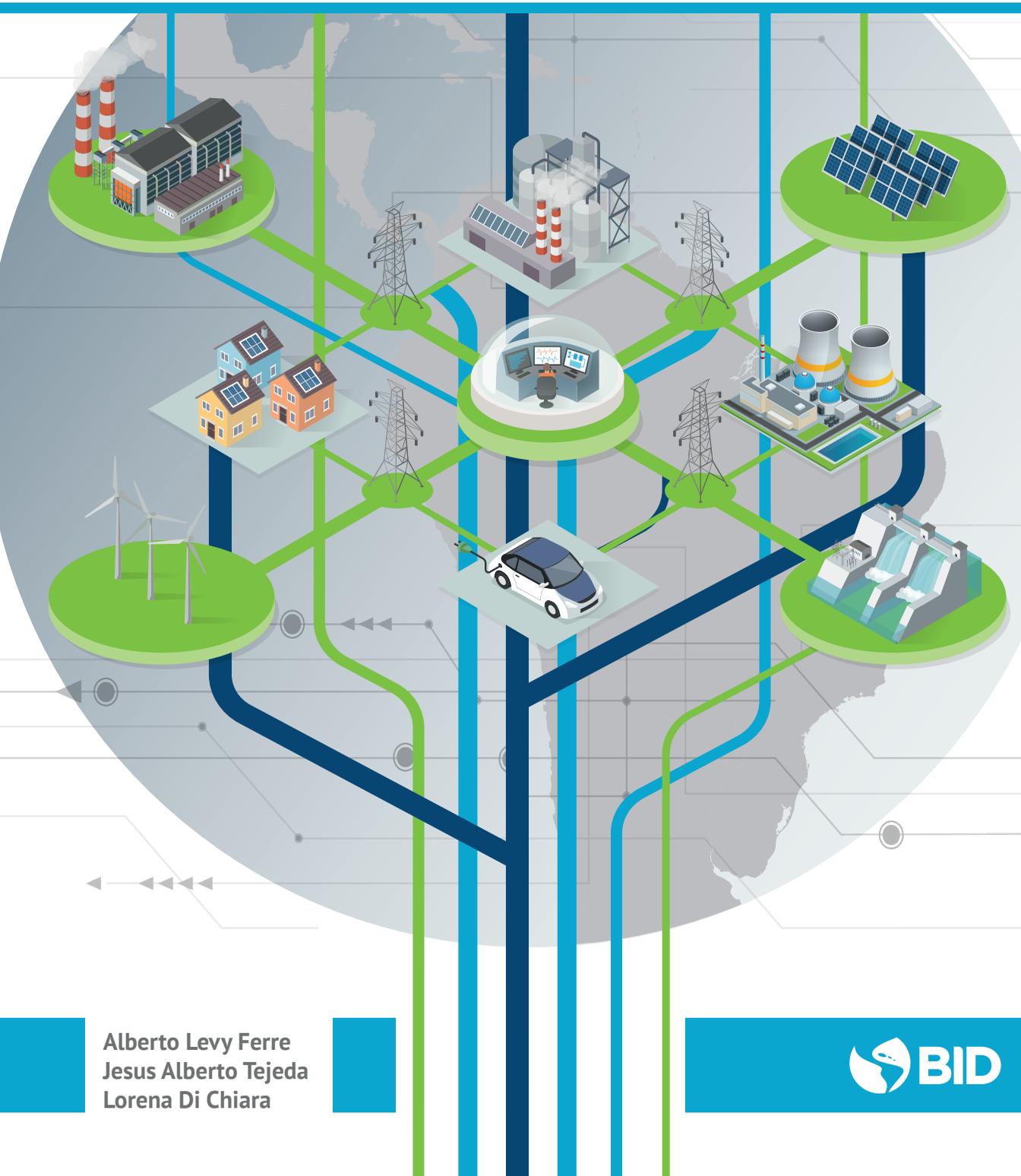


# Integración Eléctrica Regional

## Oportunidades y Retos que enfrentan los países de América Latina



Alberto Levy Ferre  
Jesus Alberto Tejeda  
Lorena Di Chiara





# **Integración Eléctrica Regional**

## Oportunidades y Retos que enfrentan los países de América Latina

---

Alberto Levy Ferre  
Jesus Alberto Tejeda  
Lorena Di Chiara

**Catalogación en la fuente proporcionada por la  
Biblioteca Felipe Herrera del  
Banco Interamericano de Desarrollo**

Levy, Alberto.

Integración eléctrica regional: oportunidades y retos que enfrentan los países de América Latina y el Caribe / Alberto Levy, Jesús Alberto Tejeda, Lorena Di Chiara.

p. cm. — (Monografía del BID ; 742)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Power resources-Latin America. 2. Energy policy-Latin America. 3. Energy development-Latin America. 4. Latin America-Economic integration. I. Tejeda, Jesús Alberto. II. Di Chiara, Lorena. III. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. IV. Título. V. Serie.

IDB-MG-742

**Códigos JEL:** Q4, Q40, Q43

**Palabras clave:** Integración eléctrica, SINEA, Arco Norte, SIEPAC

Copyright © 2019 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



# Contenido

<b>1</b>	<b>Resumen Ejecutivo</b> .....	<b>v</b>
<b>2</b>	<b>Parte I – Introducción y teoría</b> .....	<b>1</b>
	Introducción (motivación, objetivos, contexto global, cambios tecnológicos, nueva agenda) .....	1
	La teoría detrás de la integración regional .....	3
	Efecto de la Hidrología y Costos de los Combustibles sobre el nivel de intercambio .....	8
	Efecto adicional de la Demanda sobre el nivel de intercambio máximo .....	8
	Los procesos de integración en América Latina .....	10
<b>3</b>	<b>Parte II – Acciones y resultados</b> .....	<b>15</b>
	Proyectos de Integración en LAC. Donde estamos en la integración del mercado de electricidad .....	15
	Resultados empíricos de la integración .....	17
	Política económica, instituciones y regulaciones .....	25
	Seguridad de suministro versus integración .....	25
	Retos en la homogenización de regulaciones/ mercados e instituciones. . . .	27
	La importancia de los mecanismos de reparto de los beneficios en los procesos de integración .....	32
	Requerimientos institucionales para el fortalecimiento de los organismos regionales .....	34
<b>4</b>	<b>Parte III – Agenda de políticas para la integración: lo que se puede hacer a partir de las lecciones aprendidas</b> .....	<b>37</b>
	Potencial para proyectos de integración regional .....	37
	SINEA .....	37
	Arco Norte .....	39
<b>5</b>	<b>Conclusiones</b> .....	<b>43</b>



# Resumen Ejecutivo

La interconexión eléctrica regional podría producir grandes beneficios entre países y a nivel regional. Entre los beneficios se encuentra el poder evitar o postergar inversiones en generación por margen de reservas; mayor eficiencia en el uso de la infraestructura de generación y transmisión, así como un mayor aprovechamiento de economías de escala y la diversidad de las fuentes y patrones de oferta y demanda; mercados más competitivos y menor posibilidad de que las empresas puedan ejercer poder de mercado; menores riesgos comerciales; y mayor racionalidad de las regulaciones al requerir ser homologadas o adaptadas a los intercambios internacionales de energía. Por el otro lado, existen riesgos en la integración de mercados como la dependencia de otro país del suministro de un insumo crítico de la economía; la transferencia de divisas del país importador hacia el exportador que podría tener impactos macroeconómicos importantes; efectos en cascada que podría conducir a apagones regionales, etc. En todo caso, en la gran mayoría de interconexiones bilaterales entre países y también a nivel regional, múltiples estudios concluyen que los potenciales beneficios son muy superiores a los costos, que las inversiones son altamente rentables, y que la integración energética se puede convertir en un elemento dinamizador de la economía cuando los intercambios de energía responden a la racionalidad económica. Se observa, sin embargo, que los niveles de integración energética son muy inferiores a los que podrían lograrse.

La integración eléctrica de países vecinos o de un conjunto de países, surge como posibilidad cuando sus sistemas de transmisión se van acercando a la frontera de tal forma que su interconexión permitiría, en principio, consumir energía en un país cuando fue generada a menor costo en otro país o por falta de capacidad de generación en uno y excedentes en el otro. Sin embargo, para que dicho intercambio sea realmente factible, existen una serie de condiciones que deben cumplirse para que los flujos ocurran. **En primer lugar, están los aspectos técnicos. Es absolutamente necesario que la red de transmisión nacional, además de la interconexión, esté preparada para soportar estos nuevos flujos de intercambio de potencia sin afectar el normal funcionamiento del abastecimiento nacional de energía**, incluso en casos de contingencia (fallo en alguno de sus tramos). Dado que las cargas en las fronteras

son generalmente periféricas en los sistemas nacionales, las redes tienden a ser relativamente débiles. Con la interconexión, los flujos se incrementan de manera notable por lo que estas redes periféricas deben reforzarse. Adicionalmente, al ser un sistema integrado más grande que los sistemas individuales, el equipamiento debe estar adaptado, especialmente el equipamiento que permite interrumpir los flujos. La tecnología para lograr esto, aunque es compleja, es bien conocida y realmente los temas técnicos son los más fáciles de resolver cuando dos países se deciden interconectar.

