

**Desafíos de  
la integración  
energética**

**5**



# Desafíos de la integración energética<sup>1</sup>

La integración energética está motivada por las ventajas que ofrece la vinculación entre países geográficamente cercanos y los múltiples beneficios que implica. Entre ellos, están la posibilidad de lograr economías de escala en la producción y la consiguiente reducción de costos, mejorar la seguridad de la oferta, reducir el impacto de choques no previstos y alcanzar mejores resultados en cuanto a la calidad del servicio y la protección del medioambiente. Todo ello impacta positivamente en los consumidores y las empresas. Los procesos de integración pueden ir desde una interconexión de los sistemas eléctricos hasta una integración amplia, y normalmente implican acuerdos, como tratados bilaterales o multilaterales, dependiendo de los países que se involucran en la red.

Este capítulo se concentra en la energía eléctrica, la cual no es almacenable (al menos mientras no se produzcan de forma rentable baterías de gran capacidad) y debe transportarse por redes de transmisión.<sup>2</sup> Para ser comercializada en distintos países, se requiere infraestructura especial (interconexiones) y coordinación de los despachos<sup>3</sup> (para incorporar los flujos en los respectivos sistemas y las respectivas remuneraciones) de los sistemas nacionales, que pueden tener distintos precios y reglas de operación. Por este motivo, la electricidad es un bien transable a nivel regional y su intercambio implica la homogeneización de las regulaciones y la coordinación de políticas entre los países intervinientes. En este sentido, los procesos de integración energética guardan una estrecha relación con los procesos de integración productiva que se discuten en el Capítulo 6 de este reporte. Para llevarla a cabo, es necesario, además de habilitar los canales para el comercio de energía (por ejemplo, a través de la interconexión), la coordinación entre los distintos países en cuanto a objetivos de producción energética si la intención es lograr niveles de intercambio superiores a los que se obtienen en condiciones de oportunidad. Esos procesos deben ser, además, parte de una estrategia conjunta para aprovechar las ventajas productivas de este bien para cada economía.

---

1. La elaboración de este capítulo fue responsabilidad de Diego Barril y Walter Cont, con la asistencia de investigación de Agustín Carbó.

2. En el caso del gas natural, antes de que la tecnología permitiera comercializar el gas natural licuado (GNL), su desarrollo dependía de la existencia del recurso en la región. Las experiencias de integración energética a través de gasoductos (Argentina y Chile, Bolivia y Argentina, Bolivia y Brasil) contienen lecciones que son en varios casos similares a los del sector eléctrico (ver más adelante el Recuadro 5.3 y Navajas, 2008). Sin embargo, las tendencias recientes (principalmente, la licuefacción y regasificación de gas natural) convierten a este bien en un *commodity* del comercio global.

3. El despacho es el proceso por el cual se realiza de manera centralizada la asignación de las plantas de producción eléctrica que deben funcionar para cubrir una determinada demanda en base a una reglas establecidas. Un despacho es coordinado por los sistemas de ambos países cuando la interconexión es incluida como un punto de abastecimiento (similar a un generador en el nodo de frontera) en los respectivos sistemas.

En América Latina,<sup>4</sup> los avances hacia una integración regional en esta materia han sido dispares. En Centroamérica se logró un avance significativo con la conformación de un mercado eléctrico regional y la finalización de la interconexión física entre todos los países involucrados, con una capacidad de 300 MW. Sin embargo, aún quedan pendientes modificaciones regulatorias que permitan explotar varios de los beneficios de este tipo de iniciativa. América del Sur, en cambio, sólo ha avanzado en interconexiones bilaterales (más avanzadas en la subregión Andina que en la del Cono Sur) y el aprovechamiento de recursos comunes, como son las represas hidroeléctricas binacionales (sobre todo, en el Cono Sur). Si bien las agendas de política energética de muchos países reconocen la integración energética entre sus objetivos, en los hechos, ha sido bastante difícil implementarlos.

En este contexto, este capítulo estudia en detalle la experiencia de integración energética en la región, tanto en los aspectos referidos a los niveles de flujos de electricidad comerciados entre los países y sus determinantes, como los arreglos institucionales, normativos y regulatorios que soportan estos intercambios. A partir de este análisis, se discuten los desafíos de política que enfrenta la región para profundizar este proceso.

El análisis muestra que, a pesar de los múltiples beneficios que tiene la integración, los volúmenes de intercambio de energía eléctrica alcanzan el 4 % del consumo en Centroamérica y el 0,5 % del consumo en Suramérica (una vez que se eliminan los intercambios que provienen de represas hidroeléctricas binacionales).<sup>5</sup> En esta última subregión, se presenta evidencia de una subutilización de la infraestructura existente y se destacan importantes obstáculos, como el concepto de seguridad energética, que está muy presente en varios países, o la falta de marcos institucionales robustos. Adicionalmente, el intercambio de electricidad en América Central a través del mercado eléctrico regional (MER) ha crecido sostenidamente. Sin embargo, este proceso aún debe superar desafíos propios de la búsqueda de una mayor armonización e integración del sistema.

El análisis constata, además, que los determinantes del comercio en América del Sur se encuentran en línea con aquellos que señala la literatura. Entre ellos, se destaca el impulso de la demanda (capturado por el tamaño de la economía y el precio de la energía eléctrica del país importador), el efecto negativo de la distancia y las condiciones estructurales derivadas de la política energética de los países exportadores (capturadas por las diferencias entre capacidad y demanda máxima y la oferta de fuentes renovables). En cuanto a América Central, el proceso de integración vino de la mano con una reducción en el costo de la energía y la convergencia de los precios (de transacciones de oportunidad). Estos resultados son consistentes con la idea de que los intercambios de energía contribuyen a mitigar riesgos asociados con choques que afectan la generación

---

4. En este capítulo, la denominación América Latina (AL) designa el siguiente conjunto de países: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú y Uruguay; América Central comprende Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá; América del Sur incluye los países de la región Andina (Colombia, Ecuador, Perú y, cuando es posible considerarlo, Venezuela) y del Cono Sur (denominación que, en este documento, abarca un área más amplia que la estrictamente geográfica, al incluir a Brasil y Paraguay, además de Argentina, Chile, y Uruguay).

5. El intercambio vía represas hidroeléctricas binacionales se determina por factores diferentes al intercambio a partir de interconexiones. En estos proyectos se encuentran definidas las reglas de compraventa de energía eléctrica cuando uno de los países no consume la totalidad asignada. Los problemas que han envuelto a la construcción de estas represas se detallan en Ruchansky (2013).



o demanda de electricidad y sus consecuencias sobre los precios, y ayudan a mejorar la confiabilidad en la provisión y a diversificar las fuentes para mejorar la sostenibilidad ambiental.

En relación con las condiciones institucionales y regulatorias bajo las cuales se realizan las transacciones de electricidad, en el caso del Cono Sur, se destacan aquellas que puedan dar mayor previsibilidad y confiabilidad a los flujos, de forma que estimulen un mayor nivel de intercambio y avancen más allá del carácter de oportunidad del comercio. En el caso de América Central, por su parte, se discuten las medidas de armonización regulatoria (además de resolver los desafíos sobre su factibilidad), inversiones y condiciones de mercado, que permiten el libre flujo de la energía eléctrica entre países.

## Beneficios y condicionantes de la integración

La política energética se encuentra en el centro de la escena cuando se discuten las perspectivas futuras de los países más allá de la coyuntura. La seguridad de las fuentes primarias, la confiabilidad del abastecimiento, la eficiente administración de los recursos energéticos, la ampliación del acceso, la asequibilidad del servicio y la sostenibilidad ambiental forman parte de la agenda de los Gobiernos de la región.

La integración energética (en particular, la integración eléctrica) es una estrategia que permite abordar (al menos parcialmente) estos objetivos en conjunto. Se define a la misma como el hecho de que dos o más países intercambien flujos de electricidad de forma recurrente y bajo un determinado marco regulatorio, siendo la interconexión física un requisito necesario. Se pueden mencionar, al menos, cuatro tipos de beneficios que el intercambio de energía genera en los países que participan de estas iniciativas, tal como se distingue en la Figura 5.1.

En primer lugar, dada la fuerte participación hidroeléctrica en la generación energética en América Latina (62 % de la generación total en el quinquenio 2014-2018), los intercambios entre países permiten mitigar los riesgos asociados con la aleatoriedad de esta fuente, inducida por fenómenos climáticos imprevistos (por ejemplo, sequías). Esto aumenta la confiabilidad en el sistema eléctrico.

En segundo lugar, posibilita un mejor aprovechamiento del desfase de la oferta cuando hay picos de demanda en los diferentes sistemas y por la estacionalidad climática. La volatilidad de los precios en esos momentos se reduce al sustituir la generación a través de plantas que tienen un elevado costo marginal por electricidad proveniente de un sistema interconectado con un menor costo.

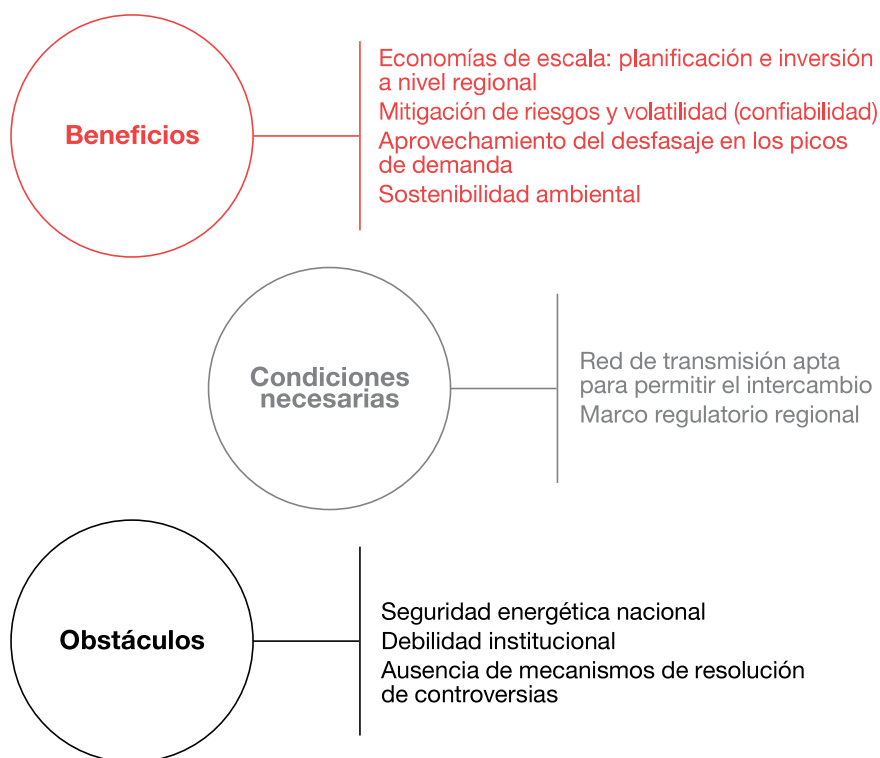
En tercer lugar, otorga la oportunidad de aprovechar economías de escala. La ampliación del mercado permite planificar y ejecutar inversiones de escala con uso regional (que no serían económicamente rentables a escala local), reduciendo el costo de la energía. Asimismo, los países pueden evitar o postergar inversiones que solo se justifican para atender picos de demanda, dando un uso más eficiente a los recursos.

**La integración energética permite abordar los objetivos de seguridad energética, eficiencia y confiabilidad de abastecimiento, acceso, asequibilidad y sostenibilidad ambiental.**

En cuarto lugar, favorece la sostenibilidad ambiental (protección del medio ambiente y lucha contra el cambio climático), ya que permite aprovechar la electricidad generada por aquellos países en condiciones de recurrir a fuentes renovables no convencionales<sup>6</sup> o con menor emisión de carbono, a un costo competitivo. Por ejemplo, en 2019, el 42 % de la generación de energía eléctrica en Uruguay se basó en fuentes renovables no convencionales, y la exportación desde este país reemplazó la generación mediante fuentes con mayor emisión de carbono en países socios (ver Gráfico 5.2, panel B). Antes de la irrupción de estas fuentes, el impacto ambiental positivo se podía lograr sustituyendo la generación de electricidad a partir de carbón o combustibles derivados del petróleo, por generación o importación de energía hidráulica o de gas natural.

### Figura 5.1

Beneficios, condiciones y obstáculos para la integración energética



Fuente: Elaboración propia.

6. La energía renovable no convencional (ERNC) incluye las fuentes eólica y solar, la biomasa, el biogás y pequeñas generadoras hidroeléctricas con capacidad inferior a 50 MW.

Las experiencias de integración en América del Sur y Central estuvieron, en principio, focalizadas en estos objetivos. Los procesos de integración, incluyendo el de energía, comenzaron en la región a mediados del siglo XX. Los primeros proyectos tomaron la forma de aprovechamiento conjunto de recursos hídricos (Salto Grande, entre Argentina y Uruguay, inició actividades en 1980; Itaipú, entre Brasil y Paraguay, en 1984; y Yacyretá, entre Argentina y Paraguay, en 1994). Posteriormente, el proceso de integración energética avanzó más lentamente y mediante interconexiones en los países de Suramérica, mientras que Centroamérica se embarcó en un proceso ambicioso de interconexión regional que se terminó de implementar en 2014 y que ha permitido un intercambio más fluido entre los países (CAF, 2013; Ruchansky, 2013).

La diferencia de velocidades en la integración de América Latina muestra que, a pesar de los beneficios que puede traer, es necesario que se encuentren un conjunto de condiciones para que los países decidan adoptar esa estrategia. La más relevante es que la red de transmisión nacional sea apta para soportar el intercambio de potencia, sin afectar el abastecimiento de los países, incluso en casos de contingencia (Levy Ferre et al., 2020). Esto se encuentra relacionado con el grado de especificidad que tienen los activos necesarios para el intercambio eléctrico (elevado costo, complejidad y larga maduración de la inversión) y es lo que diferencia a este mercado del comercio de otros bienes o servicios. Por este motivo, el intercambio de energía eléctrica surge generalmente como un fenómeno bilateral para, luego, en los casos de éxito, pasar al contexto regional. Además, es necesario que existan regulaciones que guíen la operación y los intercambios en la región.

**El intercambio de energía eléctrica surge generalmente como un fenómeno bilateral para, luego, en los casos de éxito, pasar al contexto regional.**

---

Adicionalmente a las condiciones necesarias, el camino de la integración puede encontrar obstáculos que impidan o, al menos, reduzcan los incentivos para invertir en ese proceso. Un primer aspecto es la concepción que cada país tiene sobre la seguridad energética. En algunos países con posición neta deficitaria de productos energéticos, la búsqueda de seguridad energética, entendida como la desvinculación de la economía de un país de los choques energéticos externos, requiere de medidas que apunten al autoabastecimiento. Las razones que suelen justificar políticas de este tipo son la creciente volatilidad de los precios de insumos energéticos, condiciones de escasez y los potenciales conflictos geopolíticos con otros países.<sup>7</sup> La debilidad institucional o la falta de mecanismos de resolución de controversias en los bloques regionales es otra barrera en el camino de la integración. La definición de reglas estables y previsibles, que brinden seguridad jurídica a través de mecanismos adecuados para la solución de controversias, ha sido muy difícil de implementar, sobre todo en los países de América del Sur.

---

7. La definición usada en este caso de seguridad energética se refiere, principalmente, al aspecto de la soberanía, es decir a la capacidad de preservar y administrar los recursos energéticos. Sin embargo, existen otras definiciones que abarcan conceptos de robustez frente a factores distintos de los políticos (ingeniería) y de economía y resiliencia de los sistemas frente a diversos choques en el sector (economía). Ver detalles en Rodríguez Padilla (2018).

## Caracterización del sector eléctrico y de los flujos de energía eléctrica en la región

Este apartado introduce indicadores seleccionados del sector eléctrico en América Latina, los cuales constituyen factores determinantes de las experiencias de integración analizadas en el resto del capítulo. En particular, se describen los diversos instrumentos usados para las iniciativas de interconexión, así como la situación de los países de América Central y del Sur respecto de dimensiones relevantes del sector eléctrico (potencia instalada, generación, consumo y picos de demanda en relación con la capacidad). En la medida que se considera relevante, se presentan comparaciones con otros continentes o regiones (por ejemplo, Estados Unidos y Europa).

