

DOCUMENTOS DE **PROYECTOS**

# Integración energética en América Latina

Avances, escenarios  
y recomendaciones

Ignacio Sabbatella  
Marina Gil  
Rafael Poveda  
Ignacio Ñancupil



NACIONES UNIDAS

CEPAL



# Gracias por su interés en esta publicación de la CEPAL



NACIONES UNIDAS

CEPAL

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>



# Integración energética en América Latina

## Avances, escenarios y recomendaciones

Ignacio Sabbatella  
Marina Gil  
Rafael Poveda  
Ignacio Ñancupil



Este documento fue elaborado por Ignacio Sabbatella, Consultor, Marina Gil, Asistente Superior de Asuntos Económicos, Rafael Poveda, Consultor, e Ignacio Ñancupil, Asistente de Investigación, todos de la Unidad de Energía de la División de Recursos Naturales de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Se agradece la contribución de Hugo Altomonte, Frank Leáñez y Darío Calderón, Consultores de la Unidad de Energía, quienes aportaron insumos valiosos para este documento. El estudio se elaboró en el marco de las actividades del proyecto "Foro Regional de Planificadores Energéticos (FOREPLEN)", orientado al mejoramiento continuo de la planificación energética en apoyo a la transición justa e inclusiva en América Latina y el Caribe, implementado por la CEPAL en conjunto con el programa Get.Transform. Martín Abeles, Director de la División de Recursos Naturales de la CEPAL, se encargó de la supervisión general del documento.

Ni la Unión Europea ni ninguna persona que actúe en su nombre es responsable del uso que pueda hacerse de la información contenida en esta publicación. Los puntos de vista expresados en este estudio son del autor y no reflejan necesariamente los puntos de vista de la Unión Europea.

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

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.2026/2  
Distribución: L  
Copyright © Naciones Unidas, 2026  
Todos los derechos reservados  
Impreso en Naciones Unidas, Santiago  
S.2500816[S]

Esta publicación debe citarse como: Sabbatella, I., Gil, M., Poveda, R. y Ñancupil, I. (2026). Integración energética en América Latina: avances, escenarios y recomendaciones. *Documentos de Proyectos* (LC/TS.2026/2). 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

<b>Resumen</b> .....	<b>5</b>
<b>Introducción</b> .....	<b>7</b>
<b>I. Transición energética y tensiones geopolíticas: los desafíos para la integración energética regional</b> .....	<b>9</b>
A. La transición energética global .....	9
1. El factor energía y las dimensiones de la transición .....	9
2. Tensiones geopolíticas .....	12
B. Desafíos regionales .....	14
1. Los pilares de la transición justa en América Latina y el Caribe .....	14
2. Una integración estratégica para la transición energética .....	17
3. Situación energética de la región .....	20
<b>II. Integración energética regional: avances</b> .....	<b>25</b>
A. Integración del sector eléctrico .....	25
1. América del Sur .....	25
2. Centroamérica y México .....	28
B. La integración en el sector del gas natural .....	31
C. Comparación con otras regiones .....	38
<b>III. Escenarios de prospección eléctrica e integración regional</b> .....	<b>41</b>
A. Metodología y supuestos .....	41
B. Resultados de los escenarios .....	42
1. América del Sur .....	42
2. Centroamérica y México .....	48
C. Otros escenarios prospectivos en América Latina y el Caribe .....	53
<b>IV. Conclusiones y recomendaciones de políticas públicas</b> .....	<b>57</b>
A. Conclusiones .....	57
B. Recomendaciones de políticas públicas .....	59
<b>Bibliografía</b> .....	<b>61</b>

**Cuadros**

Cuadro 1	Capacidades técnicas, operativas, políticas y prospectivas (TOPP) institucionales para gestionar la integración energética en la transición.....	16
Cuadro 2	Intercambios de energía eléctrica entre países de América del Sur, años 2013-2023.....	27
Cuadro 3	Inyecciones y retiros en el MER e intercambios con México.....	30
Cuadro 4	América Latina: producción de gas natural 2013-2023.....	32
Cuadro 5	América del Sur: infraestructura de gasoductos transfronterizos .....	32
Cuadro 6	Intercambio eléctrico en regiones seleccionadas, año 2023.....	40
Cuadro 7	Intercambio gasífero transfronterizo en regiones seleccionadas, año 2023 .....	40
Cuadro 8	Prospección energética de América Latina por organismo .....	53

**Gráficos**

Gráfico 1	Mundo y América Latina y el Caribe: emisiones de gases de efecto invernadero por sector, 2022 .....	10
Gráfico 2	Mundo: consumo primario de energía por fuente, 1973-2023 y generación eléctrica por fuente, 1985-2023 .....	10
Gráfico 3	Oferta de energía primaria renovable y no renovable, 1973-2023.....	21
Gráfico 4	Capacidad instalada de energía eléctrica, 2013 y 2023.....	22
Gráfico 5	Generación eléctrica por fuente, 2023.....	23
Gráfico 6	Emisiones de energía por región, 2013-2023.....	24
Gráfico 7	Emisiones de energía por actividad, 2023.....	24
Gráfico 8	América del Sur: intercambio de energía eléctrica 2013-2023 .....	28
Gráfico 9	Centroamérica: intercambio de energía eléctrica 2013-2023 .....	31
Gráfico 10	América del Sur: producción y consumo de gas natural, intercambio por gasoductos transfronterizos e importación de GNL 2013-2023 .....	35
Gráfico 11	América del Sur: necesidades de inversión y costos asociados, datos anualizados, 2025-2050 .....	44
Gráfico 12	América del Sur: costos totales de inversión y operación 2025-2050.....	44
Gráfico 13	América del Sur: capacidad instalada por fuente y por escenario 2025 y 2050 .....	46
Gráfico 14	América del Sur: generación eléctrica por fuente y por escenario 2025 y 2050.....	46
Gráfico 15	América del Sur: emisiones de CO <sub>2</sub> por escenario 2050.....	47
Gráfico 16	Necesidades de inversión y costos asociados, anualizados para América Central y México en el período 2025-2050 .....	49
Gráfico 17	Centroamérica y México: costos totales de inversión y operación 2025-2050 .....	50
Gráfico 18	Centroamérica y México: capacidad instalada por fuente y por escenario 2025 y 2050.....	50
Gráfico 19	Centroamérica y México: generación eléctrica por fuente y por escenario 2025 y 2050.....	51
Gráfico 20	Centroamérica y México: emisiones de CO <sub>2</sub> por escenario 2050 .....	52

**Recuadros**

Recuadro 1	Breve historia del SIEPAC.....	29
Recuadro 2	Breve historia de la integración energética de la Unión Europea .....	39

**Mapas**

Mapa 1	Mapa esquemático de las principales interconexiones eléctricas y de las nuevas interconexiones no-planificadas en América del Sur.....	43
Mapa 2	Mapa esquemático de las principales interconexiones eléctricas y de las nuevas interconexiones no-planificadas en Centroamérica y México .....	48

## Resumen

Este documento analiza las ventajas de la integración energética en América Latina y el Caribe en el contexto de la transición energética, teniendo en cuenta la trayectoria regional y los desafíos climáticos, económicos y geopolíticos actuales. Para ello, se examinan escenarios prospectivos de energía eléctrica hacia 2050. También se aborda el rol del gas natural como combustible puente en la transición, junto con la disponibilidad de nuevos recursos y la necesidad de nuevas interconexiones.

Los resultados señalan que una mayor integración se traduce en una transición energética más profunda y eficiente para la región.

En el sector eléctrico, el hallazgo más significativo indica que entre los escenarios con mayor penetración de energías renovables se destacan los beneficios económicos y ambientales de incorporar nuevas interconexiones eléctricas, aunque con más énfasis en América del Sur que en Centroamérica y México.

Respecto al sector gasífero, la integración sudamericana tiene una nueva oportunidad a partir de la abundancia de recursos no convencionales de Vaca Muerta. De concretarse distintas obras de ampliación del sistema troncal argentino y de interconexión transfronteriza con Chile y Brasil, podría multiplicarse por tres el volumen actualmente intercambiado por gasoductos en América del Sur.



## Introducción

La energía ha sido históricamente un motor de la integración en América Latina y el Caribe, dada la rica dotación de recursos energéticos regionales, aunque distribuidos desigualmente, lo que permite complementariedades entre países exportadores e importadores, además de recursos hídricos compartidos que promueven inversiones transfronterizas. Hasta aquí, los incentivos para los proyectos de interconexión eléctrica y gasífera habían sido una mayor seguridad energética regional, la construcción de proyectos de gran escala para aprovechar recursos compartidos; y la reducción de costos y ampliación de mercados energéticos. En el nuevo escenario global, la integración energética regional suma un incentivo más: puede convertirse en la llave de la transición del régimen energético fósil a uno de bajas emisiones.

Esta transición está dada por la creciente incorporación de energías limpias, la electrificación de los usos finales, el almacenamiento en baterías eléctricas, el uso de hidrógeno de bajas emisiones y derivados para los sectores difíciles de descarbonizar (*hard-to-abate-sectors*, en inglés), como el acero, el cemento y la industria petroquímica, y el impulso de las cadenas de valor de las tecnologías vinculadas a la transición energética. A medida que la transición avance, algunas de las implicaciones serán un menor comercio internacional de combustibles fósiles a favor de un mayor comercio de tecnologías y servicios energéticos y, al mismo tiempo, una regionalización de las relaciones energéticas, es decir, un cambio de redes globales a redes regionales y/o continentales debido al costo de las pérdidas en la transmisión de larga distancia (Scholten et al, 2020). Por consiguiente, el regionalismo energético adquiere una renovada relevancia a través de la interconexión eléctrica con fuentes energéticas de bajas emisiones, a lo que se suma en el caso sudamericano una nueva oportunidad para realizar proyectos de interconexión gasífera a partir del gas no convencional, siendo un sustituto de combustibles fósiles sólidos y líquidos más contaminantes.

Este documento se propone analizar las ventajas de la integración energética en América Latina y el Caribe en el contexto de la transición, considerando la trayectoria regional y los desafíos climáticos, económicos y geopolíticos actuales. Para ello, se demuestran las ventajas económicas y ambientales de una mayor integración mediante la elaboración de escenarios prospectivos de energía eléctrica hacia 2050. También se aborda el rol del gas natural como combustible puente en la transición, junto con la disponibilidad de nuevos recursos y la necesidad de nuevas interconexiones.

La urgencia de la descarbonización de la economía global es ineludible: en 2024 la temperatura superó por primera vez 1,5°C respecto a los niveles preindustriales y la concentración atmosférica de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) ha alcanzado los niveles más altos de los últimos 800.000 años. A pesar de esto, la Organización Meteorológica Mundial (OMN, 2025) aún estima que es posible alcanzar los objetivos de limitación del aumento de la temperatura a largo plazo establecidos en el Acuerdo de París.

El costo de los impactos del cambio climático impone importantes desafíos para América Latina y el Caribe, al mismo tiempo que la región enfrenta tres trampas del desarrollo: i) baja capacidad para crecer, ii) elevada desigualdad y bajos niveles de movilidad y cohesión sociales y iii) capacidades institucionales débiles y gobernanza poco efectiva (CEPAL, 2024d). El impacto de eventos extremos en la región, aún con un nivel de calentamiento de 1,5 °C, se estima en una pérdida anual del 8% del PIB. La pérdida se duplicaría con un aumento de la temperatura de 2 °C a mediados de siglo, siendo los eventos de sequías los principales determinantes de los daños (CEPAL, 2024d).

A su vez, la descarbonización requiere de grandes y urgentes inversiones. Para que América Latina y el Caribe, cumpla con sus compromisos de acción climática se necesita una inversión anual de entre 215.000 y 284.000 millones de dólares, equivalente a un promedio de inversión anual de entre el 3,7% y el 4,9% del PIB regional hasta 2030 (CEPAL, 2024c). Aunque este necesario esfuerzo de inversión se enmarca en un contexto de baja capacidad para crecer (CEPAL, 2024b), las inversiones para enfrentar el cambio climático se presentan como una oportunidad no solo para cumplir con los compromisos internacionales, sino también para dinamizar las economías, promover la innovación y aumentar la productividad (CEPAL, 2024d). Particularmente, la inversión en energías limpias puede ser dinamizadora de la economía y ser parte del “Gran Impulso para la Sostenibilidad”<sup>1</sup> (CEPAL, 2024d). Adicionalmente, el presente estudio muestra que los escenarios de inversión con una mayor integración eléctrica darían lugar a más beneficios tanto ambientales como económicos que los escenarios sin nuevas interconexiones.

El documento se organiza de la siguiente manera: en el primer capítulo se abordan los desafíos de la integración energética regional en el marco del proceso de transición energética global y las recientes tensiones geopolíticas. En el segundo capítulo, se repasan los avances y las dificultades, de la integración en América Latina y el Caribe, tanto en el sector eléctrico como en el gasífero. En el tercer capítulo, se presentan los resultados de los escenarios de energía eléctrica hacia 2050 para América del Sur y para Centroamérica y México, constatando los efectos de una mayor penetración de fuentes renovables o de una mayor interconexión regional.

---

<sup>1</sup> Se refiere a una estrategia integral que coordina políticas públicas, inversiones y acciones para fomentar el crecimiento económico, la innovación y el empleo, mientras se reduce el impacto ambiental. En particular, hace énfasis en la articulación y amplia coordinación de políticas para movilizar inversiones, complementarias y en escala, que impulsen un círculo virtuoso de crecimiento económico que dé respuesta a los problemas estructurales del desarrollo, incluyendo el mantenimiento y regeneración de la base de recursos naturales de la que depende el desarrollo.

# I. Transición energética y tensiones geopolíticas: los desafíos para la integración energética regional

## A. La transición energética global

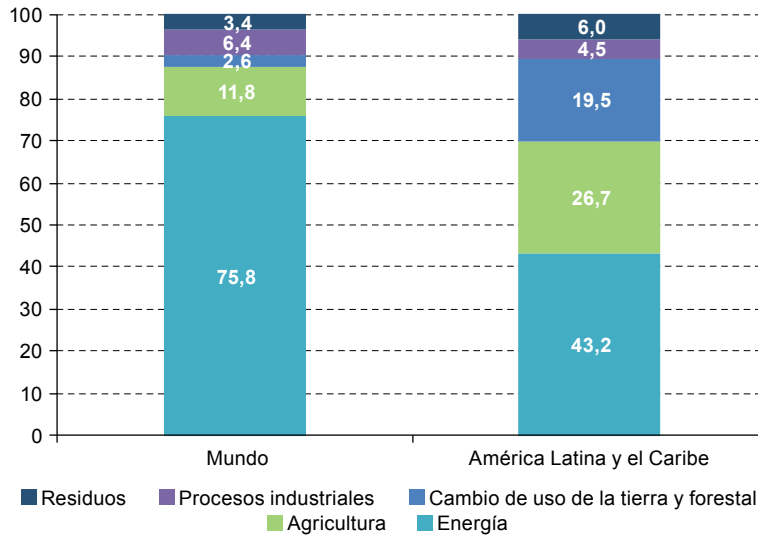
### 1. El factor energía y las dimensiones de la transición

Las acciones de mitigación del cambio climático tienen a la energía como uno de sus ejes principales: de acuerdo con la base de datos de Climate Watch (2025) representa casi el 76% de las emisiones a nivel global (gráfico 1). Dentro del sector energético, se destacan las emisiones de la generación de electricidad/calor (31,6% del total), el transporte (16,8%) y la manufactura/construcción (12,6%), además de las emisiones fugitivas (6,8%), edificios (6,1%) y otros (1,2%).

Dada la estructura económica de América Latina y el Caribe, las emisiones energéticas equivalen al 43,2% del total regional, superadas por las emisiones provenientes de la agricultura y del cambio de uso de la tierra y forestal, que suman el 46,2%. En cuanto a subsectores energéticos, a diferencia del promedio mundial, encabeza el transporte con el 15,1% del total y segundo, electricidad/calor 11,4%; luego siguen manufactura/construcción y emisiones fugitivas con la misma participación (6%), edificios (3,3%) y otros (1,4%).

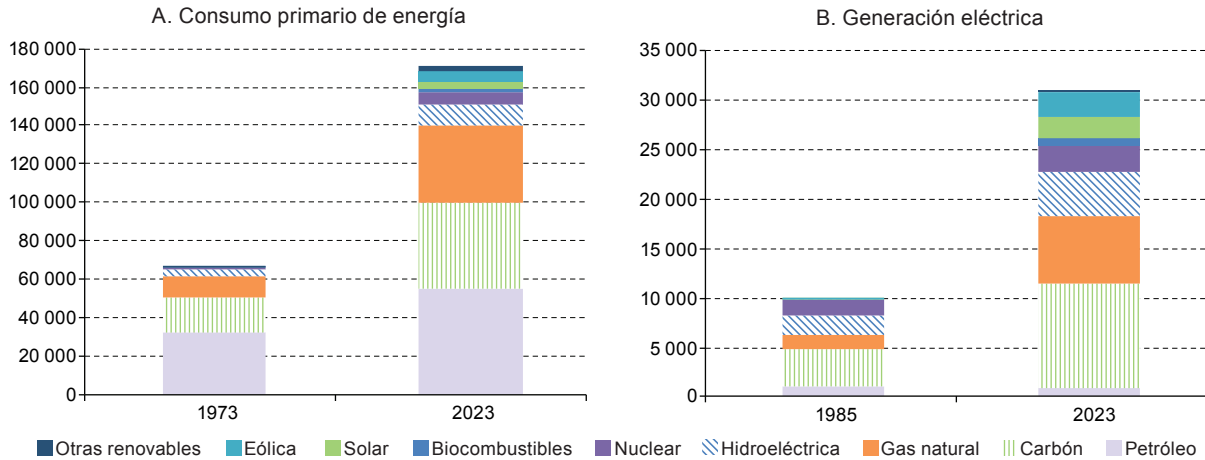
El factor energía en la crisis climática está dado por la vigencia del régimen energético fósil. En el último medio siglo, el consumo primario de energía a nivel mundial se incrementó 158% y sigue siendo cubierto en su mayoría por combustibles fósiles, más allá de que su participación total se redujo del 93,5% en 1973 al 82% en 2023. El petróleo sigue siendo la fuente líder, pese a que su participación se redujo más de 17 puntos porcentuales (de 49,5% en 1973 a 32,1% en 2023). El carbón se mantiene en el segundo lugar con más del 26% y el gas natural en el tercero, ganando más de 6 puntos porcentuales en el mismo periodo (de 17,2% a 23,5%). La energía hidroeléctrica representa el 6,1% (avanzó medio punto porcentual) y la nuclear el 3,9% (ganó 3 puntos porcentuales). En tanto que la eólica y la solar, que no tenían participación, en 2023 alcanzan el 3,3% y el 2,4%, respectivamente. En conjunto, las renovables (incluyendo hidro) han ganado más de 8 puntos porcentuales para representar casi el 14% (gráfico 2).

**Gráfico 1**  
**Mundo y América Latina y el Caribe: emisiones de gases de efecto invernadero por sector, 2022**  
 (En MtCO<sub>2</sub>eq)



Fuente: Elaboración propia en base a Climate Watch (2025).

**Gráfico 2**  
**Mundo: consumo primario de energía por fuente, 1973-2023 y Generación eléctrica por fuente, 1985-2023**  
 (En TWh)



Fuente: Elaboración propia en base a Energy Institute (2024).

La generación eléctrica mundial creció 216% entre 1985 y 2023, y se destaca la preminencia del carbón, el más contaminante de los hidrocarburos, dado que su participación se redujo moderadamente, del 38,4% al 34,3%. El gas natural se convirtió en la segunda fuente de energía eléctrica (pasó del 14,6% al 22%), al desplazar a la hidroeléctrica (que perdió 6 puntos porcentuales para representar el 14,3%) y a la nuclear (cayó la misma cantidad de puntos porcentuales y representa el 9%). La eólica tiene una participación del 8,1%, la solar del 6,9% y las bioenergías 2,3%, por lo que las renovables en conjunto han avanzado más de 11 puntos porcentuales, al pasar del 20,3% al 31,9% (gráfico 2).

Ciertamente, el proceso de descarbonización del sector energético es más lento de lo que la gravedad de la crisis climática amerita. Si los países desarrollados (fundamentalmente en el continente europeo) han progresado más rápido que los países emergentes (fundamentalmente en Asia), se debe en gran parte a la deslocalización de la producción industrial en las últimas décadas. Por esa razón, las emisiones se concentran actualmente en el continente asiático, sobre todo en China e India, donde el carbón es la fuente de energía dominante (Sabbatella, 2024). Al mismo tiempo, China y otros países asiáticos dominan las cadenas de valor de las tecnologías limpias y han contribuido a reducir sustancialmente su costo y, en consecuencia, a abaratar la transición energética del mundo desarrollado. Este liderazgo tecno-productivo ha tenido efectos en los costos de las tecnologías renovables. Entre 2015 y 2023 el precio de los paneles solares se redujo 76%, las turbinas eólicas 22%, el almacenamiento en baterías 35% y las baterías de vehículos eléctricos 65% (IEA, 2024).

La transición ha desencadenado una competencia por la producción e innovación en tecnologías limpias y en el acceso a minerales críticos (tales como litio, cobre, tierras raras, níquel, entre otros), sobre todo entre Estados Unidos, China y la Unión Europea, dando lugar a una nueva geopolítica de la energía verde, que se superpone con la geopolítica tradicional del petróleo y gas (Sabbatella et al, 2025). De este modo, la transición energética se ha convertido en uno de los drivers de la “política industrial verde” (Rodrik, 2014) o, en general, del retorno de la política industrial (Millot and Rawdanowicz, 2024).

En este marco, el tradicional esquema en el que se operacionaliza la sostenibilidad energética en base a tres dimensiones, el “trilema” de la seguridad energética, equidad energética y sostenibilidad ambiental (WEC, 2024), parece insuficiente. La transición energética debe ser analizada también a partir de la dimensión tecno-productiva, con el fin de conformar un “cuadrilema”, cuyas cuatro dimensiones pueden entrar en tensión entre sí en este período (Sabbatella, 2023a).

Según la WEC (2024), la seguridad energética es la capacidad de satisfacer la demanda actual y futura de energía de modo confiable y resiliente ante interrupciones, incluyendo la gestión efectiva de fuentes y la infraestructura energética. La equidad energética se refiere al acceso universal y asequible a energía suficiente y de calidad para usos domésticos y comerciales (WEC, 2024). No obstante, en el proceso de transición, esta dimensión debe ampliarse a una perspectiva socioeconómica, que abarque tanto objetivos sociales como los impactos económicos, sea en los costos internos o en la balanza comercial exterior. La sostenibilidad ambiental implica la transformación del sistema energético hacia la mitigación del cambio climático y la prevención de daños ambientales, considerando también la extracción de minerales críticos (WEC, 2024). Es relevante también atender la velocidad de descarbonización según las capacidades de cada país y sus responsabilidades históricas (justicia climática), fomentar la eficiencia energética y el uso responsable, y considerar la licencia social de operación, entendiendo el contexto local y los intereses de las comunidades (Sabbatella, 2023a).

La dimensión tecno-productiva comprende la consolidación, ampliación y/o creación de capacidades tecnológicas y de desarrollo productivo vinculadas a las energías limpias y la disponibilidad de minerales críticos (Sabbatella, 2023a). La política de desarrollo productivo, con foco en las tecnologías de la transición, junto a las estrategias de acceso a los minerales críticos y a las políticas de I+D+i, se revalorizan en un contexto geopolítico competitivo. Planes como Made in China 2025 (2015), el Pacto Verde Europeo de la Unión Europea (2019), la Ley de Reducción de la Inflación (*Inflation Reduction Act*) de los Estados Unidos (2022) y el Plan de Transformación Ecológica dentro del Programa de Aceleración del Crecimiento del Brasil (2024), apuntan a la acción climática como un catalizador para el crecimiento económico a través de la promoción de inversiones en sectores clave. Estos sectores se caracterizan por promover un crecimiento acelerado, ya sea del empleo de calidad o de la producción, y simultáneamente reducir la huella ambiental.

En esta misma línea, la CEPAL ha impulsado para la región de América Latina y el Caribe el concepto de Gran Impulso para la Sostenibilidad, y el de las políticas de desarrollo productivo “de nueva generación”, en los que se muestran las interconexiones entre los nuevos sectores productivos asociados con la transición energética, y se enfatiza en la necesidad de inversiones complementarias para el despliegue de las nuevas cadenas en sectores dinamizadores de las economías, como las nuevas tecnologías asociadas a la transición energética (hidrógeno bajo en emisiones, electromovilidad, almacenamiento de energía, generación solar y eólica) coordinadas a través de capacidades institucionales y mecanismos de gobernanza y diálogo social que aseguren transiciones justas, responsables y sostenibles (CEPAL, 2020, CEPAL, 2024d, CEPAL, 2019).

## 2. Tensiones geopolíticas

El escenario internacional está experimentando una profunda redefinición de la globalización predominante hasta hace pocos años. Este proceso puede remontarse a la crisis financiera internacional de 2008 y, más visiblemente, al comienzo de la guerra comercial entre los Estados Unidos y China en 2018. Este proceso adquirió mayor intensidad a partir de la pandemia del coronavirus (COVID-19) en 2020 y el inicio de la guerra entre la Federación de Rusia y Ucrania en 2022 (CEPAL, 2024b). Agotada la hiperglobalización, comienza cierta desconfianza sobre la interdependencia, que se considera riesgosa, y predominan las estrategias de reducción de la dependencia de socios comerciales considerados no alineados con los propios intereses (CEPAL, 2024b). Esta dinámica parece haberse exacerbado con las nuevas medidas implementadas por Estados Unidos a comienzos de 2025.

Asimismo, estas tensiones geopolíticas afectaron el proceso de transición energética en al menos tres aspectos, con impactos en América Latina y el Caribe: la priorización de la agenda de seguridad energética, la guerra comercial y competencia tecnológica, y el financiamiento climático.

En primer lugar, las recientes tensiones económicas y políticas llevaron a algunos países a priorizar la seguridad energética sobre la agenda de descarbonización. Como resultado de la crisis de la pandemia del Covid-19 las emisiones globales de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía habían disminuido 5,1% en 2020, el mayor descenso desde la Segunda Guerra Mundial, debido a un menor uso de petróleo para el transporte aéreo y terrestre (IEA, 2022). Sin embargo, el rebote económico tras la salida de las medidas de confinamiento disparó la demanda global de energía en 2021, que no encontró una oferta adecuada y llevó a una crisis energética en Europa, China e India. En este marco, se buscó garantizar el suministro energético en detrimento de la sostenibilidad ambiental, que implicó un aumento sin precedentes de la quema de carbón y, como resultado, un incremento del 6% de las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía (IEA, 2022).

El inicio de la invasión rusa a Ucrania en febrero de 2022 agudizó la crisis energética, fundamentalmente para los países europeos dependientes de la importación de gas natural proveniente de la Federación Rusa. La reacción inicial de la Unión Europea fue asegurarse todo el gas natural licuado (GNL) disponible en el mercado mundial, lo que elevó exponencialmente su precio internacional, afectando a otras regiones importadoras. Como contrapartida, este escenario empujó a que muchos países, incluso en América Latina, aceleraran sus planes para atenuar su dependencia de los combustibles fósiles e incrementar la autosuficiencia energética por medio de fuentes renovables. Del mismo modo, la UE lanzó a mediados de 2022 el Plan para poner fin a la dependencia con respecto a los combustibles fósiles rusos (REPowerEU), con una batería de medidas para apoyar la eficiencia energética, la generación eléctrica renovable y la producción y consumo de hidrógeno verde. Medidas que se han intensificado en 2025 como respuesta a las presiones de Estados Unidos en contra de la Federación Rusa.

Desde enero de 2025, Estados Unidos ha promovido una nueva impronta de "dominio energético", cuyo primer objetivo, planteado como una cuestión de seguridad nacional, es que el país sea autosuficiente en materia energética y que, además, se convierta en el principal productor y exportador mundial de energía fósil, particularmente, gas natural y petróleo. A su vez, se anunció el retiro de Estados Unidos del Acuerdo de París y se ha promovido incluso que actores corporativos, como la banca privada estadounidense, abandonen sus compromisos climáticos<sup>2</sup>. Algunos gobiernos de la región pueden haberse tentado con alinearse a esta agenda y, en otros casos, el debilitamiento de la agenda climática podría retraer o atenuar los planes de descarbonización.