**En segundo lugar, debe existir cierta diversidad de oferta y demanda entre los países para que existan costos o precios diferenciados, o la necesidad de respaldo de generación ante eventuales situaciones de riesgo de racionamiento, a fin de que la vinculación sea económicamente viable.** En un sistema económicamente racional, los precios de la energía se formarán de acuerdo, por un lado, a las condiciones del parque generador, su mezcla de combustibles y eficiencia; y por el otro, al nivel de demanda existente instante a instante. Si los precios son diferentes entre los mercados de los países, se originará la oportunidad de intercambio. Para que la interconexión sea económicamente viable, deben existir suficientes oportunidades de intercambio a fin de recuperar los costos del vínculo. Existen, sin embargo, argumentos adicionales para justificar económicamente una línea de interconexión sin que necesariamente se requieran de intercambios que respondan a señales de precio, y esos son los intercambios durante emergencias. En este caso, podría verse la interconexión como un seguro ante un colapso de la generación o transmisión en un país, siendo atendido por las reservas de generación del otro. En este caso, el costo de la energía no servida, o la pérdida económica por no disponer de la energía durante un cierto período de tiempo, junto con la probabilidad de falla sistémica, dictan las bases sobre las cuales se hace el cálculo de la viabilidad económica. Dado que por lo general los requerimientos de reservas de generación disminuyen como proporción de la oferta a medida que los sistemas crecen, la viabilidad económica se determina por medio de las inversiones de generación evitadas a ser dedicadas como reservas.

**En tercer lugar, los acuerdos regionales deben reconocer las diferencias en los marcos normativos, legales, regulatorios y hasta políticos entre los países.** Las reglas de intercambio deberán ser estables, brindando previsibilidad, pero a la vez, tener el margen de flexibilidad necesario para ser adaptadas a circunstancias cambiantes en virtud que las estrategias nacionales responden a objetivos que no son necesariamente coincidentes y que pueden modificarse en el tiempo. El diseño de estas reglas, incluso deberán reconocer posibles acuerdos binacionales preexistentes, y otorgarán seguridad jurídica a las partes, previendo además los mecanismos arbitrales apropiados para la solución de controversias.

Por otro lado, existen una serie de barreras que limitan los procesos de integración eléctrica de entre países o a nivel regional. **En primer lugar, los países consideran a la seguridad energética como un objetivo estratégico del Estado.** La incertidumbre asociada con inestabilidad política, desastres naturales, dependencia de pocas fuentes de suministro, o el impacto del cambio climático, así como la preferencia que

el exportador le dará a su propia demanda antes de suministrar al país importador, incluso a menores precios, reduce los incentivos a importar energía de terceros países, privilegiando las fuentes domésticas.

**En segundo lugar, la economía política de los países tiende a intervenir.** Los activos en generación y transmisión son especializados, con costos hundidos muy importantes, muy intensivos en capital y su propiedad tiende a estar concentrada, mientras que la demanda es mucho más dispersa. La oferta, por lo tanto, tendrá mayores incentivos a proteger la producción a precios más elevados, antes de permitir las importaciones a precios menores. A fin de que la oferta acepte perder su cuota de mercado a la importación, debe recibir a cambio la posibilidad de exportar, por lo que pareciera que los términos de intercambio deben tener un cierto nivel de equilibrio en la dirección de los flujos a fin de minimizar los impactos de la economía política.

**En tercer lugar, los esquemas regionales tienden a ser débiles. La debilidad o falta de mecanismos de resolución de controversias u tribunales con suficiente jurisdicción para aplicar sanciones por falta de cumplimiento de normas y acuerdos, dificulta las inversiones de empresas extranjeras.** Los tratados acerca de la protección de inversiones precisamente buscan resolver estas dificultades. Mecanismos como El Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI), ayudan a inversionistas de estados firmantes del *Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales de Otros Estados* a resolver controversias mediante procedimientos de conciliación y arbitraje. Sus procesos, sin embargo, tienden a ser lentos y sus decisiones pueden ser difíciles de ejecutar. Organizaciones internacionales de carácter político dentro de la región, como es el caso de la OLADE, podrían servir para mediar entre países miembros y sus empresas, pero a la fecha esta herramienta no ha sido utilizada.

A pesar de estas dificultades, en Latinoamérica, existen varios esquemas de integración en distintos niveles de avance, donde se cumplen en mayor o menor medida estos requerimientos. Centroamérica, bajo el esquema del SIEPAC, cuenta con instituciones regionales que norman, administran y supervisan las transacciones en el mercado regional, y una empresa propietaria de la red que interconecta a los países. A pesar de que este mercado regional es una superposición sobre los mercados nacionales, está evolucionando hacia mayores niveles de integración. Se está discutiendo la posibilidad de contratos de largo plazo para la capacidad de transmisión que permitiría construir plantas de tamaño regional, o mayor presencia de instituciones para la solución de controversias y revisión de decisiones de organismos regionales. La diversidad de fuentes, recursos energéticos, niveles de inversión, diferencias entre los patrones de demanda, la arquitectura institucional, justifican el vínculo actual y la expansión prevista. Es necesario, sin embargo, remover las restricciones a los intercambios por el uso doméstico que se le hace a la línea SIEPAC y a las protecciones a la oferta doméstica que no permiten que países de menor precio exporten a países de mayor precio.

En la región andina, Colombia y Ecuador tienen una larga tradición de intercambios a partir de la Decisión 536 de la CAN de 2002. Perú está recientemente aumentando

de manera paulatina el volumen de transacciones, a pesar de tener una línea construida desde el año 2004. Las reformas a la Decisión 536 de la CAN, ocurridas en 2011, e incorporación posterior de Chile, otorgaron nuevo ímpetu a la integración regional en el marco de la iniciativa llamada SINEA, la que aún prosigue para la definición de mecanismos que financien las interconexiones bilaterales. Estudios preliminares confirman la rentabilidad técnica y económica, donde un mercado integrado generaría grandes beneficios a los países.

Mientras tanto, en el MERCOSUR, las interconexiones más exitosas han ocurrido a partir de centrales hidroeléctricas binacionales que aprovechan los flujos hidráulicos de ríos fronterizos entre Paraguay, Brasil, Argentina y Uruguay. Interconexiones construidas por privados entre Argentina, Brasil y Chile han sido aprovechadas mayormente para intercambios de emergencia y bajo esquemas comerciales muy sencillos. El otro esquema analizado, el del Arco Norte entre Guyana, Surinam, Guayana Francesa y Brasil ha probado preliminarmente su viabilidad técnica y económica, pero presenta retos muy importantes en términos sociales y ambientales por las largas distancias a recorrer y la presencia de la selva amazónica, así como los débiles esquemas de integración existentes entre los países, lo que requeriría crear toda la institucionalidad para que se establezcan los intercambios. El último esquema de interconexión, la línea Colombia-Panamá promovida por las transportistas en ambos países ISA y ETESA, a pesar de contar con estudios avanzados, aún no logra avanzar en su construcción.

En todos los esquemas de integración existentes o potenciales, se ha determinado que existe viabilidad técnica y en la gran mayoría de los casos existe la viabilidad económica a las conexiones existentes y nuevas conexiones, pero es requerido armonizar las reglas para permitir mayores intercambios; remover las barreras tanto físicas (por ejemplo el uso de las líneas de interconexión para transportar energía que se produce y consume dentro de un mismo país), como económicas (por ejemplo favoreciendo generación doméstica a pesar de su costo superior a la energía importada); crear los instrumentos e instituciones necesarias para generar una mayor certidumbre a las inversiones, como por ejemplo recursos de alzada a decisiones de organismos regionales, o estructuras para la resolución de controversias entre agentes de mercado, con los reguladores o con los hacedores de política.

Se recomienda entonces, incorporar la noción que estas barreras “suaves” pueden limitar los beneficios de las interconexiones. Deberán considerarse dentro de los diseños de los esquemas de integración, buscando por ejemplo la promoción de oportunidades para que los flujos entre países tengan un cierto nivel de balance, es decir, que la dependencia energética no sea unilateral sino que fluya en ambas direcciones; permitir el fortalecimiento de los arreglos normativos e institucionales por medio de la creación de normas claras y flexibles, e instrumentos adecuados para la solución de controversias; buscando que el diferencial de precios entre países sea el motivador de los intercambios de energía. De igual manera, se recomienda reconocer que los procesos de integración son procesos de larga duración, se producen de manera evolutiva interrumpidos por cambios transformacionales que demoran en gestarse. Es por ello

que es necesario tener presente que las decisiones de corto plazo deben conformar con un diseño general de largo plazo.

En conclusión, los esquemas regionales de integración energética en Latinoamérica son muy diversos, se originan por diferentes razones, y presentan elevadas disparidades en sus niveles de avance. Algunos, como el SIEPAC, y en menor medida el SINEA, continúan avanzado hacia niveles superiores de integración, mientras que otros, como el MERCOSUR o la Interconexión Colombia-Panamá, no han logrado los avances esperados. El Arco Norte, por el otro lado, continúa aún en fases muy exploratorias.



