INTEGRACIÓN ELÉCTRICA, ENERGÍAS RENOVABLES Y EVOLUCIÓN DE LA REGULACIÓN REGIONAL:
la experiencia del Mercado Eléctrico Regional de América Central

POR:
ING. VICTOR HUGO LUTÍN SANDOVAL
ESPECIALISTA DE SUPERVISIÓN Y VIGILANCIA DEL MERCADO
DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA -CRIE-

NOVIEMBRE 2026

1. INTRODUCCIÓN

La integración eléctrica regional constituye una experiencia particular en la que los sistemas eléctricos de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá interactúan a través de infraestructura de transmisión, un mercado eléctrico común y una institucionalidad especializada creada para regular, operar y desarrollar dicho esquema de integración. Esta configuración es el resultado de una evolución progresiva que trascendió las interconexiones bilaterales para consolidar el Mercado Eléctrico Regional (MER) y el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC).

En ese sentido, Echevarría et al. (2017) mencionan que la concepción del Proyecto SIEPAC contempló desde sus etapas de diseño dos componentes estrechamente relacionados: (i) el desarrollo de infraestructura de transmisión y (ii) la creación de un mercado regional capaz de operar paralela y coordinadamente con los mercados nacionales de estos seis países. Adicionalmente, en los estudios asociados al referido proyecto se concluyó que se requerían entidades con las atribuciones suficientes para la gestión del mercado y del sistema regional.

Desde entonces, el entorno en el que opera el MER ha experimentado cambios importantes. Entre ellos destaca la evolución de su matriz de generación, caracterizada por una participación relevante de recursos renovables y, particularmente durante los últimos años, por una presencia creciente de la producción solar fotovoltaica y eólica. Esta transformación en la composición tecnológica del parque de generación introduce nuevos requerimientos para la planificación, conexión y operación de los sistemas eléctricos nacionales y regional.

Lo anterior adquiere especial relevancia en un Sistema Eléctrico Regional (SER) en el que las redes de transmisión nacionales operan interconectadas. La incorporación de tecnologías de generación asociadas a recursos variables plantea requerimientos específicos relacionados con la modelación de centrales, pronósticos de generación, variabilidad del recurso primario, regulación de frecuencia y voltaje, reservas operativas, transmisión y disponibilidad de recursos para aportar flexibilidad operativa.

En este contexto, la Regulación Regional también ha evolucionado. La experiencia del MER permite observar cómo el desarrollo de la integración eléctrica y la transformación tecnológica de la generación se traducen en nuevos requerimientos regulatorios y operativos. Asimismo, permite analizar de qué manera una infraestructura y un mercado regional pueden complementar el abastecimiento local de cada uno de los países que lo integran y generar efectos económicos asociados con los intercambios regionales de energía.

Esta discusión adquiere una dimensión prospectiva ante escenarios de evolución del sistema regional. Al respecto, el informe Desarrollo de una Visión 2050 para SIEPAC analiza conjuntamente la expansión de generación, transmisión y reservas, incorpora una representación detallada de las fuentes renovables variables y utiliza simulaciones horarias de la operación. Estos resultados constituyen principalmente escenarios de análisis y sensibilidades, y no predicciones sobre la configuración futura del MER; su utilidad radica en anticipar necesidades que podrían adquirir relevancia para la integración eléctrica regional hacia el 2050 (Banco Interamericano de Desarrollo [BID], 2025).

Finalmente, el presente documento tiene como objetivo analizar la experiencia del MER en el contexto de la transformación tecnológica de los sistemas nacionales y regional, destacando el aporte de la integración eléctrica, la evolución de la participación de los recursos renovables y el acompañamiento de la Regulación Regional ante nuevos requerimientos técnicos y operativos en el SER.

2. EL MER COMO UNA EXPERIENCIA DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL

Para comprender la configuración actual de la integración eléctrica regional, resulta necesario considerar su evolución desde las primeras interconexiones entre países hasta la conformación de un esquema con mayor grado de integración. A continuación, se describen los principales elementos que caracterizan este proceso.

2.1. DE LAS INTERCONEXIONES BILATERALES A LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL

La integración eléctrica regional se remonta a un período anterior a la creación del MER y del SIEPAC. Las primeras interconexiones bilaterales permitieron desarrollar intercambios entre países vecinos; sin embargo, a través del Proyecto SIEPAC se planteó una evolución cualitativamente distinta al concebir infraestructura de transmisión y un mercado eléctrico de uso común para Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

En los estudios desarrollados durante la estructuración de dicho proyecto se concluyó que las redes e interconexiones eléctricas existentes debían complementarse mediante una línea troncal de transmisión que recorriera estos seis países y se vinculara con sus sistemas nacionales. Paralelamente, se consideró viable establecer un mercado regional superpuesto a los mercados y sistemas nacionales, capaz de operar coordinadamente mediante una institucionalidad regional apropiada (Echevarría et al., 2017).

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito en 1996, proporcionó el fundamento jurídico para la formación y desarrollo gradual del MER. La integración eléctrica regional no sustituyó los sistemas ni los mercados nacionales; creó un ámbito adicional para realizar transacciones regionales de energía y coordinar la operación del SER.

2.2. INFRAESTRUCTURA REGIONAL DE TRANSMISIÓN

La infraestructura del SIEPAC fue desarrollada en un nivel de voltaje de 230 kV, con aproximadamente 1,800 km de longitud, un circuito con capacidad de 300 MW y previsión para un segundo circuito de igual capacidad. En este contexto, Echevarría et al. (2017) señalan que estas instalaciones iniciaron su plena operación comercial en octubre de 2014.

El SIEPAC se integra a las redes de transmisión nacionales que, en conjunto, conforman la interfaz física utilizada para realizar los intercambios de energía entre países. Por esta razón, la interconexión entre estos sistemas eléctricos es una condición indispensable, pero no determina por sí sola la capacidad efectiva para realizar dichos intercambios. Esta depende también de las condiciones de las redes de transmisión nacionales y de la regional, incluyendo sus límites operativos, la coordinación entre los entes operadores y los mecanismos comerciales y regulatorios aplicables.

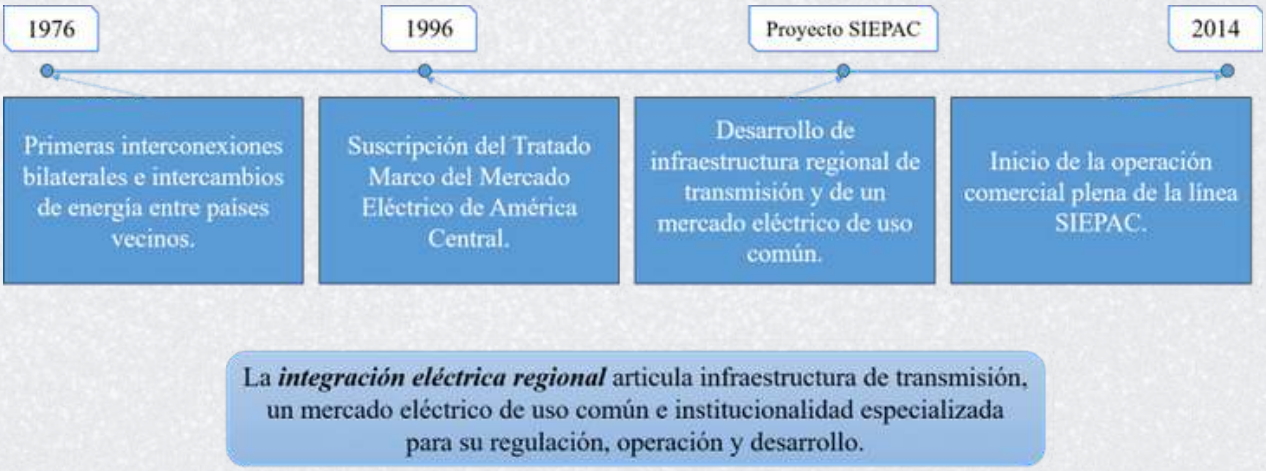
2.3. MERCADO E INSTITUCIONALIDAD REGIONAL

El MER constituye el entorno en el que sus agentes realizan transacciones de compra y venta de energía entre países. Su diseño permite que estas transacciones se lleven a cabo de manera articulada con los mercados eléctricos nacionales, manteniéndose las competencias y estructuras propias de cada país. De esta manera, la integración eléctrica se desarrolla mediante la coexistencia de los ámbitos regional y nacional.

Para su funcionamiento, el MER se sustenta en una institucionalidad con responsabilidades diferenciadas. En este sentido, Echevarría et al. (2017) describen una arquitectura en la que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) ejerce las funciones regulatorias que le atribuyen el Tratado Marco, sus Protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios; el Ente Operador Regional (EOR) coordina la operación técnica y comercial; el Consejo Director del MER (CDMER) impulsa el desarrollo del mercado y coordina la interrelación con el resto de organismos regionales; y la Empresa Propietaria de la Red (EPR) está vinculada con la propiedad y el desarrollo de la línea SIEPAC.

