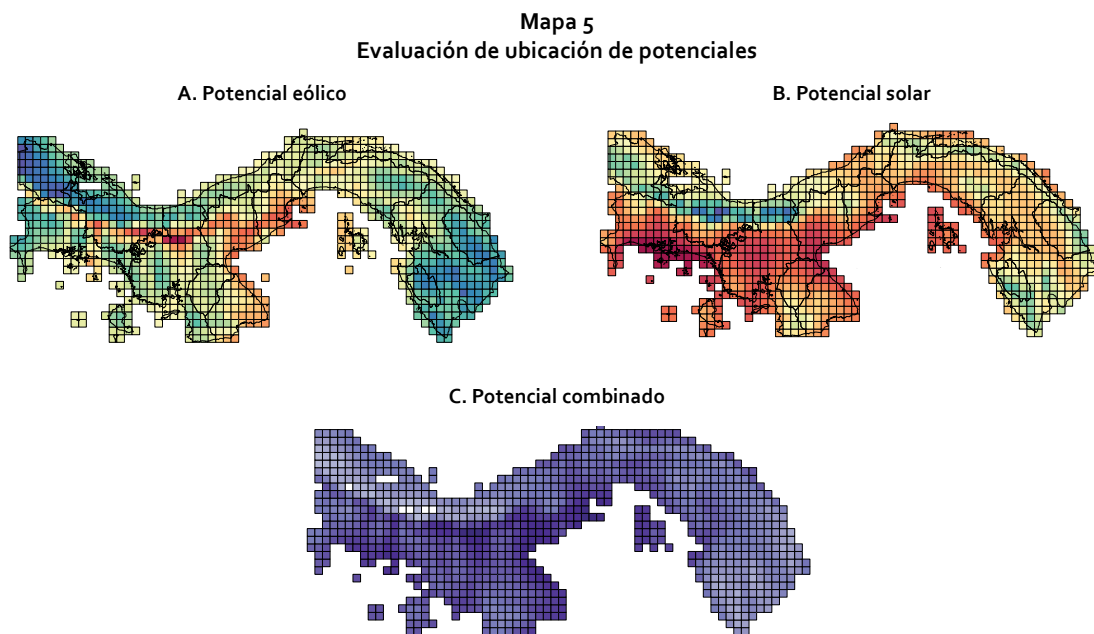
Una diferencia relevante se encuentra en los empleos en combustibles (ESC), donde el escenario CONST concentra 3.934 puestos, frente a solo 1.853 en RE+I. Esta caída es esperable debido a la menor dependencia de tecnologías fósiles que requieren cadenas de suministro más complejas. Por otro lado, los escenarios con integración eléctrica (BASE+I y RE+I) no solo mantienen altos niveles de empleo renovable, sino que también muestran niveles más estables en los empleos de distribución y transmisión eléctrica (EDES), lo que refleja el valor agregado de una red regional más robusta y eficiente.

El análisis geográfico, y de acuerdo con múltiples fuentes, permite identificar zonas con mayor potencial y oportunidades para potencial los intercambios energéticos. Panamá tiene una tasa de acceso eléctrico rural de 90,7 % al cierre de 2023 (Trading Economics, 2023). Sin embargo, las poblaciones aisladas—muchas de origen indígena en Darién, Guna Yala o comarcas como Emberá y Ngäbe Buglé—todavía están desconectadas o dependen de sistemas domésticos. La adopción de

sistemas solares off-grid, micro-redes comunitarias o cámaras solares DG puede llegar a zonas remotas, alcanzando acceso casi universal y a bajo costo social. Esto aporta empleo en instalación, operación y administración local.

Por otra parte, Según el Climate Change Knowledge Portal del Banco Mundial (World Bank, 2024), Panamá tiene un 15 % de su territorio expuesto y 12,5 % de su población vulnerable a dos o más peligros climáticos combinados. El diagnóstico subnacional del PDC (NDPBA) (PDC Global, 2020) identifica comarcas como Darién, Emberá, Guna Yala como zonas con alta vulnerabilidad institucional, sanitaria, económica y física (inundaciones, deslizamientos, sequías). Estas zonas merecen prioridad para electrificación resiliente mediante fuentes renovables con respaldo comunitario.

Del Análisis de evaluación de potenciales de recursos renovables como solar y eólico como el presentado en el mapa 5, indican que provincias del Pacífico Central y la cordillera central (p. ej. Coclé, Veraguas, Chiriquí) presentan altos niveles de irradiación solar y velocidad eólica sustancial, y serían zonas prioritarias si coinciden con alta vulnerabilidad y baja electrificación.



Fuente: Elaboración propia.

Al cruzar estas tres capas (vulnerabilidad, acceso y potencial renovable), emergen regiones como Agua Salud–El Sapo (Panamá Oeste / Coclé), Cordillera Tabasará (Veraguas/Chiriquí) y la costa este de Darién/Guna Yala como “zonas de convergencia”, que brindan alto impacto social, acceso y empleo local.