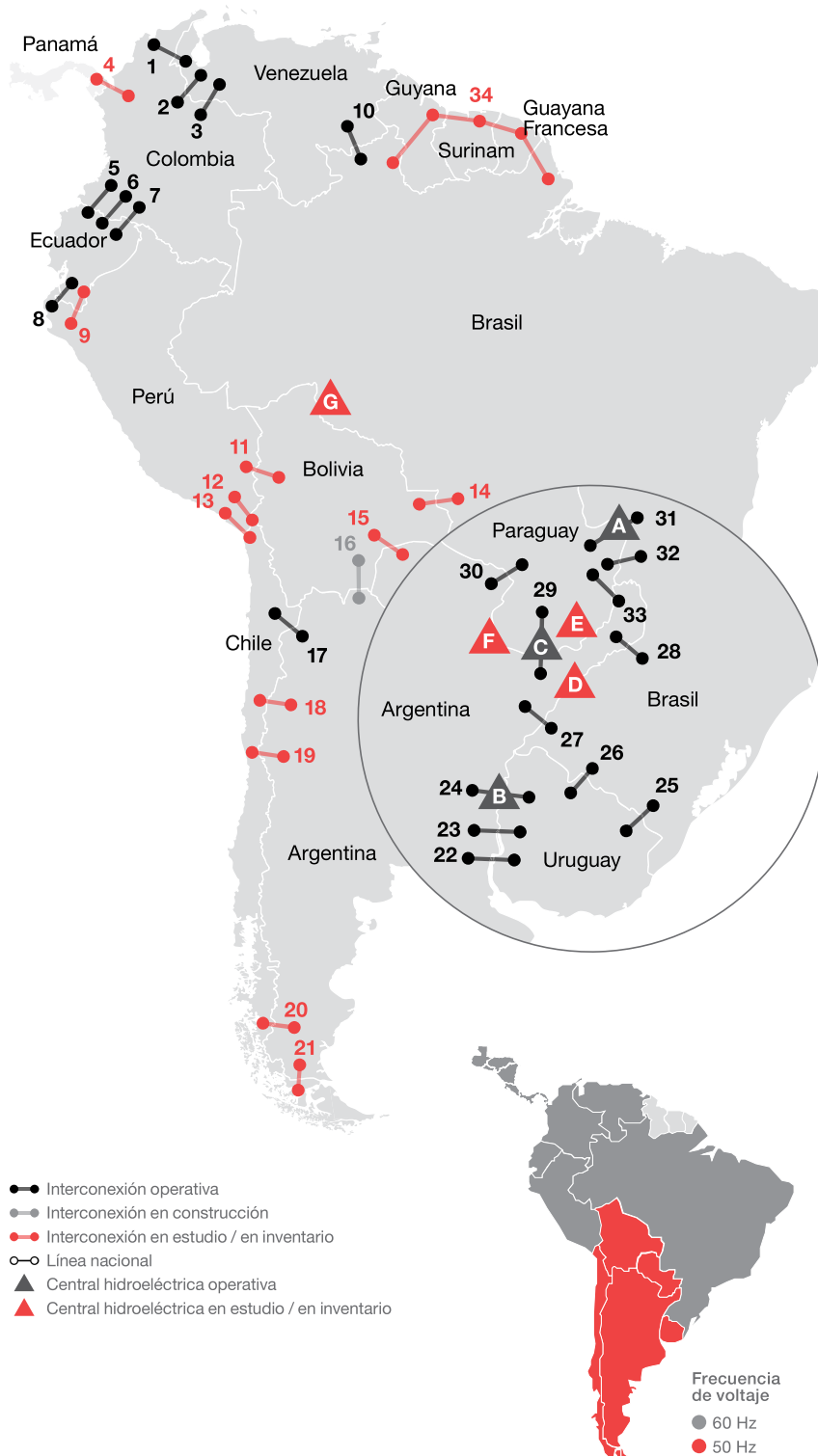
Las experiencias de integración en energía eléctrica en América Latina se pueden caracterizar en tres grupos: explotación conjunta de recursos hídricos (límitrofes), interconexiones que permiten intercambios de energía eléctrica bilateral (bajo una modalidad de oportunidad o contratos) e iniciativas más amplias y profundas, que involucran a varios países con la intención de formar mercados únicos. Las dos primeras son las predominantes en Suramérica, mientras que la última es el modelo elegido en Centroamérica. La Figura 5.2 ilustra las interconexiones por redes bilaterales (operativas y en construcción), el Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC) y las represas ya establecidas, así como varios proyectos en estudio (en rojo).<sup>8</sup>

**Figura 5.2**  
Interconexiones y represas binacionales en América del Sur y Central



Continúa en la página siguiente →

8. Existen múltiples referencias que explican en detalle las interconexiones, integraciones y represas: (CAF, 2013; CAF y CIER, 2012; CIER, 2020; Levy Ferre et al., 2020; Ruchansky, 2013, entre otros). Ver descripción en el Apéndice (p. 268-269).



Notas: Las referencias incluidas en los mapas se encuentran en el Apéndice (p. 270).

Fuente: Adaptado de CIER (2020).

**La integración de los países de América Central permite relajar las necesidades de potencia para atender la demanda máxima en países donde la capacidad de respuesta ha estado comprometida en el pasado.**

## Indicadores seleccionados del sector eléctrico

La región ha invertido en capacidad de generación eléctrica para abastecer la demanda durante la última década, como muestra el Gráfico 5.1. Por un lado, América Central tiene mayores reservas<sup>9</sup> nominales; por otro, las subregiones de América del Sur (Andina y Cono Sur) tienen capacidades de generación similares para atender sus respectivas demandas.<sup>10</sup>

Si se establecen como referencia los años 2009 y 2019, la reducción en el ratio entre demanda máxima y potencia se da en todos los países. Esto puede ser un indicio de falta de integración, razón por la cual los países deben invertir de forma individual en garantizar la oferta de energía eléctrica, aun en los picos de demanda. Sin embargo, de él también se desprende que la integración de los países de América Central permite relajar las necesidades de potencia para atender la demanda máxima en países donde la capacidad de respuesta ha estado comprometida en el pasado, como Honduras.<sup>11</sup> En el caso de El Salvador, el cual muestra el peor registro de mejora de capacidad de reserva, la integración permitió que se convirtiera en el principal demandante del sistema.

Uno de los frentes en los cuales los países de la región han avanzado es en la incorporación en la matriz energética de las energías renovables no convencionales (ERNC), aumentando su capacidad de generación. El Gráfico 5.2 muestra que los países de América Central han ampliado su diferencia con Estados Unidos en la última década, con una participación de las ERNC en la generación total mayor que la de ese país, mientras que el Cono Sur ha convergido a la situación de Estados Unidos (10 % de la generación total con fuentes renovables). Sin embargo, la región aún se encuentra lejos de los avances de la Unión Europea (aun comparando con la situación de hace 10 años).

El avance de América Central sugiere que la integración energética puede servir como respaldo de las fuentes de generación menos contaminantes (es decir, permite administrar el riesgo que representa la aleatoriedad de estas fuentes y, a su vez, brinda mercado para los excedentes generados). América del Sur es la región más rezagada (y en particular la subregión Andina), aunque partiendo de una participación mayor de la generación hidroeléctrica. Dentro del Cono Sur, Uruguay se destaca como el país con una modificación radical en su matriz energética (con un 42 % de su generación por fuentes renovables no convencionales en 2019).

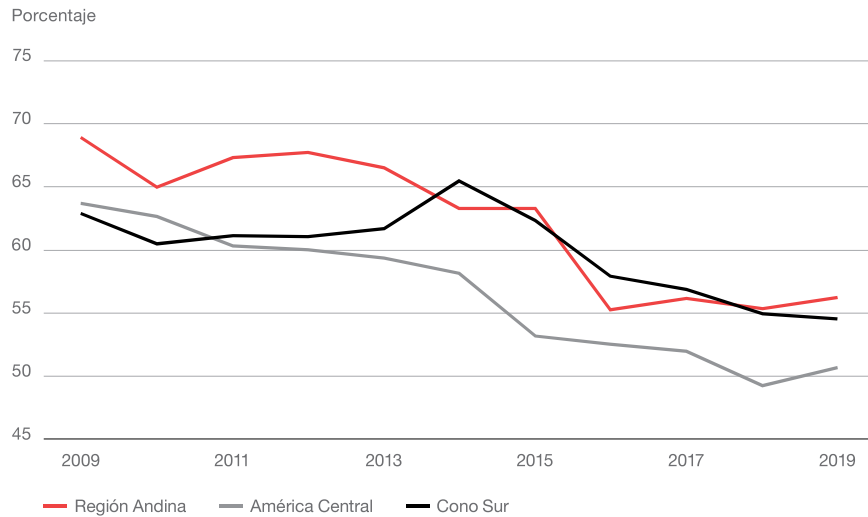
9. En las redes eléctricas, la reserva es la capacidad de generación disponible para que el operador de un sistema pueda satisfacer en un corto intervalo de tiempo la demanda si un generador se apaga o hay una interrupción en el suministro.

10. Esta comparación es ilustrativa y se debe tomar con cuidado: los datos de potencia nominal, efectiva y firme pueden diferir significativamente. No hay datos sistematizados sobre potencia efectiva y firme. Pero, por ejemplo, la potencia nominal de Guatemala fue de 4.095 MW y la efectiva de 3.463 MW en 2018. Asimismo, Panamá registró una potencia firme de 2.325 MW en 2018, diferente a la potencia nominal, de 3.849 MW. La potencia instalada o nominal es la que se reporta en la placa de identificación de la máquina generadora. La potencia efectiva corresponde al rendimiento real de la generadora, usualmente inferior a la nominal. La potencia firme es la máxima potencia que se puede generar con alto nivel de seguridad en un lapso de tiempo definido (por ejemplo, en un mes) y suele ser menor que la potencia efectiva, al descontar ocasiones de indisponibilidad.

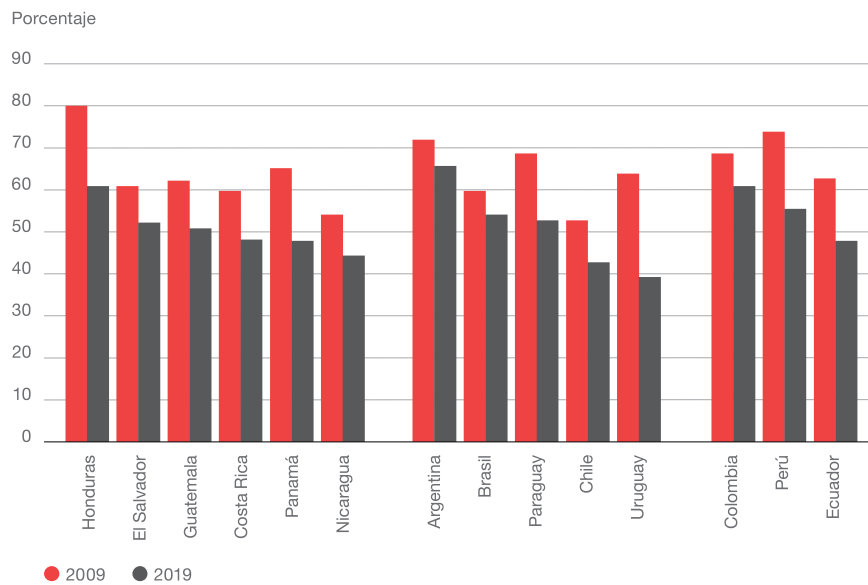
11. En este caso, la capacidad de la red del SIEPAC (300 MW) relaja la relación entre la demanda máxima y la potencia instalada, funcionando así como una fuente de energía adicional a la oferta doméstica de cada país.

**Gráfico 5.1**  
Demanda máxima sobre potencia instalada

**Panel A. Evolución temporal por subregiones<sup>a/</sup>**



**Panel B. Países seleccionados<sup>b/</sup>**



Notas: La potencia instalada es nominal; por lo tanto, el ratio de capacidad de reserva es menor que el inferido del gráfico. La denominación de los países incluidos en cada región se encuentra en la nota al pie número 4 (p. 234).

a/ Debido a la ausencia de datos oficiales, los promedios regionales del Cono Sur no consideran los valores de Brasil en el año 2009, de Paraguay en el año 2019, y de Uruguay en los años 2009, 2010 y 2011.

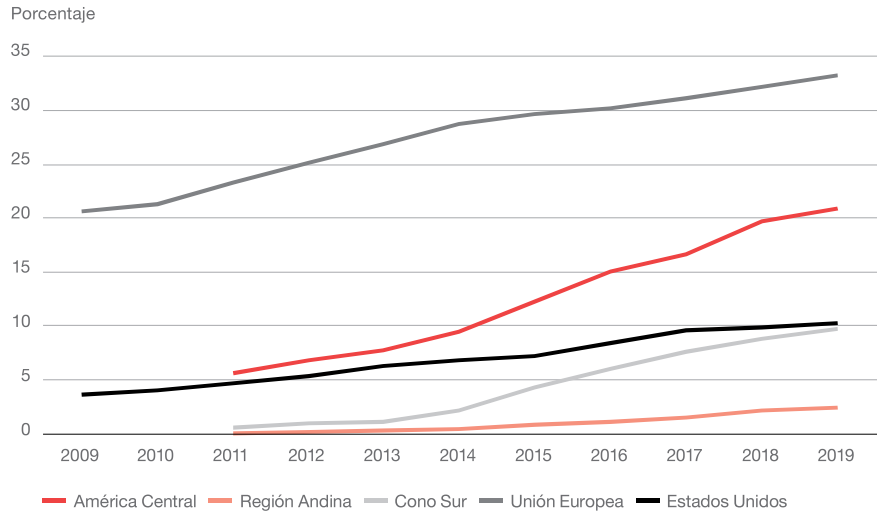
b/ Debido a la ausencia de datos oficiales en algunos años, se realizaron imputaciones tomando los valores más cercanos en Brasil (año 2010 en lugar de 2009), en Paraguay (año 2018 en lugar de 2019), y en Uruguay (año 2012 en lugar de 2009).

Fuente: Elaboración propia con base en información de las oficinas de estadística nacionales.

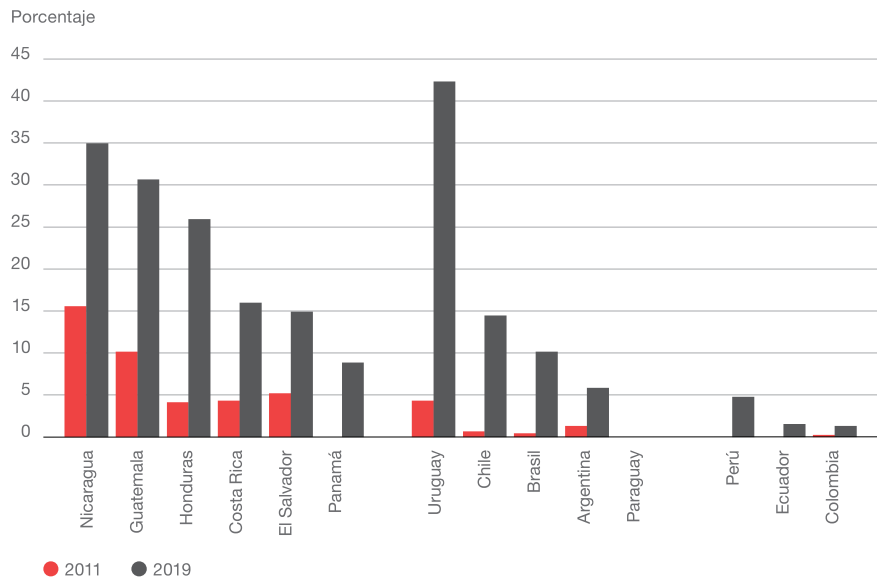
### Gráfico 5.2

#### Generación con fuentes renovables no convencionales

##### Panel A. Evolución temporal por subregiones



##### Panel B. Países seleccionados



Notas: Los valores corresponden al porcentaje de generación de energía con fuentes renovables no convencionales sobre la generación total.