En conjunto, estos elementos permiten sintetizar la experiencia de integración eléctrica regional en cuatro componentes estrechamente vinculados: infraestructura de transmisión, mercado, coordinación operativa y gestión regulatoria e institucional.

Figura 1. **De las interconexiones bilaterales a la integración eléctrica regional**



Fuente: Elaboración propia con base en Echevarría et al. (2017).

3.TRANSFORMACIÓN DE LA CAPACIDAD Y LA MATRIZ DE GENERACIÓN REGIONAL

La evolución de la integración eléctrica regional se ha producido en un contexto de cambios importantes en la composición de los parques de generación de los seis países que conforman el MER. Si bien América Central se ha caracterizado históricamente por una participación relevante de recursos renovables, particularmente de generación hidroeléctrica, durante los últimos años se ha producido una mayor diversificación tecnológica asociada, entre otros aspectos, con la incorporación de generación solar fotovoltaica y eólica.

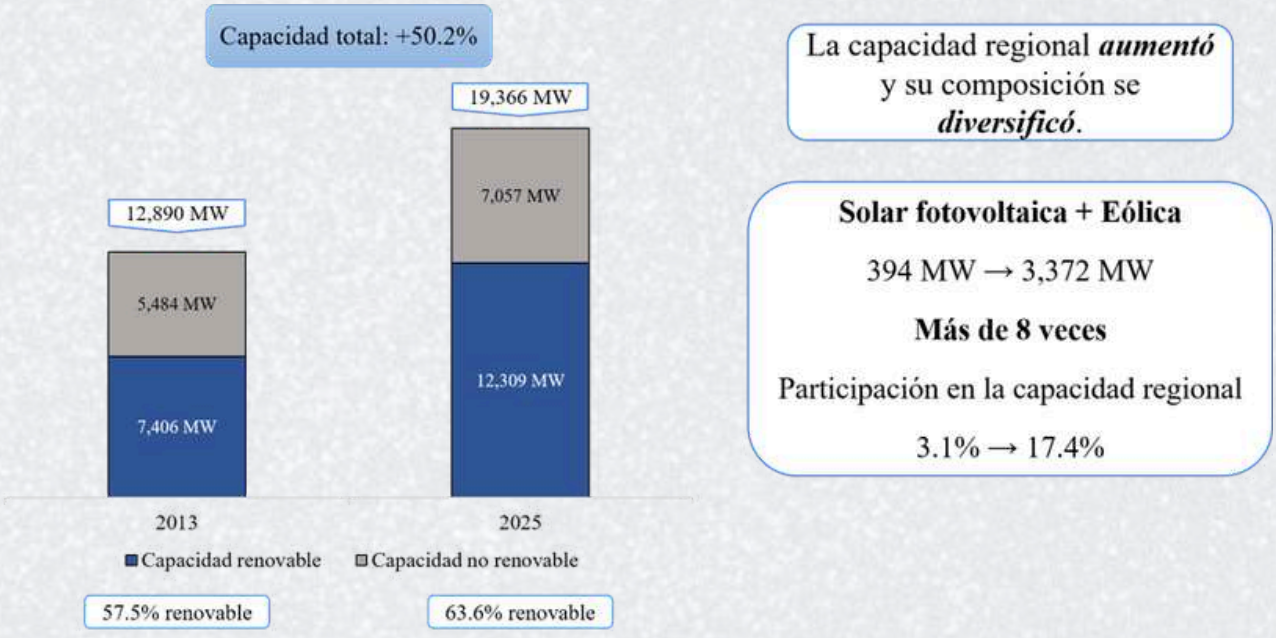
Esta evolución resulta relevante para el funcionamiento del SER debido a que las diferentes tecnologías de generación presentan características particulares en cuanto a disponibilidad y variabilidad del recurso primario, previsibilidad de la producción y respuesta ante distintos requerimientos operativos del sistema regional. Por consiguiente, además de observar cuánto ha aumentado la capacidad de generación renovable, resulta necesario analizar cómo ha cambiado su composición y cómo ha evolucionado en cada uno de los sistemas nacionales, cuyos cambios se reflejan, a su vez, en la composición de la capacidad a nivel regional.

3.1. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN REGIONAL

Entre 2013 y 2025, la capacidad disponible de generación en los países que conforman el MER pasó de aproximadamente 12,890 MW a 19,366 MW, equivalente a un incremento cercano al 50.2%. Durante dicho período, la capacidad correspondiente a recursos renovables aumentó de aproximadamente 7,406 MW a 12,309 MW. De esta manera, su participación respecto a la capacidad total regional, que se situaba alrededor del 57.5% en 2013, alcanzó el 63.6% en 2025 (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica [CRIE], 2014, 2026).

Más allá del incremento de la capacidad disponible de generación renovable, uno de los principales cambios se observa en su composición. En 2013, la capacidad correspondiente a generación solar fotovoltaica y eólica alcanzaba aproximadamente 394 MW y representaba alrededor del 3.1% de la capacidad total regional. Para 2025, ambas tecnologías sumaban aproximadamente 3,372 MW y representaban el 17.4% del total regional (CRIE, 2014, 2026). En doce años, su capacidad conjunta aumentó, por tanto, más de ocho veces.

Figura 2**. Evolución de la capacidad de generación regional**



Fuente: Elaboración propia con base en CRIE (2014, 2026).

Al mismo tiempo, según información estadística de la CRIE (2026), la capacidad de generación hidroeléctrica continúa representando la principal componente de la capacidad renovable de América Central. En 2025 alcanzó aproximadamente 7,079 MW, equivalente al 36.6% de la capacidad total regional. A esta se agregaron aproximadamente 2,012 MW de capacidad solar fotovoltaica, 1,360 MW de capacidad eólica, 1,272 MW de capacidad a base de biomasa y 580 MW de capacidad geotérmica, además de aproximadamente 6 MW de capacidad asociada al biogás.

Los cambios en la capacidad de generación regional permiten identificar dos evoluciones simultáneas. Por una parte, América Central incrementó su capacidad total de generación y mantuvo una participación predominantemente renovable; por otra, la composición de esta capacidad se diversificó mediante el aumento en la incorporación de tecnologías como la solar fotovoltaica y eólica, con características operativas distintas a las fuentes que históricamente han tenido mayor participación en la región.

3.2. EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN REGIONAL

Los cambios en la capacidad disponible de generación también se reflejan en la energía efectivamente producida. Entre 2013 y 2025, la generación regional pasó de aproximadamente 45,927 GWh a 61,764 GWh, equivalente a un incremento cercano al 34.5%. Durante el mismo período, la generación proveniente de recursos renovables aumentó de aproximadamente 29,245 GWh a 45,041 GWh (CRIE, 2014, 2026).

Como resultado, la participación renovable en la generación regional pasó de aproximadamente 63.7% en 2013 a 72.9% en 2025. Este comportamiento muestra que los recursos renovables no solo mantuvieron una contribución mayoritaria en la capacidad disponible de generación, sino que aportaron una proporción incluso superior de la energía producida durante 2025.

La generación hidroeléctrica continuó siendo la principal fuente de abastecimiento en América Central, con aproximadamente 29,698 GWh durante 2025, equivalentes al 48.1% de la producción total regional. Sin embargo, la composición de la generación renovable también muestra una mayor diversificación. La generación eólica alcanzó aproximadamente 4,332 GWh; la geotérmica, 4,024 GWh; la solar fotovoltaica, 3,591 GWh; y la generación a base de biomasa, aproximadamente 3,376 GWh (CRIE, 2026).

Particularmente, la producción conjunta de las centrales solares fotovoltaicas y eólicas pasó de aproximadamente 1,358 GWh en 2013 a 7,922 GWh en 2025. En términos relativos, su participación aumentó de alrededor del 3.0% al 12.8% de la generación regional durante dicho período (CRIE, 2014, 2026). Esto significa que, aunque la generación hidroeléctrica continúa predominando dentro de los recursos renovables, la producción solar fotovoltaica y eólica ha incrementado progresivamente su contribución en el abastecimiento regional.

Este cambio en la composición tecnológica de la generación regional introduce nuevas consideraciones desde la perspectiva operativa. La producción de las centrales solares fotovoltaicas y eólicas se encuentra asociada a la disponibilidad de recursos primarios variables, cuyas características deben ser consideradas para la planificación y operación del respectivo sistema eléctrico, particularmente en aspectos relacionados con pronósticos de generación, reservas operativas y capacidad de respuesta. En un sistema eléctricamente interconectado, como es el caso del SER, la creciente participación de estas tecnologías plantea, por tanto, nuevos requerimientos que deben ser analizados no solamente a nivel nacional, sino también desde la perspectiva regional.

4. DIVERSIDAD DE LOS RECURSOS RENOVABLES EN AMÉRICA CENTRAL

La participación de recursos renovables constituye una característica relevante de la matriz de generación de América Central. Sin embargo, agrupar todas estas tecnologías bajo una misma categoría puede limitar la identificación de diferencias importantes para la operación de los sistemas eléctricos nacionales y regional. Las centrales hidroeléctricas, geotérmicas, a base de biomasa, solares fotovoltaicas y eólicas utilizan recursos renovables, pero presentan características diferentes entre sí en cuanto a disponibilidad y variabilidad del recurso primario, previsibilidad de la producción y flexibilidad operativa.