## Introducción y teoría

### Introducción (motivación, objetivos, contexto global, cambios tecnológicos, nueva agenda)

La integración energética regional se entiende como el desarrollo de políticas, instituciones, marcos regulatorios e inversiones en infraestructura que aseguren la coherencia entre las intervenciones nacionales y regionales para contribuir a diversificar la oferta, la demanda y a mejorar la eficiencia en el suministro energético con el fin de obtener precios más competitivos y servicios de mejor calidad.<sup>1</sup> La producción y el suministro de energía eléctrica presentan importantes particularidades técnicas y económicas, muchas de las cuales inciden de manera relevante en la factibilidad del comercio internacional y en las diferentes modalidades que adopta. La integración eléctrica regional permite obtener los siguientes beneficios:

1. Disminuir la incertidumbre en el abastecimiento y aumentar la confiabilidad del sistema. Al aprovechar los distintos patrones de demanda entre los países, así como las diferentes tecnologías de generación y fuentes de suministro, y al reducirse el tamaño relativo de cada planta con respecto al sistema integrado, se utiliza de manera más eficiente la infraestructura. De esta manera, se reduce las necesidades de reservas, permitiendo a los países posponer o evitar inversiones en generación. Adicionalmente, a la luz de la reciente competitividad de las energías renovables no convencionales, una mayor integración permitirá aumentar su participación en la matriz energética de los países y por lo tanto contribuir a la sostenibilidad medioambiental.

---

<sup>1</sup> Si bien esto aplica al evaluar todo beneficio esperado de la integración energética por exportación e importación combustibles primarios y secundarios, nos referiremos a continuación al sector eléctrico dado el uso diverso electricidad y su importancia primordial en la economía de un país, para explicar el proceso de evolución sistemas eléctricos nacionales hacia la interconexión regional y la forma de evaluar los beneficios esperados.

2. Aprovechar economías de escala en los proyectos de generación, transmisión e interconexión internacional. Es frecuente encontrar sistemas nacionales que no tienen el tamaño suficiente para tener de manera simultánea plantas eficientes y mercados competitivos. Los recursos de generación pueden tener discontinuidades importantes tanto en capacidad como en costo. Si un país se integra con sus vecinos, cada escalón de precio se hará más pequeño en términos relativos a todo el sistema, optimizándose la mezcla de fuentes, la operación y el uso de las reservas. Más aún, al tener máquinas más pequeñas en relación con el tamaño del sistema, cada una va a estar operando a su régimen óptimo. Generalmente, las unidades operando a baja carga tienen eficiencias significativamente inferiores.
3. Disminuir los riesgos asociados a países y/o clientes específicos. La existencia de activos cuantiosos y totalmente específicos al sector genera importantes riesgos operativos y comerciales. La diversidad de clientes y monedas de pago disminuye esos riesgos.
4. Crear mercados competitivos no solo en energía sino también en otros servicios críticos. Las reservas operativas de corto plazo, servicios de regulación de frecuencia, arranque inicial del sistema, y contratos de generación de largo plazo tienen mercados mucho menos líquidos que mercados de energía. Un mercado de mayor tamaño permite lograr una mayor liquidez en los distintos productos, sea energía o servicios complementarios, aumentando la competencia entre actores y minimizando el riesgo de actividades oligopolísticas.<sup>2</sup>
5. Disminuir los riesgos asociados a la expansión de los sistemas. Las grandes inversiones que se requieren para el desarrollo de la infraestructura, los largos períodos de maduración de los proyectos y su larga vida útil, y el interés de las autoridades públicas de diseñar un portafolio de activos de generación que limite los riesgos de costos y disponibilidad de la energía requiere planificar con mucha anticipación el desarrollo del sistema de generación y de las interconexiones. En particular, la planificación procura que los sistemas dispongan siempre de márgenes de reserva en la generación de energía y disponibilidad de potencia, de modo de acotar los riesgos de falla. La planificación conjunta entre países permite focalizarse en los aspectos técnicos y económicos de los sistemas.
6. Disminuir los impactos macroeconómicos del sector. Su peso en la economía, que se evidencia en el impacto sobre la balanza de pagos de los insumos para la generación (como combustibles importados), en la incidencia no despreciable sobre el índice de precios al consumo, y para el caso de los países con empresas de propiedad estatal,

---

<sup>2</sup> En la mayoría de los mercados de electricidad, el despacho se realiza a partir de los costos incrementales marginales y se paga a todas las unidades despachadas el costo marginal de la última unidad despachada. En mercados competitivos, la curva de despacho refleja los costos marginales de las unidades disponibles en el sistema. En mercados poco competitivos es posible comportamientos estratégicos. Un ejemplo clásico es declarar indisponibles las unidades de costo intermedio, logrando que las unidades de alto costo sean despachadas. Así, las unidades de base, que son las que un mayor número de horas son despachadas, reciben un ingreso mayor.

la incidencia de sus déficits o superávits sobre los equilibrios fiscales. Una mayor eficiencia en los mercados energéticos también tendrá efectos macroeconómicos no despreciables.

Por el otro lado, existen costos asociados a las interconexiones. Una falla en un sistema puede afectar al conjunto de los sistemas interconectados, causando fallas en cascada. Al crecer los sistemas aumenta la magnitud de los flujos y los impactos de las fallas. Si los sistemas no están cuidadosamente acoplados, las fallas van circulando de país a país sacándolos de servicio. Dada la complejidad de los sistemas y las limitaciones de los modelos, es difícil predecir con precisión cual será el impacto de las fallas, las cuales pueden ocurrir aleatoriamente en cualquier punto del sistema. El apagón del noreste de Norteamérica de 2003, por ejemplo, dejó sin energía a más de 55 millones de personas en Canadá y Estados Unidos. Todo comenzó en un error de programación en un sistema de alarma del centro de control de una empresa local en Ohio. Es de vital importancia el desarrollo de vínculos de colaboración entre todas las partes involucradas (Carvajal y otros, 2013).

La materialización de las transacciones internacionales de energía eléctrica requiere de infraestructura de interconexión. En términos generales las instalaciones de interconexión son costosas y complejas (más aún si existe diferencia de frecuencia entre los países a interconectarse), el plazo de maduración es largo, y se trata de activos con un fuerte grado de especificidad. Dependiendo de las características técnicas de la interconexión se generan mayores o menores vínculos de solidaridad y responsabilidades compartidas entre los sistemas (servicios de regulación de frecuencia, reservas rotantes, control de tensión). Estas características diferencian al comercio internacional de electricidad de la mayoría de los bienes tranzados internacionalmente, complejizando su desarrollo. Por otra parte, cuando más densa es la red de interconexiones entre los países mayor, es el potencial de intercambio, razones por las cuales el comercio trasfronterizo de electricidad nace generalmente como un fenómeno bilateral para volverse, en el mejor de los casos, de carácter regional. Se estima que, en 2015, los países de LAC intercambiaron aproximadamente 6.9 billones de dólares, y existe un potencial de crecimiento del 300% para llegar a los niveles que aspira Europa en 2020.<sup>3</sup> Pero también es cierto que, en el caso de interconexiones multilaterales, aparece el fenómeno del tránsito de energía eléctrica por las redes de terceros países, cuya complejidad es mucho mayor que el transporte de una mercancía cualquiera.

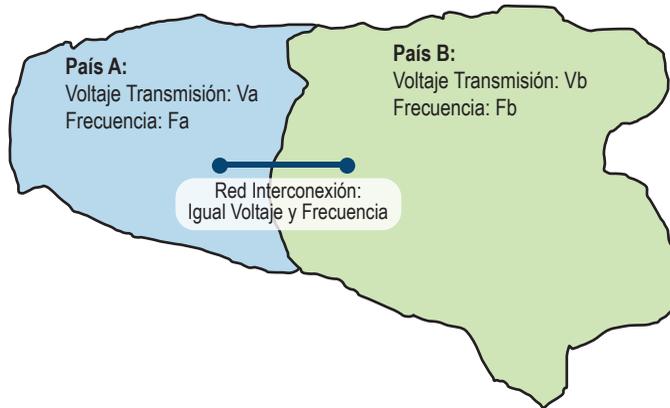
## La teoría detrás de la integración regional

Un proyecto multinacional de interconexión eléctrica, desde el punto de vista técnico, comprende la construcción o adaptación de líneas de transmisión y subestaciones de

---

<sup>3</sup> Fuentes: Informe de Estadísticas Energéticas 2016. OLADE. 2016. Achieving the 10% electricity interconnection target: Making Europe's electricity grid fit for 2020 Communication from the Commission to the European Parliament and the council. European Commission. 2015. Cálculos propios.

**Figura 1** Ejemplo interconexión de dos países con tensión  $V_a$  y  $V_b$  y frecuencia  $F_a$  y  $F_b$



potencia que permiten el libre flujo de energía entre las naciones implicadas<sup>4</sup>. El intercambio físico de energía entre países vecinos será factible si comparten una red eléctrica en un nivel de voltaje y frecuencia común. De no ser así, se deberá considerar además la implementación de sistemas eléctricos adicionales, como ser convertidores de frecuencia, que posibiliten la interconexión (Figura 1).