En segundo lugar, tanto la pandemia como la guerra ruso-ucraniana expusieron la fragilidad de las cadenas de suministro hiperglobalizadas, causando escasez de componentes y materias primas, y retrasos en la producción y logística. Esto afectó directamente a la transición energética, frenando la construcción de proyectos de energías renovables y la producción de vehículos eléctricos. Las políticas de seguridad

<sup>2</sup> The Guardian (8/1/2025). Six big US banks quit net zero alliance before Trump inauguration. <https://www.theguardian.com/business/2025/jan/08/us-banks-quit-net-zero-alliance-before-trump-inauguration>.

nacional se imbricaron con las de reactivación económica y creación de empleo post-pandemia, dando lugar al mencionado retorno de las políticas de desarrollo productivo (CEPAL, 2024). Al mismo tiempo, la competencia tecnológica alentó la adopción de políticas proteccionistas, sobre todo por parte de la Unión Europea y de Estados Unidos, ante la entrada de productos chinos de bajo costo, como paneles solares, aerogeneradores y vehículos eléctricos. Al limitar la exposición a los productos y conocimientos chinos, estas políticas podrían desacelerar la transición energética e imponer costos adicionales a su implementación (Meidan, 2025).

Estados Unidos parece haberse retirado parcialmente de las carreras tecnológicas para la descarbonización de su economía. La Ley One Big Beautiful Bill (OBBA), promulgada el 4 de julio de 2025, modifica significativamente los incentivos fiscales para las energías limpias promulgados bajo la Ley de Reducción de la Inflación de 2022 (IRA). Estos cambios reflejan los objetivos declarados de la administración de expandir masivamente la producción nacional de combustibles fósiles y reducir el apoyo federal a las iniciativas de energía limpia y climáticas. Simultáneamente, dejan en una posición más que ventajosa a las empresas chinas para que consoliden su dominio en las tecnologías renovables y en la geopolítica verde. Esto podría implicar una penetración aún mayor de la influencia china en la región, mediante la venta de equipamiento, acuerdos de cooperación e inversiones.

En cambio, Estados Unidos no ha abandonado su pretensión de competir en el terreno de los minerales críticos para la transición y lo considera una cuestión de seguridad nacional. OBBA amplía el apoyo federal para la extracción, si bien reduce la demanda y los incentivos clave para el procesamiento (Center on Global Energy Policy, 2025). El control de China sobre ciertos minerales es visto como una amenaza: extrae el 51% de las tierras raras a nivel mundial (IEA, 2025) y procesa el 70% del cobalto, el 100% del grafito y el 58% del litio del mundo (Meidan, 2025).

América Latina y el Caribe tiene el potencial minero para contribuir con el suministro mundial de varios de estos minerales estratégicos, ya que cuenta con importantes reservas de litio, cobre, plata, estaño, molibdeno, grafito y otros minerales. La región también tiene oportunidades para el desarrollo productivo a lo largo de las cadenas de valor de los minerales críticos y de las tecnologías de la transición energética (CEPAL, 2024), pero sin una visión estratégica podría quedar presa de la competencia geopolítica entre las dos potencias por asegurar el suministro de la materia prima.

Por último, las tensiones geopolíticas afectan directamente al financiamiento climático. Como parte de la orden ejecutiva que retiró a Estados Unidos del Acuerdo de París, se revocó y rescindió el plan internacional de financiación climática estadounidense, parte de la contribución al compromiso de financiación climática del Acuerdo de París realizado por los países desarrollados, que se incrementó de 100.000 millones de dólares anuales a 300.000 millones de dólares en la COP29 de Bakú en 2024. El plan internacional de financiación climática estadounidense había estimado un presupuesto para 2024 de 11.000 millones de dólares, en comparación con los 1.500 millones de dólares de 2021 al inicio de la administración Biden (Center on Global Energy Policy, 2025).

Otra causa del menor financiamiento disponible para políticas climáticas es la continuidad del conflicto ruso-ucraniano, sumado a nuevas tensiones en Medio Oriente. En junio de 2025, los países miembros de la Organización del Tratado del Atlántico Norte (OTAN)<sup>3</sup>, frente a la presión del gobierno de los Estados Unidos, se comprometieron a aumentar el gasto anual del 2%<sup>4</sup> al 5% de su Producto Interior Bruto (PIB) en defensa para 2035: al menos el 3,5% del PIB anual se destinará a financiar las necesidades básicas de defensa; y el 1,5% del PIB anual para proteger infraestructuras críticas, defender redes, garantizar la preparación y resiliencia civil, innovar y fortalecer la base industrial de defensa (OTAN, 2025).

<sup>3</sup> Los 32 países miembros de la OTAN, por orden de ingreso, son: Bélgica, Canadá, Dinamarca, Estados Unidos, Francia, Islandia, Italia, Luxemburgo, Noruega, Países Bajos, Portugal, Reino Unido, Grecia, Turquía, Alemania, España, República Checa, Hungría, Polonia, Bulgaria, Eslovaquia, Eslovenia, Estonia, Letonia, Lituania, Rumania, Albania, Croacia, Montenegro, Macedonia del Norte, Finlandia y Suecia.

<sup>4</sup> En 2014, los países miembros habían acordado destinar el 2% de su PIB nacional al gasto de defensa para contribuir a garantizar la continua disponibilidad militar de la Alianza. La nueva meta se decidió en respuesta a la anexión ilegal de Crimea por parte de Rusia y en un contexto de inestabilidad generalizada en Oriente Medio (OTAN, 2025).

Se estima que el gasto militar de la OTAN había aumentado un 25% en los últimos tres años, al pasar de 1,177 billones de dólares en 2021 a 1,506 billones en 2024, pero aún por debajo del 2% del PIB. Si se tiene en cuenta la nueva meta del 3,5% del PIB, sin contar el gasto en infraestructura, llevaría a un gasto militar total de 13,4 billones de dólares entre 2025 y 2030, un aumento de 2,6 billones de dólares por encima del gasto actual. Este monto podría cubrir casi tres años del financiamiento climático necesario para los países en desarrollo, estimado en 1 billón de dólares anuales, o pagar por completo la adaptación de la red eléctrica mundial para alcanzar las cero emisiones netas en 2030 (TNI, 2025). En este marco, Latinoamérica, al igual que otras regiones del Sur Global, podría ver afectados los flujos financieros para proyectos de energías renovables y de hidrógeno de bajas emisiones, ralentizando las metas de descarbonización y de desarrollo productivo y exportador. Nuevamente, China podría obtener una mejor posición en la diplomacia energética con la región.

La coyuntura internacional se presenta adversa para el progreso de la descarbonización global, pero también existen factores económicos y geopolíticos que impulsarán la transición energética hacia adelante. Si bien la retirada de Estados Unidos del liderazgo climático es significativa, se espera que otros países sigan comprometidos con la descarbonización por distintas razones (Bremmer, 2025). Europa ve la transición energética como una forma de reducir su dependencia de las importaciones y mejorar su seguridad energética. India, el emisor de más rápido crecimiento del mundo, considera la descarbonización como una oportunidad económica y un paso necesario para reducir la contaminación del aire. China está en camino de alcanzar su pico de emisiones cinco años antes de su objetivo de 2030 y los fabricantes chinos de paneles solares, vehículos eléctricos y baterías ven las políticas de la administración actual de Estados Unidos como una oportunidad para ganar cuota de mercado global. Otros mercados emergentes también acelerarán el despliegue de energías renovables en la medida que estas tecnologías continúen reduciendo sus precios. Muchos países de la región, sobre todo los importadores de combustibles fósiles, se pueden ver beneficiados de esta dinámica.

Las tensiones geopolíticas actuales podrían generar una desalineación con las agendas de descarbonización y transición energética que muchos países latinoamericanos están impulsando, afectando la cooperación y las inversiones en proyectos sostenibles en la región. A su vez, estas tensiones podrían traducirse en un entorno de mayor presión geopolítica sobre los recursos energéticos de América Latina, especialmente en contextos de debilidad institucional. La priorización fósil en EE.UU. y las señales mixtas del mercado global exacerban la disyuntiva para la región. Existe una ventana de oportunidad a corto plazo para atraer inversión para exportar más combustibles fósiles (petróleo/gas) debido a la reconfiguración de flujos y la demanda, o apostar firmemente por el amplio potencial renovable en un entorno incierto. En este contexto, vuelven a cobrar un valor estratégico tanto la planificación como la integración regional.

## B. Desafíos regionales

### 1. Los pilares de la transición justa en América Latina y el Caribe

La CEPAL comprende la transición energética de la región como un proceso que converge en una transformación sostenible del sistema energético a través de la implementación de políticas públicas, la adaptación institucional y la innovación de las regulaciones. Para avanzar hacia una transición energética justa en América Latina y el Caribe, es necesario tomar medidas simultáneas estructuradas en cinco pilares de acción que se refuerzan mutuamente (CEPAL, 2022, 2023a, 2024a y 2024b):

- i) **Universalización de la cobertura de electricidad asequible a toda la población, basada en fuentes renovables, considerando especialmente la reducción de la pobreza energética:** en América Latina y el Caribe todavía 17 millones de personas no tienen acceso a electricidad, y 73 millones cocinan con combustibles contaminantes (usan leña y carbón) con graves

consecuencias para su salud. Además, el percentil de menores ingresos tiene en promedio 10 veces menos acceso a electricidad que el más acomodado, duplicándose esta brecha en los sectores rurales (CEPAL, 2025a). El panorama para la asequibilidad de la energía es complementario, el gasto en energía (electricidad y energía para cocina y calefacción) de los hogares del quintil más vulnerable de destina en promedio el 5,1% de su gasto, mientras que el quintil de mayores ingresos solo gasta el 3,2%. La inequidad también se ve reflejada en los dos quintiles más ricos, que consumen en promedio 48% de la energía, mientras el quintil más rico por sí solo concentra el 29% remarcando considerables desigualdades entre los diferentes grupos de ingresos (CEPAL, 2025a).

- ii) **Incremento robusto de la energía renovable en la matriz energética y progresiva electrificación de sectores productivos altamente intensivos en carbono, como el transporte y las industrias:** América Latina y el Caribe es ya la región del mundo con la mayor proporción renovable de la generación eléctrica, con el 63,4% (CEPAL, 2025a), más que duplicando el nivel global (29,5%) (IRENA, 2023). La región ha experimentado en los últimos 10 años un rápido crecimiento en la capacidad instalada de energía renovable, especialmente solar y eólica, que responde a las nuevas oportunidades de crecimiento, a las reformas regulatorias, a las innovaciones tecnológicas y a la reducción significativa de sus costos. Sin embargo, todavía persiste una alta dependencia de los combustibles fósiles, especialmente en el transporte (donde el 99% del consumo es de origen fósil) y en la industria. La electrificación de estos sectores en la región va a depender de la capacidad de encadenar oportunidades de desarrollo productivo en ellos.
- iii) **Incremento de la eficiencia energética en todos los sectores productivos y en el sector residencial y de edificaciones:** Desde la década de 1990, América Latina y el Caribe ha mejorado su eficiencia energética, reduciendo la intensidad energética del PIB. Pero sin embargo, esta reducción ha sucedido a un ritmo menor que en otras regiones del mundo debido a barreras regulatorias, institucionales y financieras. La eficiencia energética sectorial se encuentra estancada, aunque existen oportunidades para avanzar y acelerar la transición energética en la región. Son los sectores industrial, transporte y residencial los que concentran el mayor potencial de eficiencia energética, con oportunidades significativas de reducción de consumo y emisiones. En la región existen ejemplos de planes y programas específicos para eficiencia energética, como los casos de México, Brasil y Chile.
- iv) **Mayor interconexión e integración energética entre países de la región:** la región cuenta con experiencias destacables para la integración energética, como el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) que ha permitido crear un mercado eléctrico regional, mejorar la seguridad energética y reducir precios. Por otro lado, en el Cono Sur, las interconexiones binacionales como Itaipú, Yacyretá o Salto Grande han sido fundamentales para el intercambio eléctrico. Además la región cuenta con infraestructura para el intercambio de gas natural por gasoductos, pero en la última década ha crecido la dependencia del GNL extrarregional. Lamentablemente, el comercio eléctrico y gasífero al interior de la región es todavía insuficiente en comparación con otras regiones, como se podrá ver en detalle a lo largo del presente documento.
- v) **Mayor resiliencia y seguridad energética frente a choques externos:** el contexto actual global de incertidumbre tanto climática como geopolítica se agrava en la región debido a otros factores como la inestabilidad de los precios de la energía, la insuficiencia y obsolescencia de las redes de transmisión de ALC, la elevada dependencia de la generación hidroeléctrica (en torno al 73% de la generación renovable). Esto hace necesario el planteamiento de metodologías que permitan flexibilizar los sistemas, como es el caso de la metodología de planificación eléctrica resiliente diseñada por la CEPAL (Sauma et.al 2025) y que posicionen a la región en términos de seguridad energética.

Estos pilares requieren del fortalecimiento y desarrollo de las siguientes áreas de política pública a mediano y largo plazo, para avanzar en la transformación propuesta:

- Crear y reforzar los ecosistemas de gobernanza, institucionalidad, marcos regulatorios y de participación y cooperación público-privada.
- Incrementar la inversión en infraestructura de acceso, transmisión, distribución e interconexión, innovación y nuevas tecnologías.
- Coordinar las políticas energéticas y de desarrollo productivo para impulsar las cadenas de valor estratégicas asociadas a las nuevas industrias de la transición energética.
- Robustecer la planificación energética nacional y regional de largo plazo.

Asimismo, el enfoque de las capacidades técnicas, operativas, políticas y prospectivas (TOPP) permite comprender mejor algunos de los factores que para la región son cruciales, pues contribuyen a avanzar hacia una gestión exitosa y eficiente del sector público en áreas específicas. La adaptabilidad, la flexibilidad en la gestión de recursos, la agilidad en la implementación de políticas y el fomento de la innovación son solo algunas de las áreas en las que se manifiestan estas capacidades. La potencial integración de tecnologías emergentes, la gestión del cambio y la coordinación de políticas son aspectos esenciales que contribuyen al éxito y la relevancia de las instituciones públicas. En el cuadro 1, se detallan las capacidades necesarias para gestionar la transición energética.

**Cuadro 1**  
**Capacidades técnicas, operativas, políticas y prospectivas (TOPP) institucionales para gestionar la integración energética en la transición**

Capacidades	Características
Técnicas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Diseño y evaluación de políticas públicas que aborden de forma coordinada el acceso a la energía, la reducción de la pobreza energética, la descarbonización de la matriz, la eficiencia energética, la integración y seguridad energéticas regionales, y las políticas de desarrollo productivo y cadenas de valor asociadas.</li> <li>- Modernización y adecuación de los marcos normativos y regulatorios energéticos que busquen la convergencia regional, incorporando innovaciones sociales (electrificación) y tecnológicas (hidrógeno, almacenamiento, electromovilidad), y que faciliten el comercio transfronterizo y la inversión en interconexiones.</li> <li>- Innovación de instrumentos e incentivos para crear modelos de negocio y movilizar financiamiento e inversiones en infraestructura regional y cooperación en I+D en tecnologías clave para la transición.</li> </ul>
Operativas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Implementación efectiva de los planes, estrategias y presupuestos, incluyendo la ejecución coordinada de proyectos de infraestructura de interconexión (eléctrica y gasífera) y la gestión eficiente de recursos para proyectos de generación y transmisión priorizados por la planificación regional.</li> <li>- Incorporación de herramientas tecnológicas especializadas para el monitoreo de indicadores clave (productivos, flujos transfronterizos, ambientales y sociales), la prospectiva y la planificación energéticas de largo plazo para apoyar la toma de decisiones informadas.</li> <li>- Uso de sistemas de evaluación de los programas, proyectos y políticas públicas que permitan los ajustes necesarios o la replicabilidad y escalabilidad en los casos de éxito.</li> </ul>
Políticas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Liderazgo político para posicionar la integración energética como eje estratégico, promoviendo acuerdos de alto nivel y contratos de suministro robustos que logren recomponer la confianza entre países más allá de los ciclos políticos.</li> <li>- Creación y fortalecimiento de espacios de gobernanza multinivel (nacional y regional) y multiactor (público, privado, sociedad civil, comunidades) para consensuar las políticas, regulaciones y proyectos de integración; promoviendo alianzas público-privadas para el desarrollo de la infraestructura transfronteriza.</li> <li>- Inclusión de criterios sociales y ambientales en la formulación de políticas de integración y proyectos, asegurando una transición justa (beneficios territoriales, equidad) y mecanismos eficaces de prevención y gestión de conflictos socioambientales asociados a la nueva infraestructura.</li> </ul>
Prospectivas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Robustecimiento y uso de la Planificación Energética de Largo Plazo a nivel nacional y regional como herramienta clave. Esto incluye la construcción colaborativa de escenarios de prospectiva y la localización óptima y programada de las inversiones en interconexiones y generación.</li> <li>- Incorporación de áreas especializadas en inteligencia de mercados de la energía y vigilancia tecnológica a nivel regional (costos, nuevas tecnologías, uso de minerales críticos) para anticipar las disrupciones y las ventanas de oportunidad.</li> <li>- Diseño de planes o protocolos de acción para mitigar riesgos geopolíticos (interdependencia, cadenas de suministro), tecnológicos y climáticos (eventos extremos) asociados a la matriz y la infraestructura regional, contribuyendo a la seguridad y resiliencia energéticas del bloque.</li> </ul>

Fuente: Salazar-Xirinachs, J. M. y Boeninger Sempere, A. (2025). Capacidades institucionales técnicas, operativas, políticas y prospectivas (TOPP) para la gestión de las transformaciones: fundamentos para un nuevo paradigma (LC/TS.2025/56). Comisión Económica para América Latina y el Caribe. J. M. Salazar-Xirinachs, "Repensar, reimaginar, transformar: los 'qué' y los 'cómo' para avanzar hacia un modelo de desarrollo más productivo, inclusivo y sostenible", Revista CEPAL, N° 141 (LC/PUB.2023/29-P), Santiago, CEPAL, 2023.

En suma, para que la transición energética sea justa y sostenible se necesita contar con procesos de planificación, el papel activo de cada Estado, con el apoyo de los distintos organismos internacionales, y la participación multinivel de los distintos actores privados (empresas, sociedad civil y sector académico).

La implementación efectiva y el monitoreo y evaluación continuos son esenciales para asegurar que estas políticas logren los objetivos previstos. En una gobernanza efectiva de la transición energética se necesita crear o fortalecer los procesos de participación democrática de los ciudadanos en la toma de decisiones de política pública, dado que supone cambios en las formas de producir y consumir la energía.

Por otra parte, el sector energético ha dejado de ser un habilitante del crecimiento económico para pasar a ser un catalizador del desarrollo productivo. La CEPAL (2024) ha identificado siete sectores clave para lograr la gran transformación en materia de sostenibilidad, entre los cuales se encuentran la transición energética y los minerales críticos, además de la electromovilidad, la gestión hídrica, la economía circular, la bioeconomía y el turismo sostenible.

La sostenibilidad ambiental —tanto en clave de oportunidad como de problema— ya desempeña un papel importante en ámbitos como la competitividad, las políticas de desarrollo productivo, la adopción de nuevas tecnologías, la innovación, las decisiones de mercado y las opciones de política para las estrategias de crecimiento económico (De Miguel y Sánchez, 2023). El desafío es aprovechar precisamente las oportunidades de desarrollo productivo y competitividad que la región tiene en sectores esenciales para la transición carbónica mundial, sin dejar de aprovechar las ventajas comparativas tradicionales, pero actuando de manera responsable y obteniendo un reparto justo de los costos y beneficios.

## 2. Una integración estratégica para la transición energética

Una mayor integración energética entre países de la región es uno de los pilares de la transición justa en América Latina. La región posee recursos energéticos e infraestructura compartida, sin embargo, el comercio transfronterizo aún es limitado en comparación con otras regiones (IEA, 2023; OLADE, 2023b).

La energía ha sido uno de los principales vectores en la historia de la integración regional (Sabbatella, 2022). Desde la década de los sesenta y principalmente desde los setenta en adelante, varias fueron las razones que se plantearon para favorecer los procesos de integración del sector energético (Altomonte, 2024):

- la región disponía y dispone de una oferta de energía primaria abundante y variada de recursos no renovables y renovables, pero geográficamente mal distribuida lo que hacía y, actualmente hace, apropiado debatir acerca de la complementariedad y de una mayor integración regional;
- se promovería una mayor seguridad energética de los sistemas eléctricos, y de la provisión de gas natural, bajando costos de las cadenas, así como la apertura a nuevos mercados en expansión, con impactos sociales y ambientales positivos.

No son menores los logros de la región en materia de integración energética, si se tiene en cuenta la existencia del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), cuya trayectoria histórica será abordada en el capítulo siguiente, y numerosas interconexiones eléctricas y gasíferas en América del Sur. No obstante, estos logros han sido parciales en algunos casos, discontinuados en otros o no han escalado el proceso de integración y han ido a la zaga de las expectativas históricas.

La definición de la integración admite distintos niveles, que pueden ir desde un proceso de disolución de las identidades individuales para la conformación de una nueva identidad, como también referirse a la conformación de un todo que incluya a las partes, aunque conservando éstas su identidad. Estas visiones plantean inevitablemente la tensión entre los conceptos de soberanía e integración, en tanto se percibe que todo avance en el proceso de integración implica, de alguna forma, una restricción al espacio de toma decisiones soberanas de los países. Es decir, profundizar en los procesos de integración implica, como condición sine qua non que los Estados nacionales estén dispuestos a ceder espacios de soberanía para alcanzar un mejor posicionamiento del conjunto en el espacio geopolítico y económico cada vez más globalizado. Esto sólo es posible si existen lazos de confianza consistentes y duraderos entre los países.

En general, los procesos de integración reconocen diferentes etapas de madurez. En el caso eléctrico, la integración regional efectiva no se limita solamente a la existencia de una línea de transmisión entre dos países, esto es solo el comienzo. Así fue el comienzo en Europa Occidental, cuyo proceso se inició con la interconexión entre países para garantizar o fortalecer la estabilidad de los sistemas eléctricos nacionales, luego evolucionó hacia la contratación de energía firme entre países, y acuerdos en contratos bilaterales; incluso en el caso de América del Sur también en la construcción de centrales hidroeléctricas binacionales. La fase final se caracteriza por el acoplamiento de los mercados como ocurre actualmente en Europa, y SIEPAC, lo que necesita de la adecuación regulatoria técnica y económica de los volúmenes de energía vendidos, peajes y precios, así como una planificación energética compartida.

Además de los recursos y la infraestructura, hay al menos dos condiciones más para la integración: por una parte, la estabilidad regulatoria y política entre los países y, por otra, el de la confianza, que quizá sea la principal barrera para una mayor integración, justificadas por experiencias pasadas que llevaron al incumplimiento de contratos y al corte del suministro. Las crisis de abastecimiento interno de algunos países que se quedaron sin saldo energético para la exportación, junto a reformas y/o procesos de nacionalización en otros, condujeron al no cumplimiento de los contratos de exportación, lo que produjo un quiebre en las confianzas de los países importadores, que se manifiesta hasta el presente, y que llevó a ciertos países a emprender políticas de abastecimiento interno y/o a procesos de importaciones extra regionales menos económicos y menos eficientes que si lo hicieran de países vecinos (Altomonte, 2024).

En el marco de la transición energética, distintos organismos coinciden en que la integración regional latinoamericana puede hacer una contribución decisiva en distintas dimensiones: seguridad energética, socioeconómica, ambiental y tecno-productiva (IEA, 2023; Ministerio de Minas y Energía, 2025; Paredes, 2017; Timilsina et al, 2021). También parte de las mismas premisas un informe elaborado por IRENA y KEEI (2021) para analizar la viabilidad de un mercado regional a partir de energías renovables en el noreste de Asia (NEA)<sup>5</sup>.

**Seguridad energética:** además de las ventajas identificadas en la segunda mitad del Siglo XX, se ha estudiado que una mayor interconexión permitiría aprovechar la complementariedad geográfica y temporal de los recursos renovables y, de esa manera, mitigar la variabilidad tanto diaria como estacional en la generación eléctrica a partir de ellos (Paredes, 2017). Asimismo, el acceso a una gama más amplia de recursos en diferentes áreas puede ayudar a los países a afrontar períodos de baja producción de energías renovables, como por ejemplo las sequías que afectan la generación hidroeléctrica, o interrupciones de la infraestructura. Una mayor integración regional podría contribuir cada vez más a garantizar que los sistemas sean más resilientes al clima (IEA, 2023).

**Dimensión socioeconómica:** más interconexiones eléctricas redundan en menor inversión en capacidad instalada renovable y menores costos operativos. Los recursos se pueden agrupar en áreas más extensas y utilizarse de forma más eficiente, aprovechando mercados más amplios y economías de escala. De este modo, se facilita un suministro eléctrico más asequible (IEA, 2023) y, es una oportunidad para reducir la pobreza energética en el sendero de la transición justa (Ministerio de Minas y Energía, 2025). Asimismo, se obtendría un ahorro significativo para las economías nacionales (Paredes, 2017; Timilsina et al, 2021).

**Dimensión ambiental:** un número mayor de interconexiones transfronterizas habilitaría una integración óptima de las fuentes renovables y una mejor gestión de su variabilidad. De esta manera, se podría reducir sustancialmente el uso de combustibles fósiles y de las emisiones asociadas a su quema (CEPAL, 2024d).

**Dimensión tecno-productiva:** la transición abre ventanas de oportunidad verdes (Lema et al., 2020), para la sinergia entre las estrategias de desarrollo económico y la protección del ambiente que la integración podría hacer más fructíferas, mediante la ampliación de mercados, el aumento de escala

<sup>5</sup> El informe analiza a China, Japón y la República de Corea del Sur como mercados demandantes y a la Federación Rusa y Mongolia como mercados oferentes.

y la complementariedad productiva. La cooperación tanto en materia científico-tecnológica como de desarrollo productivo podría habilitar la participación de la región en las cadenas de valor de las nuevas tecnologías, más allá del eslabón primario (en la extracción de minerales críticos) y en el último eslabón como adoptante e importador de las mismas. Para que estas oportunidades de innovación y diversificación económica se produzcan, se requiere de políticas públicas eficaces y una participación activa del Estado en la implementación de políticas de desarrollo productivo ambiciosas, de largo plazo, y orientadas por objetivos, que consideren los impactos sociales y ambientales y la configuración institucional y capacidades locales. Además de una gobernanza multinivel y participativa que reconozca la importancia de la colaboración entre los sectores público, privado, académico y la sociedad civil.

En el tercer capítulo se presentarán los resultados de los escenarios de prospección eléctrica a 2050, que demuestran los beneficios económicos y ambientales de una mayor integración. Sin embargo, es indisoluble que el regionalismo latinoamericano atraviesa una etapa de retracción. Las fallas institucionales y políticas, el persistente estancamiento económico y el deterioro social, sumado a las adversidades externas, explican en gran parte la paralización del proceso de integración regional (Hirst et al., 2024). Nolte y Weiffen (2024) explican que, así como la naturaleza intergubernamental e interpresidencial del regionalismo latinoamericano ha sido un motor de la integración regional, particularmente durante períodos de alineamiento político entre presidentes, los cambios de gobierno y la polarización ideológica hacen que el interpresidencialismo se convierta en un factor de estancamiento y desintegración.