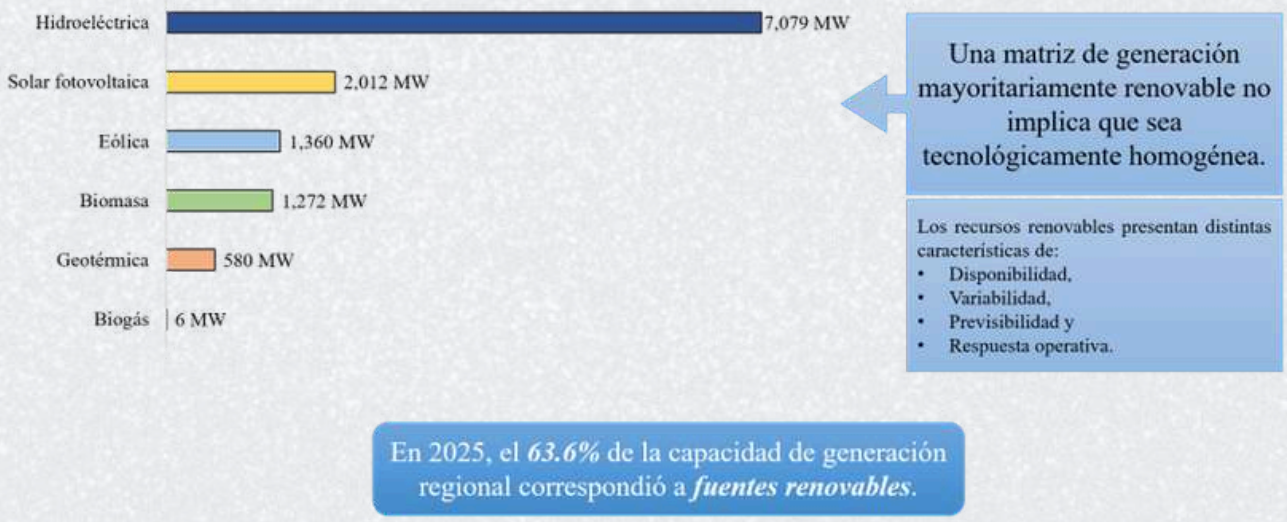
Esta diversidad adquiere especial relevancia ante el incremento de la participación de las energías renovables variables (ERV), particularmente la generación solar fotovoltaica y eólica, debido a que una elevada participación de generación renovable no implica necesariamente que todas las tecnologías que la conforman presenten las mismas características operativas.

4.1. PREDOMINIO DE LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA EN AMÉRICA CENTRAL

La contribución hidroeléctrica mantiene un papel predominante dentro de la matriz de generación regional. La CRIE (2026) señala que en 2025 se disponía de aproximadamente 7,079 MW de capacidad hidroeléctrica y se generaron alrededor de 29,698 GWh mediante esta tecnología, equivalentes al 48.1% de la generación total de los países que conforman el MER.

Su participación presenta diferencias importantes entre los sistemas eléctricos nacionales. En este contexto, Costa Rica, Panamá y Guatemala concentran una parte relevante de la capacidad hidroeléctrica regional, con aproximadamente el 75.0% del total, mientras que Honduras, El Salvador y Nicaragua representan el 25.0% restante (CRIE, 2026). De esta manera, la capacidad hidroeléctrica constituye un elemento común dentro de las matrices de generación de los seis países, particularmente en su componente renovable, aunque su participación relativa varía entre estos.

Figura 3. **Diversidad de los recursos renovables en América Central**



Fuente: Elaboración propia con base en CRIE (2026).

Esta característica también introduce una relación entre las condiciones climáticas y la energía disponible para los intercambios regionales. Durante períodos de menor aporte hídrico puede reducirse la disponibilidad hidroeléctrica en la mayoría de los sistemas nacionales, mientras que condiciones hidrológicas más favorables pueden incrementar la producción de dicha tecnología. Esta relación se observó particularmente durante 2023 y 2024, cuando las condiciones asociadas al fenómeno de El Niño incidieron sobre la disponibilidad de generación renovable, particularmente hidroeléctrica, y, por ende, sobre la energía disponible para intercambios regionales. Durante 2025, en contraste, la generación hidroeléctrica regional mostró una recuperación del 18.6% respecto a 2023 y del 4.9% respecto a 2024. En ese mismo año, las transacciones regionales registraron un repunte considerable, con un volumen de inyecciones al MER que alcanzó el máximo histórico anual de 4,118 GWh (CRIE, 2026).

En ese sentido, la relevancia de la participación hidroeléctrica trasciende su aporte dentro de la matriz de generación regional y se extiende a la dinámica de los intercambios de energía en el MER. La disponibilidad de esta tecnología puede impactar en la posición relativa de cada país dentro del mercado regional, ya sea como oferente o consumidor, y, por consiguiente, en los volúmenes de energía que pueden destinarse a su comercialización.

4.2. LA GENERACIÓN GEOTÉRMICA COMO RECURSO RENOVABLE AUTÓCTONO EN AMÉRICA CENTRAL

La contribución geotérmica representa un componente particular de la matriz de generación regional, especialmente dentro del conjunto de recursos renovables. Su desarrollo se encuentra asociado con las características geológicas de América Central y, particularmente, con la actividad volcánica presente en sus países. A diferencia de otras tecnologías renovables cuya incorporación se ha intensificado durante años recientes, el aprovechamiento geotérmico para la generación de energía eléctrica cuenta con varias décadas de experiencia en los países que conforman el MER.

En este contexto, El Salvador fue el primer país de la región en desarrollar proyectos de generación geotérmica, particularmente a partir de 1975 con la Central Geotérmica de Ahuachapán. Posteriormente, el aprovechamiento de este recurso se extendió a los demás países y actualmente forma parte de la matriz de generación de Nicaragua, Costa Rica, Guatemala y Honduras. Panamá no registra actualmente capacidad de generación asociada con esta tecnología (Grupo Técnico de Geociencias [GTG], 2026).

Durante 2025, estos cinco países disponían en conjunto de aproximadamente 580 MW de capacidad de generación geotérmica, con una producción cercana a 4,024 GWh, equivalente al 6.5% del total regional. No obstante, el aprovechamiento de esta tecnología presenta diferencias importantes entre sistemas nacionales (CRIE, 2026).

En dicho año, Costa Rica registró la mayor capacidad disponible de generación geotérmica, con aproximadamente 205 MW, y produjo alrededor de 1,430 GWh. El Salvador disponía de aproximadamente 181 MW de capacidad y alcanzó una generación cercana a 1,463 GWh, ligeramente superior a la registrada por Costa Rica. Nicaragua contaba con 120 MW de capacidad y produjo 637 GWh; Guatemala registró aproximadamente 39 MW de capacidad y alrededor de 269 GWh producidos; mientras que Honduras, con 35 MW, generó aproximadamente 225 GWh (CRIE, 2026).

En conjunto, Costa Rica y El Salvador concentraron aproximadamente dos terceras partes de la capacidad disponible de generación geotérmica regional y más del 70.0% de la generación proveniente de este recurso durante 2025. Sin embargo, la presencia de centrales geotérmicas en Nicaragua, Guatemala y Honduras evidencia que su aprovechamiento no se limita a pocos sistemas nacionales, sino que forma parte de la diversidad de recursos renovables disponibles en la mayoría de los países que conforman el MER. En el caso de Panamá, el GTG (2026) señala que el país "se encuentra en una etapa inicial de caracterización del recurso geotérmico, sin capacidad instalada para generación eléctrica ni proyectos en fase de exploración avanzada reportados formalmente" (p. 42).

La generación geotérmica presenta, además, características operativas diferentes de aquellas asociadas con las tecnologías solar fotovoltaica y eólica. Al aprovechar un recurso térmico disponible de manera continua, las centrales geotérmicas pueden operar durante amplios períodos del año. La *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2025) señala que, entre 2010 y 2024, los proyectos geotérmicos incluidos en su base de datos registraron generalmente factores de capacidad entre 50.0% y 96.0%, aunque con variaciones entre proyectos, asociadas, entre otros aspectos, con la calidad del recurso, la dinámica del reservorio y factores económicos. Como referencia internacional, para los proyectos geotérmicos de nueva puesta en servicio a nivel mundial durante 2024, el factor de capacidad promedio ponderado alcanzó 88.0%, lo que indica una producción de energía equivalente al 88.0% de la que habría resultado de operar continuamente a su capacidad nominal durante dicho año.

Estas características pueden observarse en los resultados registrados en América Central. Durante 2025, los aproximadamente 580 MW de capacidad disponible de generación geotérmica produjeron alrededor de 4,024 GWh, mientras que los más de 2,000 MW correspondientes a la tecnología solar fotovoltaica alcanzaron una producción cercana a 3,591 GWh. Por su parte, los más de 1,300 MW de capacidad eólica registraron una producción de alrededor de 4,332 GWh durante el mismo año (CRIE, 2026). Esta comparación no supone establecer una valoración entre tecnologías, sino evidenciar cómo recursos renovables con diversas características operativas pueden presentar relaciones diferentes entre su capacidad disponible y la energía efectivamente producida.