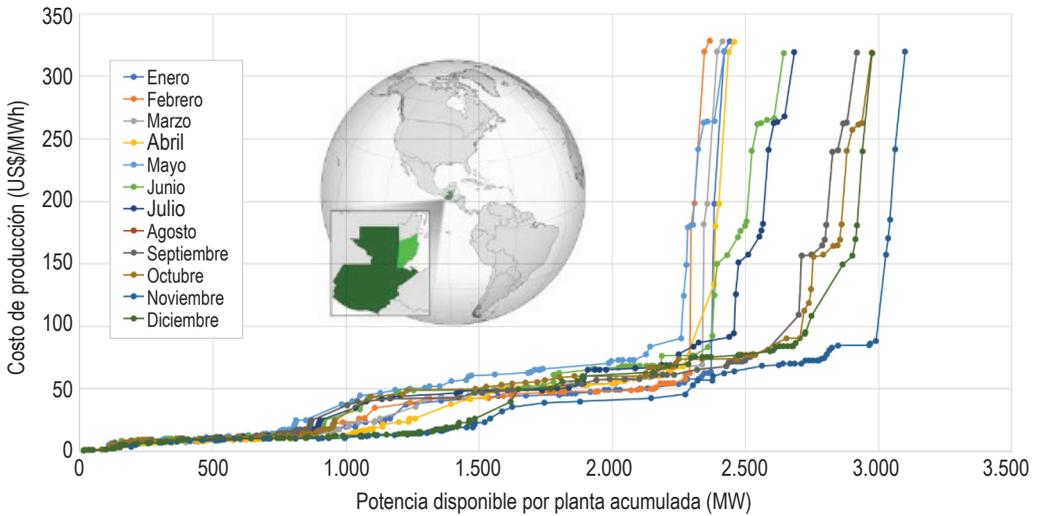
Una interconexión bilateral o multinacional, debe tener capacidad suficiente de tal forma de permitir que las señales de costo de producción y precio de los países participantes, en diversos escenarios futuros (de demanda y producción, afectada por nuevos proyectos de generación, así como por los precios de combustibles e hidrología) definan el intercambio óptimo de energía, minimizando el costo de producción de energía, en un nivel agregado. De no ser así, la limitación del intercambio estará originada por la capacidad de la propia interconexión, apareciendo con ello unas Rentas de Congestión, que representarían el mayor costo total no optimizado.

Debe tenerse en cuenta que la inversión, además de los costos de administración, operación y mantenimiento de las nuevas redes de transmisión (Líneas, Subestaciones, Dispositivos Back-to-back, compensación reactiva, protecciones, entre otros) implementadas para conseguir dicha interconexión, no debería ser superior en general a los ahorros logrados en costos de producción de la energía, de tal forma de garantizar el equilibrio financiero del proyecto.

En general, cada país se asegura de producir energía al mínimo costo posible, mediante la coordinación de la operación de las plantas generadoras desde un centro de despacho. Éstas se encuentran tipificadas en Listas de Mérito donde se tabula la energía

<sup>4</sup> Además, deben establecerse las reglas comerciales multilaterales que garanticen el libre acceso de los agentes productores y consumidores, así como una competencia equilibrada entre ellos. Esta sección se centra en los aspectos técnicos, bajo el supuesto de que dichas reglas comerciales se encuentran resueltas.

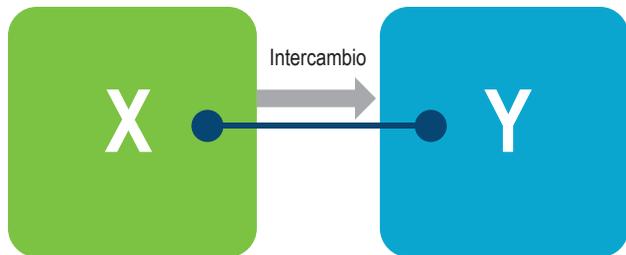
**Figura 2** Curvas mensuales de la lista de mérito reales, publicadas por el AMM de Guatemala para el año 2016



disponible (MWh/h) y el costo variable de producción (US\$/MWh). La representación gráfica ordenada de estas listas de mérito, se denomina Curva de Mérito y es específica para cada día. La disponibilidad total o parcial de las máquinas, así como de sus fuentes de energía y variación de costos (renovables o no renovables) explican su variación a lo largo de un determinado período.

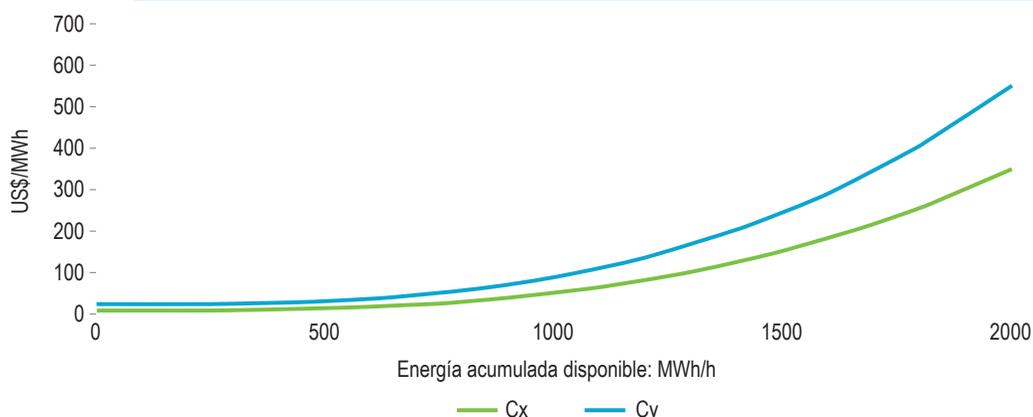
En la Figura 2 se muestra la lista de curvas de méritos publicada por AMM de Guatemala en 2016. Pese a existir máquinas generadoras por hasta 4206 MW, se observa que la máxima capacidad disponible fluctuó entre 2365 MW (en febrero) y 3098 MW (en noviembre), siendo mayor la disponibilidad luego de la temporada de lluvias. Asimismo, para un determinado nivel de potencia, 1500 MW, los costos variables fluctuaron entre 26 y 61 US\$/MWh, comparando los extremos de noviembre y mayo, respectivamente.

Como ejemplo de intercambio de energía eléctrica, considérese un proyecto de interconexión ficticio entre 2 países vecinos X, Y; para los cuales se definen “Curvas de Mérito” que representan de forma creciente los costos variables de producción de energía eléctrica de todas las máquinas generadoras disponibles en una fecha y hora específicas.



Para el caso teórico, se asumirá que una curva de mérito puede ser aproximada a una función polinomial del tipo siguiente:

**Figura 3** Curvas de Mérito hipotéticas entre los países X e Y



$$C(q) = A + B_q^2 + C_q^3$$

Donde,

**C(q):** Costo Variable, en US\$/MWh

**q:** Nivel total de demanda por generación para un determinado período (normalmente de 1 hora), en MWh.

En la Figura 3 se muestran las Curvas de Mérito teóricas consideradas para una hora y fecha específica de los 2 países X, Y.

$$C_x(q) = 10 + 4 \cdot 10^{-8} q^3$$

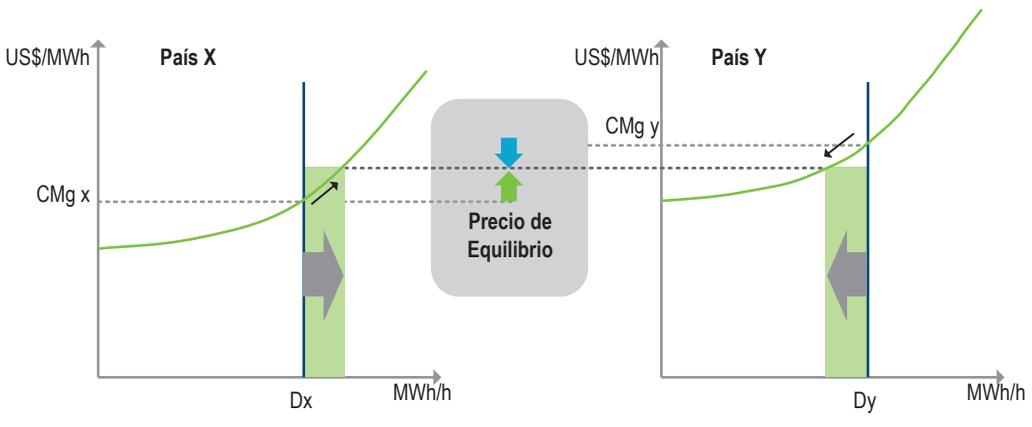
$$C_y(q) = 25 + 7 \cdot 10^{-8} q^3$$

En general, en cada hora, 2 países cualesquiera tendrán distintas curvas de mérito presentando un Costo Marginal distinto, ante un mismo nivel de demanda interna. En este ejemplo, el país X presenta menores niveles de costo que su vecino Y, debido tal vez a un parque térmico más eficiente o a su mejor hidrología, al mismo tiempo que los niveles de costo son típicos del sector eléctrico actual.

Tanto los niveles de demanda interna de cada país ( $D_x$ ;  $D_y$ ), así como sus respectivas curvas de mérito ( $C_x$ ;  $C_y$ ), permiten determinar un “Nivel de Intercambio Esperado Inicial” asumiendo que **no existe restricción alguna de la red de transmisión** eléctrica que los interconecta.