Con todo, se verifica la resiliencia de ciertas organizaciones regionales, además de la emergencia de iniciativas menos institucionalizadas (Sabbatella, 2025). La cooperación energética persiste en aquellas organizaciones regionales que tienen incentivos para atenuar su dependencia de la importación de combustibles fósiles. Es el caso del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), bajo el cual funciona el SIEPAC, que también en 2018 dio lugar a la conformación del Centro Regional de Energía Renovable y Eficiencia Energética (SICREEE). Otro organismo que cuenta con un centro dedicado al apoyo a la transición energética es la Comunidad Caribeña (CARICOM). En 2018 se formalizó la creación del Centro Caribeño de Energía Renovable y Eficiencia Energética (CCREEE), reconociendo la alta dependencia respecto a los combustibles fósiles importados por parte de la mayoría de sus miembros y la necesidad de una urgente transición hacia una economía de bajas emisiones. Entre sus funciones, se cuentan el fortalecimiento de capacidades de instituciones locales y de grupos de interés; proveer coordinación entre las instituciones energéticas y climáticas regionales; promover inversiones en energías renovables y eficiencia; recolectar, analizar y difundir estadísticas energéticas, además de la generación de conocimiento sobre asuntos clave de energía sustentable; respaldar a los países miembros en el acceso a financiamiento internacional y recursos técnicos; además de otras.

Por fuera de las organizaciones regionales institucionalizadas, el regionalismo latinoamericano cuenta con algunas iniciativas que vale la pena registrar en función de los desafíos y oportunidades de la transición energética. La primera de ellas se denomina RELAC (REnovables en LATinoamérica y El Caribe): es una iniciativa lanzada en 2019, en la cual participan 16 países de la región<sup>6</sup>. Cuenta con la coordinación técnica del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el monitoreo de la OLADE, y ha fijado una meta agregada del 80% de participación de las energías renovables en la generación eléctrica para toda América Latina y el Caribe hacia 2030. Se trata de un mecanismo que busca identificar necesidades de inversión y asistencia técnica, pero que, fundamentalmente, permite la captación directa de financiamiento internacional, en un contexto de enverdecimiento de los flujos financieros post Acuerdo de París.

Otra iniciativa, asociada a las expectativas generadas alrededor de la producción y exportación de hidrógeno, hizo que 14 países de la región<sup>7</sup> firmaran una declaración conjunta en 2023 para la implementación de un sistema de certificación para el hidrógeno limpio y de bajas emisiones y sus derivados en América Latina y el Caribe, denominado "CerHILAC", que tiene el apoyo y auspicio de la OLADE y

<sup>6</sup> Barbados, Bolivia, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Haití, Honduras, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana y Uruguay.

<sup>7</sup> Argentina, Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Panamá, Paraguay, República Dominicana, Trinidad y Tabago y Uruguay.

del BID. El objetivo de este sistema es armonizar los requerimientos de los mercados internacionales, especialmente el europeo, con los intereses regionales y nacionales. Para ello se está trabajando en los fundamentos socio ambientales, con el fin de evitar conflictos por el uso de tierras e incluir a las comunidades locales en la creación de valor, además de fomentar el uso sostenible del agua, mediante la regulación del tratamiento de aguas servidas y de la proveniente de la desalinización (OLADE, 2024). En este caso, la cooperación técnica puede dar lugar tanto a un mayor poder de negociación con potencias extrarregionales, a la sazón demandantes de hidrógeno de bajas emisiones, como a una minimización de los impactos ambientales y mejores condiciones para lograr la licencia social de operación.

En el ámbito de la planificación energética de largo plazo, la CEPAL desde 2018 ha promovido el Foro Regional de Planificadores Energéticos FOREPLEN, una plataforma de diálogo técnico permanente que tiene como objetivo el fortalecimiento de las capacidades institucionales, a través de la cooperación entre los países y el aprendizaje conjunto. En este espacio además de los países de América Latina y el Caribe participan otras agencias y organismos internacionales del sector energético y cuenta con el apoyo financiero del programa de cooperación de la Unión Europea GetTransform.

Cabe preguntarse si este tipo de cooperación funcional y pragmática puede propiciar el derrame hacia más funciones y sectores, con el fin de encontrar un equilibrio entre un regionalismo político y uno más técnico que pueda traccionar la cooperación e integración en tiempos de crisis (Deciancio y Tussie, 2022). En este contexto, la energía vuelve a ser un vector para una integración estratégica, en la cual la ausencia de grandes acuerdos políticos sea compensada por incentivos económicos bilaterales o multilaterales para la inversión en infraestructura transfronteriza que promueva alguna de las dimensiones de la transición energética.

Un ejemplo concreto en el horizonte de una integración estratégica es el “Memorándum de Entendimiento entre el Ministerio de Economía de la República Argentina y el Ministerio de Minería y Energía de la República Federativa del Brasil para la Creación del Grupo de Trabajo Bilateral sobre el Desarrollo de la Infraestructura, Interconexión y las Exportaciones de Gas Natural de la República Argentina a la República Federativa del Brasil”, firmado Rio de Janeiro en noviembre de 2024<sup>8</sup>. Por medio de este documento, los gobiernos de Argentina y de Brasil, manifiestamente distanciados en términos políticos, han decidido crear un Grupo de Trabajo Bilateral, cuyo objetivo principal es cooperar en materia gasífera. Para ello, se propone viabilizar la exportación de gas natural desde Vaca Muerta, en la provincia de Neuquén, hacia el mercado brasileño, mediante la evaluación de la infraestructura de transporte y las reglas de comercialización necesarios entre los dos países. En los considerandos, se pone como antecedente la existencia de acuerdos de intercambio de energía eléctrica que han dado resultados satisfactorios y se destaca la relevancia de acciones coordinadas en pos de la transición energética para ambos países, utilizando fuentes de energía menos contaminantes, y la necesidad de garantizar la seguridad energética a un menor costo para los usuarios. En el siguiente capítulo serán analizados en detalle los puntos centrales del acuerdo.

En definitiva, el factor energético, en este caso la complementariedad gasífera, es suficiente incentivo para superar las barreras políticas que aquejan a la integración regional en la presente etapa. De igual modo, se puede sugerir lo mismo para la interconexión eléctrica a partir de los resultados del tercer capítulo.

### 3. Situación energética de la región

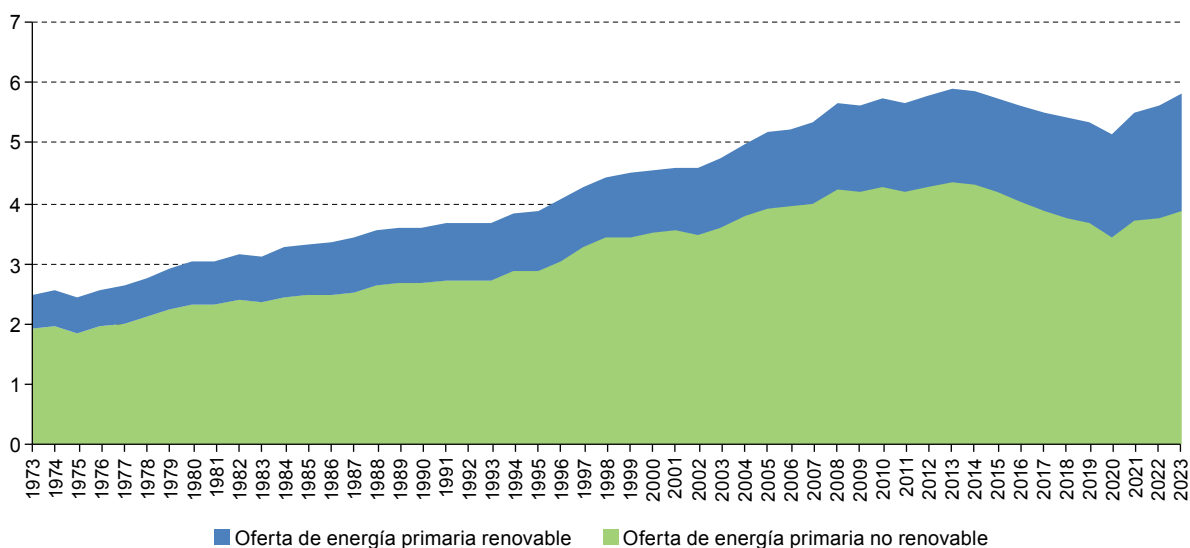
Pese a la significativa presencia de recursos fósiles<sup>9</sup>, la región en su conjunto cuenta con una de las matrices energéticas más limpias del mundo, que se remonta a la temprana inversión en grandes represas hidroeléctricas.

<sup>8</sup> El memorándum se encuentra disponible en: [https://tratados.cancilleria.gob.ar/tratado\\_archivo.php?tratados\\_id=kqWolps=&tipo=kg==&id=kp+imZM=&caso=pdf](https://tratados.cancilleria.gob.ar/tratado_archivo.php?tratados_id=kqWolps=&tipo=kg==&id=kp+imZM=&caso=pdf).

<sup>9</sup> Actualmente, América Latina y el Caribe cuenta con el 19,5% de las reservas probadas de petróleo del mundo, el 4,3% de las de gas natural y el 1,4% de las de carbón mineral (Ministerio de Minas y Energía, 2025).

Si se tiene en cuenta la oferta de energía primaria total, entre 1973 y 2023 se observa una lenta transición hacia las energías renovables (gráfico 3). En este período, la oferta total se incrementó un 134% y se destaca que la oferta renovable creció más rápidamente que la no renovable, con una variación del 244% y del 101%, respectivamente. No obstante, la oferta primaria no renovable sigue siendo predominante, aunque haya perdido 11 puntos porcentuales: en 1973 representaba el 77,3% y actualmente el 66,6% del total; mientras que la renovable escaló del 22,7% al 33,4% del total (OLADE, 2025).

**Gráfico 3**  
Oferta de energía primaria renovable y no renovable, 1973-2023  
(Miles de millones de barriles equivalentes de petróleo)



Fuente: CEPAL, sobre la base del Sistema de Información Económica Energética, sieLAC-OLADE (2025).

Al mismo tiempo, cabe subrayar la existencia de una transición al interior de la oferta no renovable: la gasificación de la matriz primaria, lo que implica un mayor uso del combustible fósil menos contaminante. El petróleo representaba el 63% de la oferta total en 1973 y se redujo al 31,5% en 2023, en tanto que el gas natural pasó del 12% al 30% en el mismo período e, incluso, en la última década superó al crudo en algunos años puntuales. Es decir, que, a diferencia del promedio mundial, el gas natural ha logrado consolidarse como una de las fuentes más relevantes, mientras que el carbón tiene un menor peso, ya que representa solamente el 3,9% del total. La región no solamente es rica en recursos de gas natural, sino que también el sector del gas natural está consolidado en muchos países, contribuyendo significativamente al PIB, la inversión extranjera, la creación de empleo y el bienestar social (ARPEL et al, 2023). Con datos de 2020, la relación reservas/producción para toda América Latina y el Caribe es de 42 años (Energy Institute, 2024). Sumado a la actual y potencial infraestructura gasífera, el gas natural puede ser considerado como un combustible de transición, en especial en países con un limitado acceso a la hidroenergía, y a su vez, apoyar los procesos de integración energéticos de la región (Di Sbroiavacca et al, 2019).

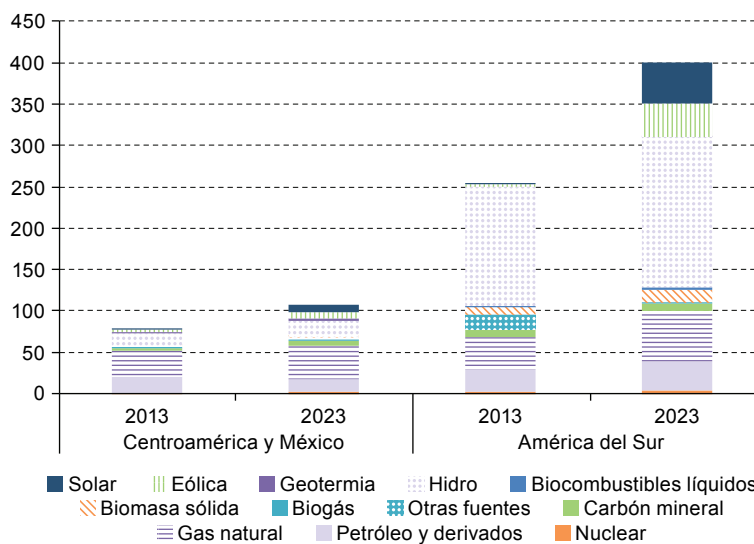
Cabe destacar, en primer lugar, que la energía eléctrica representa solamente el 19% del consumo final en América Latina y el Caribe (OLADE, 2024). Por lo tanto, la región afronta el desafío de electrificar una mayor proporción del uso final de la energía. Al mismo tiempo, es la región del mundo con la mayor proporción renovable de generación eléctrica, con el 63,8%, lo que duplica el promedio mundial (31,9%). En los últimos diez años, la región ha experimentado un rápido crecimiento de la capacidad instalada de energía renovable, especialmente solar y eólica, que responde a las nuevas oportunidades de crecimiento, a reformas regulatorias, a las innovaciones tecnológicas y a la reducción significativa de los costos. En las próximas décadas, la región continuará avanzando en su senda de transición energética, aumentando la renovabilidad de la oferta total de energía y, particularmente, de la generación eléctrica, de acuerdo con la planificación energética de los países.

Subsiste, no obstante, el desafío de la insuficiencia y obsolescencia de las redes de transmisión, así como una dependencia de la generación hidroeléctrica (en 2023 representó el 70% de la generación renovable) que se ve amenazada por el cambio climático. De hecho, se prevé que el 70% de las plantas de generación hídrica de la región se vean afectadas por sequías y climas más secos en los próximos 15 a 30 años (IEA, 2023).

Aunque en la región existe un enorme potencial de generación de energías renovables, apenas se aprovecha el 30% del potencial hidroeléctrico, el 10% del eólico y el 1% del solar (OLADE, 2023a), y su distribución es muy heterogénea.

De acuerdo con datos de OLADE (gráfico 4), en 2023 la capacidad instalada de energía eléctrica en América del Sur fue de 400,3 GW, un incremento del 58% respecto a 2013 cuando era de 253,7 GW. Cabe destacar que el 90% de la capacidad añadida en ese período de diez años se relacionó a fuentes renovables, lideradas por la energía solar que representó el 34% de la adición total, seguida por la hidroeléctrica y la eólica con un 25% cada una. De este modo, se ha profundizado el predominio de las fuentes renovables que en 2023 totalizaron 291,4 GW, es decir, el 72,8% del total. La generación térmica fósil totalizó 105,1 GW, donde sobresale el gas natural (60,8 GW), y completa la nuclear con 3,7 GW. La fuente más importante es la energía hidroeléctrica con una capacidad de 182,3 GW que representa el 45,5% del total, no obstante, las fuentes renovables variables también han alcanzado una participación destacable: la solar 49,6 GW (12,4%) y la eólica 40 GW (10%), ubicándose en el tercer y cuarto lugar, respectivamente, detrás de las centrales de gas natural.

**Gráfico 4**  
Capacidad instalada de energía eléctrica, 2013 y 2023  
(En GW)



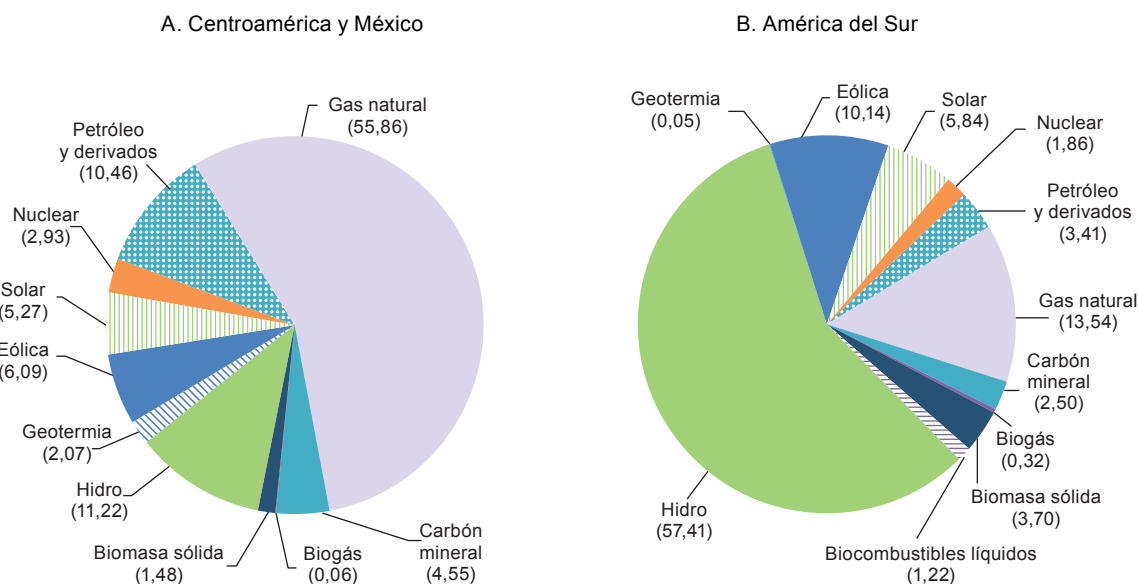
Fuente: CEPAL, sobre la base del Sistema de Información Económica Energética, sieLAC-OLADE (2025).

Por su parte, la suma de la capacidad instalada en Centroamérica y México totalizó 108,1 GW en 2023, 31,2 GW adicionales respecto a 2013 (+41%). El 70% de esa capacidad instalada nueva se correspondió con fuentes renovables, con el liderazgo solar (+30%), seguido de potencia eólica (+20%), hidro (+10%) y biomasa sólida (+8,6%).

Al mismo tiempo, la capacidad de centrales a gas natural se expandió 28% y las de carbón, 10,5%. De esta manera, a diferencia del caso sudamericano, la potencia instalada a partir de combustibles fósiles en 2023 fue preponderante con 62,7 GW, es decir, el 58% del total. El gas natural es la primera fuente individual con una capacidad de 40,6 GW, que representa el 37,5% del total. Es seguida por la capacidad hidroeléctrica con 20,1 GW (18,6%) y las centrales térmicas que queman petróleo y derivados con 15,8 GW (14,6%). La capacidad renovable variable se encuentra por detrás: la solar 9,4 GW (8,7%) y la eólica 8,4 (7,8%).

Dada la evolución de la capacidad instalada descrita, la generación eléctrica proveniente de fuentes renovables en América del Sur alcanzó el 78,7% en 2023, poco más de 13 puntos porcentuales por encima de 2013 (65,3%). A pesar de que otras fuentes han crecido más rápido, la matriz eléctrica sigue siendo hidrodependiente y su participación en la generación total fue del 57,4%. Si bien la generación renovable variable se ha incrementado notablemente, la eólica y la solar representaron el 10% y el 5,8%, respectivamente. La suma de la generación nuclear en Argentina y Brasil se ha mantenido en un modesto 1,9%, mientras que la generación térmica no renovable representa casi el 20%, liderado por el gas natural (gráfico 5).

**Gráfico 5**  
**Generación eléctrica por fuente, 2023**  
(En porcentajes)



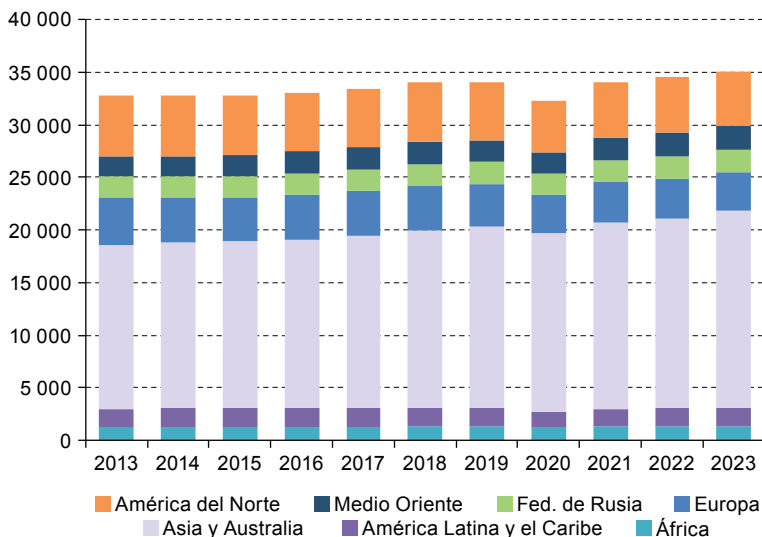
Fuente: CEPAL, sobre la base del Sistema de Información Económica Energética, sieLAC-OLADE (2025).

En la subregión que comprende a Centroamérica y México, la participación de la generación renovable creció un poco más de 6 puntos porcentuales en el período abordado, al pasar del 20% en 2013 al 26,2% en 2023<sup>10</sup>. En la actualidad, los combustibles fósiles siguen teniendo un amplio predominio con el 71% del total y complementa la generación nucleoelectrónica en México con el 2,9%. Si se toman individualmente las fuentes de energía, las centrales térmicas que combustionan gas natural representan casi el 56% del total y las que queman combustibles líquidos ocupan el tercer lugar con el 10,5. En el medio de ellas, se ubica la energía hidroeléctrica con el 11,2%, en tanto que el resto de las renovables suman 15 puntos porcentuales, con la eólica y solar a la cabeza, además del aporte de la geotermia y de la biomasa sólida.

Respecto a las emisiones del sector energético, en el gráfico 6 se puede observar la evolución por grandes regiones entre 2013 y 2023. Así como las emisiones mundiales han crecido 7% en el período, las de América Latina y el Caribe en su conjunto han disminuido 4%. Este logro de la región contrasta con el desempeño de otras regiones en las cuales se han incrementado las emisiones, tales como Asia & Australia (20%), Medio Oriente (18%), África (15%) y los países ex URSS (8%), pero se encuentra por debajo del ritmo de descarbonización de Europa (-20%) y Norte América (-11%). De este modo, la región consiguió reducir levemente su participación en el total mundial del 5,4% al 4,8% en ese período de diez años, mientras que Asia & Australia pasó del 47,8% a representar casi el 54% de las emisiones, debido, fundamentalmente, a la expansión de las emisiones de China, primer emisor global.

<sup>10</sup> Cabe aclarar que, si se separa el análisis, los países pertenecientes al SIEPAC cuentan con una matriz eléctrica más descarbonizada que la de México, pero dado el tamaño de éste, el promedio renovable desciende considerablemente. La participación de la generación renovable en México pasó del 13% en 2013 al 19% en 2023, lo que explica buena parte de la variación observada en la subregión estudiada en este informe, mientras que en los países del SIEPAC pasó del 63,6% al 65,1%, una variación más lenta en el período, aunque desde un piso más alto.

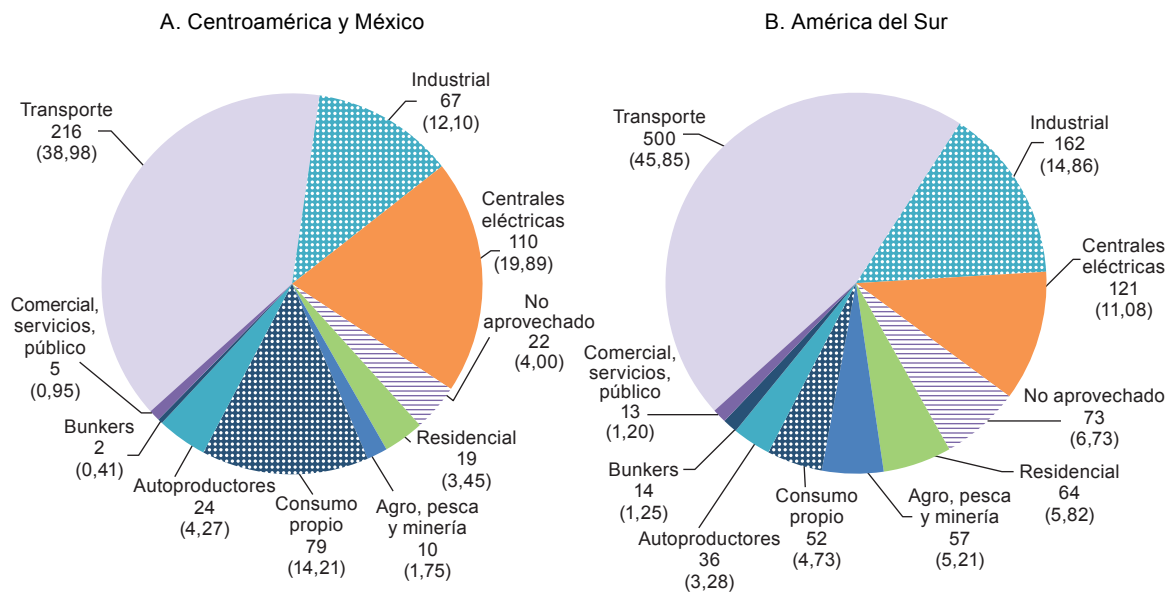
**Gráfico 6**  
Emisiones de energía por región, 2013-2023  
(En MtCO<sub>2</sub>)



Fuente: CEPAL, sobre la base del Sistema de Información Económica Energética, sieLAC-OLADE (2025).

Si se hace foco en las subregiones estudiadas, las emisiones en América del Sur fueron de 1101 MtCO<sub>2</sub> en 2023 y las de Centroamérica y México 555 MtCO<sub>2</sub> (gráfico 7). Particularmente, las centrales eléctricas representaron el 11% y el 20%, respectivamente, emisiones subsectoriales que serán analizadas en los escenarios del capítulo III. Cabe destacar que en ambos casos las emisiones provenientes del transporte son las más importantes, con el 45% y el 39% del total, respectivamente.

**Gráfico 7**  
Emisiones de energía por actividad, 2023  
(En MtCO<sub>2</sub> y porcentajes)



Fuente: CEPAL, sobre la base del Sistema de Información Económica Energética, sieLAC-OLADE (2025).

## II. Integración energética regional: avances

En este capítulo se hace un breve repaso histórico de la integración energética regional para caracterizar la situación presente de los proyectos de interconexión. En primer lugar, se analiza el sector eléctrico, tanto en América del Sur como en Centroamérica y México. En segundo lugar, se aborda el sector gasífero, con foco en el caso sudamericano. Por último, se realiza una comparación del intercambio eléctrico y gasífero con otras regiones del mundo.

### A. Integración del sector eléctrico

#### 1. América del Sur

En América del Sur el proceso de integración eléctrica con cierta profundidad se inició en la segunda mitad del siglo XX, con el desarrollo de las centrales hidroeléctricas binacionales de Itaipú (Brasil-Paraguay), Salto Grande (Uruguay-Argentina) y Yacretá (Argentina-Paraguay). Estas tres centrales aseguraban la exportación de Paraguay a Brasil, de Paraguay a la Argentina (Yacretá) y el intercambio entre Argentina y Uruguay (que en los primeros años fue de exportación uruguaya a la Argentina). Además, en los últimos cincuenta años, se contabilizan 15 líneas de transmisión binacionales que están construidas y operativas; 4 líneas construidas, pero no operativas (3 de ellas entre Colombia y Venezuela); 4 líneas que están en etapa de inventario; 7 en estudio avanzado (algunas con prefactibilidad positiva), una línea de 500 kV entre Ecuador y Perú en licitación<sup>11</sup> y 3 en construcción. Una de las líneas de 1900 km, que quizás tenga más impacto para tres países, es en el Arco Norte (en estudio) entre Brasil, Guyana y Surinam (doble circuito) y, entre Brasil y Guyana Francesa (CIER, 2025).

<sup>11</sup> Según OLADE (2024), se suscribieron los contratos de concesión, seguridades y garantías del proyecto Línea de Transmisión 500 kV Subestación Piura Nueva – Frontera, que posibilitará la interconexión eléctrica entre Perú y Ecuador con eficiencia y calidad durante 30 años, con una inversión estimada de 233 millones de dólares. Este importante proyecto permitirá un intercambio energético, en tensión de hasta 500 kV, que reforzará la atención a la demanda de energía en el norte del Perú, y será un soporte en caso de eventos de fuerza mayor. El proyecto permitirá aprovechar la complementariedad hidrológica y energética que existe entre ambos países, ya que cuando hay periodo de sequía en Perú y baja producción hidroeléctrica, en Ecuador es temporada de lluvias y de mayor generación hidráulica. El impacto de esta iniciativa es muy importante para el desarrollo social y económico de ambos países.