Figura 4. **Recursos renovables: diferentes características operativas**



Fuente: Elaboración propia con base en CRIE (2026).

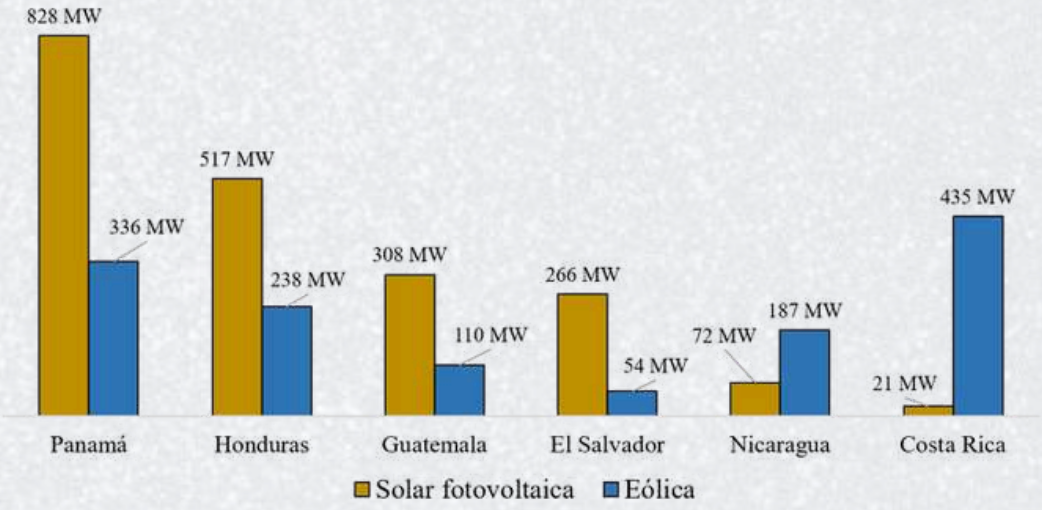
La experiencia geotérmica en América Central permite, por consiguiente, ampliar el análisis sobre la transformación de la matriz de generación regional. El incremento de la participación renovable no implica necesariamente una mayor participación de energías renovables variables (ERV), debido a que dicha participación puede estar conformada por tecnologías con características operativas diferentes. Por esta razón, además de analizar cuánto aumenta la participación de los recursos renovables, resulta necesario considerar qué tecnologías explican ese crecimiento y las características que cada una incorpora a la operación de los sistemas eléctricos nacionales y del SER.

4.3. AUMENTO EN LA PARTICIPACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS SOLAR FOTOVOLTAICA Y EÓLICA

Las tecnologías solar fotovoltaica y eólica constituyen el componente renovable que ha registrado uno de los cambios más significativos durante los últimos años en la matriz de generación regional. En 2025, registraron en conjunto aproximadamente 3,372 MW de la capacidad disponible en América Central, equivalentes al 17.4% del total, y produjeron cerca de 7,922 GWh, equivalentes al 12.8% del total (CRIE, 2026).

En ese sentido, al igual que las tecnologías hidroeléctrica y geotérmica, la capacidad disponible de generación solar fotovoltaica y eólica presenta diferencias entre sistemas nacionales. Al cierre de 2025, de acuerdo con datos estadísticos de la CRIE (2026), se observa una presencia solar fotovoltaica importante en Panamá (828 MW) y Honduras (517 MW), seguida por Guatemala (308 MW) y El Salvador (266 MW), mientras que Nicaragua (72 MW) y Costa Rica (21 MW) presentan niveles relativamente más moderados. En el caso de la participación eólica, Costa Rica dispone de la mayor capacidad de generación en América Central, con alrededor de 435 MW, seguida por Panamá (336 MW), Honduras (238 MW), Nicaragua (187 MW), Guatemala (110 MW) y El Salvador (54 MW).

Figura 5. **Capacidad solar fotovoltaica y eólica en el MER**



La incorporación de capacidad ***solar fotovoltaica*** y ***eólica*** se ha presentado con distinta magnitud en cada sistema nacional.

Esta heterogeneidad tecnológica coexiste dentro de un sistema regional eléctricamente interconectado.

Fuente: Elaboración propia con base en CRIE (2026).

Esta distribución refleja trayectorias específicas en la incorporación de las referidas tecnologías de generación a los países que conforman el MER. Cada sistema nacional combina en proporciones distintas recursos renovables y no renovables. En consecuencia, las particularidades de cada matriz de generación pueden dar lugar, entre otros aspectos, a requerimientos diferenciados de reservas operativas, flexibilidad y transmisión.

Al respecto, la creciente participación tanto de la capacidad disponible como de la generación solar fotovoltaica y eólica adquiere especial importancia para la Regulación Regional debido a las características asociadas con la variabilidad del recurso primario, los pronósticos de su producción y la respuesta ante condiciones particulares de frecuencia y voltaje. Estos elementos plantean requerimientos técnicos y operativos que deben ser considerados dentro del marco regulatorio del MER ante la incorporación de tecnologías asociadas con recursos primarios variables o intermitentes.

5. COMPLEMENTARIEDAD DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS NACIONALES Y EL MER

La coexistencia de los mercados nacionales con un mercado regional permite que los intercambios de energía constituyan una fuente adicional de aprovisionamiento para los países de América Central. En este sentido, el MER no sustituye la generación local destinada a atender los consumos nacionales, sino que proporciona una fuente adicional de abastecimiento conforme a las disposiciones establecidas en la Regulación Regional.

La magnitud de esta complementariedad es heterogénea entre sistemas nacionales y varía a lo largo del tiempo. Depende, entre otros aspectos, de la disponibilidad de generación, las condiciones climáticas, los precios nacionales y regional, la capacidad de transmisión y las decisiones comerciales de los agentes que participan en el MER.

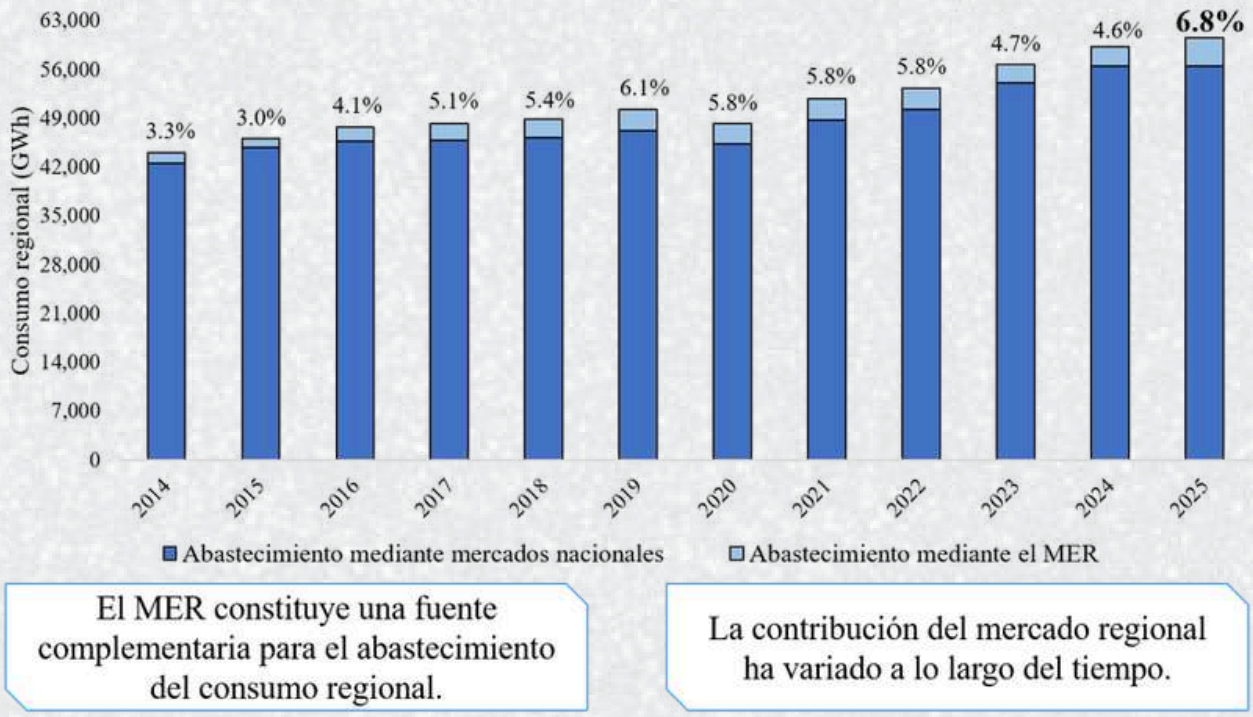
5.1. EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DEL MER EN EL ABASTECIMIENTO REGIONAL

Durante el período 2014-2025, las inyecciones al MER representaron entre el 3.0% y el 6.8% del consumo regional. En 2014, esta proporción se situó en aproximadamente 3.3% y disminuyó a 3.0% en 2015, el valor más bajo de la serie analizada. Posteriormente, aumentó hasta alcanzar 6.1% en 2019, se mantuvo en 5.8% entre 2020 y 2022 y descendió a 4.7% en 2023 y 4.6% en 2024. En contraste, en 2025 alcanzó 6.8%, el valor anual más elevado registrado a la fecha (CRIE, 2026).