En la Figura 4 se muestra el precio de equilibrio de la energía intercambiada entre los países. El máximo precio ofrecido por el importador (Y), tiende al equilibrio con el mínimo precio que está dispuesto a recibir el exportador (X). El precio

**Figura 4** Precio de Equilibrio de la energía intercambiada entre países



de encuentro se denomina Precio de Equilibrio (también denominado Precio Nodal) y para redes largas sin límites de capacidad suelen diferenciarse apenas por las pérdidas. El desplazamiento del nivel de energía desde su equilibrio interno determina el volumen del **intercambio máximo teórico** para esas curvas de mérito y niveles de demanda específicos.

De esta forma, las máquinas disponibles del país más económico, luego de asegurar el abastecimiento de su propia demanda, al tener un menor costo variable que las últimas máquinas despachadas por el país más costoso, surgen las señales para un intercambio económico de energía, hasta que tales costos alcancen un equilibrio, tendiendo a minimizar los costos totales de la producción regional.

Para el caso de las curvas de mérito del ejemplo teórico, si los países tienen un nivel de demanda de  $q_X=900$  MW y  $q_Y=1000$  MW, se obtienen los resultados que resume la Tabla 1.

En la situación simulada se estima un **Intercambio Máximo Teórico de 171,6 MW** desde X a Y, lo que produce un ahorro en costos totales de producción de US\$ 4.214,3. Esto ocurre en una única hora de operación, por lo que el orden de magnitud del **ahorro anual bordearía los US\$ 35 millones**, de mantenerse las condiciones de demanda, hidrología y otros factores de costo.

**Tabla 1** Simulación de un instante del intercambio máximo teórico entre los países X y Y

	Sin Intercambio		Con Intercambio	
	Producción (MW)	Costo Total (US\$)	Producción (MW)	Costo Total (US\$)
<b>País X</b>	900	15.971,1	1071,6	24.728,6
<b>País Y</b>	1000	41.406,3	828,4	28.434,3
<b>Total X+Y</b>	<b>1900</b>	<b>57.377,3</b>	<b>1900</b>	<b>53.163,0</b>

### Efecto de la Hidrología y Costos de los Combustibles sobre el nivel de intercambio

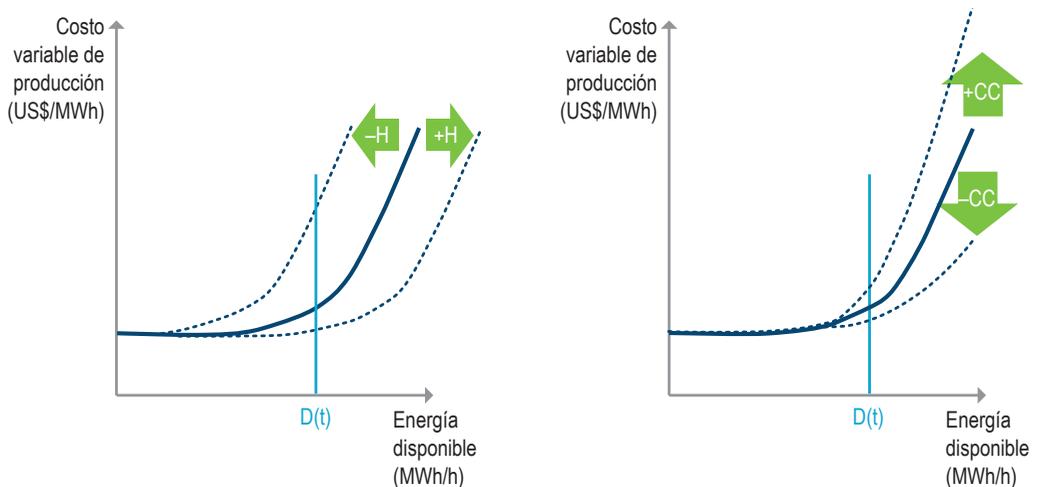
Para cada país, será necesario simular escenarios de mayor o menor volumen de precipitaciones (+H, -H) y también escenarios de mayor o menor Costo de los Combustibles (+CC, -CC). Una menor hidrología o Escenario Seco, incrementa los niveles de costo de la producción pues requiere una mayor utilización de fuentes térmicas para un mismo nivel de demanda. Mientras, un escenario Húmedo, desplaza el requerimiento de fuentes térmicas reduciendo el costo general de producción (Ver Figura 5). Otro efecto de una mejor hidrología resulta en poder disponer de mayor volumen de energía, especialmente de los embalses.

### Efecto adicional de la Demanda sobre el nivel de intercambio máximo

En la Tabla 2 se muestra un resultado típico, basado en las curvas de mérito de la Figura 3, simulando distintos niveles de demanda para los países X, Y fluctuando entre los 1000 MWh/h y 1500 MWh/h. Los flujos de potencia, en MW, son positivos cuando el intercambio ocurre desde X a Y.

Como se observa de las tablas de la simulación, el volumen de potencia intercambiado entre ambos países depende del nivel de demanda relativo de ellos, además de la obvia relación con las diferencias de costos de producción, menores en el país X, cuya tendencia esperable es exportadora (esta tendencia lógica se invierte cuando la demanda del país X supera en más de un 30% a la del país Y (paradójicamente se importa desde el país aparentemente más costoso).

**Figura 5** Efecto de la hidrología (+/- H, izquierda) y Costo de Combustibles (+/-CC, derecha) en el Costo Variable de Producción de un cierto país



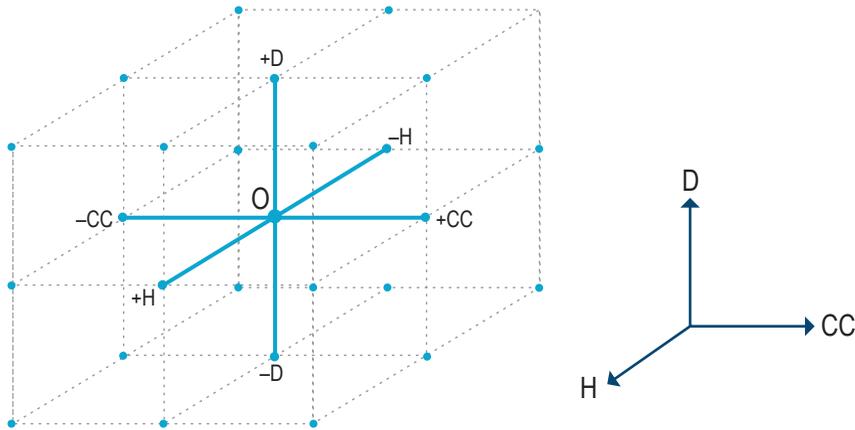
**Tabla 2** Resultados simulación intercambio máximo teórico, para distintos niveles de demanda entre los países X e Y, dadas las curvas de mérito Cx y Cy (Figura 3)

		Combinaciones de demanda e Intercambio óptimo (MW)					
		Demanda X					
		1000	1100	1200	1300	1400	1500
Demanda Y	1000	120,0	69,2	18,9	-30,8	-80,2	-129,2
	1100	169,2	118,2	69,2	19,2	-29,2	-77,9
	1200	218,9	169,2	119,8	70,8	22,1	-26,3
	1300	269,2	219,8	170,8	122,1	73,7	25,5
	1400	319,8	270,8	222,1	173,7	125,5	77,4
	1500	370,8	322,1	273,7	225,5	177,4	129,6

		Costo Total de Producción Sin Intercambio (US\$/Hora)					
		Demanda X					
		1000	1100	1200	1300	1400	1500
Demanda Y	1000	62.031,3	67.962,3	75.438,3	84.752,3	96.223,3	110.195,3
	1100	72.145,4	78.076,5	85.552,4	94.866,5	106.337,4	120.309,5
	1200	84.645,0	90.576,1	98.052,0	107.366,1	118.837,0	132.809,1
	1300	99.982,9	105.914,0	113.389,9	122.704,0	134.174,9	148.147,0
	1400	118.651,3	124.582,3	132.058,3	141.372,3	152.843,3	166.815,3
	1500	141.181,6	147.112,7	154.588,6	163.902,7	175.373,6	189.345,7

		Precio de Equilibrio (US\$/MWh)					
		Demanda X					
		1000	1100	1200	1300	1400	1500
Demanda Y	1000	69,7	77,9	87,0	96,9	107,7	119,5
	1100	77,9	87,0	96,9	107,7	119,5	132,2
	1200	87,0	96,9	107,7	119,5	132,2	146,0
	1300	96,9	107,7	119,5	132,2	146,0	160,9
	1400	107,7	119,5	132,2	146,0	160,9	176,8
	1500	119,5	132,2	146,0	160,9	176,8	193,9

		Costo Total de Producción CON Intercambio (US\$/Hora)					
		Demanda X					
		1000	1100	1200	1300	1400	1500
Demanda Y	1000	59.757,4	67.132,7	75.370,3	84.555,6	94.777,6	106.129,0
	1100	67.132,7	75.370,3	84.555,6	94.777,6	106.129,0	118.706,7
	1200	75.370,3	84.555,6	94.777,6	106.129,0	118.706,7	132.611,1
	1300	84.555,6	94.777,6	106.129,0	118.706,7	132.611,1	147.946,7
	1400	94.777,6	106.129,0	118.706,7	132.611,1	147.946,7	164.821,6
	1500	106.129,0	118.706,7	132.611,1	147.946,7	164.821,6	183.348,2

**Figura 6** Espacio de Estados – 27 diferentes escenarios

De esta forma es recomendable que las simulaciones de escenarios incluyan no sólo las posibles variaciones de hidrología y precios de combustibles (que afectan los costos de producción), sino que también se tengan escenarios de variabilidad relativa de la demanda eléctrica en dichos países. En rigor, el ejercicio de dimensionamiento de la red de interconexión deberá considerar todas las combinaciones posibles de al menos los siguientes 3 factores: Hidrología H, Costos de Combustible CC y Nivel de Demanda D. De esta forma, si se tiene un mínimo y máximo, además del valor esperado para cada uno de estos factores, la cantidad de combinaciones posibles será de  $3 \times 3 \times 3$ , es decir 27 escenarios Ver Figura 6.