Estas interconexiones permitieron que el intercambio de energía entre países del Cono Sur haya sido en las dos vías, según los excedentes de cada país. De acuerdo con datos de CIER (2025), entre 2013-2023 Argentina y Brasil fueron importadores netos. Argentina mostraba una tendencia decreciente del saldo negativo hasta 2021, pero en 2022 y 2023 registró un pico de importaciones debido a la conjunción de la baja hidráulicidad de sus cuencas y al incremento del precio internacional del GNL. Inversamente, Brasil registra un marcado descenso de sus importaciones (con la excepción del año 2023) y un aumento de sus exportaciones de electricidad en los últimos dos años de la serie, dirigidas particularmente a Argentina. Por lo tanto, su saldo negativo a lo largo de diez años se ha reducido 62,4%, de 40.257 GWh/año en 2013 a 15.142 GWh/año en 2023 (véase el cuadro 2).

El gran exportador sudamericano es Paraguay, cuya generación hidroeléctrica excedente es destinada a Brasil y Argentina. La exportación eléctrica paraguaya ha llegado a representar el 95% del total intercambiado en la subregión en 2013, pero se ha reducido al 76% del total en 2023. Esto se debe a la baja hidráulicidad de sus cuencas durante buena parte del período: la energía eléctrica vendida disminuyó de manera notable (53,7%), pasando de 47.363 a 21.908 GWh/año entre 2013 y 2021, aunque en los siguientes dos años se ha revertido parcialmente<sup>12</sup> (véase el cuadro 2).

Uruguay, también ha sido exportador neto, siendo sus principales mercados el de Argentina y Brasil, con la excepción del año 2023 cuando su intercambio arrojó un saldo negativo. En 2021 llegó a representar casi el 10% de las exportaciones dentro del Mercosur. Al año 2023, los intercambios al interior de este bloque muestran que Brasil representa el 58,7% de las importaciones intrarregionales, mientras que Paraguay el 80,2% de las exportaciones. Finalmente, en el caso de Chile, se observa que los intercambios eléctricos han sido bajos o casi nulos. En 2016, 2017 y 2023 se registran exportaciones desde Chile de 107, 36 y 48 GW/hora, respectivamente<sup>13</sup> (véase el cuadro 2).

En el caso de los países andinos, el intercambio eléctrico ha sido menor en comparación con el Cono Sur. El intercambio más importante se ha dado entre Colombia y Ecuador, si bien disminuyó a partir de 2014 y recién volvió a incrementarse entre 2020 y 2021 con saldo importador neto para Colombia. Ecuador por su parte, con la entrada en operación de su hidroeléctrica más importante, Coca Codo Sinclair (1.500MW), vio un cambio importante con un saldo exportador entre 2016 y 2021. No obstante, en 2023, por la falta de mantenimiento de la capacidad térmica, la casi nula incorporación de nueva capacidad de generación desde 2018, y la baja hidráulicidad registrada, obtuvo un saldo negativo, debiendo importar desde Colombia 1.297 GWh/año. Al mismo tiempo, los intercambios entre Ecuador y Perú han sido esporádicos y obedecen a situaciones de emergencia que se han presentado indistintamente en los dos países. La presencia de una interconexión muy débil y la imposibilidad de una operación síncrona de los dos sistemas constituyen una limitante. Esta situación podría revertirse con la operación de la nueva interconexión de 500 kV en 2027 (actualmente en proceso de licitación)<sup>14</sup>. Por su parte, Venezuela mantuvo un saldo exportador hasta 2019 inclusive y luego no registra intercambios.

<sup>12</sup> A diferencia del caso del gas natural, que supone conocer las reservas y producción disponibles excedentarias para la exportación, esta variabilidad de los intercambios de energía a partir de fuentes renovables (y más aún las renovables variables), debe ser atendida adecuadamente en los contratos de exportación de electricidad (Altomonte, 2024).

<sup>13</sup> Un hecho político clave se dio en el marco de la Cumbre de las Américas en Los Ángeles, en el que los presidentes Gabriel Boric (Chile) y Alberto Fernández (Argentina) anunciaron un acuerdo que, si bien inicialmente se centró en la exportación de gas argentino a Chile (300.000 m<sup>3</sup>/día hasta septiembre de 2023), también explicitó la posibilidad de importar y exportar electricidad entre ambos países a través de la línea Andes-Cobos. Esta línea de transmisión de 345 kV, propiedad de AES Andes, que conecta la región de Antofagasta en Chile con la provincia de Salta en Argentina había estado fuera de operación desde 2017, y su rehabilitación y autorización por parte de los ministerios de energía de ambos países fue un paso fundamental para permitir el intercambio de electricidad.

<sup>14</sup> Ver Medardo Cadena. OLADE, Situación de la Integración Eléctrica en América del Sur. I Jornada de Integración Energética de América Latina. Ciudad de Panamá, Panamá 26 y 27 de junio 2024.

**Cuadro 2**  
**Intercambios de energía eléctrica entre países de América del Sur, años 2013-2023**  
*(en Gigavatios hora por año)*

<b>País</b>	<b>GWh/año</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Argentina	Exportaciones	0	1	58	331	69	275	254	3 088	3 850	31	98
	Importaciones	8 122	9 735	9 021	9 865	9 925	9 595	10 175	6 964	5 195	12 377	14 314
	Saldo	-8 122	-9 734	-8 963	-9 534	-9 856	-9 320	-9 921	-3 876	-1 345	-12 346	-14 216
Bolivia (Estado Plurinacional de)	Exportaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	74
	Importaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
	Saldo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	74
Brasil	Exportaciones	77	3	229	515	158	0	205	394	44	4 939	7 154
	Importaciones	40 334	33 779	34 947	41 313	36 510	34 985	25 189	25 150	23 396	17 888	22 296
	Saldo	-40 257	-33 776	-34 718	-40 798	-36 352	-34 985	-24 984	-24 756	-23 352	-12 949	-15 142
Chile	Exportaciones	0	4	0	107	36	0	0	0	0	6	48
	Importaciones	0	0	0	7	0	0	0	1	0	0	0
	Saldo	0	4	0	100	36	0	0	-1	0	6	48
Colombia	Exportaciones	1 377	852	460	45	19	106	6	251	364	465	1 297
	Importaciones	29	47	45	378	194	233	1 765	1 302	480	160	531
	Saldo	1 348	805	415	-333	-175	-127	-1 759	-1 051	-116	305	766
Ecuador	Exportaciones	29	47	46	400	211	255	1 825	1 339	524	192	544
	Importaciones	662	837	512	82	19	106	6	251	364	466	1 321
	Saldo	-633	-790	-466	318	192	149	1 819	1 088	160	-274	-777
Paraguay	Exportaciones	47 363	41 400	41 450	48 829	43 635	42 176	31 763	28 000	21 908	23 955	30 390
	Importaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Saldo	47 363	41 400	41 450	48 829	43 635	42 176	31 763	28 000	21 908	23 955	30 390
Perú	Exportaciones	0	13	55	38	0	0	0	0	0	1	24
	Importaciones	0	0	1	22	17	22	60	37	44	32	13
	Saldo	0	13	54	16	-17	-22	-60	-37	-44	-31	11
Uruguay	Exportaciones	210	1 267	1 320	779	1 462	1 195	3 010	1 147	2 844	1 416	244
	Importaciones	0	0	2	24	3	13	0	514	55	84	1 398
	Saldo	210	1 267	1 318	755	1 459	1 182	3 010	633	2 789	1 332	-1 154
Venezuela (República Bolivariana de)	Exportaciones	806	839	913	648	1 078	947	132	0	0	0	0
	Importaciones	715	28	3	1	0	0	0	0	0	0	0
	Saldo	91	811	910	647	1 078	947	132	0	0	0	0
<b>Total</b>		<b>49 862</b>	<b>44 426</b>	<b>44 531</b>	<b>51 692</b>	<b>46 668</b>	<b>44 954</b>	<b>37 195</b>	<b>34 219</b>	<b>29 534</b>	<b>31 007</b>	<b>39 873</b>

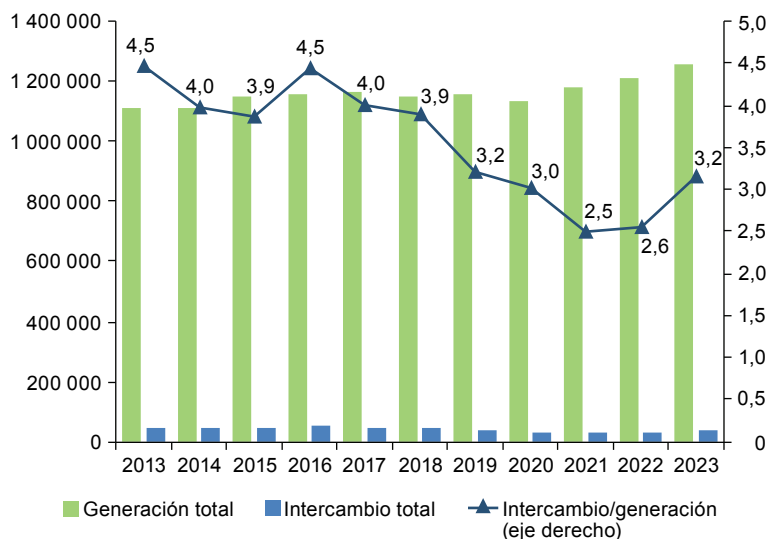
Fuente: Elaboración propia en base a CIER, 2025b.

En los últimos años han existido avances en nuevas iniciativas. Por una parte, el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) desde 2011 con apoyo técnico y préstamos del BID. Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador, y Perú, han recibido apoyo técnico y recursos financieros para la planificación de la infraestructura, la armonización regulatoria y la realización de estudios específicos binacionales para avanzar en la integración física. En 2017 se aprobó el marco regulatorio para intercambios intracomunitarios y en 2024 se aprobaron los reglamentos operativos, comercial y del coordinador del SINEA. Se espera que el Mercado Andino Eléctrico Regional entre en vigencia desde el 2026. Por otra, en los últimos meses de 2018, Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay crearon la iniciativa Sistema de Integración Energética de los Países del Cono Sur (SIESUR), con el apoyo del BID como secretaría técnica, para el desarrollo inicial de cuatro estudios estratégicos de integración y la construcción de una hoja de ruta (roadmap) (BID, 2023).

En resumen, los intercambios en América del Sur se dan únicamente en el plano bilateral, dado que hasta el momento no existe un mercado regional o subregional de electricidad. En 2023, los intercambios internacionales de electricidad entre países de América del Sur alcanzaron los 39.755 GWh, con un 28% de incremento frente a los 31.045 GWh que se intercambiaron en 2022 (CIER, 2025b). El 95,3% de esa electricidad se intercambió entre países del Cono Sur y tan solo el 4,7% entre países de la Región Andina.

En el gráfico 8 se puede observar la evolución del intercambio de energía eléctrica en América del Sur durante los últimos 10 años. La generación eléctrica total tuvo un incremento del 13% de punta a punta (2013 a 2023), aunque no ha seguido un ritmo de crecimiento constante, en tanto que el intercambio cayó 20% en el mismo período. El año 2023 fue el de mayor generación total (1.263.065 GWh) y el intercambio representó el 3,2%. Los años de mayor participación del intercambio sobre la generación total fueron 2013 y 2016 con el 4,5%.

**Gráfico 8**  
**América del Sur: intercambio de energía eléctrica 2013-2023**  
 (En GWh y porcentajes)



Fuente: Elaboración propia en base a OLADE (2025) y CIER (2025).

## 2. Centroamérica y México

A diferencia de América del Sur, en este caso sí se puede hablar de un verdadero proceso de integración eléctrica -aunque no exento de problemas- que se inició siete décadas atrás (Altomonte, 2024). Como resultado, en 2010 el Sistema de Interconexión Eléctrica de América Central (SIEPAC) comenzó a inyectar energía eléctrica en esta subregión y ha permitido constituir un Mercado Eléctrico Regional (MER) y un mayor acceso a precios más competitivos (véase el recuadro 1).

**Recuadro 1**  
**Breve historia del SIEPAC**

El Sistema de Interconexión Eléctrica de América Central (SIEPAC) es el resultado de un proceso de integración eléctrica que se remonta a mediados del siglo XX. Algunos hitos clave en la historia de SIEPAC fueron los siguientes:

- 1958: el Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano, creado bajo el auspicio de la CEPAL, estableció el Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos (SCERH), con el fin de fomentar y coordinar acciones entre las empresas eléctricas e impulsar estudios para el desarrollo integrado del subsector eléctrico en la región.
- 1968: se celebró la primera reunión del Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE), creado por el SCERH y conformado por los gerentes de planificación y operación de las empresas eléctricas de la región, en aquel momento todas ellas de propiedad estatal. El GRIE elaboró estudios preliminares sobre las posibilidades de interconectar los sistemas eléctricos de pares de países adyacentes, y sobre los aspectos legales relacionados con la compra y venta de energía eléctrica entre países. La CEPAL actuó como Secretaría, tanto del SCERH, como del GRIE, durante los años 1960 a 1970, promoviendo la mejora de los sistemas y organismos del sector eléctrico de la región, incluyendo las interconexiones internacionales. También impulsó la creación de comités gerenciales y técnicos entre los representantes de los países de América Central, los cuales pudieron coordinar diferentes aspectos del servicio, incluyendo la normalización, acciones comunes para el desarrollo de generación, preparación de estadísticas vitales, y las interconexiones entre países.
- Década de 1970 (tras la crisis energética): Los países centroamericanos, con el respaldo de la CEPAL, el Banco Mundial y el BID, buscaron una nueva estrategia de desarrollo eléctrico con visión regional, lo que condujo a elaborar el Estudio Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (ERICA).
- 1976: Entró en operación la línea de interconexión entre Honduras y Nicaragua, resultado de estudios preliminares del GRIE.
- 1979: Se constituyó el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), como resultado de la institucionalización de las reuniones anuales, promovidas por la CEPAL, de los presidentes de las empresas eléctricas estatales, las cuales servían para catalizar los esfuerzos logrados en los comités técnicos.
- 1996: El impulso político para el proyecto SIEPAC se concretó con la suscripción del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central por parte de los seis países. El Tratado estableció el marco jurídico regional necesario para la creación del MER y de los organismos regionales que dan apoyo al mismo.
- 1997: Con apoyo financiero del BID y el Gobierno de España, se aprobó el financiamiento para la línea de transmisión del SIEPAC y la constitución del MER.
- 2000: Se aprobó el diseño general del MER, cuya estructura institucional comprende la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), el Ente Operador Regional (EOR), y el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER).
- 2006: Se firmaron los contratos para la construcción de la línea de transmisión SIEPAC, contemplando una capacidad de transmisión de 300 MW en 230 kV y un recorrido de 1.800 km desde Guatemala hasta Panamá, pasando por todos los países de la región.
- 2010: Se inyectó energía al primer tramo de la línea y cuatro años después, al último tramo.
- 2013: La CRIE aprobó el Reglamento Transitorio del MER (RTMER), cuya implementación se produjo de forma gradual, junto con la puesta en operación de la línea SIEPAC, apreciándose a partir de ese momento un crecimiento acelerado de los intercambios de electricidad entre los países.

Fuente: Elaboración propia en base a Echevarría et al., 2017.

El diseño y construcción de SIEPAC implicó la creación de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), una entidad público-privada conformada por empresas de transporte de los países miembros y socios extrarregionales como la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, ENEL de Italia e ISA de Colombia. Contó con financiamiento internacional del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y el respaldo del Banco Europeo de Inversiones (BEI), además de la inversión pública nacional. El funcionamiento transaccional del MER obedece a la coordinación de los sistemas eléctricos nacionales de los países de América Central mediante sus entes operadores de mercado y el intercambio de información con el Ente Operador Regional (EOR).

Actualmente, la línea del SIEPAC se encuentra operativa y conecta seis países a lo largo de 1800 km: Guatemala (283 km) El Salvador (286 km), Honduras (275 km), Nicaragua (307 km); Costa Rica (499 km) y Panamá (150 km). Asimismo, se encuentra operativa una línea de interconexión Guatemala-México y está en estudio la interconexión entre Panamá y Colombia.

La interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá es un proyecto de integración eléctrica de larga data que busca unir el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia con el SIEPAC. Aunque ha enfrentado desafíos, especialmente ambientales y sociales, los avances recientes indican una renovada voluntad política para su concreción. En mayo de 2025, las carteras de energía de ambos países anunciaron avances técnicos, regulatorios y socioambientales del proyecto de Interconexión Eléctrica entre Panamá y Colombia (ICP)<sup>15</sup>. Un mes más tarde, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de Colombia y la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP) de Panamá han formalizado un acuerdo regulatorio bilateral<sup>16</sup>. Este acuerdo es un hito crucial, ya que define los términos para el intercambio de energía eléctrica entre ambos países.

En términos netos, la mayor parte de las inyecciones (ventas) en el SIEPAC en el período 2013-2023 han sido de Guatemala. Algo similar ha ocurrido con Costa Rica, aunque registra algunos años de retiros (compras) netos, y en menor medida Panamá también ha sido exportador neto. Entre los países importadores, se destacan El Salvador (pese a que en 2023 obtuvo un saldo neto positivo) y Nicaragua (con un saldo importador cada vez mayor), y en mucho menor medida Honduras. Por otra parte, el intercambio entre México y Guatemala ha tenido una tendencia creciente en el período 2013-2023, siendo el último año el de mayor exportación-importación (cuadro 3).

**Cuadro 3**  
**Inyecciones y retiros en el MER e intercambios con México**

(En Gigavatios hora por año)

País	GWh/año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Costa Rica	Inyección (Venta)	20	70	280	181	230	307	323	624	1 009	774	108
	Retiro (Compra)	61	251	172	313	32	66	340	118	6	54	469
	Saldo	-41	-181	108	-132	198	241	-17	506	1 003	720	-361
El Salvador	Inyección (Venta)	99	238	82	224	144	209	657	551	379	905	1 158
	Retiro (Compra)	382	619	981	1 212	1 729	1 968	1 949	1 193	1 662	1 273	767
	Saldo	-283	-381	-899	-988	-1 585	-1 759	-1 292	-642	-1 283	-368	391
Guatemala	Inyección (Venta)	478	986	843	1 110	1 741	1 799	1 657	1 067	1 116	1 032	1 104
	Retiro (Compra)	0	1	2	5	19	10	10	92	81	260	257
	Saldo	478	985	841	1 105	1 722	1 789	1 647	975	1 035	772	847
Honduras	Inyección (Venta)	6	4	3	16	13	8	6	0	3	5	9
	Retiro (Compra)	117	320	152	195	331	381	259	292	204	195	149
	Saldo	-111	-316	-149	-179	-318	-373	-253	-292	-201	-190	-140
Nicaragua	Inyección (Venta)	16	49	21	18	1	0	0	0	0	0	0
	Retiro (Compra)	52	22	33	205	327	201	434	1 071	1 005	1 062	817
	Saldo	-36	27	-12	-187	-326	-201	-434	-1 071	-1 005	-1 062	-817

<sup>15</sup> Ministerio de Minas y Energía (22/5/2025). Colombia y Panamá avanzan en proyecto de Interconexión Eléctrica para fortalecer la Transición Energética en la región. <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/colombia-y-panam%C3%A1-avanzan-en-proyecto-de-interconexi%C3%B3n-el%C3%A9ctrica-para-fortalecer-la-transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica-en-la-regi%C3%B3n/>.

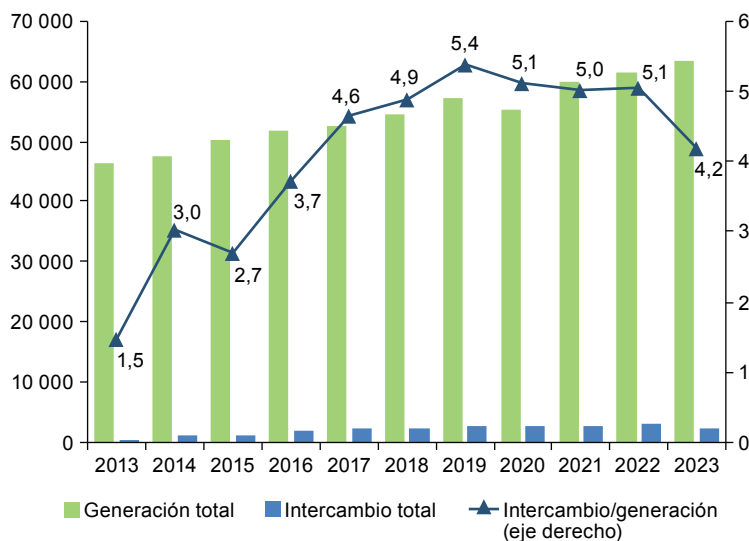
<sup>16</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (20/6/2025). Colombia y Panamá formalizan acuerdo regulatorio para la interconexión eléctrica binacional. <https://creg.gov.co/publicaciones/15874/colombia-y-panama-formalizan-acuerdo-regulatorio-para-la-interconexion-electrica-binacional/>.

País	GWh/año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Panamá	Inyección (Venta)	71	99	139	398	318	327	431	580	503	393	271
	Retiro (Compra)	75	189	17	30	7	15	96	97	64	235	127
	Saldo	-4	-90	122	368	311	312	335	483	439	158	144
Total MER	Inyección (Venta)	690	1 446	1 368	1 947	2 447	2 650	3 074	2 822	3 010	3 109	2 650
	Retiro (Compra)	687	1 402	1 357	1 960	2 445	2 641	3 088	2 863	3 022	3 079	2 586
Guatemala - México	Exportación (Gt - Mx)	15	20	27	50	104	689	515	99	82	89	47
	Importación (Mx - Gt)	186	518	361	565	817	784	1 107	999	1 151	1 217	1 741
	<b>Total</b>	<b>201</b>	<b>538</b>	<b>388</b>	<b>615</b>	<b>921</b>	<b>1 473</b>	<b>1 622</b>	<b>1 098</b>	<b>1 233</b>	<b>1 306</b>	<b>1 788</b>

Fuente: Elaboración propia en base a CIER 2025b.

En el gráfico 9 se puede observar la evolución del intercambio de energía eléctrica en el SIEPAC. La suma de la generación eléctrica de los 6 países miembros ha tenido una tendencia creciente en la última década, un incremento del 36% en 2023 respecto a 2013, mientras que el intercambio total no ha seguido la misma velocidad de crecimiento. En términos absolutos, el año 2022 fue el de mayor intercambio total (3.109 GWh), pero en términos relativos, 2019 fue el año de mayor intercambio respecto a la generación total (5,4%).

**Gráfico 9**  
**Centroamérica: Intercambio de energía eléctrica 2013-2023**  
 (En GWh y porcentajes)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de OLADE (2025) y CIER (2025).

## B. La integración en el sector del gas natural

La región cuenta con varios productores de gas natural, aunque con mayor presencia en América del Sur, lo que ha fomentado numerosos proyectos de interconexión transfronteriza en esa subregión. En el cuadro 4 se puede observar que actualmente Argentina es el primer productor, seguido de México, Venezuela, Trinidad y Tabago y Brasil. Sin embargo, una década atrás, el podio de los principales productores era diferente. Esto se debe a que en el período 2013-2023 se registran fuertes caídas de producción fundamentalmente en México, Trinidad y Tabago y Bolivia. Por el contrario, Perú y Argentina aumentaron su producción, aunque no pudieron compensar la reducción a nivel regional que fue del 12,7% en el período.

**Cuadro 4**  
**América Latina: producción de gas natural 2013-2023**  
*(En millones de m<sup>3</sup> por día)*

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2013-2023
Argentina	94,7	94,5	97,2	102,1	101,8	108,0	114,0	104,9	105,8	114,1	113,9	20,3%
Bolivia (Estado Plurinacional de)	53,6	56,0	55,1	51,8	50,9	47,5	41,4	40,3	41,5	37,6	32,7	-39,0%
Brasil	60,1	64,0	65,2	66,1	74,5	68,9	70,5	66,4	66,7	63,0	64,2	6,7%
Colombia	36,2	33,8	31,8	32,9	32,2	33,9	34,6	34,1	34,4	34,1	33,0	-8,8%
México	143,8	140,5	131,4	119,6	104,8	103,8	100,6	97,3	87,9	92,4	97,5	-32,2%
Peru	34,0	36,0	34,7	38,4	35,6	35,1	37,0	36,2	34,1	41,0	42,3	24,4%
Trinidad y Tabago	106,2	104,3	98,5	85,7	87,3	93,0	94,7	80,7	67,7	71,2	68,5	-35,5%
Venezuela (República Bolivariana de)	83,8	87,1	98,8	102,0	105,8	86,6	70,1	59,1	76,9	79,6	81,3	-3,0%
Otros	7,5	7,2	7,9	8,6	8,6	8,4	8,9	7,4	7,1	7,7	8,0	6,5%
<b>Total</b>	<b>619,9</b>	<b>623,3</b>	<b>620,6</b>	<b>607,2</b>	<b>601,6</b>	<b>585,3</b>	<b>571,7</b>	<b>526,4</b>	<b>522,0</b>	<b>540,7</b>	<b>541,4</b>	<b>-12,7%</b>

Fuente: Elaboración propia en base a Energy Institute (2024).

La interconexión gasífera en América del Sur se inició hace más de cincuenta años para complementar mercados, con excedentes como los de Bolivia y Argentina y mercados deficitarios, como Brasil y Chile. El primer gasoducto transfronterizo fue el Yabog que a partir de 1972 permitió exportar gas boliviano a la Argentina, en parte para completar el suministro doméstico, pero sobre todo motivado por cuestiones geopolíticas (Kozulj, 2008; Sabbatella y Serrani, 2021).

No fue hasta la década de 1990 que se construyeron y pusieron en marcha nuevos gasoductos. En el marco de la desregulación y privatización de su mercado (Sabbatella, 2018b), se construyeron desde Argentina siete gasoductos de exportación hacia Chile, tres hacia Uruguay y uno hacia Brasil. Bolivia también sumó exportaciones hacia Brasil a través de dos gasoductos y en la década de 2000 sumó nuevos ductos hacia Argentina. Por último, en 2008 se inauguró un gasoducto que interconectó Colombia y Venezuela. En el cuadro 5 se sintetizan los datos de los 17 gasoductos transfronterizos existentes en la región.

**Cuadro 5**  
**América del Sur: Infraestructura de gasoductos transfronterizos**

Países	Denominación	Trayecto	Año de inauguración	Capacidad (MMm <sup>3</sup> /d)	Estado
Arg-Ch	Bandurria	San Sebastián - Bandurrias	1997	4	Sin operación
Arg-Ch	Punta Dúgenes	Cabo Vírgenes - Dungeness	1999	2	Sin operación
Arg-Ch	Methanex III	El Cóndor - Posesión	1999	2	Sin operación
Arg-Ch	Atacama	Cnel. Cornejo - Mejillones	1999	9	Sin operación
Arg-Ch	Pacífico	Loma La Lata - Talcahuano	1999	3,5	En operación lado argentino
Arg-Ch	Gas Andes	La Mora - San Bernardo	1997	10	En operación interrumpible
Arg-Ch	Norandino	Pichanal - Tocopilla	1999	8,5	En operación interrumpible
Arg-Bra	Uruguayana (TGM)	Aldea Brasileira - Uruguayana	2000	2,8	Operativo
Arg-Urug	del Litoral	Colón - Paysandú	1998	1	Operativo. En servicio limitado
Arg-Urug	Casablanca	Gto. Entrerriano - Casa Blanca	2000	2	Sin operación
Arg-Urug	Cruz del Sur	Ensenada - Montevideo	2002	5	Operativo. En servicio limitado

Países	Denominación	Trayecto	Año de inauguración	Capacidad (MMm3/d)	Estado
Bol-Arg	Pocitos	Pocitos - Campo Durán	1972	10	Operativo
Bol-Arg	Madrejones	Madrejones - Campo Durán	2005	7	Sin operación
Bol-Arg	Juana Azurduy	Santa Cruz-Campo Durán	2011	28	Operativo
Bol-Brasil	Gasbol	Santa Cruz-Corumba	1999	30	Operativo
Bol-Brasil	Gas Oriente Boliviano	San José de Chiquitos-San Matías	2002	2,8	Operativo
Col-Ven	Transcaribeño (Antonio Ricaurte)	Yacimiento Ballena-Maracaibo	2008	4,2	Operativo

Fuente: Elaboración propia en base a Lambertini (2016), Sabbatella (2018) y CIER (2025).