Fuente: Elaboración propia con base en información de las oficinas de estadística nacionales, Eurostat (2020) y EIA (2020).



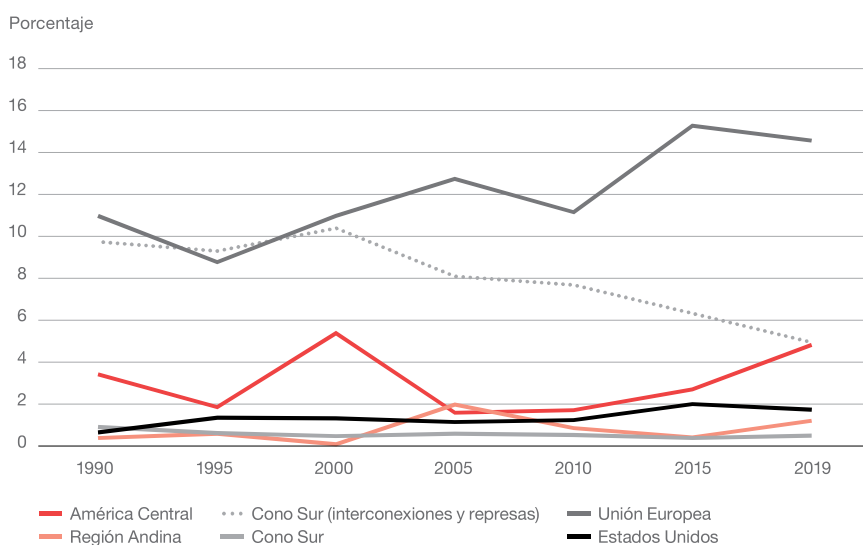
## Intercambios de energía eléctrica: datos agregados

Los intercambios de energía eléctrica en América Latina en los últimos años han sido bajos, como se puede observar en el Gráfico 5.3. Si se incluyen los flujos generados por explotación de fuentes comunes (represas hidroeléctricas binacionales), los flujos de electricidad entre países oscilaron entre el 5 y el 10 % del consumo total del Cono Sur, mucho menos que en la Unión Europea (UE), donde el comercio excedió el 14 % del consumo en los últimos 5 años, aunque con diferencias por países. Eliminando la energía generada en represas binacionales, solamente el 0,5 % del consumo provino de transacciones vía interconexiones. Por su parte, la subregión Andina estuvo más activa entre 2005 y 2011 (1,3 %), para luego reducir el comercio a 0,4 % del consumo. En cambio, Centroamérica registra un volumen creciente de transacciones a partir de la entrada en funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional (MER), superando el 4 % del consumo en la región en 2017 y 2019.<sup>12</sup>

**Sin considerar la energía generada en represas binacionales, un 0,5 % del consumo de electricidad provino de transacciones vía interconexiones.**

**Gráfico 5.3**

Importación de electricidad



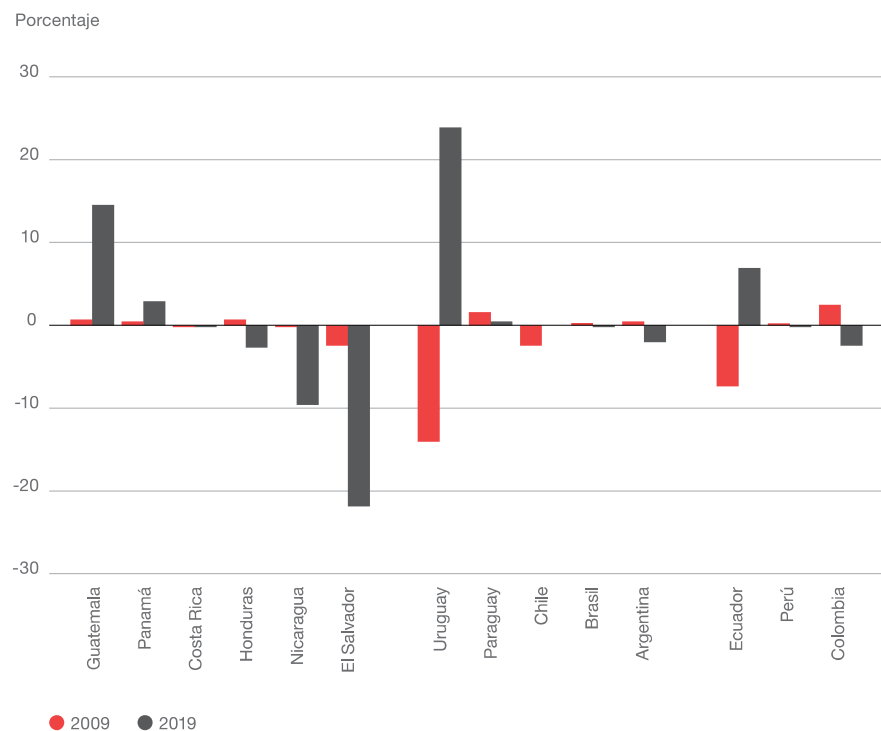
Notas: Los valores corresponden al porcentaje de electricidad importada sobre el consumo total. El consumo de electricidad total para el periodo 1990-2005 de América Central, Cono Sur y Región Andina, se construye a partir de la información de consumo per cápita de CAF y CIER (2012) y los datos poblacionales del Banco Mundial (2020e).

Fuente: Elaboración propia con base en información de las oficinas de estadística nacionales, CAF y CIER (2012), Banco Mundial (2020e), EIA (2020) y Eurostat (2020).

12. Las transacciones oscilaron entre el 1 % y el 2,2 % en el período de 1995-1998, para luego ascender al 4 % en 1999 y superar el 5 % en el año 2000. Posteriormente, descendieron al 3 % entre 2001 y 2004, principalmente por intercambios entre Guatemala y El Salvador (Ruchansky, 2013).

El saldo entre exportación e importación para los años 2009 y 2019 muestra variaciones de roles, reflejados en el Gráfico 5.4. Por un lado, en el Cono Sur se observa el cambio de Uruguay, de importador a exportador neto, mientras que en el resto de esta subregión la posición neta en 2019 es prácticamente nula. Una interpretación es que, en estas economías, prevalece la estrategia de soberanía eléctrica y, por lo tanto, ningún país quiere quedar expuesto como importador neto. En lo que respecta a la subregión Andina, el caso más interesante es el cambio entre Ecuador y Colombia, donde el primero pasa de importador neto a exportador neto y lo inverso se da en Colombia. Perú se mantiene en una posición de saldo neto nulo en ambos años. Por otro lado, en América Central también se pueden observar cambios en patrones. En esta subregión, Guatemala y Panamá son exportadores netos, muy marginales en 2009 y mucho más relevantes en 2019, mientras que Nicaragua y El Salvador aumentan considerablemente su posición de importadores netos en 2019 (aproximadamente 10 % y 20 % de su consumo interno, respectivamente).

**Gráfico 5.4**  
Saldo neto de electricidad



Notas: Se presentan los saldos netos entre exportaciones e importaciones como porcentaje del consumo. Se omite Venezuela dado que los últimos datos disponibles de consumo y generación son de 2015.

Fuente: Elaboración propia con base en información de las oficinas de estadística nacionales.

## Intercambios de energía eléctrica: apertura por origen y destino en América del Sur

La información disponible sobre intercambios bilaterales de electricidad en América del Sur permite construir una matriz según el origen y destino (con flujos medidos en GWh). Esta construcción no es posible en América Central porque las importaciones y exportaciones de energía se realizan a través del mercado eléctrico regional (dejando de ser bilaterales).

El Cuadro 5.1 resume los flujos de electricidad entre los países de América del Sur para dos años seleccionados, 2009 y 2019.<sup>13</sup> El nivel de flujos en el Cono Sur se encuentra dominado por el comercio en las represas binacionales (desde Paraguay a Argentina y Brasil). Los intercambios por interconexiones representaron un 14 % de los flujos totales en los dos años reportados. En el año 2009, Chile es únicamente importador, al igual que en años previos, y Paraguay es exportador. Los restantes países (Argentina, Brasil y Uruguay) importan y exportan durante ese año. En la región Andina, Colombia exporta electricidad a Ecuador y Venezuela, mientras que Perú exporta un pequeño volumen a Ecuador. La conexión existente y utilizada para la exportación de Venezuela hacia la región norte de Brasil es el único punto de contacto entre los países de las subregiones Andina y Cono Sur.

La situación del año 2019 presenta algunos cambios. Los intercambios totales de electricidad disminuyeron un 31 % en comparación con 2009, ubicándose en 37.172 GWh (31.620 GWh por represas y 5.552 GWh por interconexiones). En el Cono Sur, Uruguay se convierte en un país exclusivamente exportador de electricidad. Por otro lado, Argentina y Brasil se mantienen como los grandes importadores netos de la subregión (aun descontando los flujos de represas binacionales), mientras que Paraguay y Uruguay se consolidan como exportadores netos.

En la subregión Andina, Colombia pierde su rol protagónico como exportador: desde el año 2017, deja de exportar electricidad hacia Venezuela y reduce sus ventas a Ecuador, al tiempo que aumenta las importaciones desde este último país. Perú pasa de ser exportador a importador en relación con Ecuador, pero siempre en bajas cantidades. En todos los casos parecen existir oportunidades para la ampliación del comercio.

**Los intercambios totales de electricidad en 2019 disminuyeron un 31 % en comparación con 2009.**

13. La información para el período 2009-2019 es utilizada en el análisis realizado en el apartado «Determinantes del comercio bilateral de electricidad e impactos sobre el desarrollo».

**Cuadro 5.1**

Comercio de electricidad en América del Sur, por origen y destino

**Panel A. Año 2009**

		Exportación									Total
		Argentina	Chile	Paraguay	Uruguay	Brasil	Venezuela	Colombia	Ecuador	Perú	
Importación	Argentina			521 / 7.081	241	1,278					2.040 / 8.600
	Chile	1.348									1.348
	Paraguay										0
	Uruguay	963				506					1.469
	Brasil	329		0 / 39.786			631				960 / 40.746
	Venezuela							281			281
	Colombia								21		21
	Ecuador								1.077	63	1.139
	Perú										0
	<b>Total</b>	<b>2.640</b>	<b>0</b>	<b>521 / 46.867</b>	<b>241</b>	<b>1.784</b>	<b>631</b>	<b>1.358</b>	<b>21</b>	<b>63</b>	<b>7.258 / 53.603</b>

**Panel B. Año 2019**

		Exportación									Total
		Argentina	Chile	Paraguay	Uruguay	Brasil	Venezuela	Colombia	Ecuador	Perú	
Importación	Argentina			127 / 7.561	2.407	212					2.746 / 10.180
	Chile										0
	Paraguay										0
	Uruguay										0
	Brasil	261		0 / 24.186	604		109				974 / 25.161
	Venezuela										0
	Colombia								1.765		1.765
	Ecuador								6		6
	Perú									61	61
	<b>Total</b>	<b>261</b>	<b>0</b>	<b>127 / 31.747</b>	<b>3.011</b>	<b>212</b>	<b>109</b>	<b>6</b>	<b>1.825</b>	<b>0</b>	<b>5.552 / 37.172</b>

Notas: Los valores están expresados en gigavatios-hora (GWh). A modo ilustrativo se presentan los años 2009 y 2019. Las cifras en negro corresponden a intercambios por interconexiones, y en rojo a intercambios totales (por represas e interconexiones).

Fuente: Elaboración propia con base en información de las oficinas de estadística nacionales

El Gráfico 5.5 complementa estos resultados detallando los intercambios bilaterales por pares de países seleccionados durante el período 2009-2019, resaltándose que los intercambios no son constantes en el tiempo (no incluye el intercambio vía represas binacionales). En el par Brasil-Argentina, los flujos

durante los primeros tres años van en la dirección de Argentina (en promedio, 1.464 GWh). Ese período corresponde a años críticos de la crisis energética en el país receptor. Sin embargo, desde 2013, el comercio bruto disminuye, aunque sin desaparecer, y el balance entre ambos países se mantiene cercano a cero. Únicamente se registran exportaciones netas desde Argentina a Brasil durante 2018.

En el par Uruguay-Argentina, los flujos van en ambas direcciones durante los primeros cuatro años, con un balance neto favorable a uno u otro país dependiendo del año. A partir de 2013, Uruguay se convierte en un exportador en dicha relación, posición que mantiene hasta 2019.

En el par Uruguay-Brasil se identifican tres subperíodos: un primer período con Uruguay como importador (2009-2012),<sup>14</sup> un segundo período prácticamente sin intercambios (2013-2016) y un tercer período (2017-2019) de reactivación de intercambios, en el que Uruguay cambia su posición de importador a exportador.

En el par Ecuador-Colombia, se identifica claramente un intercambio de roles (similar al de Uruguay-Brasil). Durante el período 2009-2015, Ecuador importa electricidad de Colombia y solo envía a ese país unas cantidades marginales. En ese período, el país importó un promedio anual de 764 GWh y exportó un promedio anual de 24 GWh.<sup>15</sup> A partir de 2016, Ecuador se comporta como exportador neto de electricidad con Colombia, enviando un promedio anual de 643 GWh, mientras que Colombia exportó 41 GWh por año. En estos dos países, el cambio de patrón de comercio se debe a las necesidades frente a fenómenos extremos, como El Niño (Paredes, 2017). A inicios de 2016, en Colombia se produjo una reducción de las precipitaciones, mientras que en Ecuador se incrementaron las lluvias. La interconexión entre estos dos países permitió que en marzo de 2016 Ecuador abasteciera el 2,6 % de la demanda de Colombia, cuando este país enfrentaba uno de los períodos más secos de la última década. En 2019, buenas condiciones hidrológicas permitieron que Ecuador exportara niveles récord a sus vecinos (CENACE, 2019).

El par Ecuador-Perú se asemeja al de Ecuador-Colombia, aunque con transacciones de menor magnitud. Ya hacia el final del período analizado, la dirección de estos flujos se revierte y Ecuador se convierte en exportador neto. Finalmente, el par Venezuela-Brasil se destaca tanto por las altas magnitudes de envíos a Brasil, como por la estabilidad del nodo comercial (hasta el año 2018). Es uno de los nodos de interconexión que se caracteriza por la unidireccionalidad del flujo de electricidad. De todas maneras, durante los primeros meses del año 2019, se interrumpió el envío de electricidad por esta vía.

La conclusión que surge de los datos de flujos es que en América del Sur el comercio de electricidad es limitado, tanto en comparación con otras regiones

---

14. Uruguay importó electricidad desde Brasil utilizando el sistema de transmisión argentino (CAF, 2013).

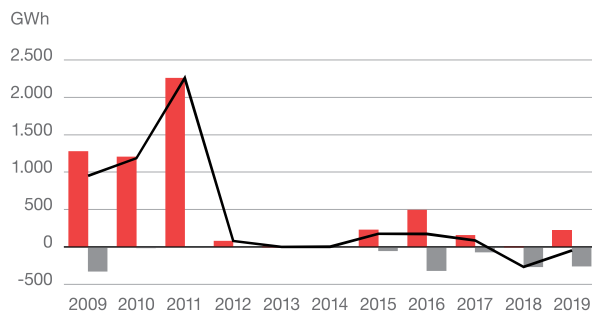
15. La interconexión Colombia-Ecuador se hizo para sustituir el uso de combustibles líquidos y generación térmica ineficiente por energía térmica eficiente (utilizando el gas natural) e hidráulica (abundante) en Colombia (CAF, 2013). En 2005, se llegó a importar un volumen que representó casi el 13 % de la demanda de Ecuador y el 3,6 % de la de Colombia. A partir de 2007, Ecuador redujo sus importaciones debido a la incorporación de una central hidroeléctrica (San Francisco) y otros equipamientos de generación.

como en relación con la demanda del bien. Esto puede deberse a que la capacidad de las interconexiones detalladas en la Figura 5.2 es escasa (margen extensivo) o, por el contrario, puede indicar una subutilización de los recursos instalados (margen intensivo).