## Los procesos de integración en América Latina

Los sistemas eléctricos latinoamericanos se han desarrollado esencialmente durante la segunda mitad del siglo XX, iniciando con la construcción de plantas de generación únicas que abastecían a sus comunidades más cercanas, estableciéndose sistemas aislados que dependían de la disponibilidad y calidad de su central eléctrica. La sostenibilidad financiera, de este servicio normalmente público y de calidad regular, dependía esencialmente de cubrir los costos operacionales del generador (compra de combustibles, operación y mantenimiento) y de las redes de distribución eléctrica (operación y mantenimiento), además de permitir recuperar la inversión (con o sin utilidad) en un plazo menor o igual que su vida útil (25-30 años). Fue esencial desde estas primeras etapas, contar con medidores de energía y potencia, que permitieron definir un producto cuantificable que sería transado a un precio consistente con sus costos de producción y distribución.

A medida que dentro de un mismo país fue creciendo la demanda y cantidad de clientes, resultaba necesario asegurar recursos futuros para nuevas instalaciones

eléctricas, así como contar con energía las 24 horas del día, especialmente en el ámbito productivo y de bienestar social (hospitales y otras instituciones estratégicas), resultó evidente la integración de los sistemas aislados a nivel nacional, mediante la incorporación de redes de Transmisión Eléctrica, que permitían conectar comunidades y generadores distantes tendiendo a un único Sistema Interconectado Nacional. Los sistemas interconectados nacionales, han permitido que se introduzcan centrales de generación eléctrica de mayor potencia (renovables y no renovables) y menores costos variables, incrementando la disponibilidad y confiabilidad de energía eléctrica, así como una reducción relativa de las tarifas para los consumidores finales.

La integración eléctrica de países vecinos o de un conjunto de países, surge como posibilidad cuando sus sistemas de transmisión se van acercando a la frontera de tal forma que su interconexión permitiría, en principio, consumir energía en un país cuando fue generada a menor costo en otro país o por falta de capacidad de generación en uno y excedentes en el otro. Sin embargo, tal cual el problema de la interconexión nacional, para que dicho intercambio sea realmente factible, es absolutamente necesario que la red de transmisión nacional, además de la interconexión, esté preparada para soportar estos nuevos flujos de intercambio de potencia sin afectar el normal funcionamiento del abastecimiento nacional de energía, incluso en casos de contingencia (fallo en alguno de sus tramos).

América Latina ha hecho avances considerables en materia de integración energética, principalmente eléctrica. Muchas de estas interconexiones se han desarrollado bajo estrategias de integración regional, algunas responden a esfuerzos binacionales, y una minoría han sido producto del esfuerzo del sector privado.<sup>5</sup> Este avance no ha sido lineal y el aprovechamiento de las ventajas y beneficios de la integración eléctrica es inferior al potencial que ofrece América Latina.<sup>6</sup> A nivel de interconexiones existentes, tampoco se ha aprovechado todo su potencial, existiendo enlaces con elevadísima capacidad disponible de transferencia en la absoluta mayoría del tiempo.<sup>7</sup>

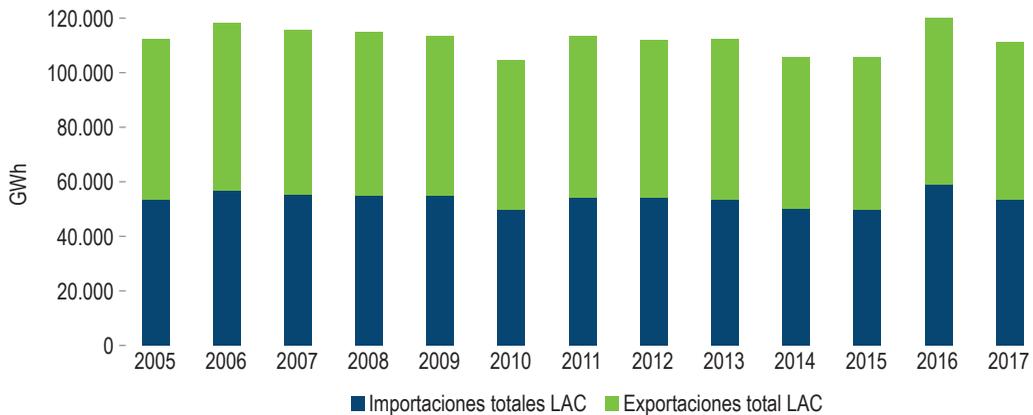
En la Figura 7 se muestra el comercio de electricidad en la región en el período 2005 a 2017, se observa que reportó su máximo nivel en 2016 con un total de 122128 GWh.

Se observa que aproximadamente el 70% del total de electricidad importada en la región la realiza Brasil, seguido por América Central (Ver Figura 8). La elevada influencia de Brasil se debe casi exclusivamente a la compra que Brasil le realiza a Paraguay de la energía que le corresponde de la central binacional Itaipú. Las centrales binacionales representan un caso muy particular de integración, que aprovechan un recurso compartido representado por un río que sirve de frontera entre

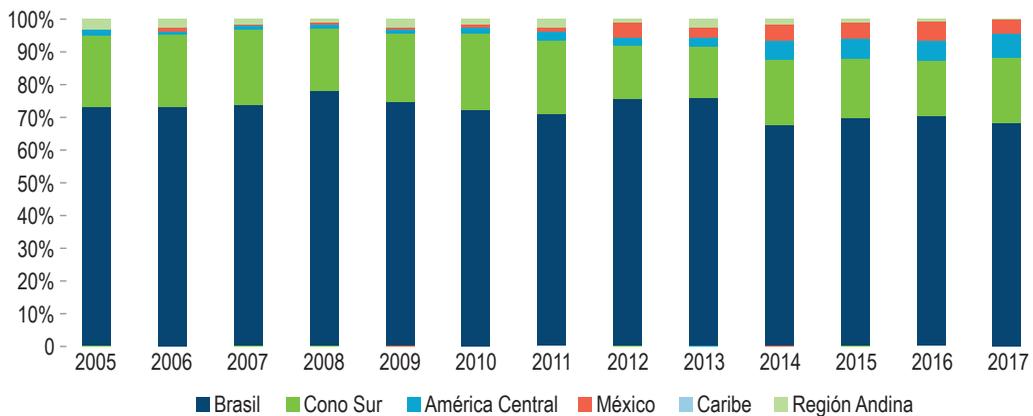
<sup>5</sup> CEPAL (2013). Integración Eléctrica en América Latina: antecedentes, realidades y caminos por recorrer. Santiago de Chile.

<sup>6</sup> CIER (2011). Proyecto CIER 15. Fase II. Informe Final. Montevideo. Uruguay.

<sup>7</sup> Véase, por ejemplo, Declaración de los Ministros de Energía sobre la Integración Eléctrica Andina, Lima, Perú 2011, y los pasos posteriores tendientes a la integración eléctrica en la mencionada sub-región.

**Figura 7 Comercio de electricidad en América Latina**

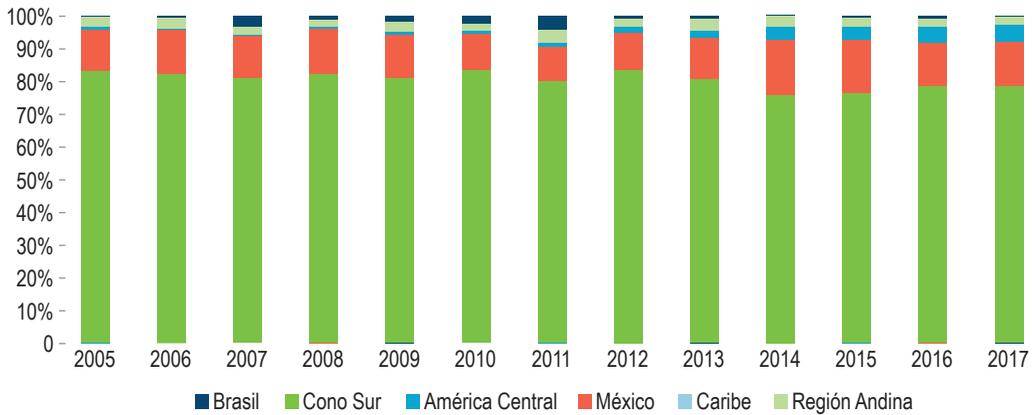
Fuente: Información de Estadísticas Energéticas OLADE.