Este comportamiento muestra que la participación del MER como fuente complementaria de abastecimiento puede variar de un año a otro en función de las condiciones de los sistemas eléctricos nacionales y regional. Particularmente, durante 2023 y 2024, la menor disponibilidad de generación renovable en América Central, asociada al fenómeno de El Niño, incidió en la disminución de los volúmenes de energía destinados a su comercialización en el MER. En contraste, durante 2025 se observó un entorno más favorable en términos de disponibilidad de recursos energéticos, lo que permitió un mayor aprovechamiento del mercado regional.

Por consiguiente, el 6.8% observado en 2025 no debe interpretarse como un nivel permanente de participación del MER en el abastecimiento regional. Este valor responde a las condiciones que se presentaron durante ese año y evidencia la capacidad del mercado regional para complementar las fuentes de aprovisionamiento disponibles en los mercados nacionales.

Figura 6. **Evolución del aporte del MER al abastecimiento regional**



Fuente: Elaboración propia con base en CRIE (2026).

5.2. CONTRIBUCIÓN DEL MER EN EL ABASTECIMIENTO DEL CONSUMO NACIONAL

La contribución del mercado regional adquiere especial relevancia cuando se analiza individualmente para los países que conforman el MER. A diferencia del indicador regional anterior, el análisis nacional permite determinar en qué proporción los retiros de energía del MER contribuyen al abastecimiento del consumo interno de cada país.

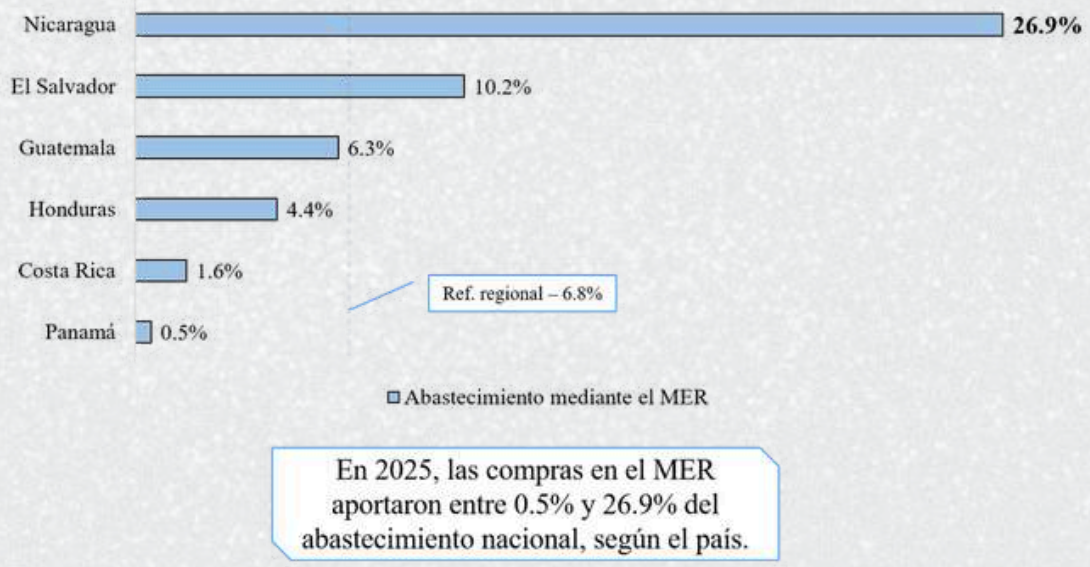
Particularmente en 2025, las compras de energía en el MER representaron aproximadamente el 26.9% del consumo de Nicaragua, el 10.2% de El Salvador, el 6.3% de Guatemala, el 4.4% de Honduras, el 1.6% de Costa Rica y el 0.5% de Panamá (CRIE, 2026).

Las diferencias observadas permiten apreciar con mayor claridad el carácter complementario del mercado regional. Para Nicaragua, por ejemplo, la energía adquirida en el MER representó más de una cuarta parte de su consumo durante 2025, mientras que para Panamá dicha participación fue inferior al 1.0%. Entre ambos extremos se encuentran los demás sistemas nacionales, con distintos niveles de contribución del MER en el abastecimiento de su consumo local.

Asimismo, estas posiciones relativas pueden modificarse en el tiempo. Los países no mantienen necesariamente una condición permanente como exportadores o importadores, debido a que su participación responde, entre otros aspectos, a la evolución del consumo energético, la disponibilidad de generación, así como a las condiciones climáticas y operativas registradas en el SER.

De esta manera, el resultado agregado regional y los valores individuales por país proporcionan perspectivas complementarias. En ese sentido, el primer indicador permite dimensionar la participación del MER en el abastecimiento energético de América Central, mientras que el segundo indicador muestra el aporte del mercado regional a la cobertura del consumo de cada sistema nacional.

Figura 7. **Abastecimiento nacional mediante el MER**



Fuente: Elaboración propia con base en CRIE (2026).

6. IMPACTO ECONÓMICO DEL MER SOBRE LOS MERCADOS NACIONALES

Además de participar en el abastecimiento energético de los países que conforman el MER, las transacciones realizadas en dicho mercado producen efectos económicos. En este contexto, el análisis del impacto de las transacciones efectuadas tanto en el Mercado de Contratos Regional (MCR) como en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR), desde el punto de vista económico, permite complementar la dimensión operativa de los intercambios regionales de energía.

6.1. IMPACTO ECONÓMICO DE LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA REALIZADAS EN EL MER

El impacto económico estimado de las transacciones realizadas en el MER ascendió aproximadamente a USD 156 millones durante 2025. De este monto, alrededor de USD 117 millones se asocian a la participación de los agentes del mercado en el MCR y USD 39 millones a los intercambios efectuados directamente en el MOR (CRIE, 2026).

Estos resultados presentan diferencias entre los países que conforman el mercado regional. En dicho año, Nicaragua registró aproximadamente USD 49 millones; Guatemala, USD 33 millones; Costa Rica, USD 28 millones; El Salvador, USD 18 millones; Panamá, USD 17 millones; y Honduras, USD 11 millones (CRIE, 2026).

La heterogeneidad en la magnitud de estos resultados para cada país se relaciona, entre otros aspectos, con la posición relativa que ocupan como exportadores o importadores en el MER, la composición de sus matrices de generación y el nivel del consumo local, factores que inciden en los diferenciales entre los precios nacionales y el precio regional.

En consecuencia, el impacto económico de las transacciones realizadas en el MCR y en el MOR puede asociarse, en el caso de los retiros, con la posibilidad de adquirir energía regional bajo condiciones económicas más favorables que las existentes en el respectivo mercado nacional; mientras que, para las inyecciones, puede estar relacionado con la posibilidad de vender energía en el MER a precios superiores a los disponibles localmente.

6.2. IMPACTO ECONÓMICO NETO

De acuerdo con la metodología de estimación utilizada por la CRIE (2026), el análisis del impacto económico incorpora adicionalmente otros componentes derivados de la participación en el MER. Entre ellos se encuentran las Rentas de Congestión (RC), los cargos por servicio de operación y regulación del mercado regional, el Cargo Complementario (CC), los Costos Variables de Transmisión Netos (CVTn) y los Ingresos por Venta de Derechos de Transmisión (IVDT).

Figura 8. **Impacto económico neto del MER**



Fuente: Elaboración propia con base en CRIE (2026).

En ese sentido, el impacto económico estimado de las transacciones de energía realizadas en el MCR y en el MOR (USD 156 millones), aunado a aproximadamente USD 52 millones de RC, resultó en alrededor de USD 208 millones. Una vez incorporados los costos asociados a la participación en el MER, valorados en USD 20 millones, el impacto económico neto durante 2025 alcanzó cerca de USD 188 millones (CRIE, 2026).

Por país, el resultado neto estimado se situó en aproximadamente USD 48 millones para Nicaragua, USD 47 millones para Panamá, USD 38 millones para Guatemala, USD 31 millones para Costa Rica, USD 17 millones para El Salvador y USD 7 millones para Honduras (CRIE, 2026).

Estos resultados permiten dimensionar económicamente los efectos asociados a los intercambios regionales de energía, pero requieren una interpretación particular. El impacto económico neto estimado no equivale automáticamente a un ahorro trasladado a los usuarios finales. La forma en que estos efectos pueden reflejarse posteriormente en cada mercado nacional depende de la regulación local, los esquemas tarifarios vigentes y las decisiones adoptadas por las autoridades competentes en cada país.