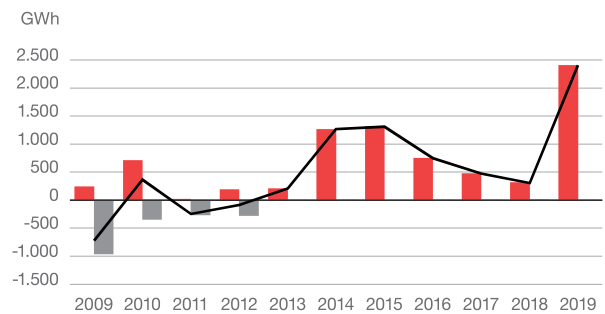
### Gráfico 5.5

#### Intercambios de electricidad bilaterales

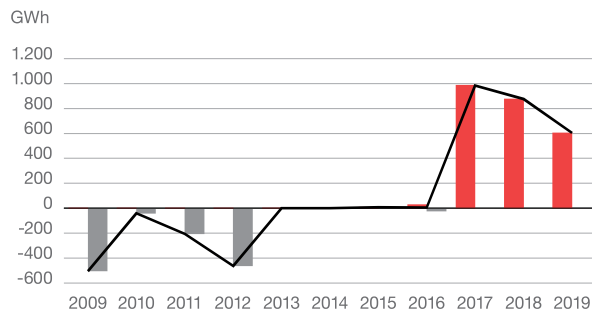
##### Panel A. Brasil-Argentina



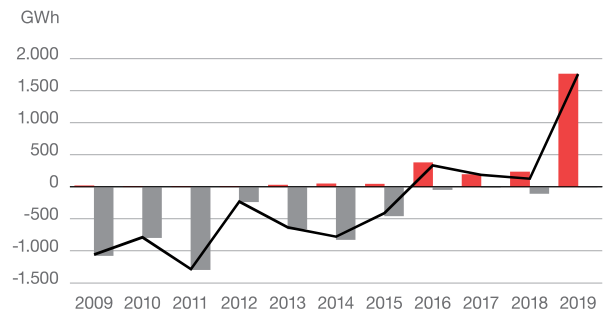
##### Panel B. Uruguay-Argentina



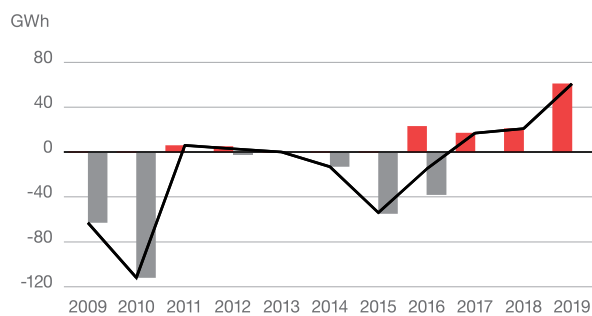
##### Panel C. Uruguay-Brasil



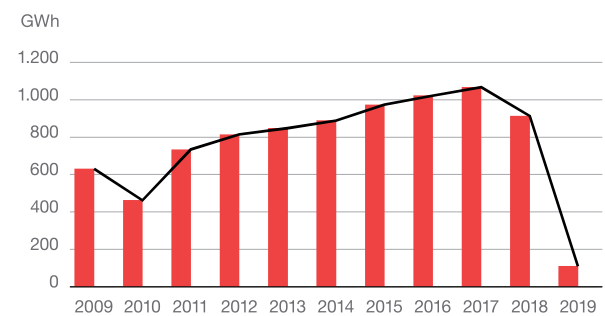
##### Panel D. Ecuador-Colombia



##### Panel E. Ecuador-Perú



##### Panel F. Venezuela-Brasil



● Exportaciones ● Importaciones — Saldo neto

Notas: Los valores están expresados en gigavatios-hora (GWh) y corresponden al par de países definido en los títulos de cada panel. Por ejemplo, en el panel A se representan en rojo las exportaciones de Brasil a Argentina; en gris, las importaciones de Brasil desde Argentina, y en negro, el saldo neto (diferencia entre exportaciones e importaciones).

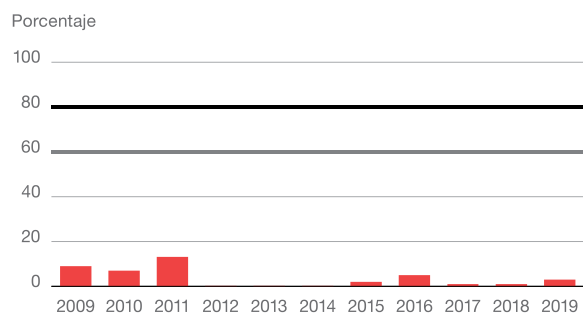
Fuente: Elaboración propia con base en información de las oficinas de estadística nacionales.

El Gráfico 5.6 presenta la utilización de la capacidad de interconexión comparada con dos ratios alternativos de uso (80 % y 60 %).<sup>16</sup>

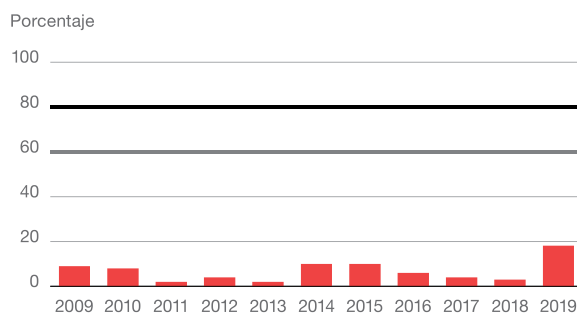
**Gráfico 5.6**

Utilización de la capacidad de interconexión por relación comercial bilateral

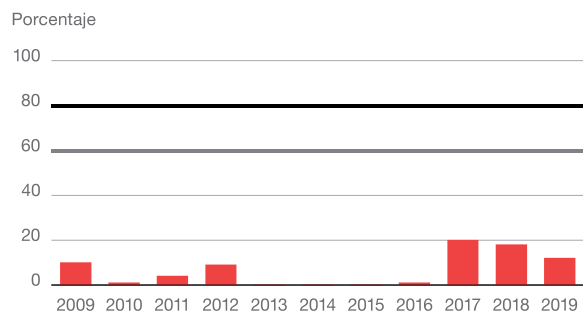
**Panel A. Brasil-Argentina**



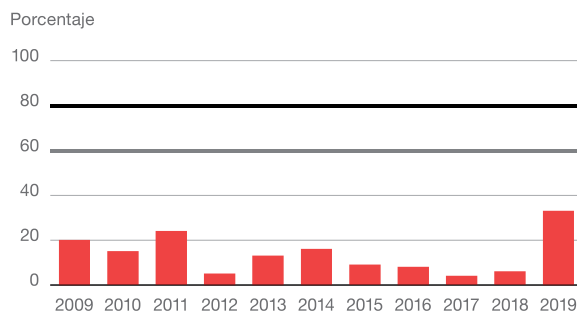
**Panel B. Uruguay-Argentina**



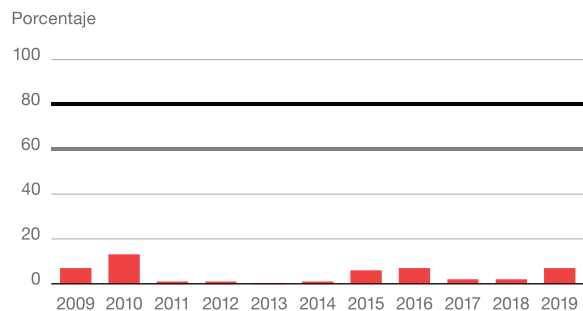
**Panel C. Uruguay-Brasil**



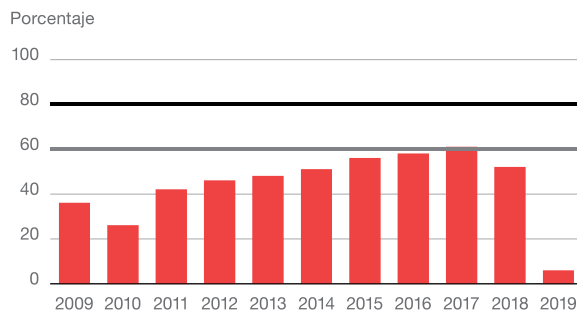
**Panel D. Ecuador-Colombia**



**Panel E. Ecuador-Perú**



**Panel F. Venezuela-Brasil**



Notas: Se presentan los porcentajes de utilización de la capacidad de interconexión por par de países seleccionados. Las líneas horizontales indican los factores de utilización comúnmente mencionados en la literatura (60 % y 80 %).

Fuente: Elaboración propia con base en información de las oficinas de estadística nacionales y capacidades reportadas en el Apéndice (p. 268).

16. Los porcentajes de utilización de la capacidad de las interconexiones se computan como el cociente entre los flujos anuales de energía y la capacidad nominal de los nodos (llevada a energía equivalente anual). En los nodos con diferente capacidad para distintas direcciones se supuso 50 % de uso nominal en cada dirección. Al desconocerse las restricciones de disponibilidad de potencia programada y efectiva en días y horas específicos, se utilizan umbrales de utilización del 80 % y 60 % como referencia. Pueden existir interconexiones diseñadas para intercambios de emergencia, lo cual no se ha podido corregir en este ejercicio.

**Existe una subutilización del margen intensivo, con excepción del flujo desde Venezuela al norte de Brasil (hasta su interrupción en 2019).**

---

La evidencia indica que existe una subutilización del margen intensivo, con excepción del flujo desde Venezuela al norte de Brasil (hasta su interrupción en 2019). En todos los casos, el uso promedio de la capacidad de interconexión no llega al 10 %, salvo entre Ecuador y Colombia, con un valor del 30 %. Esta información puede estar reflejando, por un lado, cierto optimismo en la previsión del comercio en América del Sur, lo cual es relevante para la evaluación de futuros proyectos de interconexión; o, por el otro, políticas nacionales que favorecen la seguridad energética y dificultan la implementación de marcos regulatorios sólidos (un bajo nivel de compromiso y malos mecanismos de cumplimiento) para el intercambio de energía eléctrica, dando lugar a flujos de comercio focalizados en intercambios de oportunidad o estacionales acordados por los Gobiernos.<sup>17</sup>

## **Determinantes del comercio bilateral de electricidad e impactos sobre el desarrollo**

Existen distintas restricciones para el desarrollo de redes de transmisión dentro de las subregiones de América Central y América del Sur. Gran parte de ellas corresponden a la extensión de estos territorios (la superficie de Suramérica es alrededor de 30 veces más grande, mientras que la densidad poblacional es aproximadamente un cuarto) y la diversidad topográfica (como el Amazonas o la Cordillera de los Andes, en comparación con la Cordillera Centroamericana), lo cual afecta la capacidad de desarrollar una red interconectada. En este contexto, los países de Centroamérica (excluyendo a Belice) están interconectados con una red de 1.790 km, mientras que en Suramérica existen únicamente interconexiones bilaterales, tal como puede apreciarse en la Figura 5.2 (p. 238).

Los datos de intercambios eléctricos en América del Sur sugieren que la robustez y la capacidad de que los mismos se sostengan en el tiempo depende fuertemente del instrumento que se utilice (por ejemplo, una represa binacional o la alternativa de interconexión por redes). De todos modos, la experiencia de América Central muestra que la confiabilidad y solidez de un proceso de integración permiten sostener mayores flujos de energía eléctrica en comparación con las interconexiones bilaterales.

En el siguiente subapartado se realiza un análisis de los intercambios de energía eléctrica según el origen y destino de países. Con la información disponible para América del Sur, se puede realizar un ejercicio cuantitativo que permita identificar los determinantes que habilitan o generan resistencia al comercio de energía eléctrica para este conjunto de países. Posteriormente, se presentan resultados de los efectos de la interconexión regional sobre los precios del MER en América

---

17. Estas conclusiones van en línea con las apreciaciones de Gomelski (2013) en su análisis para la subregión Perú-Ecuador-Colombia y con el estudio de Mercados-Aries Internacional (2021) para la misma subregión y Panamá. Este último documento, en particular, estudia la conveniencia de refuerzos de conexiones existentes para atender intercambios en contextos en los que se mantiene la dispersión inicial de las tecnologías usadas por los países.



Central,<sup>18</sup> se discuten resultados de los estudios existentes sobre los efectos de las interconexiones o de la integración regional sobre el desarrollo, y se aportan reflexiones sobre los desafíos que enfrentan las distintas modalidades de intercambios bilaterales o multilaterales de energía.

## América del Sur: determinantes del comercio de electricidad

Los intercambios de electricidad entre países de América del Sur son de naturaleza bilateral y pueden ser identificados por su origen y destino. Como se detalló en los capítulos 1 y 2, un modelo gravitatorio es apropiado para explicar el comercio entre dos países en función del tamaño de las economías, la distancia entre sus mercados y determinantes económicos y sectoriales de los costos del comercio. El Recuadro 5.1 expone los antecedentes y la estructura formal del modelo gravitatorio utilizado para obtener las elasticidades relevantes del comercio de electricidad en esta región.

### Recuadro 5.1

#### Enfoque gravitatorio para intercambios bilaterales de electricidad

El enfoque gravitatorio tiene como antecedente una vasta literatura aplicada de comercio internacional, para estudiar determinantes estructurales del comercio bilateral y el impacto de las políticas comerciales (aranceles o acuerdos comerciales) sobre los flujos internacionales de bienes, servicios, personas o conocimiento. Las referencias más importantes se presentan en el Capítulo 2 de este reporte. Las aplicaciones al sector eléctrico se pueden encontrar en Antweiler (2016), para comercio de electricidad dentro de Estados Unidos y Canadá o entre regiones de ambos países; Costa-Campi et al. (2018), para insumos energéticos; Batalla et al. (2019), para los efectos de la integración energética en Europa en la creación y desvíos de comercio; y Batalla et al. (2021), para los efectos del desarrollo de la interconexión regional en América Central sobre la inversión extranjera directa.

Utilizando una metodología similar a la de estos estudios, se estima un modelo gravitatorio para identificar determinantes de intercambios de energía eléctrica en América del Sur. Se especifica la siguiente ecuación:

$$x_{ijt} = \exp(\beta_0 + \beta_1 \ln(\text{PIB}_{it}) + \beta_2 \ln(\text{PIB}_{jt}) + \beta_3 \text{Dist}_{ij} + \beta_4 \ln(p_{it}) + \beta_5 \ln(p_{jt}) + \beta_6 H_{it} + \beta_7 H_{jt} + \beta_8 \text{ERNC}_{it} + \beta_9 \text{ERNC}_{jt} + \beta_{10} \text{Res}_{it} + \beta_{11} \text{Res}_{jt} + \gamma \text{Controles} + \delta_t) \times \varepsilon_{ijt} \quad (1)$$

según la cual el flujo de energía a través de interconexiones entre el país de origen  $i$  y el país de destino  $j$  en un año  $t$  ( $x_{ijt}$ ), medido en GWh anuales, depende del tamaño de las economías (los respectivos  $\text{PIB}$ ) y la distancia entre sistemas eléctricos y centros de consumo (considerados como determinantes usuales del comercio en la ecuación (2.1) del Capítulo 2 de este reporte).

18. Las particularidades del MER en América Central no permiten identificar los flujos de energía por origen-destino (solo se observan a nivel de importaciones o exportaciones de cada país a través de la interconexión regional).

Un segundo grupo de determinantes estructurales resultan de la política energética adoptada en los países vinculados (concretamente, el componente hidroeléctrico [ $H$ ] y de energías renovables no convencionales [ $ERN$ ] en la generación, así como el margen de reserva [ $Res$ ] de los respectivos sectores eléctricos). En la medida que la mayor participación de estas fuentes de energía implique menores costos, se espera un flujo hacia países vecinos, trasladando no solo eficiencias, sino también beneficios ambientales. Además, la ecuación incorpora los precios *spot* en los países de origen y destino.