**Figura 8 Importaciones de electricidad 2005–2017**

Fuente: Estadísticas Energéticas de OLADE. Cono Sur excluye Brasil.

naciones. Un caso similar ocurre con Argentina, quién le compra la porción de la energía que le corresponde a Paraguay de la central binacional Yacyretá. La energía producida por la otra gran central binacional en la región, Salto Grande entre Argentina y Uruguay, realiza ventas equitativas a ambos países, no considerándose intercambios internacionales.

Los países del Cono Sur, básicamente Paraguay (centrales binacionales Itaipú y Yacyretá), son los mayores exportadores de electricidad en la región alcanzando valores cercanos al 80% del total, a partir de 2014 siguen los países de SIEPAC y en tercer lugar México. Ver Figura 9 mientras que el mayor importador de energía eléctrica es Brasil, ver Figura 8.

**Figura 9** Exportaciones de electricidad 2005–2017

Fuente: Estadísticas Energéticas de OLADE. Cono Sur excluye Brasil.

La Tabla 3: Porcentaje de la demanda de electricidad cubierta con importaciones eléctricas, muestra el porcentaje de la demanda eléctrica de cada país en el período 2005 a 2017 abastecido por importaciones eléctricas. En ella se observa el detalle de las importaciones de los países, donde en la mayoría de los casos se aprecia que las importaciones tienen un peso relativamente bajo en la cobertura de la demanda.

Si bien hay consenso en que las interconexiones constituyen una solución técnica y económica eficiente dada la matriz energética y las redes existentes en la región, los trabajos disponibles no aportan una prueba concluyente acerca de cuáles son los obstáculos que limitan una mayor utilización de las interconexiones y cómo podrían ser superados. En particular, los temas regulatorios y contractuales, y más en general, el contexto comercial y de integración en el que se desarrollan estas interconexiones eléctricas muchas veces han estado ausentes. Tampoco están adecuadamente consideradas las compatibilidades entre los objetivos de políticas nacionales de abastecimiento energético con los mecanismos de cooperación y acuerdo que suponen las interconexiones.

A fin de proseguir con el esfuerzo de integración, es necesario entender las restricciones a la expansión de las interconexiones eléctricas entre los países y al aumento en el flujo de energía que pudiesen intercambiar. Es igualmente importante entender las restricciones políticas, macroeconómicas, y de aspectos sectoriales que impiden la construcción y utilización a plena capacidad económica de las interconexiones internacionales. En tal sentido se concluye que:

1. Cualquier esfuerzo hacia la integración física regional debe partir del reconocimiento de las diferencias que existen entre las estrategias y las políticas nacionales. Los acuerdos deben desarrollarse partiendo de la premisa de que los países participantes privilegian distintos objetivos y metas, sujetas a revisión periódica.

**Tabla 3** Porcentaje de la demanda de electricidad cubierta con importaciones eléctricas

Países	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Argentina*	7,6%	6,6%	8,9%	6,9%	6,9%	7,9%	8,1%	5,8%	5,8%	7,0%	6,0%	6,5%	6,9%
Belice*	62,9%	50,2%	51,3%	53,5%	45,7%	27,8%	30,5%	28,8%	38,7%	36,6%	37,9%	37,0%	26,6%
Bolivia	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Brasil*	9,2%	9,3%	8,8%	8,8%	8,4%	6,9%	7,1%	7,2%	6,9%	5,7%	5,9%	7,0%	6,2%
Chile*	4,1%	4,1%	2,8%	2,0%	2,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Colombia*	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,6%	0,1%
Costa Rica*	1,0%	1,7%	2,2%	1,0%	1,6%	1,7%	2,9%	4,2%	5,2%	5,2%	4,9%	7,4%	5,0%
Ecuador*	11,1%	9,4%	4,7%	2,7%	5,8%	4,3%	6,0%	1,0%	2,8%	3,4%	1,9%	0,3%	0,07%
El Salvador*	6,6%	0,2%	0,8%	1,6%	4,0%	3,3%	4,7%	2,9%	4,6%	8,9%	14,5%	15,5%	28,5%
Guatemala*	0,3%	0,1%	0,1%	0,1%	0,4%	4,3%	6,5%	2,4%	2,8%	7,0%	5,6%	6,8%	8,0%
Guyana	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Honduras*	1,1%	0,3%	0,2%	0,0%	0,0%	0,3%	2,6%	2,4%	1,4%	9,5%	7,5%	6,8%	3,4%
México*	0,1%	0,3%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,8%	0,6%	0,9%	0,8%	1,2%	0,7%
Nicaragua*	0,9%	1,8%	2,1%	0,9%	0,1%	0,3%	0,3%	0,5%	1,4%	0,5%	0,8%	4,4%	7,3%
Panamá*	0,9%	0,6%	0,1%	1,6%	1,0%	1,0%	0,9%	0,2%	0,9%	2,1%	0,2%	0,3%	0,06%
Paraguay*	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Perú*	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,04%	0,04%
Suriname	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Uruguay*	19,2%	34,7%	8,7%	10,2%	15,1%	3,8%	4,5%	6,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,03%
Venezuela*	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,0%	0,2%	0,4%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Fuente Información de Estadísticas Energéticas de OLADE.

\* Países con interconexiones operativas.

- Los esquemas de intercambio deben entonces ser flexibles e incorporar mecanismos para su ajuste.
2. Las reglas de distribución de beneficios de la interconexión deben ser transparentes y asignarse de manera balanceada entre los miembros del acuerdo. Eficiencia y distribución deben conciliarse de manera adecuada.
  3. Mientras se profundiza y avanza en entendimientos de carácter regional, el bilateralismo parece ser la herramienta más inmediata para gestionar las interconexiones actuales y aún sus futuras ampliaciones.
  4. Es necesario contar con reglas de intercambio estables, flexibles que respondan a objetivos que no siempre son coincidentes. El diseño de estas reglas deberá contar con acuerdos de los países participantes y otorgar seguridad jurídica a las partes, previendo además los mecanismos arbitrales apropiados para la solución de controversias.

## Acciones y resultados

### Proyectos de Integración en LAC. Donde estamos en la integración del mercado de electricidad

En Latinoamérica y el Caribe existen varias iniciativas de integración con distintos niveles de avance. Centroamérica cuenta con el Sistema de Interconexión Eléctrica de América Central, SIEPAC, considerado el primero en LAC que interconecta 6 países de Centroamérica desde Guatemala hasta Panamá, con una infraestructura de transmisión eléctrica común. El SIEPAC con 1.800km de longitud en 230 kilo-Volts (kV), cuenta con una capacidad de intercambio de hasta 300 MW y con un Mercado Eléctrico Regional que entró en operación comercial en 2014. Los países de Centroamérica al 2017 alcanzan una capacidad instalada de generación de 16000 MW y una demanda pico de aproximadamente 8200 MW. Cabe precisar que previo a la construcción del SIEPAC la región ya contaba con interconexiones bilaterales que permitían intercambios de electricidad limitada a 100 MW con trasiegos de 40 MW y sin reglas de mercado definidas. Igualmente, Guatemala avanzó en una interconexión eléctrica bilateral con México que opera en 400 kV y que forma parte de la Red de Transmisión Regional, sin ser parte del SIEPAC. Actualmente los gobiernos de la región impulsan las interconexiones extra regionales del SIEPAC con México al norte y con Colombia al sur.

En la región ANDINA, Colombia, Ecuador, Perú, Chile y Bolivia han acordado el impulso del Sistema de Interconexión Eléctrico Andino (SINEA). A diferencia de Centroamérica, la región ANDINA solo cuenta con interconexiones bilaterales entre Colombia-Ecuador y Ecuador-Perú que operan principalmente en casos de emergencia y para intercambio de excedentes con reglas de mercado spot. Colombia, Ecuador, Perú y Chile cuentan con sistemas de transmisión nacionales robustos en 500 kV que podrán ser la columna vertebral que enlazará las nuevas interconexiones binacionales SINEA. Al 2017, la capacidad instalada en los países SINEA es del entorno de 62000 MW con una demanda pico de aproximadamente 34000 MW.

En el CONOSUR (Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay), existen varias interconexiones binacionales: Chile-Argentina (una única interconexión, 640MW, 3x345kV,); Argentina-Brasil (dos interconexiones con sus convertoras de frecuencia asociadas 2100MW, 500kV y 50MW, 132/230kV); Argentina-Paraguay (dos pequeñas interconexiones de 84MW y 34MW en 132kV/220kV y la central hidroeléctrica binacional Yacretá de 3200MW y con capacidad de intercambio de 1550MW desde Paraguay a Argentina y 750MW de Argentina a Paraguay), Brasil-Paraguay (un pequeña interconexión de 50MW y la central hidroeléctrica binacional Itaipú, con una potencia instalada de 14000MW y una capacidad de interconexión con convertoras de frecuencia de 6300MW. Se observa que en 2017 Paraguay exportó aproximadamente 34.500 GWh a Brasil); Argentina-Uruguay (la central hidroeléctrica binacional Salto Grande de 1890MW en 500kV y líneas de interconexión con capacidad de 2000MW) y Uruguay-Brasil (dos interconexiones con sus respectivas convertoras de frecuencia, 500MW en 500kV y 70MW en 230kV/150kV). En el CONOSUR no existe un mercado regional que fomente un mayor intercambio de energía más allá de transacciones binacionales comprometidas por acuerdos previos. Al 2017, la capacidad instalada en estos países alcanza 192000 MW con una demanda pico promedio de 113000 MW.