7. ADAPTACIÓN DE LA REGULACIÓN REGIONAL ANTE LAS ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES

La evolución tecnológica de los sistemas eléctricos también ha requerido adecuaciones en las condiciones aplicables a la conexión y operación de nuevas centrales de generación. Particularmente, el incremento de la penetración solar fotovoltaica y eólica introduce características que deben ser consideradas en la planificación y operación del sistema regional, entre ellas la variabilidad o intermitencia del recurso primario, el comportamiento dinámico de las respectivas centrales, los pronósticos de generación y la respuesta ante variaciones de frecuencia y voltaje.

En este contexto, la Regulación Regional ha incorporado progresivamente disposiciones orientadas a atender estas condiciones, principalmente con el propósito de preservar la seguridad y confiabilidad del SER.

7.1. CRITERIOS TÉCNICOS PARA LOS ESTUDIOS DE CONEXIÓN DE NUEVOS PROYECTOS

Un primer avance relevante se produjo con la Resolución CRIE-29-2018, emitida el 15 de febrero de 2018. Mediante esta resolución, la CRIE (2018a) modificó disposiciones contenidas en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), incorporando definiciones y nomenclaturas a su Libro I *DE LOS ASPECTOS GENERALES*, así como los apartados 4.7 al 4.13 y un Anexo K a su Libro III *DE LA TRANSMISIÓN,* relacionados con el procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) y a la línea SIEPAC.

Como parte de estas modificaciones, se incorporaron criterios técnicos adicionales para los estudios eléctricos de nuevos proyectos de generación asociados con energías renovables variables (ERV). Entre otros aspectos, se considera la utilización de modelos dinámicos de simulación y las características propias de estas tecnologías, como la variabilidad de la radiación solar y del viento y su comportamiento ante variaciones de frecuencia y voltaje. Asimismo, se contemplan sus efectos sobre la regulación de frecuencia y voltaje, la disponibilidad de reservas operativas para mantener el balance entre generación y demanda, así como análisis relacionados con contingencias, estabilidad transitoria, cortocircuito y sistemas de protección.

La relevancia de estos requerimientos radica en que la evaluación de un proyecto no se limita únicamente a su capacidad para conectarse físicamente a la red eléctrica. También requiere representar o modelar adecuadamente sus características y evaluar su interacción con el resto del sistema antes de su incorporación a la RTR y a la línea SIEPAC.

7.2. REQUERIMIENTOS PARA LA CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE NUEVOS PROYECTOS

Posteriormente, con la Resolución CRIE-95-2018, emitida el 25 de octubre de 2018, la CRIE (2018b) continuó desarrollando aspectos regulatorios asociados con centrales solares fotovoltaicas y eólicas mediante modificaciones al procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la RTR y a la línea SIEPAC.

Entre los elementos considerados se encuentran la disponibilidad de información y pronósticos de generación, telemetría, comportamiento ante desviaciones y regulación primaria de frecuencia, soporte de voltaje y capacidad de respuesta frente a perturbaciones. Asimismo, se incorporó el estudio de requerimientos de reserva de regulación, considerando las perspectivas de crecimiento de la generación solar fotovoltaica y eólica y la disponibilidad de recursos para mantener el balance entre generación y demanda.

Este tipo de análisis resulta especialmente importante ante el debate sobre cuánto puede aumentar la participación de recursos renovables variables dentro de los sistemas eléctricos. La Regulación Regional no establece un porcentaje único de penetración de las centrales que utilizan recursos primarios variables o intermitentes, aplicable indistintamente a todos los países que conforman el MER, pero incorpora disposiciones que permiten evaluar la viabilidad de integrar nuevos proyectos de generación asociados con dichas tecnologías, considerando, entre otros elementos, la disponibilidad y suficiencia de reservas operativas.

De esta manera, el nivel de incorporación de generación con base en energías renovables variables no depende exclusivamente de la capacidad instalada de estas tecnologías, sino también de las condiciones particulares del sistema eléctrico correspondiente y de los recursos disponibles para responder ante sus requerimientos operativos.

7.3. REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA Y ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS

La adaptación normativa continuó mediante la Resolución CRIE-44-2020, emitida el 18 de mayo de 2020, como parte del cierre del proceso de Consulta Pública 07-2019. Las modificaciones incorporadas mediante dicha resolución establecen que las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir a la regulación primaria de frecuencia mediante sus sistemas de control. Cuando una unidad no pueda proporcionar directamente este servicio debido a su tecnología o diseño, se contemplan alternativas para suministrarlo, entre ellas la utilización de otros generadores o sistemas de almacenamiento de energía que dispongan del margen de potencia activa requerido (CRIE, 2020).

Este antecedente resulta relevante porque muestra cómo la Regulación Regional incorporó opciones tecnológicas diferentes de los esquemas tradicionales para la prestación de determinados servicios complementarios. Sin embargo, la referencia al almacenamiento se encuentra asociada con una función específica y no constituye un marco integral para el acceso, conexión y operación de estos sistemas en la RTR.

En conjunto, las adaptaciones a la Regulación Regional desarrolladas desde 2018 muestran una evolución progresiva. Inicialmente, se fortalecieron los criterios para evaluar la conexión de nuevos proyectos y representar adecuadamente el comportamiento de las centrales vinculadas a las energías renovables variables (ERV); posteriormente, se establecieron requerimientos relacionados con la operación de dichas centrales y con la disponibilidad de reservas operativas; y, finalmente, se incorporaron alternativas tecnológicas para atender determinados necesidades del SER ante la creciente participación de este tipo de proyectos y centrales.

Figura 9. **Adaptación de la regulación regional ante cambios tecnológicos**



Fuente: Elaboración propia con base en CRIE (2018A, 2018B, 2020) y Términos de Referencia de consultoría relativa a SAEB.

8. LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS (SAEB)

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (SAEB) constituyen un ejemplo de las nuevas tecnologías que pueden desempeñar funciones diferentes de aquellas asociadas tradicionalmente con centrales de generación o instalaciones de consumo. Estos sistemas pueden retirar energía de la red eléctrica, almacenarla y posteriormente inyectarla, además de prestar determinados servicios complementarios, dependiendo de sus características y de las condiciones bajo las cuales sean incorporados.

Esta bidireccionalidad operativa introduce nuevos elementos que deben ser considerados desde el punto de vista normativo, debido a que las disposiciones de la Regulación Regional desarrolladas previamente para instalaciones que únicamente generan o consumen energía no necesariamente contemplan todas las características de un SAEB.

8.1. ANTECEDENTES EN LA REGULACIÓN REGIONAL

Como se abordó anteriormente, la Resolución CRIE-44-2020 incorporó la posibilidad de utilizar los sistemas de almacenamiento como una alternativa para prestar la regulación primaria de frecuencia cuando una unidad generadora no pueda aportar directamente dicho servicio complementario (CRIE, 2020).

Este antecedente constituye un reconocimiento de la capacidad técnica del almacenamiento para desempeñar una función específica dentro del sistema regional. No obstante, una incorporación más amplia de los SAEB a la RTR requiere analizar otros aspectos asociados con su conexión y operación, entre ellos modelos representativos, estudios eléctricos, coordinación de inyecciones y retiros de la red eléctrica, medición comercial y comportamiento ante perturbaciones.

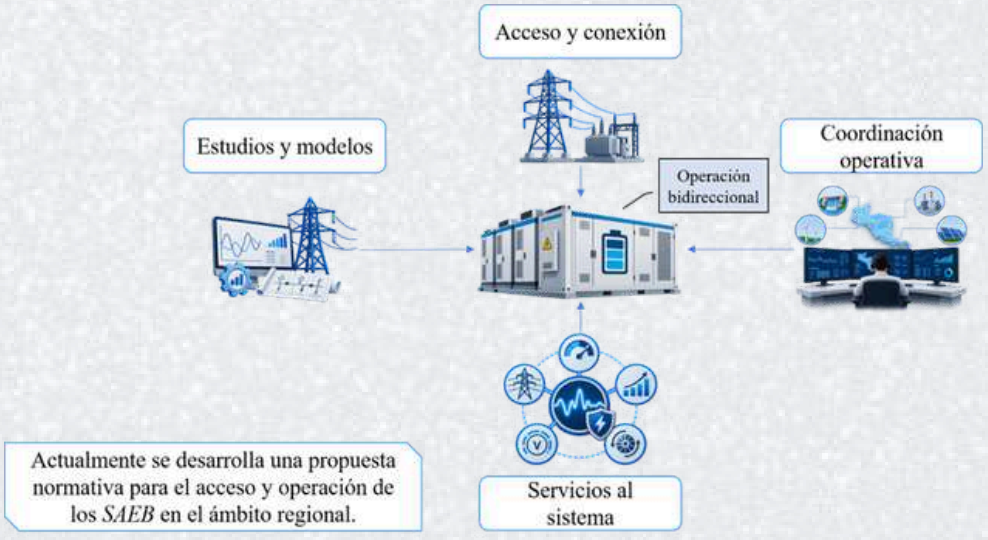
8.2. DESARROLLO DE UNA PROPUESTA NORMATIVA PARA LOS SAEB

En este contexto, la CRIE desarrolla actualmente, con apoyo externo especializado, una consultoría orientada a documentar, analizar y elaborar una propuesta normativa para regular el acceso y operación de los SAEB en el ámbito de la RTR, procurando que dicha propuesta pueda adaptarse a la evolución tecnológica de los sistemas eléctricos y contribuir a la estabilidad, seguridad y resiliencia del SER. La finalización de la consultoría está prevista para los últimos meses de 2026 e inicios de 2027, de acuerdo con la planificación establecida en los respectivos Términos de Referencia (TdR).