En los estudios sobre comercio internacional de bienes y servicios, estos efectos están subsumidos en variables binarias (*dummy*), del tipo  $\mu_{ij}$ ,  $\psi_{it}$ , y  $\eta_{jt}$ , como se ilustra en la ecuación (2.2) del Capítulo 2.<sup>a</sup> Por otro lado, la evidencia del sector eléctrico en América del Sur sugiere que no existen determinantes adicionales (o fricciones) en el comercio bilateral (como la existencia de alianzas comerciales, aranceles externos, políticas comerciales, cláusulas de nación favorecida, etc.). Por esta misma razón, no se incorpora el comercio interno de electricidad. En este sector, existe una clara priorización al mercado nacional bajo el objetivo de seguridad energética, explicado en el primer apartado de este capítulo, y los intercambios entre países tienen un papel secundario. Una forma de capturar esta priorización es incluyendo la relación entre la demanda máxima y la capacidad de producción como un indicador indirecto de las condiciones internas de un país para realizar intercambios con sus vecinos.

En la ecuación, se incluye la variable  $\delta_t$  para capturar el efecto fijo por año. Finalmente,  $\varepsilon_{ijt}$  es un término de error clásico.

Con la forma funcional propuesta, los coeficientes estimados se pueden interpretar como elasticidades (cuando la variable explicativa está en logaritmos) o semielasticidades (cuando la variable explicativa se presenta en niveles). La omisión de los intercambios a través de represas binacionales se debe a que el mecanismo utilizado para el comercio (una represa binacional) y los contratos específicos tienen una lógica diferente de la que se aplica a las transacciones por redes.

Dada la naturaleza de la información (cantidades anuales), no se pueden explorar beneficios asociados con la reducción en la aleatoriedad derivada de distintas fuentes de generación ni con la confiabilidad de los sistemas eléctricos. Este punto se tratará en el siguiente subapartado, dedicado a América Central.

Tampoco se pueden explorar elementos que facilitan o dificultan la capacidad de realizar flujos entre países, aunque no llegan a capturar una medida ideal de proximidad a partir de acuerdos explícitos entre pares de países para intercambiar energía (por ejemplo, desde un sistema predominantemente hidráulico a uno predominantemente térmico).

La ecuación se estima mediante el método de pseudomáxima verisimilitud de Poisson (PPML, por sus siglas en inglés), siguiendo la metodología que arroja estimaciones que son robustas a la presencia de heterocedasticidad en el término de error (Santos Silva y Tenreiro, 2006, 2011) y es apropiada para muestras de pocos años de duración (Baltagi et al., 2015).

Los datos de flujos de electricidad entre 2009 y 2019 fueron construidos con base en los datos publicados por los ministerios, las agencias de estadística, organismos reguladores y operadores del mercado.

a. En este estudio se opta por estimar las relaciones explícitas, en lugar de utilizar efectos fijos de origen-año, destino-año y origen-destino (sugerido por Baldwin y Taglioni, 2006). En caso contrario, los efectos estructurales y de política nacionales quedan absorbidos en las variables binarias.

**Fuente:** Elaboración propia con base en Cont et al. (2021a).

El Gráfico 5.7 presenta los resultados del análisis gravitatorio. De estos, se concluye, en primer lugar, que la relación entre los flujos de electricidad y la actividad económica es positiva, siendo mayor en el país demandante. Estos resultados están en línea con la referencia para el comercio de bienes (cuya magnitud esperada es 1) y con los resultados obtenidos por Batalla et al. (2019) para el sistema eléctrico europeo (la elasticidad PIB del país de destino se estimó en 1,3).

En segundo lugar, al tratarse mayoritariamente de intercambios de oportunidad o canjes (*swaps*) entre países, se confirma que los flujos observados obedecen a las condiciones de escasez relativa capturada principalmente por los precios *spot* del país importador.<sup>19</sup> Los impactos en el costo de comerciar no parecen importantes, dado que hay una reacción de las exportaciones cuando aumentan los precios de destino.

En tercer lugar, más allá de existir oportunidades no explotadas en los intercambios bilaterales (si se comparan con las capacidades de los nodos y los niveles de intercambios en Centroamérica), estos parecen guiarse por una combinación de condiciones estructurales de los respectivos sectores eléctricos, resultantes de las políticas energéticas de los países. En particular, se observa una relación significativa con las exportaciones de electricidad desde países que invirtieron relativamente más en fuentes renovables no convencionales de generación. Estas inversiones favorecen la optimización de recursos y la sostenibilidad ambiental en los países involucrados en los intercambios de energía eléctrica (el caso más notable es Uruguay).<sup>20,21</sup> También se presenta una relación significativa con las reservas del sistema del país exportador.<sup>22</sup> Todos estos resultados apuntan a que los intercambios de energía se mueven por determinantes de demanda (actividad y precios) en la medida que estén dadas las condiciones de oferta (fuentes de energía de menores costos, con capacidad disponible en los países exportadores).

**Existe una relación significativa con las exportaciones de electricidad desde países que invirtieron relativamente más en fuentes renovables no convencionales de generación.**

19. En una configuración que excluye los componentes estructurales asociados con la política energética de los países, la elasticidad-precio del país de origen es de aproximadamente -0,5.

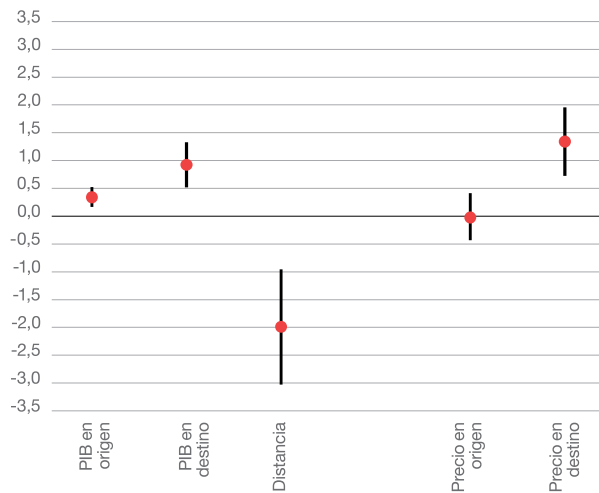
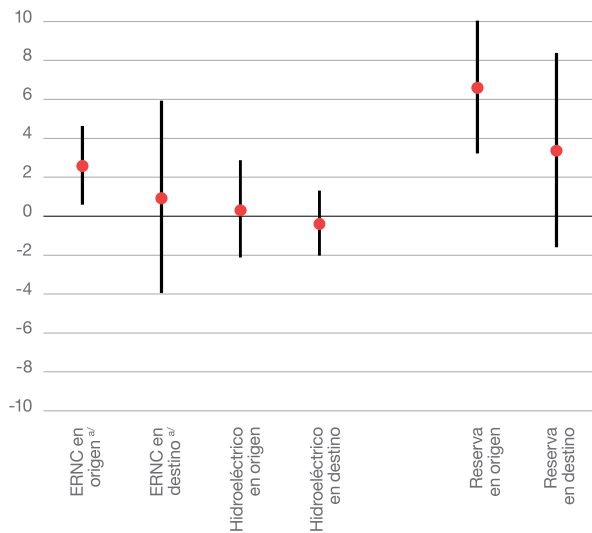
20. Los efectos del Gráfico 5.7 asociados con la generación hidroeléctrica no son significativos, pero los signos de los estimadores puntuales son los esperados (mayor exportación desde países con mayores niveles de hidraulicidad hacia países con menor nivel de hidraulicidad). Estas fuentes de energía son de bajo costo (sumándose las energías renovables no convencionales en años recientes), por lo que aquellos países que tiene mucha oferta de estas fuentes pueden exportar a precios más competitivos.

21. Las fuentes de energía hidroeléctrica y otras renovables dependen de factores aleatorios (lluvias en el caso de la hidroeléctrica; la hora del día y la luminosidad solar en el caso de fuentes fotovoltaicas; y viento en el caso de las eólicas) y los intercambios de energía pueden contribuir a mitigar los riesgos asociados y mejorar la confiabilidad en los sistemas eléctricos. Si bien la frecuencia de información no permite testear esta hipótesis, existen ejemplos puntuales que merece la pena destacar, como las exportaciones de Ecuador a Colombia en 2016, que permitieron enfrentar una reducción fuerte de las precipitaciones en este último país como consecuencia del fenómeno climático de El Niño, y el incremento de exportaciones de Ecuador a sus países socios en 2019 como consecuencia de sus condiciones hidrológicas favorables.

22. En este caso, se trata de una variable *proxy*, pues podría suceder que un sistema tenga poca reserva en los picos de demanda, pero mucha holgura en el resto del tiempo, y exporte durante los períodos sin restricciones de capacidad.

**Gráfico 5.7**

## Determinantes de los intercambios eléctricos en América del Sur

**Panel A. Determinantes económicos****Panel B. Efectos estructurales vinculados con la política energética**

Notas: Se presentan los coeficientes de los determinantes de los intercambios de electricidad estimados por el método de pseudomáxima verisimilitud de Poisson, junto con los intervalos de confianza al 90 %, con datos del período 2009-2019. Para detalles de la regresión y las variables utilizadas ver el Recuadro 5.1.

a/ ERNC corresponde a energía renovable de fuentes no convencionales.

Fuente: Elaboración propia con base en Cont et al. (2021a).

La ausencia de consideraciones relativas al comercio de energía en la política comercial implica que no existan variables del tipo  $i,j$  que se puedan incluir en el análisis más allá de las estructurales (como distancia). Este tipo de variables son comunes para cada par de países y podrían captar, entre otros efectos, el de la política energética regional o las regulaciones regionales existentes. Un ejemplo sería la interconexión entre Argentina y Brasil para un mejor aprovechamiento coordinado de los recursos de ambos países, que solo duró unos pocos años (ver el Recuadro 5.3, p. 266). La ausencia de este tipo de variables apunta a la baja coordinación regional en cuanto a política energética.<sup>23</sup> La integración energética, al igual que la integración productiva, necesita una coordinación de los socios comerciales que les permita programar la política de producción y comercio energético a un nivel regional, posibilitando de esta forma que el comercio deje de ser de excedentes, como

23. Billette de Villemeur y Pineau (2016) analizan este punto en un contexto de integración superficial (con regulaciones diferentes en las regiones interconectadas) entre las provincias de Quebec y Ontario (Canadá). En su estudio, los autores destacan que una integración superficial puede terminar en una situación peor (en términos de bienestar, incluyendo consideraciones ambientales) que una integración amplia (unificando reglas de mercado en ambas regiones) o sistemas aislados.

se observa en la actualidad. Los altos niveles de subutilización de las instalaciones disponibles para el comercio de energía respaldan esta visión, que apunta a que los países no están explotando todo el potencial que brinda la integración en este sector. Como se mostró en el apartado «Caracterización del sector eléctrico y de los flujos de energía eléctrica en la región», avanzar en los niveles de coordinación energética, como lo hizo América Central a partir del MER y la red del SIEPAC, trae aparejados mayores niveles de comercio de energía.

## **América Central: interconexión regional y desarrollo de la región**

Según se explicó en el apartado «Beneficios y condicionantes de la integración energética», un proceso de integración profunda permite obtener beneficios económicos y ambientales. Entre los beneficios económicos se destacan la reducción en el nivel de precios y su volatilidad.

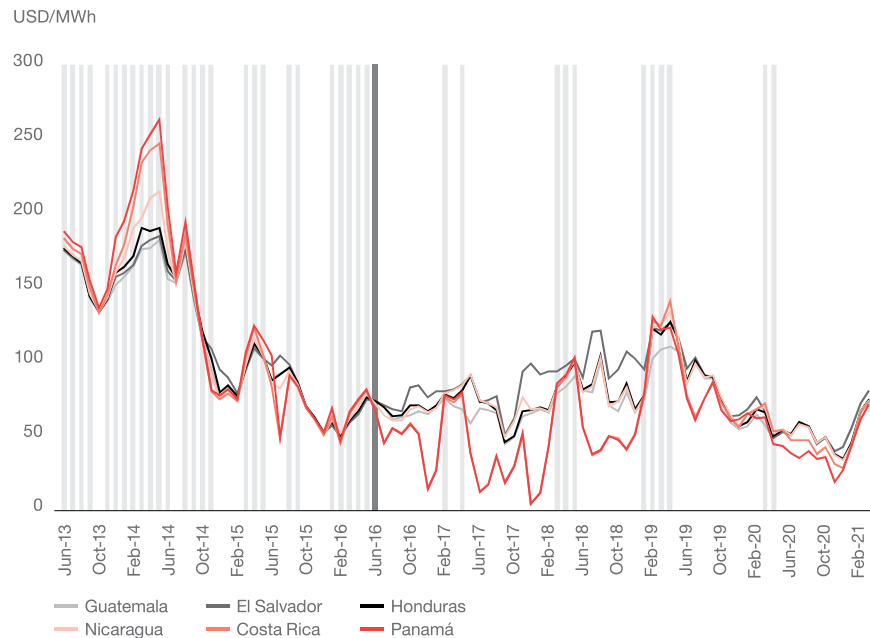
El primer resultado se logra con el aprovechamiento de economías de escala. Por un lado, el despacho programado permite aprovechar las fuentes más baratas entre las disponibles en la región. Por el otro, en procesos de integración más desarrollados, se pueden lograr mayores reducciones en el costo de la energía a partir de la planificación y ejecución de inversiones a escala regional (no serían rentables a escala nacional) y de la coordinación entre el despacho nacional y el regional (que permitiría evitar o postergar inversiones, al sustituirlas por respaldo de la red regional).

El segundo resultado se logra a partir de la mitigación de riesgos asociados con la aleatoriedad de las distintas fuentes de energía, como la hidroeléctrica (relacionados con eventos climáticos de lluvias o sequías) o las renovables no convencionales, que tuvieron un gran desarrollo en los últimos años y permiten aprovechar los desfases de la oferta cuando se dan picos de demanda en los diferentes sistemas, en plazos más cortos, inclusive durante el día. Asimismo, aprovechando el despacho coordinado de electricidad generada por aquellos países en condiciones de recurrir a fuentes renovables no convencionales o con menor emisión de carbono (p. ej., hidroelectricidad) a un costo competitivo, se favorece la sostenibilidad ambiental (protección del medio ambiente y lucha contra el cambio climático).

Este subapartado revisa los resultados de estudios focalizados en el proceso de interconexión energética regional que tuvo lugar en Centroamérica. El estudio reciente de Cont et al. (2021b) analiza la convergencia de precios *spot* en el marco de la interconexión eléctrica regional y la creación del Mercado Eléctrico Regional (MER). El Gráfico 5.8 presenta los precios ex ante reportados por el Ente Operador Regional para los nodos conectados al SIEPAC. El análisis de convergencia no permite sostener la hipótesis para todo el período. Sin embargo, se identifican dos subperíodos con características particulares: uno que comienza con el funcionamiento formal del MER (junio de 2013) hasta junio de 2016 y otro que se inicia en ese mes y termina en el último mes disponible cuando se realizó el estudio (marzo de 2021). Para cada subperíodo, la evolución de los precios satisface las condiciones de convergencia.

**Gráfico 5.8**

Precio ex ante de la electricidad en el mercado eléctrico regional



Notas: El precio en cada país corresponde al promedio mensual de los precios diarios en los nodos en los que el país se conecta a la red del SIEPAC. Los valores están expresados en dólares estadounidenses por megavatio-hora. Las barras en gris claro corresponden a los meses en los que el sistema eléctrico de Costa Rica genera marginalmente con gas natural; la barra en gris oscuro corresponde a un cambio estructural en dicho país.

Fuente: Extraído de Cont et al. (2021b).