Durante la primera década del siglo XXI, se generaron grandes expectativas en torno a la integración gasífera a partir de una serie de iniciativas multilaterales, entre los que se destacaron el Anillo Energético del Sur y el Gran Gasoducto del Sur. Sin embargo, no prosperaron debido a obstáculos históricos, políticos, técnicos y financieros<sup>17</sup>.

Simultáneamente, la mayor parte de los acuerdos bilaterales entraron en crisis por distintos motivos. A partir de 2004, la disminución de la producción de gas convencional hizo que Argentina no pudiera cumplir simultáneamente con el abastecimiento del mercado interno y los compromisos de exportación con Chile, Brasil y Uruguay. El gobierno argentino restringió las exportaciones, lo que derivó en una crisis diplomática con el gobierno chileno, país que se había vuelto dependiente del gas argentino. Tanto la construcción de los gasoductos como los contratos entre vendedores y compradores se realizó por parte de operadores mayormente privados. Los Estados se limitaron a garantizar las condiciones generales para el intercambio comercial, pero no se crearon organismos de seguimiento de los compromisos asumidos y tampoco mecanismos de anticipación de situaciones de riesgo de suministro (Sabbatella, 2018a).

También a mediados de esa década, Bolivia atravesó problemas políticos internos tras la nacionalización de los hidrocarburos, que ralentizó la inversión en exploración y producción e impidió al gobierno boliviano a través de la estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) cumplir con los volúmenes comprometidos con Brasil y, sobre todo, con Argentina (Sabbatella, 2018a). Pese a que la producción creció en los años siguientes, se registra una caída del 39% en el decenio 2013-2023, junto a una reducción del 22% de sus reservas probadas entre 2010 y 2020 (Energy Institute, 2024), debido a la falta de inversión en exploración y desarrollo de nuevos yacimientos, así como al envejecimiento de los pozos existentes. Esto obligó a una nueva renegociación de los contratos de exportación con Argentina y Brasil (Sabbatella y Serrani, 2021). En ese contexto, YPFB lanzó en 2021 el Plan de Reactivación del Upstream (PRU), con el objetivo de realizar inversiones en la exploración y explotación de gas y petróleo. El plan contempla 42 proyectos exploratorios en los departamentos de Santa Cruz, Tarija, Chuquisaca, Cochabamba, La Paz y Pando, con una inversión prevista de 1.410 millones de dólares<sup>18</sup>, sin que se haya revertido la caída de la producción de gas con el impacto severo en las exportaciones, la disponibilidad de divisas y la escasez de combustibles, incluyendo gasolina y diésel.

<sup>17</sup> El proyecto del Anillo Energético fue impulsado por Chile con el fin de afrontar la caída del suministro de gas argentino. Preveía la construcción de una red de gasoductos, interconectando nuevos y viejos, con el gas proveniente del yacimiento peruano Camisea, y posiblemente el gas boliviano, para abastecer a toda la subregión. Bolivia sólo participó en calidad de observador, ya que condicionaba su participación plena a la solución de su histórica demanda de salida al mar con Chile. Finalmente, Perú desistió de continuar con el proyecto por la reactivación del conflicto limítrofe con el mismo país y optó por priorizar el proyecto de exportación de GNL por medio de una planta de licuefacción. El Gasoducto del Sur fue una iniciativa del gobierno venezolano para construir un gasoducto de 8.000 kilómetros de extensión que uniría Venezuela, Brasil y Argentina, interconectando el resto de los países de la región. En 2005 los tres países firmaron la Declaración de Montevideo sobre Integración Gasífera Sudamericana. La iniciativa era débil en términos de factibilidad económica y ambiental, por lo que incluso se evaluó que el envío de GNL por vía marítima podía ser menos costoso dada la distancia entre los mercados. No obstante, la iniciativa se vio afectada financieramente tras la crisis económica internacional de 2008, a lo que se sumó el lento desarrollo gasífero de Venezuela (Sabbatella, 2018a).

<sup>18</sup> Ministerio de Hidrocarburos y Energía (17-04-2024). Plan de Reactivación del Upstream de YPFB consolidará la estabilidad energética del país. <https://www.mhe.gob.bo/2024/04/18/plan-de-reactivacion-del-upstream-pru-impulsa-la-exploracion-y-explotacion-de-hidrocarburos/>.

Por último, también hubo incumplimientos en el vínculo entre Colombia y Venezuela. En 2007 habían firmado un contrato con una duración de 20 años, en el cual se preveía que Colombia vendiera su gas a Venezuela durante los primeros 4 años para cubrir sus faltantes en la región occidental, y al término de ese plazo se revirtiera el suministro de Venezuela a Colombia. El atraso de las inversiones en territorio venezolano no permitió cumplir el contrato, sus condiciones se renegociaron en 2011 y el suministro desde Colombia se extendió hasta mediados de 2015 (Sabbatella, 2018a). Si bien no se han registrado volúmenes comerciales significativos de gas venezolano exportado a Colombia en años más recientes a través, la reactivación del Gasoducto Transcaribeño (Antonio Ricaurte) es el principal proyecto de interconexión energética anunciado, con ambos gobiernos manifestando interés en que Venezuela comience de nuevo a exportar gas a Colombia a finales de 2025, buscando garantizar el suministro y aprovechar precios más competitivos, aunque aún persisten desafíos relacionados con las sanciones internacionales y la infraestructura.

La crisis de los contratos bilaterales y la falta de concreción de las iniciativas multilaterales condujeron a la proliferación de proyectos de importación de gas natural licuado (GNL) como una alternativa de emergencia para suplir faltantes en el mercado interno, en algunos casos, o como una opción de suministro para continuar desarrollando mercados de gas, en otros. Esto dio lugar a que algunos analistas visualicen un proceso de desintegración energética a nivel regional, aunque los datos relativizan esa afirmación (Sabbatella, 2018a). Ciertamente, desde la primera operación de importación de GNL en América Latina en 2008, se multiplicaron las plantas de regasificación en la región y se incrementaron los volúmenes de importación por esa vía. De acuerdo con datos de GIIGNL (2024), en el año 2023 existían en la región 22 plantas regasificadoras: 8 en Brasil, 4 en México, 2 en Chile, 2 en Argentina, 2 en Jamaica y una en Colombia, República Dominicana, El Salvador y Panamá.

Haciendo foco en América del Sur, en la última década el volumen consumido de gas natural siempre ha estado por encima del volumen producido en la subregión en su conjunto, por lo cual es sencillo entender la necesidad de importar GNL de productores extrarregionales para cubrir una parte de la demanda. De acuerdo con datos de Energy Institute (2024), la producción aumentó hasta 2017, cuando alcanzó un pico de 400 millones de m<sup>3</sup> por día, y posteriormente descendió, estabilizándose en los últimos dos años de la serie cerca de 370 millones de m<sup>3</sup> por día; en tanto que el consumo alcanzó sus máximos entre 2015 y 2017 (más de 420 millones de m<sup>3</sup> por día) y luego para haberse estabilizado por encima de 380 millones de m<sup>3</sup> por día, con la excepción de 2020 debido a la pandemia y de 2021 debido a la sequía en el Cono Sur, manteniendo una brecha promedio de 15 millones de m<sup>3</sup> por día con respecto a la producción (gráfico 10).

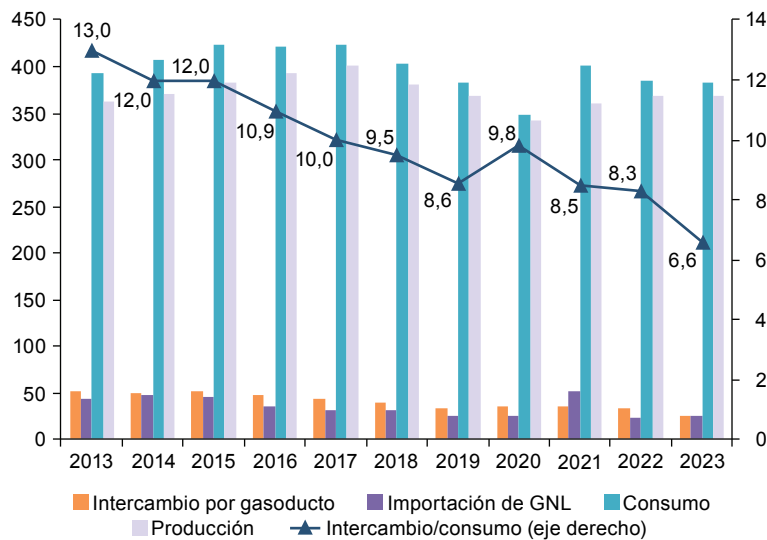
El volumen total del comercio por gasoducto se redujo a la mitad (de 51 a 25.2 millones de m<sup>3</sup> por día) en el período 2013-2023. Esto estuvo fuertemente asociado a la caída de la producción boliviana y, por lo tanto, de la importación de ese origen: pasó de suministrar a Brasil y Argentina 43.6 millones de m<sup>3</sup> por día en 2013 a 20.8 millones de m<sup>3</sup> por día en 2023 (-47,8%). En consecuencia, la participación del gas comercializado por gasoductos en el consumo total de la región se redujo del 13 al 6,6% (gráfico 10).

Con datos combinados de Energy Institute (2024) y de EIA (2025), se puede observar en el gráfico 10 que el GNL importado en América del Sur también disminuyó fuertemente en el período, más de 44%, al pasar de 42.1 millones de m<sup>3</sup> por día en 2013 a 23.5 millones de m<sup>3</sup> por día en 2023. Se destaca el pico del año 2021 (50.3 millones de m<sup>3</sup> por día), motivado por la sequía que afectó a la generación hidráulica en Brasil y que impulsó su sustitución con generación a gas.

Por otra parte, Trinidad y Tabago y Perú se han desarrollado como mercados exportadores de GNL. Trinidad y Tabago, a pesar de la merma de su producción, es el principal exportador con un volumen de 10.5 miles de millones de m<sup>3</sup> de GNL en 2023, seguido de Perú, que inició su exportación en 2010 a partir del desarrollo del Campo Camisea, con un volumen de 5.3 miles de millones de m<sup>3</sup>. Cabe destacar, que el 39,4% de las exportaciones de Trinidad y Tabago tuvieron como destino países de la región (Chile y Argentina, fundamentalmente) y que el 7,2% de las exportaciones peruanas también fueron comercializadas intrarregionalmente (México, fundamentalmente). En ese sentido, el comercio de GNL no necesariamente

es opuesto a una estrategia de integración energética regional, ya que puede complementar el transporte por gasoducto o, incluso sustituirlo, de acuerdo con la variable costo-distancia entre un país productor y un país importador dentro de una misma región.

**Gráfico 10**  
**América del Sur: Producción y consumo de gas natural, intercambio por gasoductos transfronterizos e importación de GNL 2013-2023**  
 (En millones de m<sup>3</sup> por día y porcentajes)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Energy Institute (2024) y de EIA (2025).

Si la caída de la producción de gas natural convencional ha sido la principal causa de la crisis de la integración bilateral, los ingentes recursos de gas no convencional de la formación Vaca Muerta de la Cuenca Neuquina en Argentina han reactivado proyectos de exportación con Chile y Brasil. Un informe de la U.S. Energy Information Administration (EIA) de 2015 estimó un potencial de recursos no convencionales técnicamente recuperables en esa formación geológica en 308 TCF (trillón de pies cúbicos), que serían suficientes para garantizar 184 años de demanda para Argentina, y unos 90 años de demanda regional (CAF y OLADE, 2025). Dos factores hicieron realidad su potencial en la última década (Sabbatella y Nunes Chas, 2021): las técnicas de fractura hidráulica y perforación horizontal que posibilitaron la revolución del *shale gas* en Estados Unidos y facilitaron la ecuación económica para hacer rentable la explotación de hidrocarburos de reservorios no convencionales y el liderazgo asumido por YpF tras la recuperación del control estatal en abril de 2012 que habilitó la curva de aprendizaje. De este modo, la producción de gas natural en la Cuenca Neuquina pasó de 65,2 millones de m<sup>3</sup>/día en 2012 a 100,2 millones de m<sup>3</sup>/día en 2024, gracias al despliegue de la producción de *shale gas* y *tight gas*, que aportan 84,1 millones de m<sup>3</sup>/día (CAF y OLADE, 2025).

La exportación al mercado chileno se ha retomado a través de la infraestructura existente, en base a permisos y contratos de exportaciones en firme, pero estacionales. Esto ha permitido a la demanda chilena ajustar la programación de GNL a la disponibilidad de gas argentino, reduciendo los costos de abastecimiento y ahorrando divisas. De todas maneras, el volumen exportado ha promediado 6 millones de m<sup>3</sup>/día en los últimos 3 años, muy inferior a la demanda de gas chilena (16,5 millones de m<sup>3</sup>/d) y a la infraestructura de integración regional disponible (33 millones de m<sup>3</sup>/d) (CAF y OLADE, 2025).

Según el estudio de CAF y OLADE (2025), existe una demanda significativa abastecida con GNL, carbón y combustibles líquidos que podría ser satisfecha con el gas de Vaca Muerta, reduciendo costos, mejorando el balance comercial de ambos países, e impulsando el proceso de reducción de emisiones

en Chile por sustitución de combustibles más contaminantes a precios competitivos. En otras palabras, el gas de Vaca Muerta podría acelerar la transición energética chilena, al mismo tiempo que generaría beneficios económicos para ambos países. Sin embargo, el sistema de transporte troncal argentino presenta limitaciones, ya que no ha terminado de adecuar su infraestructura al cambio de dotación de recursos productivos caracterizada por la concentración de la producción en la Cuenca Neuquina. El estudio estimó que las obras que tendrían mayor impacto sobre el abastecimiento potencial de la demanda chilena son:

- Ampliación del sistema de Transportadora de Gas del Norte: el primer módulo de la obra, la construcción del gasoducto Tratayén-La Carlota, permitiría estructurar un módulo de exportación en firme al norte de Chile de 4 millones de m<sup>3</sup>/día. El costo estimado de la obra es de 1.750 millones de dólares, pero generaría la sustitución de importaciones en Argentina al año 2030 por 1.500 millones de dólares, un aumento de las exportaciones hacia el norte de Chile de entre 380 y 510 millones de dólares; la reducción de costos de abastecimiento en Chile por entre 350 y 430 millones de dólares; y la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> por cerca de 4 millones de toneladas por año. Una segunda etapa de ampliación consistiría en optimizar la reversión del Gasoducto Norte, con un costo estimado de 550 millones de dólares, permitiría llevar la oferta en firme hasta 5,5 millones de m<sup>3</sup>/día. A su vez, facilitaría exportaciones hacia Brasil.
- Ampliación del sistema Cuyo-Gas Andes: la exportación en firme durante los 365 días del año podría ampliarse de los 5 millones de m<sup>3</sup>/día a 13,4 millones de m<sup>3</sup>/día en el escenario de demanda considerado, pero se podría ampliar hasta los 16 millones de m<sup>3</sup>/día. El costo total de la obra ascendería a 1.200 millones de dólares, pero generaría un aumento de las exportaciones de gas argentino por 300 millones de dólares hacia 2030 y una reducción de costos en Chile de 420 millones de dólares. La reducción de emisiones sería menos significativa que en el norte, por ir fundamentalmente contra despacho de GNL. En el caso de que se integrara el proyecto a la reversión de GNL Quintero las exportaciones argentinas se incrementarían en 140 millones de dólares adicionales, la reducción de costos en Chile podría ser más moderada, pero las exportaciones de GNL desde Quintero alcanzarían los 400 millones de dólares.

Sumando ambas obras, con un costo total de 3.500 millones de dólares, la capacidad de exportación total de Argentina hacia Chile se podría elevar hasta 21,5 millones de m<sup>3</sup>/día, un incremento del 258% respecto al volumen promedio actual. Los beneficios económicos por sustitución de importaciones, aumento de las exportaciones y reducción de costos de abastecimiento treparían hasta 3.700 millones de dólares hacia 2030; mientras que los beneficios ambientales serían de 4 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> evitado por año.

Finalmente, el documento destaca el desafío de construir un marco legal y regulatorio que permita consolidar el proceso de reconstrucción de la confianza entre los agentes de ambos países, teniendo en cuenta ahora la existencia de una disponibilidad de recursos cuasi ilimitada. Además, generar las condiciones de acceso a la oferta y la demanda que promuevan el intercambio, habiliten el desarrollo de nuevos proyectos, y maximicen los beneficios de ambos lados de la frontera. El proceso de eliminación de las barreras regulatorias deberá ser acompasado para evitar asimetrías y asegurar un reparto equilibrado de los beneficios del intercambio.

Por su parte, Brasil ha estimado mediante la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que el volumen importado desde Bolivia alcanzará un volumen máximo de 15 millones de m<sup>3</sup>/día en 2025, que descenderá a 10 millones de m<sup>3</sup>/día a partir de 2029 y a 5 millones de m<sup>3</sup>/día en 2034. La demanda de gas natural en la red integrada pasaría de 95 a 134 millones de m<sup>3</sup>/día entre 2024 y 2034, mientras que el suministro nacional pasaría de 49 a 91 millones de m<sup>3</sup>/día (EPE, 2024). Dadas las dificultades para el suministro de gas boliviano, EPE contempla la ampliación del volumen de GNL importado, además de alternativas para la importación de gas natural desde Argentina a partir del gas de esquisto producido en la formación Vaca Muerta. En ese sentido, el Memorándum de Entendimiento entre Argentina y Brasil de 2024 en materia de gas natural, ya citado<sup>19</sup>, señala que se verifica una creciente demanda residencial, comercial

<sup>19</sup> El memorándum se encuentra disponible en: [https://tratados.cancilleria.gob.ar/tratado\\_archivo.php?tratados\\_id=kqWolps=&tipo=kg==&id=kp+imZM=&caso=pdf](https://tratados.cancilleria.gob.ar/tratado_archivo.php?tratados_id=kqWolps=&tipo=kg==&id=kp+imZM=&caso=pdf).

e industrial en Brasil, especialmente en la región sur y que un mayor suministro de gas en condición firme aumentará la demanda para la fabricación de fertilizantes destinados a la actividad agrícola. Por lo tanto, se estima que la demanda de importación es de 2 millones de m<sup>3</sup>/día en el corto plazo, incrementándose en los próximos 3 años a 10 millones, para alcanzar 30 millones en el año 2030. Es decir, que ese volumen superaría ampliamente la sustitución de la oferta boliviana. De acuerdo con EPE (2024), la demanda de gas natural en la red integrada sería de 125 millones de m<sup>3</sup>/día en 2030, por lo que, de alcanzar el máximo volumen de exportación previsto, el gas argentino podría cubrir casi un cuarto de la demanda, sin contar la nueva demanda que pudiera emerger en caso de que se logre firmar contratos no interrumpibles.

Cabe destacar, además, que en el Memorándum se identificaron cinco rutas para concretar el intercambio:

- i) Argentina/Bolivia/Brasil: punto de interconexión gasífera a través del Gasoducto de Integración Juana Azurduy (GIJA), con el sistema de gasoductos de YPFB en Bolivia y el gasoducto GASBOL con Brasil. Obras necesarias: 1) conclusión de las obras de reversión del Gasoducto del Norte Argentino (GN); 2) conclusión de las obras del Gasoducto del Noroeste Argentino (GNEA), 3) reversión y ampliación de potencia bidireccional de estaciones compresoras de YPFB.
- ii) Argentina/Brasil: punto de interconexión gasífera a través del Gasoducto del Mercosur en Paso de los Libres, Corrientes, Argentina, con el Gasoducto Transportadora Sul Brasileira de Gas (TSB) en Uruguaiiana, Rio Grande do Sul, Brasil. Obras necesarias: 1) conclusión de la segunda etapa del Gasoducto Central (ex GPNK); 2) ampliación de capacidad de ductos y potencia de compresión bidireccional del Gasoducto del Mercosur, nuevo cruce bajo el río con sus obras complementarias; 3) ampliación de capacidad de ductos y compresión bidireccional del tramo entre Uruguaiiana y Triunfo (600 km) del Gasoducto TSB para unirlo al GASBOL Trecho Sul.
- iii) Argentina/Uruguay/Brasil: punto de interconexión gasífera a través del Gasoducto Cruz del Sur (GCDS) que abastece la zona sur de Uruguay y el Gasoducto del Litoral, que abastece la ciudad de Paysandú, Uruguay, y una futura conexión de gasoductos entre Uruguay y Brasil.
- iv) Argentina/Brasil: eventual proyecto de un futuro gasoducto dedicado a la exportación entre Vaca Muerta y Porto Alegre solo si se proyectare una mayor demanda del sur de Brasil que lo justifique.
- v) Argentina/Paraguay/Brasil: eventual proyecto de un gasoducto de interconexión entre el GNEA con el GASBOL a través de territorio paraguayo, que también atienda la demanda de gas natural del Paraguay.

Luego de la firma del Memorándum, la Secretaría de Energía de Argentina autorizó hasta enero de 2025 nueve contratos de exportación a Brasil por un volumen de hasta 10,5 millones de m<sup>3</sup> diarios en modalidad interrumpible. Todos los contratos prevén la utilización de la infraestructura boliviana, excepto uno, en el que se optó por el punto de interconexión de Paso de los Libres-Uruguaiiana (Terzaghi, 2025). Se espera a que en el futuro se pueda avanzar hacia contratos de suministro no interrumpible, es decir que no estén condicionados por la demanda interna de Argentina, pero para eso será necesario concluir las obras de ampliación del sistema de transporte y cumplir con las expectativas de producción de Vaca Muerta (246 millones de m<sup>3</sup>/día hacia 2030) (Tecpetrol, 2025).

En síntesis, el gas no convencional de Vaca Muerta abre una nueva oportunidad para la integración gasífera regional, con el impulso adicional dado por el reemplazo de combustibles más contaminantes en el marco de la transición energética. De concretarse las metas máximas de comercialización proyectadas hacia los mercados chileno y brasileño, se alcanzaría un volumen de 51,5 millones de m<sup>3</sup>/día, lo que multiplicaría por tres el volumen actualmente intercambiado por gasoductos y, de esa manera, éste equivaldría al 20% del consumo de 2023.

## C. Comparación con otras regiones

En este apartado se examinan las experiencias europea y norteamericana, tanto para el sector eléctrico como del gas, y luego se compara cuantitativamente el intercambio energético de estas regiones con los casos de Centroamérica y de América del Sur.

Los primeros pasos de la integración energética europea se remontan un siglo atrás (véase el recuadro 2), aunque la forma actual que asume está vinculada a las iniciativas y las políticas que se negociaron entre la Unión Europea (UE) como autoridad supranacional y los países miembros<sup>20</sup>. Por esa razón, el ejemplo de la UE no es totalmente trasladable a nuestra región. Sin embargo, muestra que la construcción de un mercado energético interno interconectado e integrado puede mejorar la seguridad energética al aumentar la competencia, reducir precios y proporcionar mecanismos para mitigar las interrupciones en los suministros externos.

En 2009 se crearon la Agencia Europea de Cooperación de Reguladores de la Energía (ACER), la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) y la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas (ENTSO-G). La ACER supervisa los mercados interiores del gas y la electricidad y diseña las normas que gobiernan las redes europeas. La ENTSO-E es responsable de la operación segura y coordinada del sistema eléctrico europeo y nuclea a los operadores de sistemas de transmisión (TSOs, por sus siglas en inglés) europeos. Actualmente cuenta con 40 miembros de 36 países, es decir que agrupa también a 9 países extra-comunitarios<sup>21</sup>. El mercado eléctrico europeo tiene hoy en día 420 interconexiones y hacia 2030 cada país de la UE debe contar con una infraestructura eléctrica que le permita importar, de sus países vecinos de la UE, el equivalente a al menos el 15 % de la capacidad de producción de electricidad de su territorio. Por último, la ENTSG asocia a 45 TSOs de gas de 26 países europeos. Su función es promover la realización del mercado interior del gas y estimular el comercio transfronterizo, además de garantizar la gestión eficiente y el funcionamiento coordinado de la red europea de gas.

En cambio, el mercado energético de América del Norte tiene otras características. Los intercambios eléctricos entre Estados Unidos y Canadá —históricamente los mayores socios comerciales de electricidad entre sí— siguen siendo relativamente pequeños, representando menos del 1% de su generación total respectiva. Sin embargo, este comercio es crucial para el equilibrio de las redes eléctricas, al asegurar una correspondencia constante entre el consumo y la producción de electricidad, y para reforzar el suministro durante períodos de baja producción hidroeléctrica, especialmente en la costa oeste de Canadá. Las líneas de transmisión eléctrica que conectan a los Estados Unidos y Canadá forman parte de un sistema eléctrico complejo y altamente interconectado, con conexiones que van desde Nueva Inglaterra hasta el Noroeste del Pacífico. Estas conexiones facilitan la distribución fluida de electricidad dentro de tres de las cuatro principales interconexiones de América del Norte y, a su vez, contribuyen a garantizar la fiabilidad del sistema y el acceso a fuentes de suministro económicas.

En cuanto al gas natural, la red de gasoductos y terminales de GNL, junto al cambio de políticas de precios por reducción de costos, hizo más competitivo el gas natural estadounidense en Canadá y otros mercados internacionales. A partir de 2016, EE.UU. es un exportador neto de gas natural: en la actualidad vende el fluido por gasoductos a Canadá (32%) y México (68%), además de GNL a 46 países.

<sup>20</sup> La composición actual es de 27 países: Austria, Bélgica, Bulgaria, Croacia, Chipre, República Checa, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Malta, Países Bajos, Polonia, Portugal, Rumanía, Eslovaquia, Eslovenia, España, Suecia.

<sup>21</sup> Los países no pertenecientes a la UE son: Albania, Bosnia y Herzegovina, Suiza, Serbia, Macedonia del Norte, Kosovo, Montenegro, Irlanda del Norte y Ucrania.

### Recuadro 2

#### Breve historia de la integración energética de la Unión Europea

La historia de la integración energética en la Unión Europea es un proceso extenso y multifacético que ha evolucionado desde el enfoque en la seguridad del suministro hasta la creación de un mercado interno interconectado.

Los primeros esfuerzos se remontan a mediados del siglo XX, con la interconexión eléctrica inicial en 1921, que permitió la transmisión de energía entre Francia, Suiza e Italia. Esta interconexión temprana, a pesar de los desafíos, resaltó la necesidad de coordinación. Más tarde, la creación de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (CECA) en 1951 y el Tratado de la Comunidad Europea de la Energía Atómica (Euratom) en 1957 sentaron las bases de una gobernanza supranacional en el ámbito energético.

La "Política Energética Comunitaria" de 1968 identificó la falta de integración como una tendencia peligrosa, proponiendo la plena integración del sector energético en el mercado común para reducir la dependencia de las importaciones y diversificar las fuentes de suministro. Sin embargo, la crisis energética de 1973, a pesar de destacar vulnerabilidades, llevó a los Estados miembros a optar por soluciones individuales, en lugar de una acción colectiva coordinada.

En la década de 1990 el "Primer Paquete de Medidas Legislativas" de la UE estableció las primeras directivas sobre normas comunes para el Mercado Interior de la electricidad y gas natural, apoyando así los primeros pasos en el proceso de liberalización, abriendo los mercados a la competencia y preservando al mismo tiempo su carácter de servicio público a través de las actividades reconocidas como monopolio natural. A través del "Segundo Paquete" de 2003, se exige una mayor separación de las actividades (generación y redes) dentro de las compañías integradas y se propone integrar los distintos mercados nacionales en mercados europeos de electricidad y gas. En 2009 el "Tercer Paquete" dio un paso decisivo hacia la integración de los mercados energéticos, incluyendo medidas legislativas relativas a la separación de las actividades de las redes eléctrica y de gas; la protección de los consumidores; la independencia y competencias de las autoridades reguladoras nacionales; el acceso a redes de transporte de electricidad y de gas natural; y las ya mencionadas creaciones de ACER, ENTSO-E y ENTSO-G.