El alcance de dicha consultoría comprende la revisión de la Regulación Regional y de las disposiciones nacionales relacionadas con estos sistemas de almacenamiento, así como el análisis de requerimientos técnicos aplicables a su conexión y de las funciones que podrían desempeñar, entre ellas la inyección y retiro de energía, la regulación primaria y secundaria de frecuencia y el control de voltaje.

Asimismo, se consideran aspectos relacionados con los procedimientos de acceso y conexión, estudios eléctricos, modelos para representar el comportamiento de los SAEB, coordinación entre el Ente Operador Regional (EOR) y los Operadores de Sistema y de Mercado (OS/OMS), requerimientos de medición comercial y elementos técnicos necesarios para su operación bidireccional.

Figura 10. **Incorporación de los SAEB a la Red de Transmisión Regional (RTR)**



Fuente: Elaboración propia con base en Términos de Referencia de consultoría relativa a SAEB.

Los productos preliminares de la consultoría han identificado áreas de análisis relacionadas con el reconocimiento y alcance regulatorio de los sistemas de almacenamiento, su acceso y conexión a la RTR, los requerimientos para el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño del SER, la coordinación operativa, los estudios eléctricos y modelos representativos requeridos y la medición comercial bidireccional. Estas temáticas forman parte del proceso de análisis y validación que realiza la CRIE con apoyo externo especializado y, por consiguiente, no constituyen disposiciones vigentes de la Regulación Regional.

Adicionalmente, el alcance de la consultoría se concentra en los aspectos técnicos y regulatorios vinculados con la conexión y operación de estos sistemas de almacenamiento y no contempla, por el momento, el desarrollo de mecanismos tarifarios o comerciales específicos para su participación en el MER.

De esta manera, los SAEB representan una nueva etapa dentro del proceso de evolución regulatoria. Así como el crecimiento de la penetración solar fotovoltaica y eólica requirió incorporar criterios específicos para la conexión y operación de los proyectos y centrales asociados con energías renovables variables (ERV), la creciente participación de tecnologías bidireccionales en el ámbito energético plantea la necesidad de analizar las condiciones para su integración, sus efectos sobre el SER y las adecuaciones que podrían realizarse a la Regulación Regional.

9. LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL HACIA 2050

La evolución observada durante los últimos años evidencia cambios importantes en la composición de los parques de generación de los países que conforman el MER. En este contexto, el estudio Desarrollo de una Visión 2050 para SIEPAC constituye una referencia para analizar posibles trayectorias de expansión y las necesidades que podrían derivarse de ellas (BID, 2025).

Al respecto, dicho estudio evalúa diferentes escenarios mediante una representación integrada de la expansión de generación, transmisión y reservas operativas. El análisis incorpora centrales con fuentes renovables variables, operación con horizonte horario, sistemas de almacenamiento y posibles ampliaciones de las interconexiones regionales y extrarregionales (BID, 2025).

Los resultados obtenidos deben interpretarse como escenarios prospectivos sujetos a las premisas y sensibilidades consideradas en cada caso y no como una predicción de la configuración que tendrá el MER en 2050.

9.1. CAMBIOS EN LA CAPACIDAD DISPONIBLE DE GENERACIÓN

Una característica común de los escenarios evaluados es la incorporación significativa de nueva capacidad de generación solar fotovoltaica y eólica. Dependiendo de las premisas consideradas, las adiciones asociadas con la tecnología solar fotovoltaica hacia 2050 se sitúan aproximadamente entre 9.1 GW y 17.1 GW, mientras que las correspondientes a la tecnología eólica se encuentran entre 7.7 GW y 10.9 GW (BID, 2025).

La magnitud de estas expansiones permite dimensionar el cambio que podría experimentar el sistema regional respecto de su configuración actual. Como referencia, en 2025 la capacidad conjunta de generación solar fotovoltaica y eólica de los seis países que conforman el MER era de aproximadamente 3.4 GW (CRIE, 2026). Los escenarios analizados consideran, por tanto, incorporaciones considerablemente superiores a la capacidad disponible en 2025 mediante estas tecnologías.

No obstante, el aumento de la penetración de las tecnologías renovables de generación no se evalúa de manera aislada. Los escenarios analizados combinan las expansiones de proyectos solares fotovoltaicos y eólicos con inversiones en otras tecnologías, transmisión y recursos de flexibilidad operativa. Estas consideraciones resultan importantes porque evidencian que una mayor participación de generación asociada con recursos variables o intermitentes debe analizarse integralmente con los demás elementos que conforman y condicionan la operación del respectivo sistema eléctrico.

9.2. ROL DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

Los sistemas de almacenamiento adquieren una presencia importante dentro de los escenarios estudiados hacia 2050. Las adiciones de baterías varían aproximadamente entre 1.2 GW y 9.7 GW, dependiendo de las condiciones evaluadas, y determinados escenarios incorporan adicionalmente sistemas solar-batería y almacenamiento mediante bombeo (BID, 2025).

La amplitud de este rango de capacidad muestra que el nivel de almacenamiento resultante depende de las características de cada escenario, incluyendo la expansión de la generación renovable, la transmisión disponible, las interconexiones y otros recursos del sistema regional. Los resultados no establecen, por consiguiente, una capacidad única que deba desarrollarse, pero sí permiten observar que los sistemas de almacenamiento adquieren mayor relevancia ante diferentes trayectorias de evolución del SER.

Esta perspectiva guarda relación con el análisis regulatorio que actualmente desarrolla la CRIE con apoyo externo especializado, relativo a los SAEB. Las necesidades futuras dependerán de la evolución efectiva de los sistemas eléctricos nacionales y regional; sin embargo, la consideración del almacenamiento en los escenarios prospectivos evidencia la importancia de contar con marcos regulatorios capaces de adaptarse a tecnologías cuya presencia podría aumentar durante los próximos años.

9.3. EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

En el estudio *Desarrollo de una Visión 2050 para SIEPAC* también se analiza la expansión de la infraestructura de transmisión, incluyendo el segundo circuito del SIEPAC y las interconexiones extrarregionales Panamá-Colombia, México-Guatemala y Belice-Guatemala (BID, 2025).

Este enfoque guarda relación con la propia concepción del Proyecto SIEPAC, dado que la disponibilidad de recursos de generación no determina por sí sola la capacidad para realizar intercambios regionales; también se requiere infraestructura que permita transportar la energía entre los diferentes sistemas eléctricos. En este contexto, una mayor disponibilidad de recursos renovables en determinado país no necesariamente puede ser aprovechada regionalmente cuando existen restricciones que limitan su transferencia hacia otros sistemas nacionales.

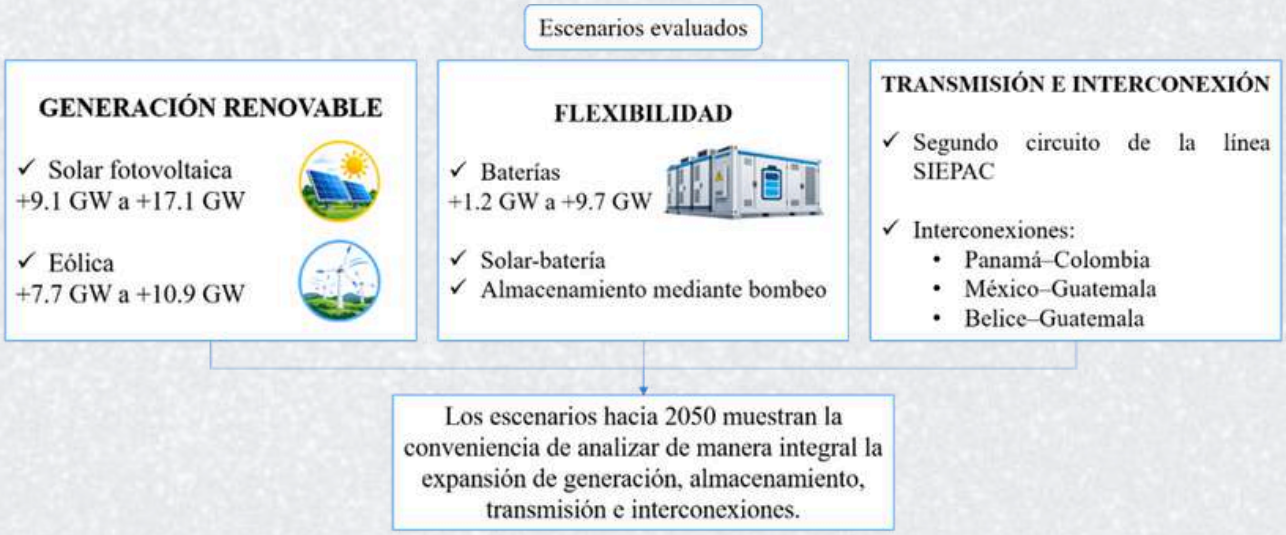
En consecuencia, la expansión de la generación, de la transmisión y de los recursos de flexibilidad operativa debe analizarse de manera integral. Los escenarios hacia 2050 muestran precisamente la interrelación entre estos elementos y la importancia que podría adquirir la infraestructura eléctrica ante una matriz de generación con mayor participación solar fotovoltaica y eólica.