**Los precios spot por transacciones en el MER convergen, acomodándose a las condiciones estructurales de los diferentes participantes.**

El primer período que va de junio de 2013 hasta junio de 2016 se caracteriza por altos niveles de precios y bajos niveles de intercambios. Adicionalmente, los costos de todos los sistemas nacionales estaban determinados por la generación térmica. En cambio, a partir de mediados del año 2016, entró en funcionamiento la planta hidroeléctrica Reventazón en Costa Rica. Este proyecto, sumado a la política de penetración de energías renovables en ese país, hace que el sistema eléctrico costarricense pase a generar con fuentes hidroeléctricas y renovables, relegando la generación con gas natural a solamente ocasiones puntuales (quedando esta tecnología como respaldo). A partir de junio de 2016, los precios en la región se separan en dos grandes grupos, de forma que los precios *spot* en Costa Rica y Panamá quedan por debajo de los precios en Guatemala, Honduras, El Salvador y Nicaragua, y posteriormente inician un nuevo proceso de convergencia, sujeto a las nuevas condiciones de mercado. Si bien quedan algunas fases pendientes en la experiencia de interconexión regional (ver el apartado «Desafíos políticos, normativos y regulatorios de la integración energética»), la velocidad de convergencia de los precios *spot* durante el segundo período ha sido mucho mayor que en el primer subperíodo.<sup>24</sup>

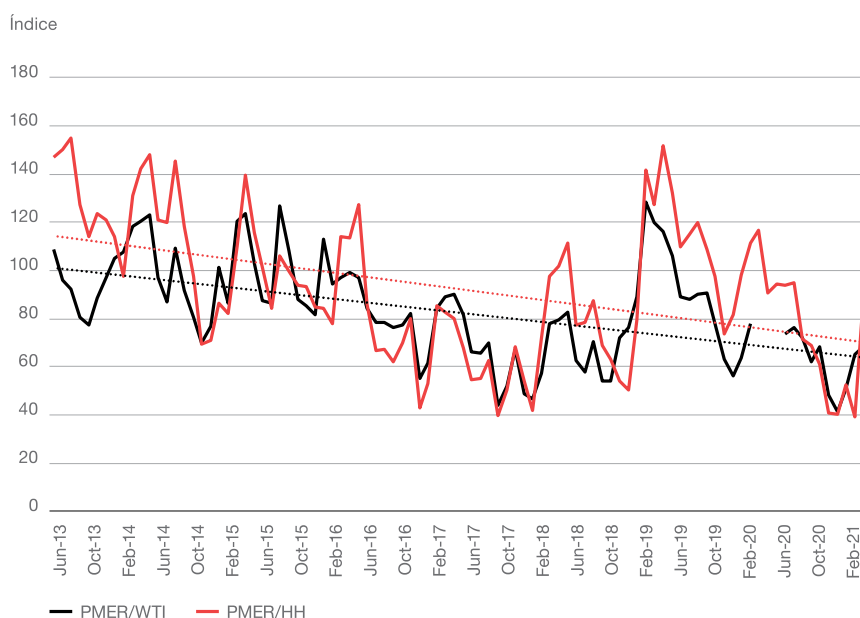
24. Los detalles están disponibles en Cont et al. (2021b).



Por otro lado, el Gráfico 5.9 ilustra la evolución temporal del precio ex ante en el MER con relación a dos precios de hidrocarburos usados generalmente para generar electricidad con fuente térmica: el precio del petróleo, identificado por el West Texas Intermediate (WTI), y el del gas natural, identificado por el valor en el Henry Hub, ambos de Estados Unidos. Esta comparación tiene por objeto analizar la tendencia del precio relativo de la electricidad luego de la oficialización y funcionamiento ininterrumpido del mercado regional (junio de 2013). El gráfico muestra una tendencia de los precios a la baja tras la conformación del mercado regional, por razones diferentes de la variación en el precio del insumo para generación térmica.<sup>25,26</sup>

### Gráfico 5.9

Precio ex ante en el MER con relación al precio internacional de la energía



Notas: Se construyen dos índices a partir del cociente entre el precio mensual del MER (PMER, es el promedio simple de los precios ex ante de electricidad por país) y el precio promedio mensual del petróleo en el West Texas Intermediate (WTI) o el precio del gas natural en el Henry Hub (HH), respectivamente. Para cada índice se toma como base el promedio anual del año 2015. Las líneas punteadas indican las tendencias. En el caso del índice que utiliza el precio del petróleo, se omiten los valores de marzo a mayo de 2020 por la situación particular de ese sector (el precio WTI llegó a ser negativo en días puntuales). Esta omisión no afecta los resultados (Cont et al., 2021b). Para mayor detalle sobre la construcción de los precios ex ante de electricidad por país, ver notas del Gráfico 5.8.

Fuente: Extraído de Cont et al. (2021b).

25. No se puede estudiar el traslado de estas variaciones en estos precios sobre los costos marginales de los sistemas nacionales, principalmente porque la información no está disponible en medios públicos. Al respecto, vale la pena destacar que Echevarría et al. (2017) mencionan la existencia de regulaciones nacionales que restringen el traslado a usuarios finales (en especial, los regulados), resultando beneficiados los generadores o comercializadores por los ahorros en el precio de abastecimiento.

26. Si bien no se puede asignar directamente una causalidad a la formación del mercado regional, los motivos reales de esta caída de precios, en caso de no corresponder a la formalización del MER, aplican a un contexto en el que los países están participando de la iniciativa regional. Por ejemplo, durante este período, los países de la región se embarcaron en iniciativas de expansión de capacidad (Gráfico 5.1).

Un conjunto de evaluaciones menciona el hallazgo de efectos positivos de la iniciativa regional en América Central. Por ejemplo, los estudios de tipo prospectivo (simulaciones ex ante, con supuestos sobre beneficios de los generadores, consumidores y accionistas, y sobre vínculos entre las inversiones y la coordinación y planificación de la expansión en la generación) y retrospectivo (estimaciones ex post, con supuestos sobre los beneficios de los intercambios —ahorros en costos de producción, ganancias de eficiencia y beneficio por las exportaciones de cada país—, cargos y abonos) coinciden en identificar beneficios totales del MER en Centroamérica del orden del 0,02 % al 0,04 % del PIB regional (Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional de América Central, 2020; Echevarría et al., 2017; Levy Ferre et al., 2020). Se destaca de estos ejercicios la importancia de lograr a futuro una coordinación entre países en la expansión de la generación, considerando un mercado regional, y de profundizar el despacho económico,<sup>27</sup> asignando flujos de electricidad en función de los costos de generación en cada país o estado (cuestiones pendientes en la configuración actual del sector, como se explica en el apartado «Desafíos institucionales y regulatorios en América Latina»).

**La integración regional no solo ha beneficiado al sector eléctrico sino que también ha impactado positivamente a las economías de la región.**

---

La integración regional no solo ha beneficiado al sector eléctrico (en términos de nivel, volatilidad de precios y beneficios de intercambios), sino que también ha impactado positivamente a las economías de la región. Los efectos identificados pueden ser explícitos o globales. Para el primer caso, por ejemplo, un mayor flujo de inversión extranjera directa en la región, medida tanto en flujos monetarios como en número de proyectos (Batalla et al., 2021), o globales. Para el segundo caso, se destaca un estudio (prospectivo) que estima beneficios del SIEPAC sobre el PIB regional de aproximadamente el 0,3 % (relativo a un escenario sin integración), distribuyéndolos entre una reducción de precios del insumo energético a los sectores productivos (30 %) y una mayor inversión en proyectos productivos (70 %) (Echevarría et al., 2017). Estos resultados favorecen la hipótesis de que la robustez de la institucionalidad generada por la integración energética se estaría derramando hacia otros sectores económicos, habilitando inversiones y otras decisiones económicas.

Por último, el MER permite resolver riesgos asociados con la aleatoriedad de las distintas fuentes de energía. Los eventos extremos ocurren esporádicamente (aunque no se descarta que su frecuencia y magnitud aumenten a futuro), por lo que los beneficios se registran en esas circunstancias. Por ejemplo, ante la sequía sufrida por algunos países durante 2014 y 2015 por efecto del fenómeno de El Niño, el MER permitió compensar la reducción en generación de hidroelectricidad con importaciones del sistema, logrando así mitigar los posibles riesgos de un racionamiento del suministro eléctrico.<sup>28</sup>

---

27. El despacho económico consiste en la distribución de la demanda eléctrica entre las distintas unidades de generación en servicio al mínimo coste de generación.

28. Ver detalles en Echevarría et al. (2017).



## Desafíos políticos, normativos y regulatorios de la integración

Los intercambios regionales de electricidad, desde los más simples a los más sofisticados, requieren de un mínimo de coordinación entre los países involucrados. En general, cuanto mayor es la coordinación, los costos de transacción son menores y los sistemas eléctricos contarán con una mayor previsibilidad (tanto para los sistemas propiamente dichos como para los actores involucrados), aportando mayores beneficios para la sociedad. En general, las iniciativas de interconexión o integración eléctrica (y energética, en general) se han dado en el marco de iniciativas más amplias de integración (que, a su vez, han evolucionado de iniciativas comerciales hacia iniciativas con intereses más amplios).

La evidencia de intercambios presentada en los apartados anteriores (aquellos derivados de una interconexión regional, como es el caso de Centroamérica, o de interconexiones bilaterales, como son la mayoría de los casos de América del Sur) se apoya en distintas experiencias de marcos institucionales y regulatorios. Este apartado presenta un marco conceptual para analizar algunas de esas experiencias y, posteriormente, detalla los casos de Centroamérica y las subregiones Andina y del Cono Sur. Para cada experiencia se presentan los antecedentes de las distintas iniciativas de interconexión o integración, los desafíos que enfrentan y las oportunidades que tienen para la profundización de las mismas o la evolución hacia instancias más avanzadas de integración.

### Los «escalones» de la regulación para apoyar procesos de integración

Este apartado identifica las distintas etapas por las que transitan los procesos de integración en la región en función de las distintas experiencias de contextos regulatorios que los apoyan y de la experiencia internacional (Figura 5.3).<sup>29</sup>

Los primeros pasos que los países suelen dar para vincular sus sistemas eléctricos son interconexiones eléctricas bilaterales, acompañadas por reglas de operación, despacho y valorización de los intercambios. Así, las transacciones que se realizan en las interconexiones pueden ser de oportunidad (*spot*) o por contratos, de forma regular o para atender emergencias. Por su parte, los sistemas eléctricos de los países que se vinculan pueden coordinar los despachos (como ocurre entre Ecuador y Colombia) o no (como ocurre entre Ecuador y Perú).<sup>30</sup>

**Las experiencias de la región se encuentran en distintos niveles de profundidad en sus procesos de integración.**

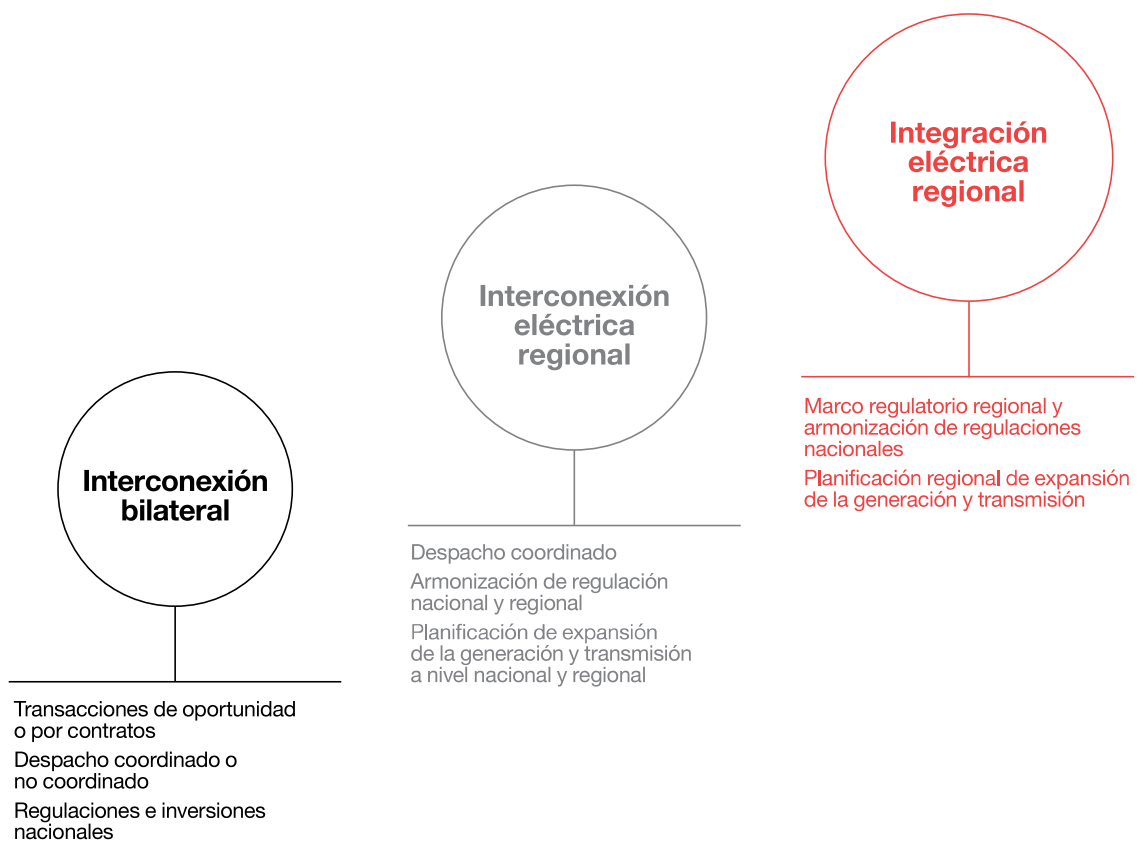
29. Este marco conceptual tiene antecedentes en Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional de América Central (2015), Gomelsky (2013), García et al. (2012) y Batalla et al. (2021).

30. Cuando no se realiza esta coordinación, los intercambios de excedentes se determinan con base en la previsión de potencia y energía en cada país individualmente.

Este tipo de iniciativas requiere de actualizaciones en la regulación nacional, incluyendo la coordinación del despacho cuando es aplicable, y la creación (o actualización) de regulaciones bilaterales que respalden las transacciones. Cuando se realizan transacciones transfronterizas (por ejemplo, entre Colombia y Perú, pasando por la red de Ecuador) también se debe actualizar la regulación de la remuneración a la transmisión, de forma que se evite la aplicación del doble margen entre pares de países (este ha sido un desafío que se debió resolver durante el proceso de integración energética en Europa). La expansión de la generación y las redes de transmisión es responsabilidad de los países o de actores sectoriales en los países. De hecho, la inclusión de contratos de potencia firme (como ocurrió entre Argentina y Brasil a principios de los años 2000) permite a los sistemas nacionales tomar decisiones sobre el uso de la interconexión como sustituto de la capacidad nacional para margen de reserva.

### Figura 5.3

Etapas en el proceso de integración eléctrica



Fuente: Elaboración propia.

El segundo escalón para lograr la integración es la interconexión eléctrica regional, que implica un despacho integrado (situación en la que se encuentra el SIEPAC en América Central). A este nivel, se deben armonizar las regulaciones nacionales y regional, reconociendo una operación jerárquica entre los distintos niveles, y diseñar mecanismos de resolución de controversias. También se requiere coordinación para la expansión de la generación y de las redes de transmisión a escala nacional y supranacional. En este modelo, los proyectos de generación pueden realizarse en un país o múltiples países para abastecer una demanda de alcance regional.<sup>31</sup>

El último escalón es la integración eléctrica regional, en la cual se revierte la jerarquía en favor de la región. Este nivel requiere una fuerte adaptación de las regulaciones nacionales a la correspondiente regional. Lo mismo sucede con la guía para la expansión de la generación y la transmisión, que se planifica a nivel regional. En América Latina no hay experiencias con este grado de avance. El caso de referencia es el mercado europeo (ver Recuadro 5.2).<sup>32</sup>

### **Recuadro 5.2** La experiencia de la Unión Europea

El caso de la Unión Europea es emblemático de la búsqueda de un mercado único y muestra cómo se ha priorizado el intercambio energético entre sus países miembros para crearlo. Esto requirió muchos esfuerzos para fomentar inversiones en transmisión e interconexión, desplegar paquetes legislativos de política energética y ambiental (incluyendo regulaciones), y reconfigurar sectores en distintos países para crear un marco armonizado en el que se lleven adelante las transacciones.