Sin embargo, no fue hasta la entrada en vigor del Tratado de Lisboa (que modificó el Tratado Fundacional de la Unión - TFUE) en 2009, cuando las políticas energéticas fueron objeto de la legislación primaria, consagrando la energía como política compartida de la Unión, pero también estableciendo ciertos límites, como en el caso de la determinación del mix de fuentes de generación, competencia exclusiva de los Estados miembros (Gutiérrez Zapico et al, 2017).

En el período de 2015 a 2024, la política energética se ha centrado en la seguridad y el clima. El Pacto Verde Europeo (2019), cuyos objetivos principales son la reducción de emisiones y el desarrollo sostenible, fue potenciado por el plan REPowerEU (2022), como corolario de la invasión rusa a Ucrania y la búsqueda de una menor dependencia de los combustibles fósiles rusos.

En ese contexto, se amplió el marco energético para incorporar normas sobre el llenado del almacenamiento de gas como mínimo al 90 % de su capacidad de cara al invierno; los objetivos para la reducción voluntaria del 15 % de la demanda de gas de los países de la Unión; los objetivos de reducción del 10 % y del 5 % de la demanda durante las horas punta y las intervenciones de emergencia limitadas en el tiempo para hacer frente a los elevados precios de la energía.

Hacia 2030, la UE se ha puesto como meta alcanzar un mínimo del 42,5 % del consumo final de energía proveniente de fuentes renovables, con la aspiración de alcanzar el 45 % (23% en 2022).

En definitiva, el modelo europeo demuestra que la integración efectiva va más allá de la conexión física, requiriendo acuerdos regulatorios, planificación compartida y mercados integrados (Altomonte, 2024).

Fuente: Elaboración propia.

En términos relativos a la generación eléctrica total, si tomamos los datos del año 2023, el intercambio al interior del SIEPAC es apenas superior al de América del Sur (4,1% vs 3,2%, respectivamente), pero es claramente menor a Europa, cuyos datos se pueden leer de dos maneras al menos. La Unión Europea, en su conformación actual<sup>22</sup>, intercambia el 10,7% de la energía eléctrica total que genera en su mercado interno. Si, en cambio, se toma a los 36 países miembros de la ENTSO-E, el intercambio europeo sobre la generación total supera el 15%. De todas maneras, ambas subregiones latinoamericanas tienen más comercio de energía eléctrica que EEUU con sus vecinos, tanto Canadá (1,1%) como México (0,2%). Por último, el comercio de energía eléctrica entre México y Guatemala representa solamente el 0,5% de la suma de la generación de ambos países (cuadro 6).

<sup>22</sup> La conformación actual de la UE es de 27 países, pero no hay datos disponibles para Malta.

**Cuadro 6**  
**Intercambio eléctrico en regiones seleccionadas, año 2023**  
*(En Teravatios hora y porcentajes)*

Región		Generación eléctrica total (TWh)	Intercambio total (TWh)	Intercambio/generación (En porcentajes)	Participación energías renovables (En porcentajes)
Europa	Unión Europea (1)	2 448	263	10,7	42,1
	ENTSO-E	2 749	419	15,2	45,6
América del Norte	EEUU-Canadá	4 872	51,6	1,1	28,6
	EEUU-México	4 632	7,3	0,2	22,5
América Latina	América del Sur	1 263	39,8	3,2	79,0
	América Central (SIEPAC)	63	2,6	4,1	65,0
	México-Guatemala	387,2	1,8	0,5	18,6

Fuente: Elaboración propia en base a CIER (2025a y b), OLADE (2025), EIA (2025), ENTSO-E (2024). Nota (1): No se incluyen datos de Malta.

Por otro lado, en cuanto al gas natural, actualmente el intercambio regional en América del Sur (6,6%) es menor al registrado entre EEUU y Canadá, que alcanza el 16,7% (véase el cuadro 7). También es inferior al intercambio dentro de los bordes de la Unión Europea, donde más de un cuarto del consumo fluye por gasoductos domésticos del bloque, aunque cabe aclarar que casi todo ese fluido proviene de productores extrarregionales: Noruega, Federación Rusa y Argelia por ductos y EEUU., Qatar y Federación Rusa vía GNL. La producción interna representa solamente el 11% del consumo total del bloque.

**Cuadro 7**  
**Intercambio gasífero transfronterizo en regiones seleccionadas, año 2023**  
*(En miles de millones de m<sup>3</sup> y porcentajes)*

Región	Consumo (En miles de millones de m <sup>3</sup> )	Intercambio total (En miles de millones de m <sup>3</sup> )	Intercambio/consumo (En porcentajes)
Unión Europea	319,5	85	26,6
Estados Unidos-Canadá	1 007,2	168,1	16,7
América del Sur	139,7	9,2	6,6

Fuente: Elaboración propia en base a Energy Institute (2024) y ENTSOG (2025).

### III. Escenarios de prospección eléctrica e integración regional

Una vez caracterizados el proceso de transición energética global y el estado de situación de la integración energética regional, en este capítulo se abordan los escenarios de prospección eléctrica a 2050. En primer lugar, se presentan la metodología y los supuestos y, a continuación, los resultados para cada una de las subregiones. Por último, se toman en cuenta ejercicios similares realizados por otros organismos o agencias internacionales con el fin de comparar los resultados alcanzados.

#### A. Metodología y supuestos

Para analizar la creciente demanda de electricidad<sup>23</sup> y las oportunidades que de ello resulten se han analizado las planificaciones energéticas nacionales de 21 países de América Latina, las proyecciones de precios y costos de distintos combustibles y las tecnologías de generación, utilizando la herramienta de simulación PLEXOS, de manera de optimizar la expansión de la capacidad instalada, la adopción de renovables y el uso de interconexiones transfronterizas para satisfacer la demanda futura de electricidad en distintos escenarios. Se definieron cinco escenarios de simulación:

- i) **Escenario constante (CONST)**, donde la participación de las distintas fuentes de generación de energía se mantiene constante en todo el período hasta 2050.
- ii) **Escenario base (BASE)**, donde la proporción de energías renovables en la matriz eléctrica se fundamenta en las políticas actuales y los planes de expansión energética de

<sup>23</sup> El crecimiento de la demanda de electricidad es el principal promotor de las inversiones en tecnologías de producción eléctrica. Para los análisis del sistema eléctrico, la demanda es usualmente un valor de entrada. Es decir, no es una salida del modelo de planificación eléctrica, sino una proyección que puede variar en el tiempo. Las proyecciones de demanda de electricidad hoy en día deben considerar los distintos procesos sectores energéticos que van (o podrían) ser electrificados en el corto y largo plazo. Por lo tanto, la demanda eléctrica se plantea en función de distintos escenarios de electrificación, y sus componentes deben considerar entre otros: electrificación de otros sectores y procesos energéticos, generación distribuida, almacenamiento distribuido y smart-meeting, electromovilidad y escenarios de producción de hidrógeno por electrólisis.

En el caso de América del Sur, se estima que la demanda por electromovilidad representará un 8% en el escenario BASE de acuerdo a los planes de expansión de los países, y hasta un 13% en los otros dos escenarios optimistas (RE y RE+I) que incluyen metas adicionales (para escenarios pro net-zero). La demanda para la producción de hidrógeno desde electrólisis se estima que representará un 2% para el escenario Base y un 4% para el escenario RE y RE+I.

los países, y considera las interconexiones internacionales existentes y las que forman parte de los planes nacionales.

- iii) **Escenario base con mayor integración eléctrica (BASE+I)**, considera las mismas políticas y planes de expansión del escenario base, pero incluye un mayor nivel de interconexión entre los países de la región (incorporando posibles proyectos de interconexión entre países).
- iv) **Escenario con más energías renovables (RE)**, que mantiene las mismas interconexiones que el escenario base y establece una meta de generación renovable del 87% a 2030 y cercana a cero emisiones netas a 2050 (Cero emisiones netas entre 2060 y 2100) en América del Sur y Centroamérica. En el caso de México, se establece una meta de incorporación de energías renovables a 2050 en línea con su contribución determinada a nivel nacional.
- v) **Escenario (RE+I)**, con mayor integración eléctrica y con los mismos porcentajes de energías renovables que el anterior, pero considerando el potencial de integración eléctrica.

Para la modelación, se consideraron las tendencias internacionales y las proyecciones de precios de los distintos combustibles (gasolinas, gas natural, carbón y otros), así como los costos de inversión en las tecnologías renovables (solar, eólica y biomasa). Además, se prevé un crecimiento de la demanda eléctrica que incorpora vectores como la electromovilidad, la electrificación de otros sectores y procesos energéticos, la ampliación de la capacidad de generación distribuida, el almacenamiento distribuido y la producción de hidrógeno verde a través de electrólisis, conforme a los planes de expansión de los países. Se realizó también una valoración de las emisiones de dióxido de carbono para cada escenario, utilizando un costo de 5 dólares por tonelada de CO<sub>2</sub> hasta 2025, que se incrementa a 15 dólares por tonelada hasta 2039 y posteriormente aumenta a 32,5 dólares por tonelada hasta 2050, sobre la base de las experiencias de impuesto a las emisiones de CO<sub>2</sub> en la región.

El modelo genera las siguientes salidas/resultados en cada escenario, por tecnología y año:

- Capacidad instalada en MW (infraestructura) por fuente.
- Generación eléctrica en GWh por fuente.
- Expansiones necesarias de red de transmisión.
- Requerimiento de inversiones por segmento (USD y respecto del PIB).
- Costos (CAPEX, OPEX, costos marginales y emisiones).
- Emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

## B. Resultados de los escenarios

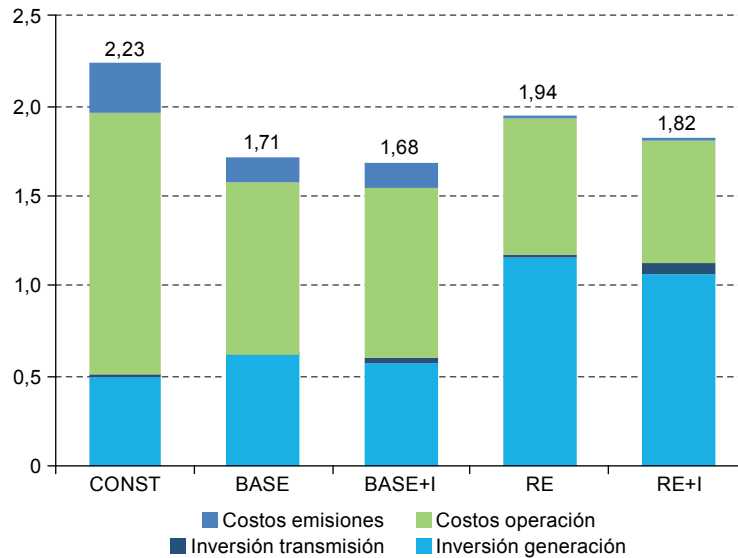
### 1. América del Sur

La planificación eléctrica toma en cuenta las principales características de los sistemas nacionales interconectados y, además, los posibles intercambios entre países. Las interconexiones que se consideran "candidatas" de expansión en el escenario RE+I son las siguientes: Arco Norte, Chile-Argentina, Chile-Perú, Perú-Brasil, Ecuador-Perú, Colombia- Ecuador y Brasil-Bolivia (Mapa 1). Estas nuevas interconexiones requerirían una inversión cercana a los 15.000 millones de dólares, con una capacidad de transmisión superior a los 23.5 TW.



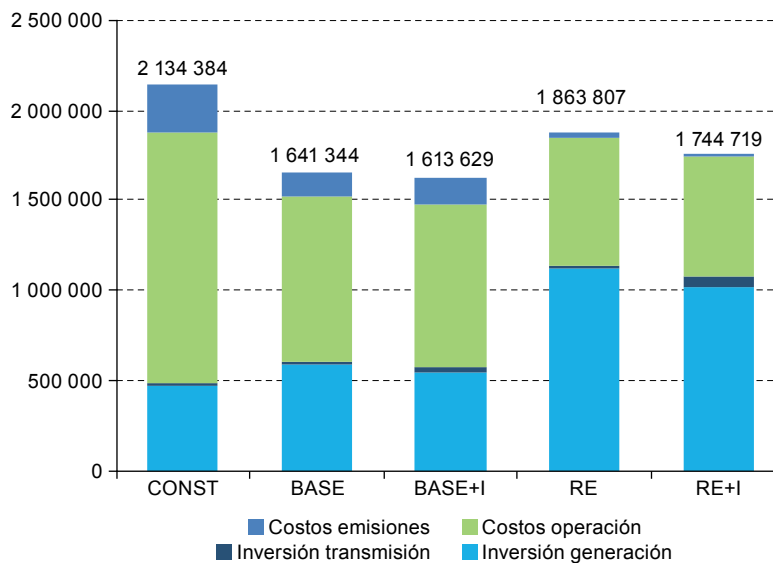
actual en la generación regional (escenario CONST). Sin embargo, acelerar aún más la penetración de las energías renovables (escenario RE) eleva las necesidades de inversión hasta el 1,94% anual (1,86 billones de dólares en total). En efecto, el escenario RE tiene un costo adicional de 0,23% del anual de la región en comparación con el escenario BASE, pero la diferencia podría incorporarse en las nuevas contribuciones determinadas a nivel nacional como inversiones condicionadas a financiamiento.

**Gráfico 11**  
**América del Sur: necesidades de inversión y costos asociados, datos anualizados, 2025-2050**  
*(En porcentajes del PIB)*



Fuente: Elaboración propia.

**Gráfico 12**  
**América del Sur: costos totales de inversión y operación 2025-2050**  
*(En millones de dólares)*



Fuente: Elaboración propia.

En los distintos escenarios modelados se observa que la integración energética produce eficiencias significativas en la operación del sistema y reduce los costos de inversión y operación. Si al escenario BASE se le incorpora el potencial de integración eléctrica de la región (BASE+ I), la inversión requerida desciende a 1,61 billones de dólares, lo que equivale al 1,68% del PIB anualizado. Por lo tanto, se produce un ahorro del 0,54% del PIB anual de la región en comparación con el escenario CONST y una reducción de costos de un 0,03% anual respecto del escenario BASE.

Asimismo, el escenario RE más integración (RE+I) produce no sólo un ahorro de un 0,41% anual con respecto al escenario CONST, sino también una reducción de costos de 0,13% anual respecto del escenario RE. Esto implica que un escenario de mayor integración lograría reducir el costo total estimado en un 6,4% respecto a un escenario con la misma meta renovable, pero sin interconexiones: 1,74 billones de dólares frente a 1,86 billones de dólares, respectivamente, es decir, un ahorro de 119.000 millones de dólares.

Si bien la inversión en renovables en los últimos años ha ido creciendo, y ha llegado a superar la inversión en no renovables, todavía es insuficiente. A modo ilustrativo, los anuncios de inversión en energías renovables en la región en promedio alcanzaron 11.000 millones de dólares en los últimos 15 años, con lo que representaron apenas un 0,23% del PIB regional. Según la CEPAL (2025b), en el año 2024, se hicieron anuncios de inversión en el sector de energías renovables de América Latina y el Caribe por un valor de 27.500 millones de dólares. Aunque esta cantidad es un 13% inferior a la de 2023, es el segundo total más alto hasta la fecha y más del doble del promedio del sector en la década anterior.

Los resultados de los escenarios muestran que la capacidad eléctrica instalada total se incrementa entre 121% y 337% hacia 2050 respecto al escenario BASE 2025 (356,2 GW). Se destaca que los escenarios renovables requieren sumar aproximadamente 500 GW adicionales con referencia a los escenarios BASE; a su vez, los escenarios con mayor integración requieren menos capacidad instalada: por ejemplo, la capacidad requerida en el escenario RE+I es 56 GW menor que el escenario RE en 2050 (1.502 GW vs 1.558 GW, respectivamente).

La capacidad instalada de fuentes renovables variables se incrementa entre 6 y hasta 11 veces respecto al escenario BASE (85 GW en 2025) y, por lo tanto, la participación de estas tecnologías aumenta del 24% en 2025 al 50% aproximadamente en los escenarios BASE 2050, mientras que para los escenarios renovables alcanza entre el 67-68% de la capacidad total.

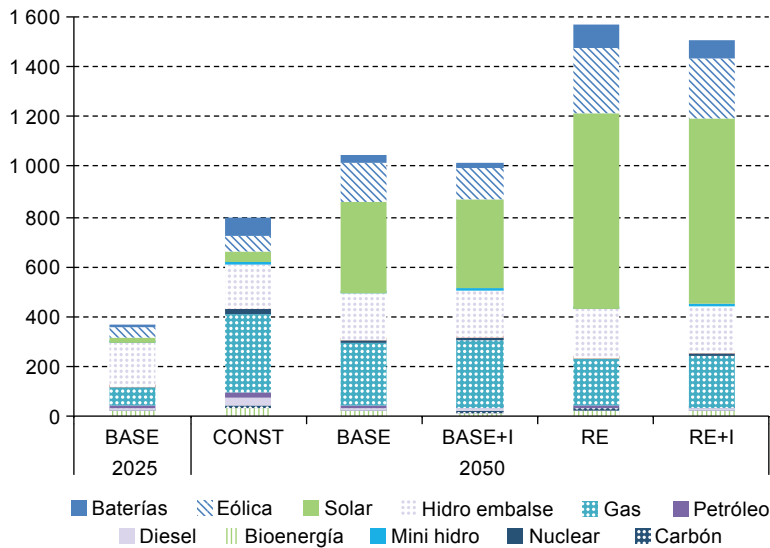
La capacidad solar es la que más crece y se convierte en la fuente líder, al multiplicarse entre 16 y 35 veces: pasa de solo 22 GW en 2025 a 353-364 GW en los escenarios BASE 2050 y a 737-776 GW en los escenarios renovables. En tanto que la capacidad eólica aumenta entre 3 y 6 veces respecto a 2025: de 37 GW en 2025 a 126-154 GW en los escenarios BASE 2050 y a 262-240 GW en los escenarios renovables. En estos últimos escenarios, la eólica se convierte en la segunda fuente más importante, superando tanto a la térmica como a la hidroeléctrica, que crece modestamente.

La capacidad térmica fósil sigue aumentando en todos los escenarios: 290% en el escenario CONST, hasta 200% en los escenarios BASE y hasta 128% en los escenarios renovables. De manera que los 97,6 GW en 2025 alcanzan de mínima 206 GW (escenario RE) y de máxima 381 GW (escenario CONST). Por lo tanto, los escenarios renovables podrían requerir hasta un 30% menor capacidad fósil respecto a los escenarios BASE (gráfico 13).

En cuanto a la generación eléctrica, se observa en todos los escenarios a 2050 un mayor incremento de las fuentes renovables no convencionales por sobre la hidroeléctrica, aunque ésta se mantiene como la primera fuente en todos ellos, excepto en el CONST, en cuyo caso el gas natural alcanza un 46% del total. En los escenarios RE y RE+I el índice de renovabilidad de la generación<sup>24</sup> se acerca al 95%, si se suma el aporte de las baterías.

<sup>24</sup> Por índice de renovabilidad se entiende el porcentaje de participación de las fuentes renovables sobre el total de la generación eléctrica.

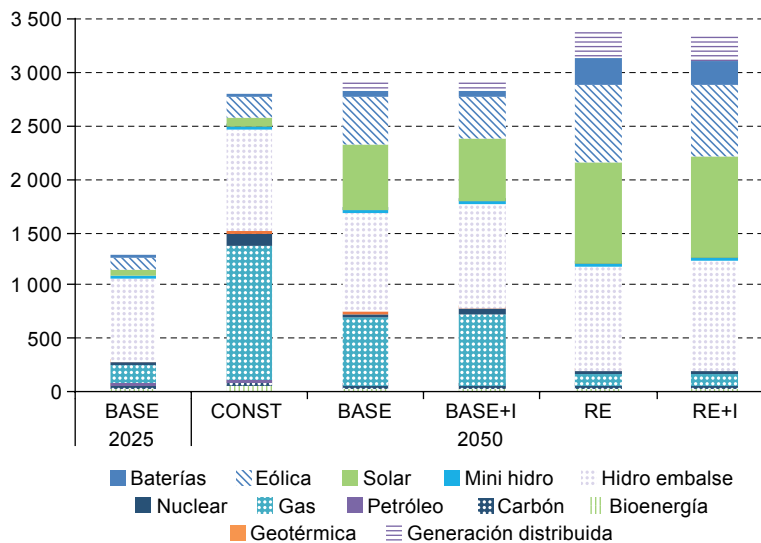
**Gráfico 13**  
**América del Sur: capacidad instalada por fuente y por escenario 2025 y 2050**  
*(En gigavatios)*



Fuente: Elaboración propia.

Sin considerar la generación geotérmica, que parte de una base muy poco significativa, la fuente renovable que más aumenta su participación es la solar fotovoltaica, entre 13 y 20 veces respecto al escenario BASE de 2025. En los escenarios RE y RE+I su participación supera el 28% para convertirse en la segunda fuente más importante, apenas por detrás de la hidroeléctrica. En ambos escenarios, la eólica se ubica en el tercer lugar (21,8% y 20,5%, respectivamente), con un incremento entre 3 y 6 veces respecto al escenario BASE. A las fuentes solar y eólica, se suma la generación distribuida en los escenarios 2050, que por sí sola supera el 7% del total (gráfico 14).

**Gráfico 14**  
**América del Sur: generación eléctrica por fuente y por escenario 2025 y 2050**  
*(En teravatios hora)*

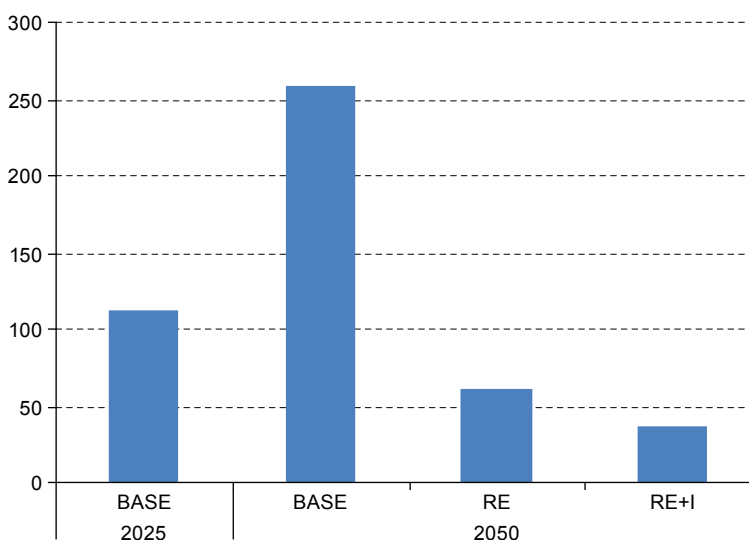


Fuente: Elaboración propia.

Si bien el escenario RE habilita una participación renovable no convencional del 66,2% frente al 64,7% del escenario RE+I, éste último requiere 13,6 GW menos de capacidad instalada de baterías (89,8 GW vs 76,2 GW, respectivamente).

El gráfico 15 muestra el resumen de las emisiones de CO<sub>2</sub> totales proyectadas. Hacia el año 2050 las emisiones de CO<sub>2</sub> en el escenario BASE aumentan en 131% respecto al año 2025, debido a la mayor generación con gas natural (principalmente en Brasil). En cambio, en los escenarios renovables se observa la disminución de las emisiones totales respecto al escenario BASE de 2025 en 44,7% para el que no prevé interconexiones y 68% para el RE+I. De esta manera, las emisiones evitadas en los escenarios renovables van de 196 a 222 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

**Gráfico 15**  
América del Sur: emisiones de CO<sub>2</sub> por escenario 2050  
(En millones de toneladas)



Fuente: Elaboración propia.

En síntesis, el escenario RE+I es la mejor alternativa para la transición energética porque aprovecha la complementariedad de los recursos de la región y permite una utilización más eficiente de los recursos existentes y planificados. Con respecto al escenario RE, se reduce la inversión requerida en 119.000 millones y las emisiones en 26 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

A continuación, se resumen los principales resultados del escenario RE+I hacia el año 2050:

- La **capacidad instalada** total es de 1501,8 GW, un incremento del 321% respecto al escenario BASE del año 2025 (356,2 GW). La capacidad instalada de fuentes renovables variables se multiplica por 12, donde sobresalen el incremento de la solar y la eólica en 33 y 6 veces, respectivamente, por lo que la capacidad de baterías pasa de representar el 0,2% al 5% de la capacidad instalada total.
- La **generación eléctrica** de fuente hidráulica sigue siendo la más importante, aunque disminuye del 62,5% en el escenario BASE de 2025 al 30,6%. En segundo lugar, se ubica la fuente solar, que pasa del 3,8% en el escenario BASE de 2025 al 28,3%, y, en el tercero, la fuente eólica, que pasa del 9,8% al 20,5%. La generación distribuida suma una participación del 7,3% adicional. La generación térmica se reduce de 17% hasta el 4%, mientras que el almacenamiento de energía en baterías pasa de un aporte marginal del 0,2% al 6.7%.

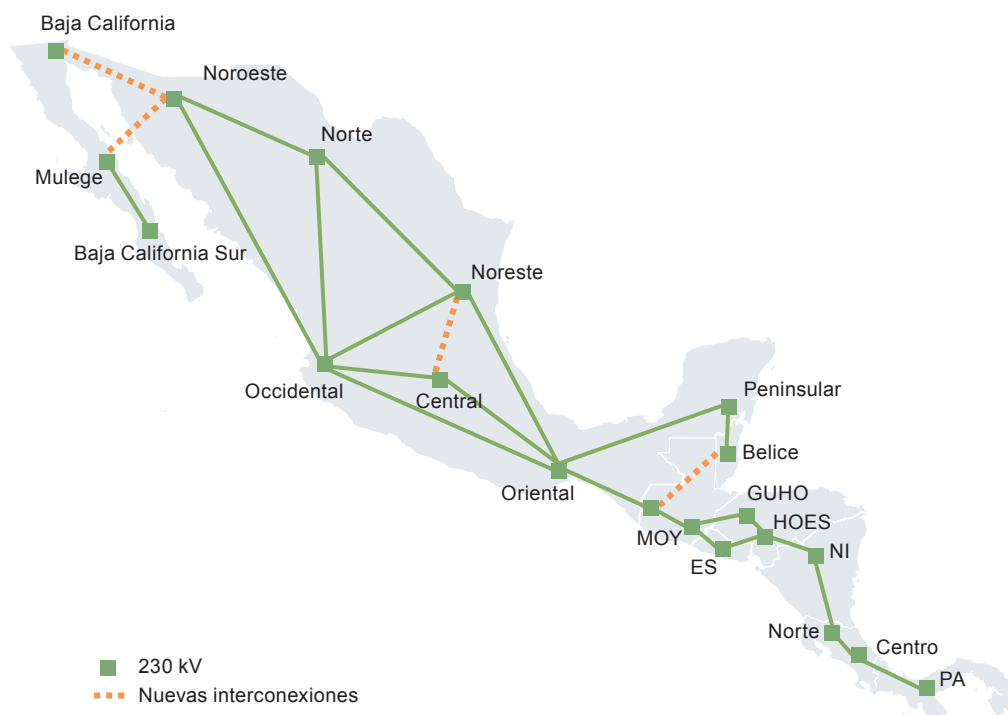
- Las inversiones acumuladas entre 2025 y 2050 son de aproximadamente **1,74 billones de dólares**, equivalentes a una **inversión anual** promedio del **1,82% del PIB de América del Sur**. Se trata de un desembolso anual de 70.000 millones de dólares, muy superior a los 27.500 millones de dólares de inversión anunciados en 2024.
- Las **emisiones de CO<sub>2</sub>** del sector eléctrico se reducen un 68% respecto a 2025 y se evitan 222 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> con referencia al escenario BASE 2050.

## 2. Centroamérica y México

Los resultados de la prospectiva eléctrica para la subregión de Centroamérica y México presentan algunas diferencias sensibles respecto a los obtenidos para América del Sur.