9.4. IMPLICACIONES PARA LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL

Los escenarios prospectivos también plantean nuevos elementos para la coordinación entre los ámbitos nacional y regional. La incorporación de nuevas tecnologías continuará produciéndose principalmente dentro de los sistemas nacionales, mientras que sus efectos pueden extenderse al SER debido a la operación interconectada.

Esto implica mantener una adecuada articulación entre la planificación de los sistemas eléctricos, la expansión de la transmisión, la coordinación operativa y los marcos regulatorios aplicables. No supone que los países que conforman el MER deban adoptar una misma composición tecnológica de generación ni que sus regulaciones nacionales deban necesariamente converger hacia un esquema uniforme; requiere, en cambio, reconocer que la evolución de un sistema puede generar efectos sobre las condiciones de operación e intercambio en el ámbito regional.

Figura 11. **La integración eléctrica regional hacia 2050**



Fuente: Elaboración propia con base en BID (2025).

En este sentido, la experiencia acumulada por el MER proporciona una base institucional sobre la cual pueden abordarse progresivamente los desafíos asociados con una matriz de generación más diversa, una mayor presencia de tecnologías vinculadas con recursos variables o intermitentes y la incorporación de nuevos proyectos con características particulares para su conexión y operación en el SER.

10. CONCLUSIONES

La experiencia del MER evidencia que la integración eléctrica regional se ha desarrollado mediante la articulación de infraestructura de transmisión, mecanismos de mercado, coordinación operativa y una institucionalidad especializada. La coexistencia de estos elementos permite que los sistemas eléctricos nacionales mantengan sus propias características y estructuras, al mismo tiempo que participan en un ámbito regional para realizar intercambios de energía y coordinar la operación del SER.

La matriz de generación de América Central ha experimentado una transformación importante durante los últimos años. Entre 2013 y 2025 aumentaron tanto la capacidad de generación como la participación de los recursos renovables, acompañadas por una mayor diversificación tecnológica. Si bien la generación hidroeléctrica continúa teniendo una participación predominante, la geotérmica mantiene una contribución relevante como recurso renovable autóctono y las tecnologías solar fotovoltaica y eólica han incrementado progresivamente su presencia. Esta diversidad implica que el análisis de la integración renovable debe considerar no solamente su magnitud, sino también las características operativas de las tecnologías que la conforman.

El MER constituye una fuente complementaria de abastecimiento para los países que lo conforman, aunque su contribución varía entre sistemas nacionales y a lo largo del tiempo. Durante 2025, las inyecciones al MER representaron aproximadamente el 6.8% del consumo regional, mientras que la participación de los retiros regionales en el abastecimiento del consumo de cada país presentó diferencias importantes. Esta heterogeneidad refleja que la función del mercado regional responde a las condiciones particulares de disponibilidad de generación, consumo, precios, transmisión y operación de cada sistema eléctrico.

Los intercambios regionales también producen efectos económicos sobre los mercados nacionales. Durante 2025, el impacto económico neto estimado asociado con la participación en el MER alcanzó aproximadamente USD 188 millones. Sin embargo, este resultado no equivale automáticamente a un ahorro para los usuarios finales, debido a que su eventual traslado depende de la regulación, los esquemas tarifarios y las decisiones adoptadas en cada país.

La Regulación Regional ha evolucionado progresivamente para acompañar los cambios tecnológicos observados en los sistemas eléctricos. Las modificaciones incorporadas desde 2018 fortalecieron los requerimientos aplicables a la conexión y operación de centrales asociadas con energías renovables variables, incluyendo aspectos relacionados con modelos de simulación, pronósticos de generación, respuesta ante variaciones de frecuencia y voltaje y disponibilidad de reservas operativas. Esta evolución muestra que una mayor participación de recursos variables o intermitentes debe analizarse en función de las condiciones particulares de cada sistema y de los recursos disponibles para preservar la seguridad y confiabilidad del SER.

La incorporación de nuevas tecnologías plantea la necesidad de continuar evaluando la adecuación de la Regulación Regional. En este contexto, el análisis que actualmente desarrolla la CRIE, con apoyo externo especializado, relativo a los SAEB, constituye una nueva etapa de este proceso, orientada a determinar las condiciones técnicas y regulatorias para su eventual acceso, conexión y operación en el ámbito regional. A su vez, los escenarios prospectivos hacia 2050 muestran la estrecha relación entre la evolución de la generación, la transmisión, las interconexiones, las reservas y los recursos de flexibilidad operativa y, por consiguiente, la importancia de analizar estos elementos de manera integral en el contexto de la evolución de la integración eléctrica regional.

11. REFLEXIONES FINALES

La experiencia de América Central muestra que la integración eléctrica regional constituye un proceso evolutivo. La infraestructura desarrollada mediante el Proyecto SIEPAC y la creación del MER proporcionaron una base para ampliar los intercambios de energía entre países; sin embargo, la evolución de los sistemas eléctricos introduce continuamente nuevos requerimientos técnicos, operativos y regulatorios. La integración, por tanto, no constituye una configuración estática, sino un proceso que debe adaptarse a las condiciones que enfrentan los sistemas nacionales y el SER.

En este proceso, la diversidad de recursos renovables disponibles en América Central constituye una característica relevante. Las tecnologías hidroeléctrica, geotérmica, solar fotovoltaica, eólica y a base de biomasa presentan características distintas y su participación varía entre países. Esta diversidad permite observar que el análisis de una matriz de generación con mayor participación renovable no debe limitarse a determinar cuánto aumenta dicha participación, sino también a comprender qué tecnologías explican ese crecimiento y cuáles son sus implicaciones para la operación del respectivo sistema eléctrico.

La experiencia normativa del MER también muestra la importancia de que la Regulación Regional pueda evolucionar conforme cambian las características de los sistemas eléctricos. La incorporación de requerimientos específicos para las energías renovables variables y el análisis actualmente en desarrollo para los sistemas de almacenamiento mediante baterías reflejan una evolución progresiva orientada a atender nuevas condiciones tecnológicas, procurando preservar la seguridad y confiabilidad del SER.

Finalmente, los escenarios hacia 2050 no determinan una configuración única para el futuro del MER, pero permiten analizar cómo una mayor presencia de generación solar fotovoltaica y eólica podría incrementar la relevancia de la transmisión, las interconexiones, las reservas operativas, el almacenamiento y otros recursos de flexibilidad. En este contexto, uno de los desafíos para la integración eléctrica regional consiste en mantener una adecuada articulación entre la evolución de los sistemas nacionales y las condiciones necesarias para la operación del SER, reconociendo que las decisiones adoptadas en cada país pueden producir efectos que trascienden sus propios sistemas eléctricos.

REFERENCIAS

- Banco Interamericano de Desarrollo. (2025). *Desarrollo de una Visión 2050 para SIEPAC*. https://www.iadb.org/document.cfm?id=EZIDB0000713-1914873106-5

- Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. (2014). *Informe estadístico anual 2013.* https://crie.org.gt/wp/wp-content/uploads/2013/12/INFORME-SECTOR-EL%C3%89CTRICO-AM%C3%89RICA-CENTRAL.pdf

- Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. (2018a). *Resolución CRIE-29-2018*. https://www.crie.org.gt/wp/BIGFILES/RESOLUCION-CRIE-29-2018.pdf

- Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. (2018b). *Resolución CRIE-95-2018*. https://www.crie.org.gt/wp/BIGFILES/RESOLUCION-CRIE-95-2018.pdf

- Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. (2020). *Resolución CRIE-44-2020*. https://www.crie.org.gt/wp/BIGFILES/RESOLUCION-CRIE-44-2020.pdf

- Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. (2026). *Informe estadístico anual 2025.* https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/04/Informe-Estadistico-Anual-2025.pdf

- Echevarría, C., Jesurun-Clements, N., Mercado Díaz, J. E., & Trujillo, C. (2017). *Integración eléctrica centroamericana: Génesis, beneficios y prospectiva del Proyecto SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central*. https://doi.org/10.18235/0012708

- Grupo Técnico de Geociencias. (2026). *Estado actual de la geotermia en la región de los países miembros del SICA 2026*. Consejo de Ministros de Energía del SICA. https://www.sica.int/documentos/diagnostico-del-estado-actual-de-la-geotermia-edicion-2026_1_139169.html

- International Renewable Energy Agency. (2025). *Renewable power generation costs in 2024*. https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024

CRIE

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
5ta. avenida 5-55 zona 14
Edificio Europlaza Torre I, PH Oficina 1903, Guatemala.
Teléfono: (502) 2495-1777