V. Conclusiones

Panamá ha logrado avances relevantes en el fortalecimiento institucional del sector energético. La formulación de políticas públicas con visión de largo plazo —como la Agenda de Transición Energética, el Plan Energético Nacional 2015-2050 y la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde— ha contribuido a mejorar los procesos de planificación, introducir la perspectiva de género y fomentar una participación más inclusiva en la toma de decisiones. Aun así, se recomienda reforzar las capacidades técnicas a nivel subnacional, especialmente en áreas como regulación, monitoreo, planificación y análisis energético, para asegurar una implementación efectiva y equitativa de las políticas de transición.

El análisis realizado en este estudio evidencia una transformación progresiva de la matriz energética panameña hacia fuentes más sostenibles, en particular con el aumento sostenido de la participación de la energía solar y eólica. No obstante, persisten importantes desafíos: el acceso equitativo a la energía sigue siendo limitado en zonas rurales e indígenas, donde las desigualdades estructurales afectan de manera desproporcionada a mujeres y niñas. Se recomienda consolidar un diagnóstico energético con enfoque territorial, que visibilice las brechas y promueva soluciones diferenciadas según las necesidades de cada comunidad.

La experiencia de Panamá resalta la importancia de contar con herramientas de planificación prospectiva robustas, que integren incertidumbre climática, escenarios tecnológicos y evolución de la demanda.

De la evaluación de empleos realizada se deriva que los escenarios de mayor renovabilidad (RE, RE + I) permiten aumentar el empleo total energético en Panamá entre un 30% y 60% respecto al escenario que mantiene la misma matriz de generación actual (CONST), a la vez que redistribuyen estos empleos hacia sectores más sostenibles, con mayor potencial de innovación y resiliencia. Esto confirma que una transición energética ambiciosa no solo es viable desde el punto de vista ambiental y técnico, sino también desde el plano socioeconómico, siempre que vaya acompañada de políticas activas de formación laboral, reconversión productiva y desarrollo territorial.

En este contexto, se subraya el valor de incorporar dimensiones sociales, económicas y ambientales en los análisis costo-beneficio de proyectos de interconexión eléctrica. Esto permitirá evaluar de manera más integral los impactos y beneficios de largo plazo, fortaleciendo la toma de decisiones basada en evidencia y sostenibilidad.

Panamá ha consolidado un rol estratégico en el proceso de integración eléctrica centroamericana, especialmente mediante su participación activa en el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Esta interconectividad ha generado beneficios tangibles: mayor estabilidad del sistema, reducción de costos y mejoras en la seguridad energética regional. Sin embargo, se identifican desafíos pendientes, como la armonización regulatoria, el fortalecimiento de acuerdos binacionales y el desarrollo de infraestructura de transmisión. Se recomienda continuar promoviendo espacios de diálogo político-técnico entre países y avanzar hacia una gobernanza regional más cohesionada que facilite la cooperación energética en el mediano y largo plazo.

Bibliografía

- Amin, R. (2024). Integrating Social Aspects into Energy System Modelling Through the Lens of Public Perspectives: A Review. *Energies*, 17.
- Amin, R., & Mathur, D. (2024). Integrating Social Aspects into Energy System Modelling Through the Lens of Public Perspectives: A Review. *Energies*, 17.
- CND. (2024). *Informe ejecutivo del comportamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN) 2024*. Panamá: Centro Nacional de Despacho.
- CRIE. (2016). *Impacto de las acciones de CRIE en el desarrollo del MER en el año 2015*. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
- CRIE. (2025). *Memoria de Labores 2023-2024*. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
- Dioha, M. (2023). Beyond Dollars and Cents: On the Blind Spots of Energy System Modelling. *Environmental Research Letters*.
- Elkadeem, M. (2 de 2024). Techno-enviro-socio-economic design and finite set model predictive current control of a grid-connected large-scale hybrid solar/wind energy system: A case study of Sokhna Industrial Zone, Egypt. *Energy*, 289, 129816.
- Elkadeem, M., Kotb, K., Abido, M., Hasaniien, H., Atiya, E., Almakhles, D., & Elmorshedy, M. (2 de 2024). Techno-enviro-socio-economic design and finite set model predictive current control of a grid-connected large-scale hybrid solar/wind energy system: A case study of Sokhna Industrial Zone, Egypt. *Energy*, 289, 129816.
- EOR. (2023). *Informe de la planificación de la transmisión regional de largo plazo correspondiente al horizonte 2024-2033*. Coordinación de la Planificación del Sistema - Ente Operador Regional (EOR).
- EOR. (2023). *Reporte de la planificación de la generación regional correspondiente al horizonte 2024-2038*. Coordinación de la Planificación del Sistema - Ente Operador Regional (EOR).
- EOR. (2023). *Reporte del Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR correspondiente al horizonte 2024-2026*. Coordinación de la Planificación del Sistema - Ente Operador Regional (EOR).
- EPR Transmisión de Electricidad. (2024). *Operación*. Obtenido de Estadísticas: <https://www.eprsiepac.com/operacion/estadisticas/>
- ETESA. (2023). *Tomo III Plan de Expansión de Transmisión (PESIN) 2022*. Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.
- Fodstad, M. (2022). Next frontiers in energy system modelling: A review on challenges and the state of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160.
- ICE. (2022). *Potencial de generación a partir de la biomasa residual en Costa Rica*. Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad.