El Mapa 2 muestra la máxima expansión del SIEPAC considerada para los escenarios BASE+I y RE+I. Se observa que la principal característica es la posibilidad de expansión de 300 MW entre todos los países del MER y un refuerzo del SIEPAC de 450MW a partir del año 2027. Se considera, además, a partir del mismo año, un aumento de la interconexión en 500kV entre México y Guatemala de 450MW en ambas direcciones. Finalmente, hacia el final del horizonte (a partir del 2040) se considera un refuerzo adicional de 450MW del SIEPAC, totalizando 1200MW de máximas transferencias.

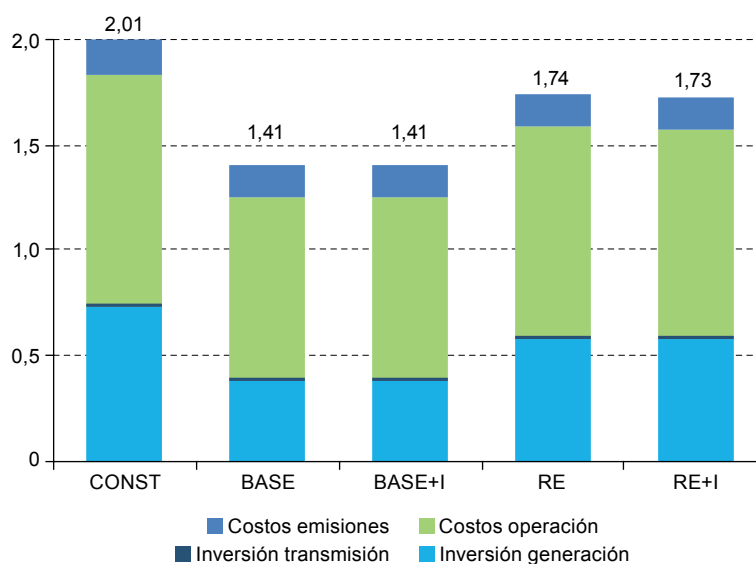
**Mapa 2**  
Mapa esquemático de las principales interconexiones eléctricas y de las nuevas interconexiones no-planificadas en Centroamérica y México



Fuente: Elaboración propia.

En el gráfico 16 se presentan las necesidades de inversión anuales con relación al PIB para cada escenario hasta 2050. Al igual que en el caso sudamericano, mantener la proporción actual de las tecnologías de generación en la matriz energética (escenario CONST) tiene mayores costos que incorporar energías renovables conforme a las políticas y planes de expansión de los países (escenario BASE). Las necesidades de inversión anual rondarían el 2% del PIB de la subregión desde 2025 hasta 2050 en el primer caso, y se reducirían a un 1,4% en el segundo, lo que enfatiza la importancia de concretar estos planes.

**Gráfico 16**  
Necesidades de inversión y costos asociados, anualizados para América Central y México en el período 2025-2050  
(En porcentajes del PIB)



Fuente: Elaboración propia.

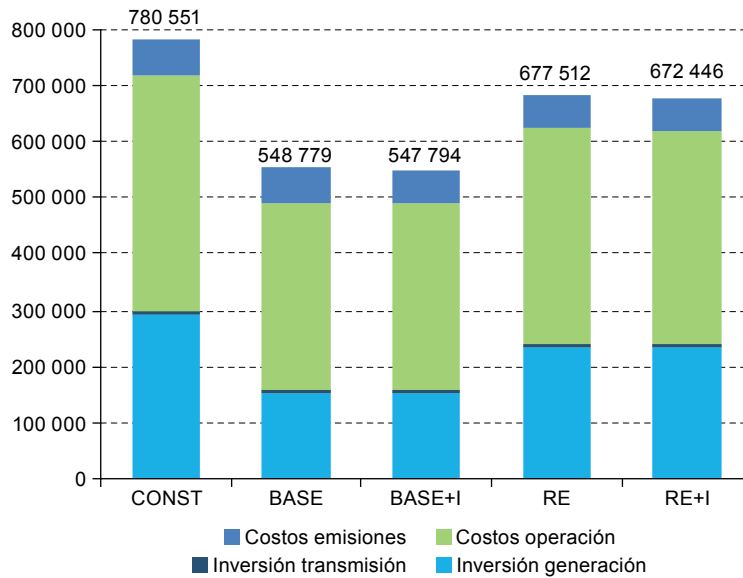
A su vez, acelerar aún más la incorporación de renovables (escenario RE), elevaría las necesidades de inversión por encima de un 1,7% del PIB anual hasta 2050. Un incentivo para que los países de esta subregión estén en condiciones de contribuir a realizar mayores reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero, aumentando la participación de energías renovables, sería el recibir apoyo internacional que facilite el financiamiento del diferencial con respecto al escenario BASE.

La diferencia más importante con el caso sudamericano es que el efecto proyectado de la integración (escenarios BASE+I y RE+I) ofrece menores eficiencias y, por tanto, tiene efectos positivos marginales en la reducción de las necesidades de inversión. Los escenarios BASE, tanto el que presenta nuevas interconexiones como el que no, implican una necesidad de inversión del 1,41% del PIB anual hasta 2050, mientras que el escenario RE+I es prácticamente el mismo porcentaje que el escenario RE.

Esto se explica porque la subregión ya cuenta con interconexiones con una capacidad relativamente alta, que no se utiliza plenamente, por lo que no se proyectan nuevas inversiones de infraestructura de transmisión significativas. Al mismo tiempo, las características territoriales de Centroamérica y México resultan en una interconexión primordialmente lineal de norte a sur.

El gráfico 17 presenta la inversión requerida en términos monetarios. Los escenarios con interconexiones permiten reducir las necesidades de inversión, aunque no con la misma magnitud que en el caso sudamericano: el escenario BASE+I implica un ahorro de 1.000 millones de dólares comparado al escenario BASE y el escenario RE+I de 5.000 millones de dólares respecto al escenario RE.

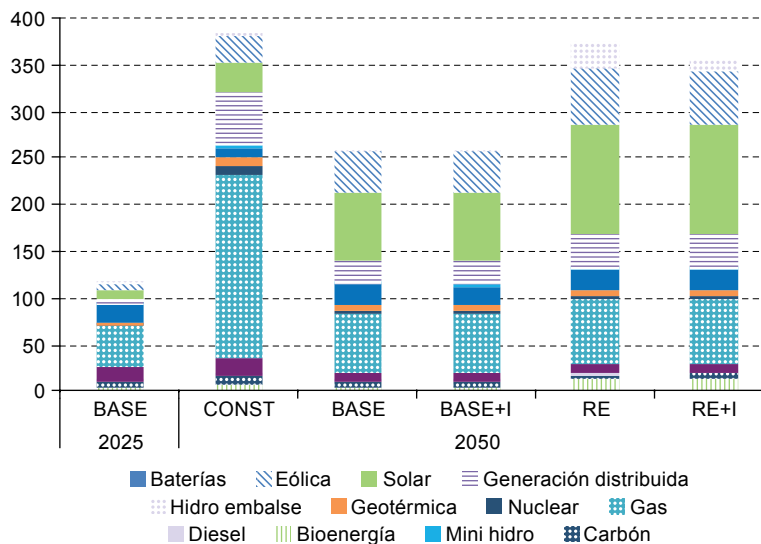
**Gráfico 17**  
**Centroamérica y México: costos totales de inversión y operación 2025-2050**  
*(En millones de dólares)*



Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en el gráfico 18, el escenario CONST implica una mayor expansión de la capacidad instalada (379 GW), 231% respecto al escenario BASE 2025. Los escenarios BASE, con y sin nuevas interconexiones, requieren la misma capacidad (258 GW en ambos), un incremento del 125%. Los escenarios renovables requieren una expansión cercana al CONST, pero se aprecia una menor necesidad de capacidad instalada en el escenario RE+I (353 GW), frente al escenario sin nuevas interconexiones (372 GW). Son 19 GW de diferencia que implican una menor instalación de capacidad renovable.

**Gráfico 18**  
**Centroamérica y México: capacidad instalada por fuente y por escenario 2025 y 2050**  
*(En gigavatios)*



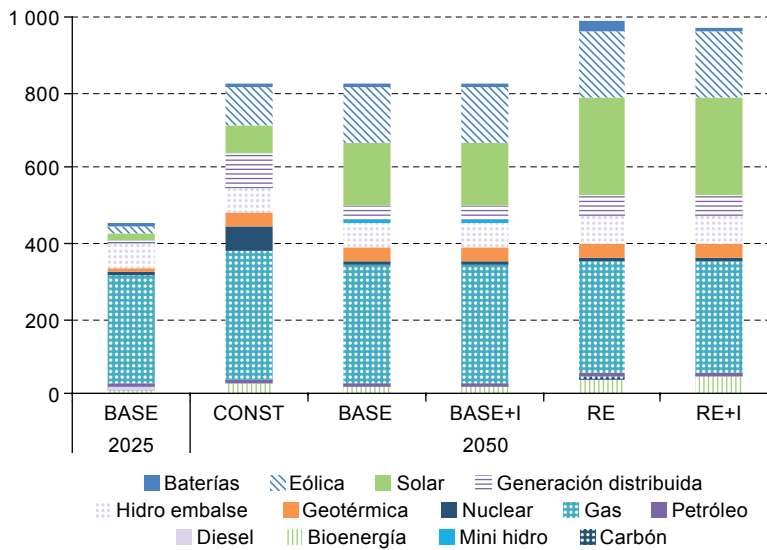
Fuente: Elaboración propia.

En el escenario CONST la expansión de la combustión fósil se compone fundamentalmente de turbinas a gas y ciclos combinados y, en total, se incrementa 159 GW. Además, se observa que para conservar las proporciones actuales del escenario CONST, se necesitan 7,2GW de nuevas centrales nucleoelectricas en México para 2050.

En los escenarios renovables, la expansión de la capacidad instalada está dada principalmente por fuentes solares fotovoltaicas y eólicas, que se incrementan 13 y 6 veces, respectivamente. De esta manera, la solar también se convierte en la primera fuente en cuanto a capacidad (119 GW), al igual que en el caso sudamericano, mientras que la eólica queda en tercer lugar (56-57 GW), por detrás de la térmica (87 GW). Además, se expande 7 veces la capacidad de la generación distribuida (de 4,7 a 36-37 GW). La participación del almacenamiento en base a baterías al final del horizonte de ambos escenarios renovables está motivada por la disminución de costos (curvas de aprendizaje) y, además, como complemento operativo de las fuentes renovables (intermitencia y disponibilidad). La diferencia es que el escenario RE+I requiere casi 18 GW menos de capacidad de baterías (11 GW) que el escenario sin nuevas interconexiones (29 GW).

La generación térmica sigue siendo la primera fuente en todos los escenarios: 43% en el CONST, 40% en los dos escenarios BASE y 31% en los dos escenarios renovables (gráfico 19). Se puede apreciar que la diferencia del primer escenario respecto a los otros no es tan notable como se observó en la capacidad instalada. Esto resulta de la operación normal de los sistemas eléctricos interconectados en donde se despachan (generan) aquellos recursos por orden económico. Entonces, la capacidad térmica tiene menos prioridad de despacho que las fuentes renovables, reduciendo así el factor de uso de las plantas térmicas.

**Gráfico 19**  
**Centroamérica y México: generación eléctrica por fuente y por escenario 2025 y 2050**  
*(En gigavatios hora)*

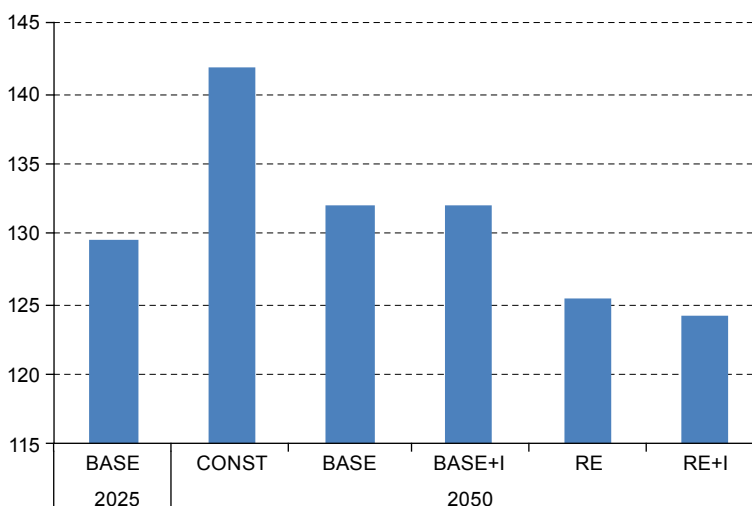


Fuente: Elaboración propia.

Mientras que la hidroeléctrica reduce su participación a prácticamente la mitad (de 14% a 7-8% según el escenario), la generación renovable no convencional en conjunto se expande notablemente del 15% al 50% y el 60% del total en los escenarios BASE y renovables, respectivamente. La fuente renovable que más incrementa su generación es la solar fotovoltaica de apenas el 4% al 20% del total en los escenarios BASE y al 26% en los escenarios renovables. La eólica se ubica entre 17 y 18% desde un piso del 5% y la generación distribuida alrededor del 5% del total desde 1,5% en 2025.

El gráfico 20 muestra la estimación de emisiones de CO<sub>2</sub> como consecuencia de la generación térmica en cada uno de los escenarios. Los resultados muestran las consecuencias (simuladas) de mantener a futuro la composición del mix eléctrico actual de la región en el escenario CONST: además de mayores costos totales, se observa un aumento en las emisiones del 9,5% al 2050. En los escenarios BASE las emisiones se incrementan cerca de un 2%, pero se evitan cerca de 10 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> con referencia al escenario CONST. En cambio, en los escenarios renovables se reducen entre 4,2% y 3,3% con y sin interconexiones, respectivamente, y se evitan entre 17-16 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> con referencia al escenario CONST.

**Gráfico 20**  
Centroamérica y México: emisiones de CO<sub>2</sub> por escenario 2050  
(En millones de toneladas)



Fuente: Elaboración propia.

Dados los resultados obtenidos, se pone de manifiesto que la transición energética de la región no es sólo necesaria desde el punto de vista de los compromisos climáticos, sino que también es óptima desde el punto de vista técnico-económico. El escenario CONST conlleva más emisiones de CO<sub>2</sub> que los escenarios BASE y renovables, al mismo tiempo que implica mayores costos de inversión y operación en tecnologías fósiles. A su vez, los escenarios de mayor renovabilidad requieren una inversión mayor que los escenarios BASE al exigir un mayor nivel de proporción de generación renovable y mayores costos de operación asociados a mantener la seguridad del sistema, pero reducen las emisiones significativamente.

Por último, el **escenario RE+I** no ofrece las mismas ganancias que en el caso de América del Sur, pero, de todas maneras, presenta menores costos y emisiones que el escenario RE: una inversión requerida 5.000 millones de dólares menor y 1,2 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> menos.

En síntesis, los resultados del **escenario RE+I** de Centroamérica y México hacia el año 2050 son:

- La **capacidad instalada** total es de 353,8 GW, un incremento del 209% respecto al escenario BASE del año 2025. La capacidad instalada de fuentes renovables variables se multiplica por 5, donde sobresalen el incremento de la solar y la eólica en 13 y 6 veces, respectivamente, por lo que la capacidad de baterías pasa a representar el 3% de la capacidad instalada total.
- La **generación eléctrica** de fuente fósil sigue siendo la más importante, aunque disminuye del 68% en el escenario BASE de 2025 al 31,8%. En segundo lugar, se ubica la fuente solar que pasa del 4,2% al 26,8% y, en el tercero, la fuente eólica que pasa del 5,1% al 17,6%. La generación

distribuida adiciona 5,5% de participación renovable en 2050, 4 puntos porcentuales más que en 2025. El almacenamiento de energía en baterías aporta el 1,8% de la energía eléctrica, muy por debajo del caso sudamericano.

- Las inversiones acumuladas entre 2025 y 2050 son de aproximadamente **672.446 millones de dólares**, equivalentes a una **inversión anual** promedio del **1,73% del PIB de Centroamérica**.
- Las **emisiones de CO<sub>2</sub>** del sector eléctrico se reducen 4,2% y se evitan 17,7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> con referencia al escenario CONST (124 vs 141.7 MtCO<sub>2</sub>).

## C. Otros escenarios prospectivos en América Latina y el Caribe

Entre los documentos de organismos regionales e internacionales que han realizado ejercicios de prospección de escenarios energéticos para la región se destacan los publicados por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA 2022), la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2023), CAF - Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe (2024) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE, 2024). A estos se suma el Policy Research Working Paper del Banco Mundial elaborado por Timilsina, Deluque Curiel y Chattopadhyay (2021). En el cuadro 8 se sintetizan las características principales de estos estudios, en el que se puede observar que el alcance, las variables de entrada y los resultados (salidas) difieren significativamente entre ellos. Por esta razón, la comparación directa de sus hallazgos clave debe realizarse con cautela.

**Cuadro 8**  
Prospección energética de América Latina por organismo

Organismo	Nombre de la publicación y año	Alcance geográfico y temporal	Escenarios
CEPAL	Integración energética en América Latina: avances, escenarios y recomendaciones (2025)	América del Sur y Centroamérica + México 2050	Constante (CONST), Base (BASE), Base con mayor integración eléctrica (BASE+I), con más renovables (RE), renovable con mayor integración eléctrica (RE+I)
IRENA	Renewable Energy Roadmap for Central America: Towards a Regional Energy Transition (2022)	Centroamérica	Base Energy Scenario (BES), Planned Energy Scenario (PES), Transforming Energy Scenario (TES) y Decarbonising Energy Scenario (DES)
IEA	Latin America Energy Outlook 2023	América Latina 2050	Stated Policies Scenario (STEPS), Announced Pledges Scenario (APS) y Net Zero Emissions (NZE)
OLADE	Panorama energético de ALC 2024	América Latina y el Caribe (6 subregiones) 2050	Escenario de referencia (BAU) y NETO
CAF	La transición energética de América Latina y el Caribe: Una visión de sus oportunidades y desafíos hasta 2050	18 países miembros[1] 2050	Caso de continuidad o business as usual (BAU) y Caso de transición energética (TE)
Timilsina, Deluque Curiel y Chattopadhyay (Banco Mundial)	How much does Latin America gain from enhanced cross-border electricity trade in the short run? (2021)	20 países de la región Corto plazo	Baseline scenarios, Sub-regional electricity trade scenario and Full regional electricity trade scenario

Fuente: Elaboración propia.

La publicación de IRENA titulada "Renewable Energy Roadmap for Central America: Towards a Regional Energy Transition" se enfoca únicamente en Centroamérica y destaca que una estrategia de descarbonización puede generar beneficios significativos para la región manteniendo costos similares a los de la estrategia de planificación actual. El Escenario Energético de Descarbonización (DES por sus siglas en inglés) no es necesariamente un escenario de cero emisiones netas para 2050, pero es el

más ambicioso de los cuatro diseñados. Contempla diversas alternativas para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en el sistema energético, ajustándose al contexto energético de cada país e incorporando las sugerencias del proceso de participación.

Uno de los mensajes más destacados es que en este escenario los costos totales del sistema energético son similares a los costos del Escenario Energético Planificado (PES). Estos costos incluyen la inversión en nueva capacidad instalada y redes eléctricas, operación y mantenimiento, costos de combustible y costos de tecnología de uso final. El costo total estimado para el período 2018-2050 es de 1,93 billones de dólares en el DES y 1,95 billones de dólares en el PES. Esta cifra supera ampliamente la prevista en los escenarios presentados en este informe para América Central y México, pero se debe notar que el período de tiempo es más largo y solamente incluye a los siete países centroamericanos (los seis miembros del SIEPAC más Belice).

En el DES el despliegue anual de energías renovables se triplica en comparación con el despliegue planificado, y busca alcanzar una cuota de capacidad renovable superior al 90 % para 2050. De esta forma, la región podría alcanzar reducciones de emisiones del 80% y, al mismo tiempo, lograr ahorros significativos en costos por unidad de electricidad gracias a un mayor uso de recursos energéticos renovables nacionales. La capacidad instalada total llega a 65 GW y la correspondiente a combustibles fósiles sería menor a 6 GW. Esto mejoraría significativamente la seguridad energética al reducir la dependencia de recursos externos. La columna vertebral del sistema se edificaría en torno al crecimiento de la capacidad solar fotovoltaica (26 GW) y la capacidad hidroeléctrica (18 GW).

El informe "Latin America Energy Outlook 2023" de la Agencia Internacional de Energía (IEA) se basa en el "World Energy Outlook" del mismo año e incluye tres escenarios que exploran diferentes trayectorias para el sector energético hasta 2050. El escenario más ambicioso es el Net Zero Emissions by 2050 (NZE), un modelo normativo diseñado para alinear al sector energético con el objetivo de limitar el aumento de la temperatura global a 1,5 °C por encima de los niveles preindustriales en 2100 (con al menos una probabilidad del 50 %) con un sobrepaso limitado.

La trayectoria NZE exige una transformación económica profunda, con un incremento significativo en la inversión anual en energía en la región que alcanzaría el 4,1% del PIB regional para 2030. Esta inversión implica una reasignación masiva de capital hacia tecnologías y sectores de energía limpia. El objetivo principal es que las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía en LAC se acercan a cero para 2050. Las emisiones residuales se compensarían mediante el uso de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés) y captura directa de aire (DAC, por sus siglas en inglés).

En este escenario de descarbonización total, la matriz energética experimenta cambios drásticos: las energías renovables casi se triplican para 2030, lideradas por la expansión de la energía solar fotovoltaica y eólica, mientras que los combustibles fósiles representan menos del 10% del suministro total de energía en 2050.

El NZE posiciona a ALC como un actor clave en la nueva economía energética global, destacando dos oportunidades de exportación e ingresos fundamentales. La primera: la producción global de hidrógeno de bajas emisiones aumenta significativamente, convirtiendo a la región en un exportador importante de hidrógeno y combustibles derivados. Asimismo, los ingresos por producción de minerales críticos como cobre y litio superarán los ingresos de combustibles fósiles en la región para 2050.

El documento publicado por la CAF "La transición energética de América Latina y el Caribe: Una visión de sus oportunidades y desafíos hasta 2050", presenta su escenario más ambicioso denominado Caso de Transición Energética (TE). Este escenario prevé la adopción de políticas energéticas contundentes para la electrificación y la reducción de gases de efecto invernadero.

El Caso TE modela una transformación progresiva del sistema eléctrico regional: En la década de 2030, el almacenamiento emerge como una tecnología esencial para proporcionar flexibilidad a los sistemas en un entorno de alta penetración de fuentes renovables. Esta tecnología sustituye a las centrales

termoeléctricas, que son retiradas en cumplimiento de los objetivos de descarbonización. En la década de 2040, se observa una adición aún más significativa de almacenamiento, junto con inversiones en nuevas tecnologías, como la eólica marítima.

Para el año 2050, el escenario TE proyecta una matriz de generación eléctrica profundamente transformada. La capacidad instalada total es de 1236 GW, con una participación de la energía eólica del 35% (28% terrestre y 7% marítima) y de la energía solar del 15 %, mientras que los combustibles fósiles se reducen al 14%. El papel de las centrales de gas para proveer flexibilidad al sistema en el caso BAU, en el escenario TE es asumido predominantemente por las hidroeléctricas y las tecnologías de almacenamiento. La inversión total alcanza 1,248 billones de dólares, 42 % más que en el caso BAU, de los cuales 1,027 billones corresponden al segmento de generación y 222.000 millones a transmisión. La reducción acumulada de emisiones entre 2024 y 2050 es de 1.608 MtCO<sub>2</sub> respecto al caso BAU.

El "Panorama Energético 2024" de la OLADE incluye un ejercicio de prospectiva hacia 2050 en el que a la línea base o de referencia al año 2022, denominado escenario (BAU), se agrega un nuevo escenario a partir de 2025, denominado NETo en el que se consideran variaciones estructurales importantes en las matrices de demanda y oferta de energía, orientadas a lograr una descarbonización acelerada del sector energético y una contribución más eficaz para alcanzar la meta de carbono-neutralidad total hacia el año 2050. En el ejercicio se divide a la región en seis subregiones: América Central (Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá); Zona Andina (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela); Cono Sur (Argentina, Chile, Paraguay y Uruguay); El Caribe (Barbados, Cuba, Grenada, Guyana, Haití, Jamaica, República Dominicana, Suriname y Trinidad y Tabago) y considera de manera individual a Brasil y México.

En el escenario NETo se consideran las siguientes variables: 1) Electrificación de la demanda: se proyecta un incremento en la demanda de electricidad, como consecuencia de la mayor electrificación de los usos finales y los requerimientos de energía para la producción de hidrógeno verde. 2) Expansión de renovables: este aumento de la demandase cubre con mayor instalación de capacidad de generación renovable (principalmente solar y eólica). 3) Almacenamiento y flexibilidad: se considera la implementación de bancos de baterías para incrementar el aprovechamiento de la energía eólica y solar fotovoltaica. 4) Combustibles híbridos: la mezcla de gas natural con hidrógeno verde en una proporción de 3 a 1 en energía (75% gas natural y 25% hidrógeno verde) para centrales turbo gas de ciclo combinado.

Bajo este escenario se aspiraría a llegar a un 85% de renovabilidad de la generación eléctrica para el año 2050. OLADE destaca que la región cuenta con los recursos energéticos necesarios para lograrlo, sin embargo, el principal desafío será contar con los recursos económicos o financieros requeridos. Basado en los costos unitarios actuales la inversión ascendería a más de 400.000 millones de dólares al 2030 y a cerca de los 2 trillones de dólares al 2050.

Mientras que los estudios prospectivos anteriores se centran en la transformación de la matriz energética interna, el *Policy Research Working Paper* publicado por el Banco Mundial en 2021, que se titula "How much does Latin America gain from enhanced cross-border electricity trade in the short run?" (Timilsina, Deluque Curiel y Chattopadhyay, 2021) introduce la variable de la integración eléctrica regional. Es importante señalar que este documento no representa la visión oficial del organismo. Los autores estimaron el ahorro potencial en costos de suministro eléctrico si 20 países latinoamericanos permitieran el comercio irrestricto de electricidad entre sus fronteras sin expandir su capacidad actual de generación eléctrica. Simularon dos escenarios hipotéticos de comercio de electricidad: uno de comercio sin restricciones entre los países de las subregiones Andina, Central y del Mercosur, y otro de comercio regional completo que involucra a los 20 países. El resultado obtenido es que el volumen del comercio transfronterizo de electricidad representaría el 13 % del total de generación eléctrica en el escenario subregional, con un ahorro de 1.500 millones de dólares anuales; mientras que, en el escenario regional completo, el comercio se incrementaría hasta el 29% del total de generación, para alcanzar casi 2.000 millones de dólares anuales de ahorro. El análisis destaca que, si bien en la línea base el 85% del comercio eléctrico corresponde a países del MERCOSUR, más de la mitad de la ganancia sería realizada por la subregión andina.

El estudio resalta que se trata de beneficios a corto plazo sin ampliar la capacidad actual de generación de electricidad. En el largo plazo, se señala que la región necesitará invertir 3.900 millones y 6.400 millones de dólares en corredores regionales de transmisión, respectivamente. En términos anualizados (incluyendo los costos fijos de operación y mantenimiento de la transmisión), estos montos se traducen en 248 millones de dólares por año y 407 millones de dólares por año, respectivamente, utilizando una tasa de descuento del 6% y una vida útil de 50 años de estos activos. Por lo tanto, se concluye que los beneficios anuales del comercio transfronterizo superarían ampliamente la inversión anualizada necesaria.

## IV. Conclusiones y recomendaciones de políticas públicas

### A. Conclusiones

A lo largo del documento quedaron expuestas tanto las viejas como nuevas ventajas de la integración energética regional. Si en el pasado habían sido valorados la seguridad energética, las inversiones conjuntas en recursos hidroeléctricos compartidos y la reducción de costos y ampliación de mercados, en el presente se pone de manifiesto también la contribución que la integración puede realizar a las cuatro dimensiones de la transición hacia un régimen de bajas emisiones de carbono.