En 2002, el Consejo Europeo fijó un objetivo de interconexión del 10 % de la capacidad de producción (a lograr en 2020) y posteriormente, en 2014, lo aumentó al 15 % (a lograr en 2030). En la actualidad, se han alcanzado niveles de comercio que representan un poco más del 14 % del consumo de electricidad, pero con niveles dispares por países (muchos de ellos con niveles por debajo del umbral).

**Fuente:** Elaboración propia con base en Batalla et al. (2019) y Ofgem (2014).

31. En un proyecto de generación de alcance regional, un país puede posicionarse como exportador o importador. Un gran desafío en este caso es que un país acepte depender de fuentes energéticas de otro país, en un contexto regional en que la seguridad energética suele ocupar un lugar importante en la política energética nacional.

32. Sin embargo, no está plenamente implementado, dado que se encuentran pendientes intervenciones para profundizar las transacciones transfronterizas en mercados en tiempo real (en especial, los mercados intradiarios y de balance) o introducir configuraciones zonales (*bidding zones*) más eficientes, que permitan dar señales para el uso del sistema en el corto plazo y su desarrollo en el largo plazo (Batalla et al., 2019; Batalla et al., 2021; Gissej et al., 2019; Ofgem, 2014).

## Retos institucionales y regulatorios en América Latina

### América Central

El proceso de integración de mayor alcance en América Latina conecta a seis países de Centroamérica (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá), buscando optimizar las reservas energéticas y aprovechar la diversidad hidrológica. Las interconexiones bilaterales comenzaron a realizarse en 1975, en el marco de la primera ola de integración económica regional,<sup>33</sup> y en 1986 ya se habían conectado cinco países, quedando pendiente una conexión con El Salvador. Luego de una pausa, y con la constitución del Sistema de Integración Centroamericana (SICA) en 1991, la integración regional volvió a ganar interés, pero en esta ocasión persiguiendo intereses más amplios (económicos, sociales, culturales, ecológicos y políticos). Dentro del marco del SICA, los Estados de la región acordaron suscribir el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central en 1996, dando un nuevo impulso al proceso de integración regional. El convenio, y sus dos protocolos, crearon el marco regulatorio y los organismos regionales de operación y regulación del mercado eléctrico regional (MER).<sup>34</sup> Por su parte, la Empresa Propietaria de la Red, propiedad de los países miembros y otros socios, desarrolló el primer sistema de interconexión regional (SIEPAC), que conecta a los sistemas nacionales con una capacidad nominal de transmisión de 300 MW.<sup>35</sup>

**El MER funciona en paralelo con los seis sistemas nacionales, donde coexisten monopolios integrados verticalmente y sistemas de mercado.**

El proceso se encuentra en la etapa de interconexión eléctrica regional (segundo escalón de la Figura 5.3). La línea SIEPAC se fue construyendo por tramos entre países y se terminó de unificar en 2014. El MER comenzó a operar en 2002 con un reglamento transitorio, hasta que entró en efecto el Reglamento del MER en 2013. Este mercado funciona en paralelo con los seis sistemas nacionales, donde coexisten monopolios integrados verticalmente (Costa Rica y Honduras), con ingreso limitado de generación privada, y sistemas de mercado (El Salvador, Guatemala, Panamá y Nicaragua). No obstante, las transacciones regionales de energía en el MER se rigen por reglas propias para la operación y administración del sistema.

En este contexto, los países han adoptado medidas de armonización entre su regulación nacional y la supranacional. En el mercado regional se realizan transacciones de electricidad bajo la modalidad de oportunidad (con un sistema

33. El Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano, creado bajo el auspicio de la CEPAL, dio lugar en 1958 al Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos. Este subcomité creó el Grupo Regional de Interconexión Eléctrica, con el objeto de promover la integración eléctrica en Centroamérica. La primera reunión del Grupo tuvo lugar en 1968 y en ella se sentaron las bases para estudiar la posible interconexión regional (Castillo, 2013).

34. El marco regulatorio actual es el Reglamento del MER. La operación de la red está a cargo de la Empresa Propietaria de la Red y la operación del mercado regional está a cargo del Ente Operador Regional. La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica es el regulador regional y el Consejo Director del MER es el órgano encargado de la política de integración energética.

35. Actualmente, existe un marco institucional de desarrollo, denominado Proyecto Mesoamérica, que data del año 2008 e incluye a los países que conforman el MER, más México, Guatemala, Belice, Colombia y República Dominicana. El área de energía del Proyecto Mesoamérica abarca el proyecto SIEPAC, las interconexiones México-Guatemala y México-Belice, los proyectos (en estado de estudio) vinculados con las interconexiones México-SIEPAC, Belice-SIEPAC, Colombia-Panamá, y otros proyectos relacionados con fuentes renovables y de eficiencia energética.

de precios nodales, que reflejan los costos de oportunidad de corto plazo para una inyección o retiro, incluyendo pérdidas y congestión) o de contratos entre agentes del mercado. Por ejemplo, a partir de datos del Ente Operador Regional, aproximadamente un 70 % de los intercambios de electricidad en 2020 se hizo bajo la modalidad de contratos.<sup>36</sup>

A medida que se fueron profundizando los desarrollos del MER, surgieron diversas preocupaciones sobre la resiliencia de este mercado a eventos externos y la viabilidad de los contratos de largo plazo que podrían generarse dentro de este esquema frente a la priorización del mercado nacional. Por ejemplo, durante el período del incremento en el precio del petróleo (iniciado en 2004), El Salvador y Honduras (importadores netos) redujeron sus intercambios y controlaron los precios en sus mercados respectivos. Más recientemente, el desafío se ha presentado con el desarrollo del mercado de contratos de largo plazo. Al respecto, más allá de que el reglamento del MER otorga prioridad de suministro a contratos firmes, las regulaciones nacionales han priorizado situaciones de escasez nacional y solo se han podido ejecutar contratos de duración que no exceden el año (Mercados – Aries Internacional, 2021). Actualmente, el desarrollo de derechos de transmisión de largo plazo está en proceso de revisión (Tercer Protocolo al Tratado).

Otra preocupación en el marco del MER es la utilización efectiva de la capacidad y sus implicancias respecto de la planificación de la expansión del sistema de transmisión regional. Si bien existe una capacidad nominal de 300 MW (que representa aproximadamente un 10 % de la capacidad de generación del promedio de los países), por distintas razones, algunos países la utilizan por debajo de su potencial.<sup>37</sup> Por su parte, el operador (con supervisión del regulador) se encarga de planificar la expansión de la red y de coordinar con los sistemas nacionales los refuerzos necesarios, pero esta acción conjunta de los países ha sido limitada.

El tercer desafío se presenta en la expansión de la capacidad de generación. El MER prevé el desarrollo de generación con escala regional, pero, hasta el momento, solamente se ha planificado la expansión a nivel nacional.<sup>38</sup> Finalmente, se mantienen presentes las asimetrías regulatorias en los mercados de Costa Rica y Honduras.

---

36. En el caso de transacciones por contratos, estos deben tener asociados derechos de transmisión entre los nodos de inyección y retiro para que sean considerados firmes. Estos derechos se deben asignar a una de las dos partes, según acuerden en el contrato. Los derechos de transmisión se obtienen en subastas realizadas por el operador del sistema o por transacciones en el mercado secundario que deben ser válidas según el reglamento del MER (entre octubre de 2012 y noviembre de 2015, los contratos firmes estuvieron suspendidos). Los costos marginales en cada nodo surgen de curvas de oferta de exportación a partir de valores que no deben transferir políticas locales (p. ej., subsidios, impuestos o cargos) al sistema regional.

37. El operador del sistema realiza estudios de la capacidad efectiva de la red con frecuencia mensual. Las limitaciones suelen ocurrir entre Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, principalmente por dificultades que enfrentan los países para implementar refuerzos a sus redes de transmisión. Por ejemplo, en el informe de junio de 2018, la capacidad efectiva en Nicaragua para flujos provenientes de Costa Rica fue de 60 MW, por despachar generación local (ver Ente Operador Regional, 2018), mientras que, en marzo de 2021, la capacidad de Panamá para flujos hacia Costa Rica fue de 50 MW, para evitar el disparo de la Central Hidroeléctrica Fortuna en contingencias simples (ver Ente Operador Regional, 2021).

38. Ver detalles en Echevarría et al. (2017) y Mercados-Aries Internacional (2021). Al respecto, Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional de América Central (2020) prevé analizar mecanismos que permitan realizar ofertas de generación regional.

## Comunidad Andina

La Comunidad Andina de Naciones (CAN) se creó con el Acuerdo de Cartagena en 1969 y está conformada por Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú (Chile se retiró tempranamente en 1976 y Venezuela fue país miembro hasta 2011), con países asociados (Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay) y observadores (España y Marruecos).

**La Comunidad Andina de Naciones se encuentra en un proceso de creación de un Mercado Regional de Corto Plazo, enmarcado en una agenda más amplia que incluye un Sistema de Interconexión Eléctrica Andina.**

La Comunidad es responsable de las regulaciones supranacionales correspondientes a transacciones internacionales de electricidad intracomunitarias para sus países miembros. Inicialmente, se elaboró el Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad y se creó un Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores de Electricidad para regular las transacciones internacionales de electricidad en el marco de un mercado andino eléctrico regional, sujeto a la priorización del suministro interno de los países miembros (Decisión CAN 536). Sin embargo, esta decisión fue suspendida y, en los hechos, los intercambios binacionales se implementaron a través de regímenes temporales para Ecuador-Perú (primer escalón de la Figura 5.3, sin despacho coordinado) y Colombia-Ecuador (primer escalón de la Figura 5.3, con despacho coordinado), que priorizaban la autosuficiencia y permitían intercambios de corto plazo de excedentes originados en los despachos coordinados (Decisión CAN 757).<sup>39</sup>

La Decisión CAN 816 de 2017 reemplazó las regulaciones previas y propuso crear el Mercado Andino de Energía Regional de Corto Plazo (MAERCP). En este mercado, un Coordinador Regional organiza las transacciones de excedentes de energía eléctrica (definidos por los operadores del sistema o del mercado de los países miembros), utilizando las redes nacionales interconectadas (es decir, sin un sistema paralelo), que son remuneradas con una tarifa de tipo peaje (definida en cada país) y asignando rentas de congestión de un enlace internacional en partes iguales entre los mercados exportador e importador.<sup>40</sup> El esquema evolucionaría hacia el segundo escalón de la Figura 5.3. Esta regulación se encuentra en la fase de desarrollo de los reglamentos operativo, comercial y de coordinación regional. Posteriormente, se prevé la armonización regulatoria entre los niveles nacional y regional.

Esta actualización regulatoria se enmarca en la agenda más amplia de la región, que incluye la iniciativa del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), impulsado desde 2011 para conectar los mercados eléctricos de la Comunidad Andina y Chile. La iniciativa tomó la forma de interconexiones bilaterales, ya que no establece una sujeción de las respectivas autoridades nacionales a un organismo superior. De hecho, la interconexión eléctrica es un instrumento residual

39. Las interconexiones entre Colombia y Venezuela también se ubican en el primer escalón, permitiendo realizar transacciones por contratos sin coordinación entre sistemas locales.

40. Cuando la capacidad de una interconexión es menor que las necesidades de intercambios declaradas por los operadores, esta interconexión se congestiona y los precios en sus extremos se desacoplan (el precio del nodo importador supera al del nodo exportador), generando rentas de congestión. La Decisión CAN 536 definió que estas rentas se asignaban al mercado exportador. Con estas reglas, en un contexto de intercambio bilateral, los montos por estas rentas se distribuirían entre los países en función de los flujos. En el caso de la interconexión entre Colombia y Ecuador (primera experiencia bajo esta normativa), el flujo dominante de electricidad había sido desde el primer país hacia el segundo, y el tema fue objeto de conflicto, hasta que, por medio de la Decisión CAN 720 (y posteriores), se resolvió que las rentas se asignen en partes iguales para cada mercado.



en el contexto de las políticas energéticas nacionales, ingresando en la ecuación en un orden de prioridad inferior que la capacidad doméstica para atender la demanda interna y satisfacer la seguridad de suministro a nivel nacional. En el caso de Ecuador, se suma un desafío a la integración, dadas las limitaciones del sistema local para el ingreso de agentes privados, la falta de un mercado mayorista y la imposibilidad de ingreso de comercializadores (algo que comparte con Perú).

Así, la reglamentación a nivel regional, la armonización regulatoria (el Consejo de Ministros del SINEA es la autoridad de decisión y cuenta con Grupos de Trabajo de Planificación y Regulación) y la infraestructura de interconexión para su consolidación<sup>41</sup> están siendo pensadas para interacciones de oportunidad (corto plazo) y no de relaciones firmes de largo plazo. Una buena experiencia en esta dirección constituiría un primer paso para una iniciativa más ambiciosa de integración energética. Pero un avance en esta dirección depende principalmente de la voluntad de los países (acuerdo que no se ha logrado en escenarios favorables previos). Los aspectos técnicos, como el tratamiento de derechos financieros de transmisión, sistemas de precios nodales y la planificación de las expansiones, futuras interconexiones y regulación, podrían definirse una vez superado este desafío.

## Región Sur

En el resto de América del Sur los acuerdos de interconexión han sido de naturaleza bilateral. En el caso particular del Mercosur, existe un Memorandum de Entendimiento Relativo a Intercambios Eléctricos e Integración Eléctrica (1998). Este memorando acuerda principios de simetrías mínimas, relativos a no discriminación entre agentes de distintos países, contratación libre, reglamentaciones en los mercados eléctricos que permitan la garantía de suministro, etc. Los avances en interconexiones posteriores se hicieron por la vía de acuerdos bilaterales (primer escalón institucional o regulatorio de la Figura 5.3), bajo la iniciativa estatal y también privada (al igual que en el sector de gas natural) y, en varios casos, estuvieron expuestos a conflictos, como se describe en el Recuadro 5.3.

Más recientemente, en diciembre de 2018, los representantes del sector eléctrico de Argentina, Brasil, Chile y Uruguay, acompañados por representantes del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) y CAF, firmaron un protocolo para realizar un estudio de interconexiones eléctricas del Cono Sur (iniciativa SIESUR). Esta iniciativa se encuentra actualmente en la etapa de identificación y resolución de las principales barreras que limitan el uso de la infraestructura existente, y la formulación de oportunidades y desafíos para una planificación regional coordinada.

**La Región Sur está considerando retomar la posibilidad de una relación regional a través de la iniciativa SIESUR.**

---

41. Por ejemplo, se están evaluando conexiones entre Perú y Chile y entre Perú y Bolivia, y refuerzos de interconexiones existentes entre países vecinos (actualmente son de 220 kV). Ver la Figura 5.2 y el Apéndice (p. 270, proyectos en estudio).

### Recuadro 5.3

#### Experiencias de intercambio vía contratos entre actores privados

Los intercambios por contratos entre actores privados han tenido experiencias decepcionantes en el sur del continente. Los sucesos ocurridos en las interconexiones entre Argentina y Brasil (autorizada en 1998 y en funcionamiento desde el año 2000) y Argentina y Chile (tanto en electricidad como gas natural, que se realizaron a fines de los años 90) muestran cómo una lectura equivocada de las condiciones del mercado en el momento del diseño de los contratos y la realización de inversiones, junto con una inestabilidad regulatoria, puede impactar negativamente en las posibilidades de comercio entre agentes económicos de diferentes países.

La interconexión entre Argentina y Brasil (Rincón de Santa María-Garabí) estuvo motivada por la necesidad de este último de abastecer de energía eléctrica al mercado, en un contexto en el cual se preveía un importante período de baja hidraulicidad causado por un evento climático extremo de sequía.

Natale y Navajas (2016) analizan los dos principales choques que llevaron a la inviabilidad de las operaciones. Por un lado, la normalización de los niveles de embalse en Brasil durante 2002 generó una caída en los precios mayoristas, tornando onerosos los proyectos de importación desde Argentina. Por el otro, el proyecto fue afectado por la crisis energética de este país, la cual comenzó a hacerse evidente en 2004, con las restricciones a la exportación de gas natural impuestas por la Secretaría de Energía argentina. Cabe señalar que las inversiones realizadas por actores privados para la integración de dos mercados con matrices de generación distintas suponen una mayor exposición a choques externos (niveles de hidraulicidad, suministro de gas, precios de los combustibles líquidos, tipos de cambio, etc.).