- ICE. (2022). *Potencial Geotérmico para la Generación Eléctrica*. Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad.
- ICE. (2025). *Informe De Atención De Demanda Y Producción De Electricidad Con Fuentes Renovables*. Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad.
- IRENA. (2019). Measuring the socioeconomic footprint of the energy transition. *Springer*.
- IRENA. (2022). *Solar PV: A Gender Perspective*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Jasiunas, J. (2021). Linking socio-economic aspects to power system disruption models. *Elsevier*.
- Justinas Jasiunas, P. D. (2021). Linking socio-economic aspects to power system disruption models. *Elsevier*.
- Karbasioun, M., Gholamalipour, A., Safaie, N., Shirazizadeh, R., & Amidpour, M. (6 de 2023). Developing sustainable power systems by evaluating techno-economic, environmental, and social indicators from a system dynamics approach. *Utilities Policy, 82*, 101566.
- Khan, F. (2021). Optimization and sizing of SPV/Wind hybrid renewable energy system: A techno-economic and social perspective. *Energy*.
- Krumm, A. (2022). Modelling social aspects of the energy transition: What is the current representation of social factors in energy models? *Energy, 239*.
- Kushwaha, P., & Bhattacharjee, C. (11 de 2022). Integrated techno-economic-enviro-socio design of the hybrid renewable energy system with suitable dispatch strategy for domestic and telecommunication load across India. *Journal of Energy Storage, 55*, 105340.
- Liegl, T. (2023). Considering Socio-Technical Parameters in Energy System Models—The Current Status and Next Steps. *Energies*.
- McGookin, C. (2021). Participatory methods in energy system modelling and planning – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier*.
- OAS. (2007). *Regional Electricity Cooperation And Integration In The Americas: Potential Environmental, Social And Economic Benefits*. Organization of the American States .
- PDC Global. (2020). *Panama Province Risk Profile*.
- Ram, M., Aghahosseini, A., & Breyer, C. (2020). Job creation during the global energy transition towards 100% renewable power system by 2050. *Elsevier*.
- Rutovitz, J., Dominish, E., & Downes, J. (2015). Calculating global energy sector jobs: 2015 methodology. *Institute for Sustainable Futures*.
- Saha, S., Saini, G., Mishra, S., Chauhan, A., & Upadhyay, S. (12 de 2022). A comprehensive review of techno-socio-enviro-economic parameters, storage technologies, sizing methods and control management for integrated renewable energy system. *Sustainable Energy Technologies and Assessments, 54*, 102849.
- Secretaría de Energía. (2022). *Hoja de Ruta Nexa Mujer y Energía*. Panamá: Ministerio de la Presidencia, Secretaría de Energía, Panamá.
- SICA. (2021). *Estado actual de la geotermia en la región de los países miembros del SICA*. Sistema de la Integración Centroamericana.
- SNE. (2015). *Plan Energético Nacional 2015 - 2050*. Panamá: Secretaría Nacional de Energía.
- SNE. (2021). *Estrategia Nacional de Generación Distribuida*. Panamá: Ministerio de la Presidencia, Secretaría de la Energía.
- SNE. (2023). *Diagnóstico de Igualdad de Género en el Sector Energético de Panamá 2023*. Panamá: Secretaría de Energía.
- Trading Economics. (2023). Obtenido de Panama - Access To Electricity, Rural (% Of Rural Population): <https://tradingeconomics.com/panama/access-to-electricity-rural-percent-of-rural-population-wb-data.html>
- Trutnevyte, E. (2019). Societal Transformations in Models for Energy and Climate Policy: The Ambitious Next Step. *One Earth, 4*, 23-433.
- World Bank. (2024). *Climate Change Knowledge Portal*. Obtenido de <https://climateknowledgeportal.worldbank.org/country/panama/vulnerability>.

La Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) ha establecido cinco ejes prioritarios para una transición energética justa e inclusiva en América Latina y el Caribe: acceso universal y equitativo a la energía; una matriz sostenible; mayor eficiencia; infraestructura resiliente, e integración energética regional. Una mejor conectividad energética y una red resiliente e integrada permiten a los países aumentar su seguridad energética, aprovechar economías de escala en proyectos de infraestructura verde con menores costos, y facilitar la complementariedad y la mayor integración de energías renovables en un sistema interconectado más inclusivo, flexible, confiable y descarbonizado. Este estudio aporta información, sobre la base del análisis de los datos de Panamá, sobre las oportunidades que ofrece la integración energética para mejorar la seguridad y resiliencia de los sistemas energéticos, y constituye un insumo técnico para apoyar la formulación de políticas públicas orientadas a una transición energética sostenible e inclusiva, que contribuya al bienestar de las personas y al cumplimiento de los compromisos regionales y mundiales en materia de desarrollo sostenible.



Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)
Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC)
www.cepal.org



<https://bit.ly/CEPAL2025-89S>