El análisis comparativo del comercio energético en América Latina revela que, si bien la integración eléctrica ha mostrado un ligero avance en términos relativos dentro del Mercado Eléctrico Regional de América Central (SIEPAC), superando el intercambio de América del Sur (4,1% vs. 3,2% de la generación total en 2023), ambas subregiones aún se encuentran significativamente rezagadas respecto a bloques más integrados. El intercambio eléctrico en América Latina y el Caribe representa menos de la mitad del volumen relativo de la Unión Europea (10,7%) y menos de un tercio del de la ENTSO-E (más del 15%). Aunque las cifras latinoamericanas superan las de Norteamérica (Canadá-EE. UU. y México-EE. UU.), la magnitud del comercio intrarregional en América del Sur (3,2%) y la falta de un mercado eléctrico subregional consolidado —con intercambios limitados al plano bilateral— indican un potencial de integración no aprovechado, a pesar de los repuntes en el volumen absoluto de 2023.

En cuanto al gas natural, la integración sudamericana enfrenta un desafío más pronunciado. El intercambio regional se sitúa en un bajo 6,6% del consumo total, una cifra considerablemente inferior al 16,7% transfronterizo entre EE. UU. y Canadá, y lejos del flujo interno de la Unión Europea. La causa principal es la disminución de la producción y el comercio por gasoductos, que se redujo a la mitad en la última década (de 51 a 25,2 millones de Tm<sup>3</sup>/día), impulsada principalmente por la caída de la producción boliviana. Esta situación ha obligado a la subregión a mantener una brecha entre el consumo y la producción interna, recurriendo a la importación de GNL extrarregional.

En conjunto, estos datos evidencian que el nivel actual de interconexión y comercio energético en América Latina y el Caribe es incipiente y subóptimo, lo que subraya la necesidad crítica de avanzar en una Planificación Energética Regional estratégica y coordinada para alcanzar los niveles de eficiencia, seguridad y descarbonización que la integración ha demostrado ofrecer en otras regiones.

En el sector eléctrico, la modelación de escenarios permite poner las ventajas económicas y ambientales en números. Un primer hallazgo es que los escenarios BASE 2050 son ciertamente menos costosos que los que tienen mayor penetración de renovables, ya que requieren menor inversión en generación, pero implican una menor ambición de los objetivos de descarbonización y, en consecuencia, un aumento sustancial de las emisiones de CO<sub>2</sub>, sobre todo en el caso de América del Sur. En ese sentido, los países de la región podrían adoptar una postura común para que los costos adicionales de los escenarios más ambiciosos se incorporen en las nuevas contribuciones determinadas a nivel nacional como inversiones condicionadas a financiamiento.

Un segundo hallazgo es que los escenarios de mayor integración (BASE+I y RE+I) requieren menos inversiones que los escenarios sin nuevas interconexiones (BASE y RE), ya que los mayores costos de transmisión de los primeros son ampliamente superados por los mayores costos de operación de los segundos.

El tercer y más significativo hallazgo de este informe es que entre los escenarios renovables se destaca el que incorpora nuevas interconexiones eléctricas, aunque con más énfasis en América del Sur. Una mayor integración se traduce en una transición energética más profunda y eficiente para la región. Al consolidar los resultados de ambas subregiones, se proyectan beneficios sustanciales hacia 2050 en el escenario RE+I en comparación con el escenario RE:

- Económicos: se produce un ahorro de 119.000 millones de dólares en América del Sur y de 5.000 millones de dólares en Centroamérica y México, lo que totaliza un ahorro de 124.000 millones de dólares sumando ambas subregiones con respecto al escenario RE.
- Ambientales: se evitan 26 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en América del Sur y 1,2 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en Centroamérica y México, lo que totaliza 27,2 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas respecto al escenario RE.
- Capacidad instalada total: se requieren 56 GW menos en América del Sur y 19 GW menos en Centroamérica y México, lo que totaliza 75 GW menos que en el escenario RE.
- Almacenamiento: se requieren 13,6 GW menos de capacidad instalada de baterías en América del Sur y 18 GW menos en Centroamérica y México, lo que totaliza 31,6 GW menos de capacidad instalada con respecto al escenario RE.

Respecto al sector gasífero, la integración sudamericana tiene una nueva oportunidad a partir de la abundancia de recursos no convencionales de Vaca Muerta. Si bien deben tenerse en cuenta otros factores, la principal causa de la crisis de los contratos bilaterales fue la caída de la producción de gas convencional, sobre todo en Argentina y en Bolivia. A ello se sumó la falta de materialización de las iniciativas multilaterales lanzadas durante la primera década del siglo XXI, lo que llevó a que muchos países recurrieran a la importación de GNL, sea como medida de emergencia o como opción para el desarrollo de mercados de gas. Igualmente, es conveniente matizar los análisis sobre la desintegración de la región, a la luz de que el volumen de importación de GNL, salvo excepciones, se mantuvo por debajo del volumen comercializado por ductos. Asimismo, los proveedores de GNL no siempre fueron actores extrarregionales, como lo muestran los casos de Trinidad y Tabago y Perú.

De acuerdo con lo expuesto, distintas obras de ampliación del sistema troncal argentino y de interconexión transfronteriza, podrían elevar la exportación de gas hasta un máximo de 21,5 millones de m<sup>3</sup>/día hacia Chile y hasta 30 millones de m<sup>3</sup>/día hacia Brasil, totalizando un volumen de hasta 51,5 millones de m<sup>3</sup>/día. Esta cifra multiplicaría por tres el volumen actualmente intercambiado por gasoductos, lo que equivaldría al 20% del consumo de 2023. En este marco, se pueden agregar

tres consideraciones. La primera es que las rutas de tránsito por Bolivia, Paraguay y/o Uruguay podrían dar lugar al involucramiento de estos países en nuevos proyectos y, de esa forma, ampliar el mapa de la integración. La segunda es que los proyectos de exportación de GNL que se pondrán en marcha en Argentina a partir de 2027 podrían abastecer a mercados de la región y no solamente a mercados extrarregionales. La tercera es que una mayor provisión en firme de gas natural podría habilitar proyectos regionales para el agregado de valor, por ejemplo, en la industria química o de fertilizantes.

Dada la trayectoria histórica de la región, así como los nuevos desafíos geopolíticos, la única forma viable es una integración estratégica, donde los incentivos económicos y ambientales primen por sobre las preferencias políticas e ideológicas. Los recientes avances en la integración gasífera argentino-brasileña demuestran que esto es posible. En la medida que la cooperación sectorial sea exitosa, puede extenderse hacia otros sectores y objetivos.

Asimismo, una mayor integración resuelve la compatibilidad de las agendas de seguridad energética, electrificación de la demanda y descarbonización: más interconexión eléctrica y gasífera otorga un suministro energético más fiable, al mismo tiempo que permite desplazar la generación contaminante e ineficiente y soportar el aumento de la demanda de energía. Otras áreas de acción conjunta regional son la coordinación de políticas comerciales y de desarrollo productivo en minerales e insumos estratégicos y la búsqueda de financiamiento para infraestructura y proyectos de generación. Más allá de los beneficios técnicos y económicos asociados a una mayor interconexión eléctrica y gasífera, la integración representa un pilar fundamental para avanzar hacia una transición justa y sostenible, especialmente en el contexto actual de tensiones geopolíticas. Permite aprovechar complementariedades entre países, optimizar la infraestructura existente, fortalecer la seguridad energética y, al mismo tiempo, generar condiciones para una mayor cohesión regional.

Asimismo, se pudieron observar importantes diferencias entre subregiones que definen sus principales desafíos. América del Sur posee una matriz eléctrica muy descarbonizada, pero requiere más interconexiones; en cambio, Centroamérica y México están más interconectados, pero requieren acelerar la adición de generación renovable. Particularmente, América del Sur enfrenta barreras significativas relacionadas con la confianza, la estabilidad política y la cohesión económica. No obstante, con una visión estratégica y sostenible, basada en la cooperación y el fortalecimiento de marcos regulatorios, es posible construir un futuro energético integrado que promueva el desarrollo regional. En el caso de los países de América Central, el gran desafío que tiene el SIEPAC para el mediano y largo plazo es la ampliación del sistema de transmisión regional (con una longitud equivalente a la actual de 1.800 km y capacidad para 300 MW), para liberar el potencial de comercialización de energía renovable.

La transición energética en América Latina y el Caribe no depende únicamente de decisiones tecnológicas o de mercado: requiere voluntad política, capacidades institucionales, coordinación intersectorial, marcos regulatorios convergentes y mecanismos innovadores de financiamiento. La integración energética, como muestra este análisis, constituye un vector estratégico para avanzar hacia un desarrollo más resiliente, inclusivo y bajo en carbono.

## B. Recomendaciones de políticas públicas

### Recomendaciones generales:

- Reforzar el papel activo del Estado: Atender a las capacidades técnicas, operativas, políticas y prospectivas (TOPP) institucionales para gestionar una transición energética justa y sostenible. Robustecer los procesos de planificación nacional y regional, coordinar acciones público-privadas y garantizar la participación ciudadana. Fortalecer plataformas de diálogo regional como el FOREPLEN que contribuyen al intercambio de experiencias y aprendizaje institucional en la planificación energética de la región.

- Impulsar la Planificación Energética Regional, para guiar la acción pública y privada, coordinando y priorizando las inversiones en infraestructura (interconexiones eléctricas, gasoductos, y capacidad de almacenamiento) con el objetivo de maximizar los ahorros económicos, la reducción de emisiones y la seguridad de suministro.
- Apoyo a las iniciativas vigentes: SINEA y SIESUR son los mecanismos por medio de los cuales se podrían materializar las ventajas económicas y ambientales para América del Sur examinadas en este documento. Requieren el apoyo técnico de los organismos regionales, el financiamiento de la banca regional e internacional y, especialmente, el respaldo político de los gobiernos involucrados. En el caso del SIEPAC examinar los requerimientos técnicos, financieros y regulatorios para la ampliación del sistema de transmisión regional.
- Explorar una mayor integración gasífera: en la medida que se consoliden las exportaciones de gas desde Argentina hacia Chile y Brasil, sumar a otros países del Cono Sur interesados en ampliar el mercado regional y evaluar proyectos regionales de valor agregado.
- Armonización de marcos institucionales: Armonizar políticas, normativas, regulaciones, precios, y tarifas a nivel subregional y entre países. Esto es fundamental para crear un mercado eléctrico regional eficiente y predecible.
- Recomponer la confianza: Diseñar contratos de exportación eléctrica robustos y flexibles que logren recomponer la confianza entre países y, simultáneamente, que puedan gestionar la variabilidad inherente a la generación renovable. En el caso del sector gasífero, crear o disponer organismos de seguimiento de suministro en la medida que se firmen contratos no interrumpibles y establecer mecanismos de anticipación de situaciones de riesgo de abastecimiento.
- Brindar seguridad en el suministro de energía: Garantizar la estabilidad del suministro eléctrico a través de una combinación estratégica de:
  - Almacenamiento (Baterías): Inversión en capacidad de almacenamiento.
  - Respaldo térmico: Utilización suficiente de gas natural como fuente de respaldo, por ser el fósil menos contaminante en la transición.
  - Modernizar y expandir la infraestructura de transmisión para manejar eficientemente flujos bidireccionales y facilitar la integración de fuentes distribuidas de energía renovable (DER).
- Cooperación e innovación productiva: Aprovechar las ventanas de oportunidad en el desarrollo de tecnologías renovables y el agregado de valor a los minerales críticos (como el litio y el cobre) mediante una fuerte cooperación productiva y tecnológica regional.

### **Recomendaciones particulares:**

- Realizar estudios sobre el impacto económico de una interconexión binacional que esté planeada o sea potencial: Ecuador-Colombia, Colombia-Panamá, México-Guatemala.
- Robustecer plataformas técnicas regionales como el FOREPLEN para mejorar las capacidades institucionales de planificación, hacer más eficiente la coordinación y cooperación entre responsables de la planificación energética, y compartir experiencias prácticas de integración energética en los procesos de planificación nacional y regional.
- Crear líneas de financiamiento regional exclusivas para estudios de ingeniería y construcción de líneas de interconexión a través del BID, la CAF, Banco de Desarrollo de los BRICS.
- Impulsar una plataforma de diálogo político entre las empresas de transmisión eléctrica que operan en la región para promover las políticas, regulaciones e incentivos que se requieren para avanzar en la integración eléctrica.
- Fortalecer los mecanismos y plataformas de cooperación regional existentes (como la CELAC, el SICA, o la CAN), para monitorear el progreso, identificar barreras y lograr acuerdos políticos. En esto el rol de organismos regionales como la OLADE pueden tener un rol clave de coordinación.

## Bibliografía

- Altomonte, H. (2024). Síntesis de los procesos de integración energética en América Latina y comparación con Europa y América del Norte. CEPAL. Mimeo.
- ARPEL, IGU y OLADE (2023), Natural Gas in the Transition to Low-Carbon Economies. The Case for Latin America & the Caribbean. White Paper. <https://www.arpel.org/noticias/white-paper-y-webinar-gas-natural-en-la-transici%C3%B3n-hacia-econom%C3%ADas-con-bajas-emisiones-de-carbono-el-caso-de-america-latina-y-el-caribe>.
- BID (Banco Interamericano de Desarrollo) (2023), Apoyo a la Iniciativa Regional "Sistema de Integración Energética de los Países del Cono Sur (SIESUR), Proyecto RG-T4233.
- Bremmer, I. (2025). Trump Will Not Kill the Global Energy Transition. Project Syndicate. <https://www.project-syndicate.org/commentary/trump-will-not-kill-global-energy-transition-by-ian-bremmer-2025-02>.
- CAF (2024). La transición energética de América Latina y el Caribe: Una visión de sus oportunidades y desafíos hasta 2050. Contexto actual y caminos para el futuro en la región. <https://scioteca.caf.com/bitstream/handle/123456789/2340/CAF-TEJ%202050%20compendio%20%282%29.pdf?sequence=4&isAllowed=y>.
- CAF (Corporación Andina de Fomento) y OLADE (Organización Latinoamericana de la Energía) (2025). Integración gasífera Argentina – Chile. Resumen Ejecutivo.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) CEPALSTAT base de datos en línea [<https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/>].
- \_\_\_\_\_. (2025a). (2025b). La Inversión Extranjera Directa en América Latina y el Caribe, 2025 (LC/PUB.2025/7-P).
- \_\_\_\_\_. (2024a). Panorama de los recursos naturales en América Latina y el Caribe, 2023 (LC/PUB.2024/4), Santiago.
- \_\_\_\_\_. (2024b). América Latina y el Caribe ante el desafío de acelerar el paso hacia el cumplimiento de la Agenda 2030: transiciones hacia la sostenibilidad (LC/FDS.7/3), Santiago.
- \_\_\_\_\_. (2024c). La economía del cambio climático en América Latina y el Caribe, 2023: necesidades de financiamiento y herramientas de política para la transición hacia economías con bajas emisiones de carbono y resilientes al cambio climático (LC/TS.2023/154), Santiago.
- \_\_\_\_\_. (2024d). América Latina y el Caribe ante las trampas del desarrollo: transformaciones indispensables y cómo gestionarlas (LC/SES.40/3-P/-\*), Santiago.
- \_\_\_\_\_. (2022). Hacia la transformación del modelo de desarrollo en América Latina y el Caribe: producción, inclusión y sostenibilidad (LC/SES.39/3-P), Santiago.
- \_\_\_\_\_. (2020). A big push for sustainability in Brazil's energy sector Input and evidence for policy coordination.

- \_\_\_\_\_ (2019). Big push ambiental: investimentos coordenados para um estilo de desenvolvimento sustentável: LC/BRS/TS.2019/1 e LC/TS.2019/14. Santiago; São Paulo: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe/Fundação Friedrich Ebert Stiftung.
- Center on Global Energy Policy (2025a). Energy and Climate Issues During the Trump Administration's First 100 Days. [https://www.energypolicy.columbia.edu/wp-content/uploads/2025/01/100DAYS-CGEP\\_Report\\_012925.pdf#page=4.13](https://www.energypolicy.columbia.edu/wp-content/uploads/2025/01/100DAYS-CGEP_Report_012925.pdf#page=4.13).
- Center on Global Energy Policy (2025b). Assessing the Energy Impacts of the One Big Beautiful Bill Act. <https://www.energypolicy.columbia.edu/assessing-the-energy-impacts-of-the-one-big-beautiful-bill-act/>.
- Climate Watch (2025). Historical GHG Emissions. [https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?end\\_year=2022&start\\_year=1990](https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?end_year=2022&start_year=1990).
- CIER (Comisión de Integración Energética Regional) (2023), Síntesis de la Integración Eléctrica en América Latina. Situación actual, perspectivas, principales barreras y oportunidades a la integración en la Región, Montevideo.
- \_\_\_\_\_ (2025a), Síntesis informativa energética de los países de la CIER. Información del sector energético en países de América del Sur, América Central y República Dominicana. Datos 2023, Montevideo.
- \_\_\_\_\_ (2025b), Interconexiones internacionales. Situación e intercambios de energía eléctrica. América del Sur y América Central, Montevideo.
- Deciancio, M. A., & Tussie, D. A. (2022). ¿Crisis de la cooperación regional o crisis de la cooperación? Repensar la cooperación regional para la era pospandémica. En Altmann-Borbón, J.; Rojas-Aravena, F. (eds.). América Latina: ¿Hay voluntad política para construir un futuro diferente?, pp. 369-384. Universidad para la Paz: San José de Costa Rica.
- Di Sbroiavacca, N., Dubrovsky, H., Nadal, G. y Contreras, R. (2019). Rol y perspectivas del gas natural en la transformación energética de América Latina: aportes a la implementación del Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles", Documento de Proyectos (LC/TS.2019/23), Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Echevarría, C., Jesurun-Clements, N., Mercado, J. y Trujillo, C. (2017). Integración eléctrica centroamericana: Génesis, beneficios y prospectiva del Proyecto SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central". BID.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2024). Plano Decenal de Expansão de Energia 2034. Ministerio de Minas e Energia, Brasil. [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-758/PDE2034\\_Aprovado.pdf#page=561.39](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-758/PDE2034_Aprovado.pdf#page=561.39).
- Energy Information Administration (2025). International Data. <https://www.eia.gov/international/data/world>
- Energy Institute. (2024). Statistical Review of World Energy. Londres: Energy Institute. <https://www.energyinst.org/statistical-review/home>.
- GILGNL (2024). The LNG industry. GILGNL Annual Report. [https://cdn.prod.website-files.com/67bdb9fc993751711c5f54fd/6854051dda46281e5ec60285\\_GILGNL%20Annual%20Report%202024.pdf](https://cdn.prod.website-files.com/67bdb9fc993751711c5f54fd/6854051dda46281e5ec60285_GILGNL%20Annual%20Report%202024.pdf).
- Hirst, M., Russell, R., Sanjuan, A. M. y Tokatlian, J. G. (2024). América Latina y el Sur Global en tiempos sin hegemonías». Revista CIDOB d'Afers Internacionals, n.º 136, p. 133-156. DOI: [doi.org/10.24241/rcai.2024.136.1.133](https://doi.org/10.24241/rcai.2024.136.1.133).
- International Energy Agency (IEA) (2025). Global Critical Minerals Outlook 2025 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ef5e9b70-3374-4caa-bagd-19c72253bfc4/GlobalCriticalMineralsOutlook2025.pdf>.
- \_\_\_\_\_ (2024). World Energy Outlook 2024. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/140a0470-5b90-4922-a0e9-838b3ac6918c/WorldEnergyOutlook2024.pdf>.
- \_\_\_\_\_ (2023), Latin America Energy Outlook, IEA, Paris [https://iea.blob.core.windows.net/assets/878e705f-43e0-4858-9c5a-6349447ed669/LatinAmericaEnergyOutlook\\_Spanish.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/878e705f-43e0-4858-9c5a-6349447ed669/LatinAmericaEnergyOutlook_Spanish.pdf).
- \_\_\_\_\_ (2022). Global Energy Review: CO<sub>2</sub> Emissions in 2021. [https://www.iea.org/reports/global-energy-review-co2-emissions-in-2021-2?utm\\_content=buffer1d873&utm\\_medium=social&utm\\_source=twitter.com&utm\\_campaign=buffer](https://www.iea.org/reports/global-energy-review-co2-emissions-in-2021-2?utm_content=buffer1d873&utm_medium=social&utm_source=twitter.com&utm_campaign=buffer).
- IRENA (2023), Renewable Capacity Statistics 2023. [En línea]: <https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/Renewable-capacity-statistics-2023>.
- IRENA (2022), Renewable Energy Roadmap for Central America: Towards a Regional Energy Transition, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Mar/IRENA\\_Renewable\\_Roadmap\\_Central\\_America\\_2022.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Mar/IRENA_Renewable_Roadmap_Central_America_2022.pdf).

- IRENA and KEEI (2021). Renewable energy and electricity interconnections for a sustainable Northeast Asia, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/May/IRENA\\_Electricity\\_Interconnections\\_NortheastAsia\\_2021.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/May/IRENA_Electricity_Interconnections_NortheastAsia_2021.pdf).
- Kozulj, R. (2008). Situación y perspectivas del gas natural licuado en América del Sur. Santiago de Chile, Chile.
- Lambertini, G. (2016). Estudio sobre convenios bilaterales que soportan las interconexiones energéticas en América del Sur. Documento de análisis. Quito, Ecuador, OLADE.
- Lema, R., Fu, X., & Rabelotti, R. (2020). Green windows of opportunity: latecomer development in the age of transformation toward sustainability. *Industrial and Corporate Change*, 29(5), 1193-1209.
- Millot, V. and Rawdanowicz, L. (2024). The return of industrial policies: Policy considerations in the current context. Economic Policy Paper No. 34, OECD.
- Nolte, D., & Weiffen, B. (2024). The Resilience of Latin American Regionalism: A Neofunctionalist Perspective. *Politische Vierteljahresschrift*, 1-22.
- OLADE (2025). Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe (sieLAC). <https://sielac.olade.org/>.
- \_\_\_\_\_. (2024). Panorama energético 2024. <https://www.olade.org/noticias/panorama-energetico-2024-de-america-latina-y-el-caribe/>.
- Organización Meteorológica Mundial (OMN) (2025). Un informe de la Organización Meteorológica Mundial documenta la espiral de consecuencias de los eventos meteorológicos y climáticos. <https://wmo.int/es/media/news/un-informe-de-la-organizacion-meteorologica-mundial-documenta-la-espiral-de-consecuencias-de-los>.
- Organización del Tratado del Atlántico Norte (OTAN) (27 de junio de 2025). Defence expenditures and NATO's 5% commitment. [https://www.nato.int/cps/en/natohq/topics\\_49198.htm](https://www.nato.int/cps/en/natohq/topics_49198.htm).
- Paredes, J. R. (2017). La Red del Futuro: Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina. <https://doi.org/10.18235/0000937>.
- Réseau de Transport d'Électricité (RTE) (2025), "Marché Européen, mode d'emploi", <https://www.rte-france.com/acteur-majeur-europe-electricite/marche-europeen-mode-demploi>.
- Rodrik, D. (2014). Green industrial policy. *Oxford Review of Economic Policy*, Volume 30, Number 3, pp. 469–491.
- Ruchansky B., (coord.) (2012), Integración eléctrica en América Latina: antecedentes, realidades y caminos por recorrer. CEPAL, GIZ documento de Proyecto. Serie documentos de Proyectos. Santiago.
- Ruiz Caro, A. (2010), Puntos de conflicto de la cooperación e integración energética. CEPAL. <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/82973bof-8a24-4194-954e-676d966d9f95/content>
- Sabbatella, I. (2025). Transición energética y cooperación regional en Latinoamérica después del Acuerdo de París. *Latinoamérica. Revista de Estudios Latinoamericanos*, nº 80, pp. 21-49. <http://dx.doi.org/10.22201/cialc.24486914e.2025.80.57647>.
- \_\_\_\_\_. (2024). ¿Quién es el "villano climático"? El rol del carbón en la transición energética de China y de los países desarrollados. En Rivero, S. y Villegas, P. (coords), *China y América Latina y el Caribe: relaciones multidimensionales y multinivel*, p. 155-174. San José de Costa Rica: FLACSO.
- \_\_\_\_\_. (2023). Energy Transition and Climate Justice After Paris Agreement: Achievements and New Goals in South America. En Benites Lazaro, L. y Serrani, E. (eds.), *Energy Transitions in Latin America*, pp. 27-42. Springer Nature, Sustainable Development Goals Series. <https://doi.org/10.1007/978-3-031-37476-0>.
- \_\_\_\_\_. (2022). Cooperación energética durante el regionalismo posliberal. En Molano Cruz, G. y Briceño Ruiz, J. (eds), *El regionalismo en América Latina después de la post-hegemonía* (pp. 171-199). México: Universidad Nacional Autónoma de México, Centro de Investigaciones sobre América Latina y el Caribe.
- \_\_\_\_\_. (2018a). "¿GNL vs. gasoductos? tensiones en el proceso de integración gasífero sudamericano". *Revista Ciclos en la Historia, la Economía y la Sociedad*, Vol. XXV, Nro. 51, ISSN 1851-3735, pp. 85-106.
- \_\_\_\_\_. (2018b). "Neoliberalismo e integración "de hecho" en el Cono Sur: Argentina como exportadora de hidrocarburos". *Revista Desafíos*, (30-I): pp. 173-212. <https://doi.org/10.12804/revistas.urosario.edu.co/desafios/a.5989>.
- Sabbatella, I. y Serrani, E. (2021). Integración gasífera entre Argentina y Bolivia: de la etapa geopolítica al distanciamiento político (1968–2019). *Estudios Internacionales* 199, pp. 167–196. <https://doi.org/10.5354/0719-3769.2021.60093>.
- Scholten, D., Bazilian M., Overland, I. & Westphal, K. (2020). The geopolitics of renewables: New board, new game. *Energy Policy*, v. 138.

- Tecpetrol (2025). Exportar gas de Argentina a Brasil, un nuevo horizonte. <https://www.tecpetrol.com/es/noticias/2025/cooperacion-exitosa>.
- Terzaghi, V. (2025). De Vaca Muerta a Brasil: ya son 9 los contratos autorizados por Nación para exportar gas. *Diario Río Negro*. <https://www.rionegro.com.ar/energia/de-vaca-muerta-a-brasil-ya-son-9-los-contratos-autorizados-por-nacion-para-exportar-gas-3948719/>.
- Timilsina, G., I. Deluque Curiel y D. Chattopadhyay (2021), "How much does Latin America gain from enhanced cross-border electricity trade in the short run?", Policy Research Working Paper, N° 9692, Banco Mundial. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/756421623173588257/pdf/How-Much-Does-Latin-America-Gain-from-Enhanced-Cross-Border-Electricity-Trade-in-the-Short-Run.pdf>.
- Transnational Institute (TNI) (2025). La meta del gasto de 3,5% en la OTAN. Insostenible a todas luces. [https://www.tni.org/files/2025-06/NATO%20Briefing%20Final\\_o.pdf](https://www.tni.org/files/2025-06/NATO%20Briefing%20Final_o.pdf).

En este documento se examinan las ventajas de la integración energética en América Latina en el contexto de la transición energética, teniendo en cuenta la trayectoria regional y los desafíos climáticos, económicos y geopolíticos actuales. Para ello, se analizan escenarios prospectivos en materia de energía eléctrica hacia 2050 y el papel del gas natural. Los resultados indican que una mayor integración se traduce en una transición energética más profunda y eficiente para la región. En el sector eléctrico, el hallazgo más significativo son los beneficios económicos y ambientales de incorporar nuevas interconexiones eléctricas en los escenarios con mayor penetración de energías renovables, si bien dichos beneficios son mayores en América del Sur que en Centroamérica y México. Con respecto al sector gasífero, la abundancia de recursos no convencionales del yacimiento de Vaca Muerta presenta una nueva oportunidad para la integración sudamericana. De concretarse distintas obras de ampliación del sistema troncal argentino y de interconexión transfronteriza con el Brasil y Chile, podría multiplicarse por tres el volumen que actualmente se intercambia a través de gasoductos en América del Sur.



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

Versión digital disponible online



<https://bit.ly/CEPAL2026-2S>