En el caso de Argentina y Chile, en cambio, la interconexión se realizó en un contexto de competencia, en el que otros participantes exportaban gas desde yacimientos de Argentina a generadoras térmicas ubicadas en el norte de Chile. De esta forma, se propuso una iniciativa privada para abastecer electricidad de forma exclusiva al sistema eléctrico del norte de Chile (en particular, la producción minera) con una planta generadora (CT Termoandes) ubicada en Salta (Argentina), aislada del sistema eléctrico argentino. A pesar de la integración vertical entre el comprador y el vendedor de electricidad, no se previó el incremento de la competencia en el mercado eléctrico chileno, lo cual llevó a la subutilización del proyecto e impactó negativamente en la rentabilidad de la inversión (Navajas, 2016). Las restricciones devenidas en el mercado argentino en 2004 (limitación del insumo de gas natural para generación de electricidad con destino a la exportación) terminaron por tornar inviable el proyecto. En 2011, esta central se conectó al sistema argentino.

En síntesis, los emprendimientos de integración por medio de actores privados tuvieron inconvenientes ante el cambio de las condiciones iniciales bajo las cuales fue decidida la inversión (recomposición de la hidraulicidad, en el primer caso, e intensificación de la competencia, en el segundo) y en situaciones de crisis en Argentina, lo cual redujo las posibilidades de intercambio. A su vez, la naturaleza de la conexión Argentina-Brasil (sistema térmico versus hidráulico) y el hecho de aislar la central térmica del sistema argentino, en el caso Argentina-Chile, tornó más vulnerables los proyectos ante choques imprevistos.

**Fuente:** Elaboración propia con base en CAF (2013), Natale y Navajas (2016) y Navajas (2016).



## Claves para entender la integración energética

- 1** Los beneficios que aportan las diversas formas de integración eléctrica son el aprovechamiento de economías de escala, la diversidad en las fuentes de oferta y demanda, la mejora de las condiciones de competencia en mercados ampliados y la posibilidad de innovar en fuentes de energía menos contaminantes, contribuyendo a la sostenibilidad ambiental.
- 2** En América Central se desarrollaron la interconexión del SIEPAC y el mercado eléctrico regional, operando de forma integrada con los sistemas nacionales. Hasta el momento, se han logrado beneficios en varias dimensiones, como ahorros en los costos, menor aleatoriedad en los precios, amortiguación de impactos de fenómenos climáticos y un aumento en las inversiones. Una profundización del proceso de integración implica adaptaciones adicionales en las regulaciones nacionales, desarrollos de generación para un mercado regional, avances en las reglas para transacciones en el corto plazo y la unificación de los procedimientos en las transacciones a nivel supranacional.
- 3** En América del Sur, en cambio, se realizaron transacciones de oportunidad (en función de las condiciones estructurales de los sectores en los países) y para atender contingencias (p. ej., por el fenómeno climático de El Niño). En la subregión Andina, las reglas de intercambio y la asignación de derechos deberían actualizarse con la propuesta de creación del Mercado Andino de Energía Regional de Corto Plazo, relegando la consideración de un mercado único para una instancia posterior. En el Cono Sur, las principales experiencias se basaron en esquemas de contratos entre actores privados y no han funcionado debido a una combinación de contingencias sectoriales, problemas macroeconómicos que afectaron a la región y regulación insuficiente que garantizara un marco resiliente.
- 4** Un factor común a las distintas experiencias de interconexión en América del Sur es la priorización de la seguridad energética a nivel de países. Este obstáculo se puede superar si los países involucrados ganan confianza respecto al valor agregado para los actores (de forma que estos estén interesados en participar voluntariamente) y la previsibilidad de energía en el mercado ampliado (los volúmenes necesarios estarán disponibles, a precio de mercado, en el momento que se requieran). Esto se logra con reglas del juego adecuadas (regulaciones, reglas de funcionamiento de mercados, mecanismos de sanciones, instancias de resolución de conflictos y armonización regulatoria, entre otros). La experiencia en América Central va en esta dirección.

## Apéndice

### Explotación conjunta sobre ríos limítrofes

Los proyectos de represas hidroeléctricas comenzaron a gestarse entre los años 1920 y 1960, pero las obras se aceleraron luego del choque de los precios del petróleo de los años 1970. En América Latina existen tres grandes hidroeléctricas binacionales, localizadas en América del Sur: Salto Grande, con una capacidad de 1.800 MW, que inició operaciones en 1979 (cuya generación se distribuye entre países miembros en cantidades iguales); Itaipú, con capacidad de 14.000 MW, que inició operaciones en 1984 y alcanzó máxima capacidad en 2011; y, más recientemente, Yacyretá, que inició operaciones en 1995 y alcanzó una capacidad máxima de 3.100 MW en 2011. Cada uno de ellos cuenta con infraestructura de conexión a los sistemas eléctricos demandantes.

La propiedad de cada empresa es conjunta entre los países limítrofes (50 % cada uno). Las represas de Itaipú y Yacyretá son de gran capacidad y la mitad de la energía que generan le corresponde a Paraguay, como socio de la central, aunque su consumo es muy inferior. Los acuerdos bilaterales para el aprovechamiento de esos recursos hídricos establecieron las condiciones para la venta del remanente de energía a sus respectivos socios (en Yacyretá, Argentina tiene derecho preferente a contratar toda la potencia que Paraguay no utilice para abastecer su propia demanda; en Itaipú, Brasil tiene derecho a comprar la energía no consumida por Paraguay). En cambio, Salto Grande ha operado de forma tal que los retiros de energía han sido relativamente balanceados entre los países socios.

### Interconexiones de sistemas eléctricos nacionales

Este tipo de interconexiones se implementa a través de inversiones (públicas o privadas) en líneas para el comercio internacional de electricidad entre países vecinos (eventualmente con estaciones convertoras de frecuencia), bajo un marco institucional que rige los intercambios. Las interconexiones por redes con tensión superior a 115 kV, que permiten transmisión a largas distancias, están identificadas en la Figura 5.2.<sup>42,43</sup>

En Mesoamérica existe una interconexión entre México y Guatemala (Tapachula-Los Brillantes). En la región Andina existen tres conexiones entre Colombia y Venezuela (Cuestecita-Cuatricentenario, Tibú-La Fría y Mateo-El Corozo); tres conexiones entre Colombia y Ecuador (Pasto-Quito, Jamondino-Pomasqui e Ipiales-Tulcán); y una conexión entre Ecuador y Perú (Machala-Zorritos). En la región Nordeste existe una interconexión entre Venezuela y Brasil (complejo hidroeléctrico El Guri-Boa Vista, en el estado de Roraima; aunque no opera desde 2019). Por último, el Cono Sur ha estado más activo en interconexiones: dos entre Brasil y Paraguay (Foz de Iguazú-Acaray

42. En general, cuanto mayor la tensión (por ejemplo, 500 kV) menor es la pérdida de energía al conectar largas distancias.

43. Por otro lado, existen múltiples vínculos, de carácter limítrofe, de baja o media tensión, aislados de los sistemas nacionales interconectados. En general, tienen muy bajo factor de utilización por ser conexiones de respaldo (CAF, 2013).

y las conexiones de Itaipú); tres interconexiones entre Argentina y Paraguay (El Dorado-Mcal. A. López, Clorinda-Guarambaré y las conexiones de Yacyretá); dos interconexiones entre Argentina y Brasil (Rincón Santa María-Garabí, Paso de los Libres-Uruguayana); tres interconexiones entre Argentina y Uruguay (Concepción-Paysandú, Colonia Elia-San Javier y las conexiones de Salto Grande) y dos interconexiones entre Brasil y Uruguay (Livramento-Rivera y Pte. Médici-San Carlos).<sup>44</sup>

## **Transformación de fuentes de energía y exportación de electricidad**

Una variante de interconexión es la conversión de otras fuentes de energía (por ejemplo, gas natural) en electricidad, para luego exportarla a un país vecino. Esta opción es una alternativa a exportar la fuente de energía primaria y también requiere de inversiones complementarias (en este caso, de una red de transmisión internacional). En América Latina, existe una sola experiencia: la interconexión entre Argentina y Chile (Central Térmica TermoAndes-Subestación Andes), que dejó de operar en 2009.

La mayoría de estas interconexiones vinculan los sistemas nacionales, excepto la conexión desde Venezuela hasta Boa Vista, capital de Roraima, en Brasil, que está desconectada del sistema brasileño, y la conexión para abastecer energía eléctrica a Chile desde una central térmica ubicada en Argentina.<sup>45</sup>

Las interconexiones del Cono Sur se realizaron principalmente por iniciativa privada, mediante contratos (por ejemplo, Rincón Santa María-Garabí o Central Térmica TermoAndes-Subestación Andes), sujetos a arreglos institucionales del Tratado Bilateral de Protección de Inversiones, y buscando habilitar el comercio de energía eléctrica con modalidad contractual. Las represas binacionales, en cambio, por su naturaleza, son de iniciativa de los países socios.

## **De la interconexión a la integración regional: SIEPAC**

El proceso de integración regional en Centroamérica se realizó en varias etapas y tomó muchos años. Comenzó con interconexiones binacionales entre Honduras y Nicaragua (1975), Nicaragua y Costa Rica (1982), Costa Rica y Panamá (1986), Guatemala y El Salvador (1986) y El Salvador y Honduras (2002). Sin embargo, más allá de las sucesivas conexiones bilaterales, la integración de los mercados nacionales recién tuvo lugar con la creación del Mercado Eléctrico Regional (MER), fortalecido con la construcción del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), que permitió la integración parcial o total entre 2010 y 2014 (ver la Figura 5.2). El proyecto SIEPAC consta de una infraestructura de transmisión de 230 kV, con una longitud de 1.790 km, una capacidad de transmisión nominal de 300 MW (aunque dentro de cada sistema se utilizan también niveles más bajos de tensión).

---

44. En ocasiones, una parte de la importación de energía que realiza Uruguay proveniente de Brasil utiliza capacidad de transporte del sistema argentino. También en ocasiones, los intercambios de Argentina con Uruguay utilizan instalaciones de transporte de Paraguay, vía la interconexión Clorinda-Guarambaré (CAF, 2013) e intercambios entre Argentina y Brasil utilizan la interconexión Livramento-Rivera de Uruguay (De Castro et al., 2013).

45. El estado de Roraima está aislado del sistema eléctrico de Brasil. Inicialmente, la CT Termoandes (17) no estaba conectada al sistema eléctrico de Argentina, hasta el año 2011, cuando pasó a destinar su generación al sistema de este país.

## Referencias de la Figura 5.2

Según describe CIER (2020), las interconexiones por redes con tensión superior a 115 kV son las siguientes:

1. Colombia-Venezuela, Cuestecita-Cuatricentenario, 230 kV 150 MW (60 Hz)
2. Colombia-Venezuela, Tibú-La Fría 115 kV 36/80 MW (60 Hz)
3. Colombia-Venezuela, San Mateo-El Corozo, 230 kV 150 MW (60 Hz)
4. Colombia-Panamá, Cerromatoso-S. E. Panamá II, 300 kV 400 MW (en estudio)
5. Colombia-Ecuador, Pasto-Quito, 230 kV 200/250 MW (60 Hz)
6. Colombia-Ecuador, Jamondino-Pomasqui, 230 kV 500 MW (60 Hz)
7. Colombia-Ecuador, Ipiales-Tulcán, 138 kV 35 MW (60 Hz)
8. Ecuador-Perú, Machala-Zorritos, 230 kV 110 MW (60 Hz)
9. Ecuador-Perú, S. E. Chorrillos-S. E. La Niña, 500 kV, (en estudio)
10. Brasil-Venezuela, Boa Vista-El Guri, 230/400 kV 200 MW (60 Hz)
11. Bolivia-Perú, La Paz-Puno, 230/220 kV 150 MW (50/60 Hz) (en estudio)
12. Perú-Chile, Tacna/Los Héroes-Arica/Parinacota, 220 kV 200 MW (60/50 Hz) (en estudio)
13. Perú-Chile, Tacna/Montalvo-Arica/Crucero, 500 kV 1.000 MW (60/50 Hz) (en estudio)
14. Bolivia-Brasil, Interconexión en estudio
15. Bolivia-Paraguay, Interconexión en estudio
16. Argentina-Bolivia, Yaguacua-Tartagal (Juana Azurduy), 132 kV 120 MW (50 Hz) (en desarrollo)
17. Argentina-Chile, C. T. TermoAndes -Sub. Andes, 345 kV 633 MW (50 Hz)
18. Argentina-Chile, Rodeo-S. E. Nueva Pan de Azúcar, 400 kV 1.000 MW (en inventario)
19. Argentina-Chile, Río Diamante-Ancoa, 500/220 kV 1.000/400 MW (en estudio)
20. Argentina-Chile, Santa Cruz-Aysén, 220 kV 200 MW (en inventario)
21. Argentina-Chile, Santa-Punta Arenas, 220 kV 200 MW (en inventario)
22. Argentina-Uruguay, Colonia Elia-San Javier, 500 kV 1.386 MW (50 Hz)
23. Argentina-Uruguay, Concepción-Paysandú, 132/150 kV 100 MW (50 Hz)
24. Argentina-Uruguay, Salto Grande-Salto Grande, 500 kV 1.890 MW (50 Hz)
25. Brasil-Uruguay, Pte. Médici-San Carlos, 500 kV 500 MW (60/50 Hz)
26. Brasil-Uruguay, Livramento-Rivera, 230/150 kV 70 MW (60/50 Hz)
27. Argentina-Brasil, P. de los Libres-Uruguayana, 132/230 kV 50 MW (50/60 Hz)
28. Argentina-Brasil, Rincón S. M.-Garabí, 500 kV 2.200 MW (50/60 Hz)
29. Argentina-Paraguay, Salidas de Central Yacyretá, 500 kV 3.200 MW (50 Hz)
30. Argentina-Paraguay, Clorinda – Guarambaré, 132/220 kV 150 MW (50 Hz)
31. Brasil-Paraguay, Salidas de Central Itaipú, 500/220 kV 14.000 MW (60/50 Hz)
32. Brasil-Paraguay, Foz de Iguazú-Acaray, 220/138 kV 50 MW (60/50 Hz)
33. Argentina-Paraguay, El Dorado-Mcal. A. López, 220/132 kV 30 MW (50 Hz)
34. Arco Norte Brasil-Guyana-Guyana francesa-Surinam (en estudio)<sup>46</sup>
35. SIEPAC: Guatemala-El Salvador-Honduras- Nicaragua-Costa Rica-Panamá, 230 kV 300 MW

46. La iniciativa Arco Norte busca interconectar Guyana, Surinam, Guayana Francesa y los estados de Amapá y Roraima de Brasil. Dadas las situaciones de los países y estados, se identifican beneficios potenciales en términos de menor costo de la energía (Guyana, Guayana Francesa y Surinam), menores precios para usuarios finales (Guyana y Surinam) en el largo plazo, seguridad del suministro y menores emisiones, entre otros beneficios, pero también múltiples desafíos sociales y ambientales, sobre todo por pasar por la selva amazónica (Levy Ferre et al., 2020).

36. Guatemala-México, Brillantes-Tapachula, 400/230 kV 200 MW

37. Guatemala-Honduras, Panaluya-San Buenaventura, 230kV 250MW

A. Brasil-Paraguay, Itaipú (Río Paraná), 14.000 MW

B. Argentina-Uruguay, Salto Grando (Río Uruguay), 1.890 MW

C. Argentina-Paraguay, Yacyretá (Río Paraná), 3.200 MW

D. Argentina-Brasil, Garabí-Panambí (Río Uruguay), 2.200 MW (en inventario)

E. Argentina-Paraguay, Corpus (Río Paraná), 3.400 MW (en inventario)

F. Argentina-Paraguay, Itatí-ItáCorá (Río Paraná), 1.600 MW (en inventario)

G. Bolivia-Brasil, Aprovechamiento hidroeléctrico binacional (Río Madera y afluentes),  
(en estudio)