Existen proyectos de nuevas interconexiones entre Brasil-Bolivia y Brasil-Guyana con estudios de prefactibilidad en preparación financiados por el Banco Interamericano de Desarrollo.

En el Caribe, la integración energética con infraestructura tiene retos adicionales por la ubicación geográfica de los países, donde la mayoría son islas. A pesar de esto, los gobiernos de los países del este caribeño han decidido avanzar en el desarrollo de sistemas geo-termoeléctricos que permita en un futuro exportar excedentes en función de su localización. Los gobiernos de Antigua, Barbuda, Dominica, Grenada, Saint Kitts, Nevis, Saint Lucia, Saint Vincent y las Grenadines han acordado avanzar en la implementación de la iniciativa *Sustainable Energy Framework for the Eastern Caribbean Countries (ECC)*, con el doble fin, reducir la dependencia de los combustibles fósiles a través de la explotación de sus recursos renovables y aprovechando excedentes por importación. La iniciativa cuenta con recursos de los mismos países, y financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo, del Green Climate Fund, del Global Environment Facility, del Gobierno de Italia; todos canalizados a través del Caribbean Development Bank (CDB).

Más al sur del Caribe, los gobiernos de Guyana, Suriname, Guyana Francesa y Brasil, buscan interconectarse a través del impulso a la iniciativa del Arco Norte. A través de esta iniciativa los países podrían avanzar en el uso de sus recursos naturales no explotados para el desarrollo de hidroeléctricas, plantas a base de biomasa y gas natural. El impulso al desarrollo de nueva infraestructura de transmisión favorecería también el suministro de electricidad en zonas no servidas de la mayoría de estos países.

## Resultados empíricos de la integración

### Evaluación del SIEPAC – Perspectiva financiera<sup>8</sup>

El proyecto SIEPAC como parte de un largo proceso de integración de la región cuyo objetivo inicial es “promover un aumento de las inversiones en el sector y la reducción del precio de la electricidad<sup>9</sup>” inició su funcionamiento comercial en 2014, al ponerse en servicio los últimos tramos de la red de transmisión regional SIEPAC. El SIEPAC cuenta con un solo circuito de transmisión en 230 kV y 300 MW de capacidad nominal, que recorre casi 1800 Km desde las subestaciones La Vega II y Moyuta en Guatemala, hasta la subestación Dominical en Panamá (Ver Figura 10). Este circuito, sumado a interconexiones bilaterales y extrarregionales<sup>10</sup> preexistentes y una serie de refuerzos nacionales comprometidos por cada país, constituye la Red de Transmisión Regional (RTR)<sup>11</sup>, que cuenta con rigurosos estándares de Calidad establecidos de común acuerdo entre los países (CCSD: Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño).

El Mercado Eléctrico Regional (MER) que rige las transacciones en el SIEPAC, define 6 zonas de control, regidas por sus propias reglas, con diverso grado de armonización, y sus mercados mayoristas de electricidad a través de sus Operadores locales de Sistema o de Mercado, según sea el caso (OS/OM), los que se coordinan con el MER en un Mercado de Contratos o Mercado de Ocasión diario, para concretar intercambios de energía entre los agentes autorizados de mercado que hoy suman 253 en toda la región. El despacho regional de energía entre los 6 países miembros es controlado y liquidado por el Ente Operador Regional (EOR), entidad que además se encarga de la planificación de la expansión de la transmisión y generación regional. La supervigilancia y regulación del mercado es regido por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el facilitador del desarrollo del mercado es el Comité Director del MER (CDMER).

En la Tabla 4 se muestra el perfil de los Agentes autorizados para transar en el MER y se destaca que la figura del Comercializador sólo se ha manifestado en Guatemala y El Salvador. Además, en Honduras y Costa Rica, hay una ausencia casi total de agentes, ya que este rol se ha concentrado en agencias de control estatal (ENEE e ICE), este tipo

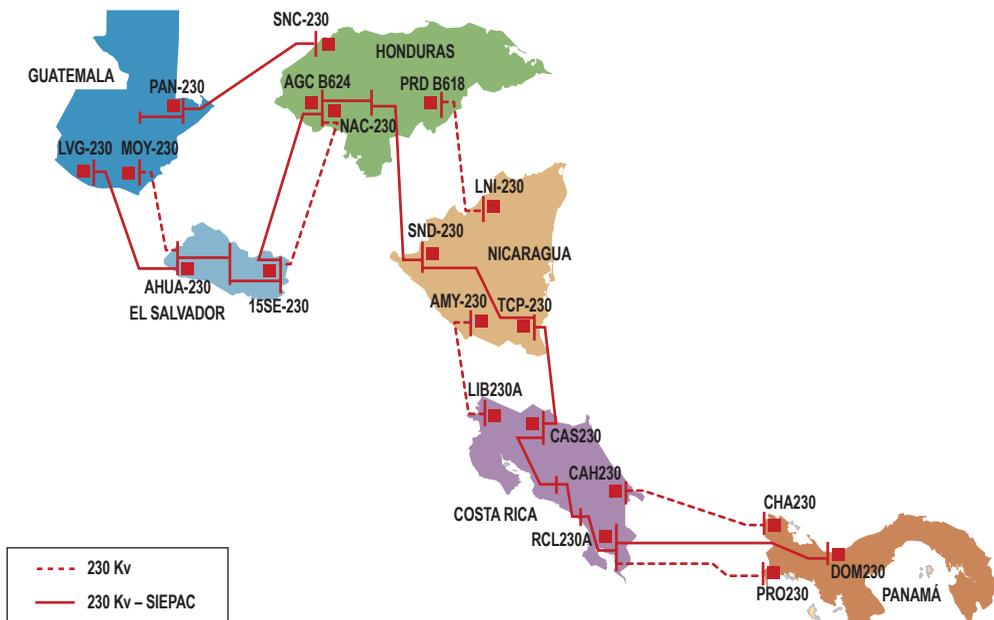
<sup>8</sup> Metodología de Evaluación Interconexiones Eléctricas Regionales y análisis Financiero/Económico del Proyecto SIEPAC. J. García, 2018.

<sup>9</sup> *Grupo Técnico Interinstitucional para el Plan Puebla-Panamá BCIE-BID-CEPAL con el apoyo del INCAE /Plan Puebla-Panamá Iniciativas y Proyectos Mesoamericanos (El Salvador, junio 2001)*. Cita de la Obra: SIEPAC Una historia exitosa de colaboración en integración regional, por Carlos E. Fallas Saborio. ICE.

<sup>10</sup> La única interconexión extra regional, a la fecha y declarada como parte de la RTR es entre Guatemala y México, a través de la Subestación Brillantes de 400 kV.

<sup>11</sup> La posibilidad de un flujo ininterrumpido de hasta 300 MW se conjuga en modo potencial dado que, hasta la fecha de este documento (fines de 2017), este nivel máximo posible de transar en la región sólo se ha cumplido en algunos tramos por el retraso de los Refuerzos Nacionales o por límites a la importación o exportación impuestos por algunos países, como Honduras y Panamá.

**Figura 10 Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC)**



ID_Nodo	País	Nemónico subestación	Nombre subestación
1124	Guatemala	LVG-230	Subestación la Vega II
1126	Guatemala	MOY-230	Subestación Moyuta
1710	Guatemala	PAN-230	Subestación Panaluya
3183	Honduras	SNC-230	Subestación San Nicolas
3301	Honduras	AGC B624	Subestación Aguas Calientes
3211	Honduras	NNC B639	Subestación Nueva Nacaome
3310	Honduras	PRD B618	Subestación Prados
4402	Nicaragua	SND-230	Subestación Sandino
4403	Nicaragua	LNI-230	Subestación León 1
4406	Nicaragua	TCP-230	Subestación Ticuantepe
4750	Nicaragua	AMY-230	Subestación Amayo
6014	Panamá	PRO230	Subestación Progreso
6440	Panamá	DOM230	Subestación Dominical
6260	Panamá	CHA230	Subestación Changuinola
28161	El Salvador	AHUA-230	Subestación Ahuachapan
28181	El Salvador	15SE-230	Subestación 15 de Septiembre
50000	Costa Rica	LIB230A	Subestación Liberia
50050	Costa Rica	CAS230	Subestación Cañas
56050	Costa Rica	RCL230A	Subestación Río Claro
58350	Costa Rica	CAH230	Subestación Cahuita

**Tabla 4 Perfil de los Agentes Autorizados para operar en el MER**

País	Comercializadores	Generadores	Grandes Usuarios	Distribuidoras	Total
Guatemala	23	57	23	3	106
El Salvador	38	10	1	8	57
Honduras	0	1	0	1	2
Nicaragua	0	16	19	5	40
Costa Rica	0	1	0	1	2
Panamá	0	46	0	0	46
<b>Total</b>	<b>61</b>	<b>131</b>	<b>43</b>	<b>18</b>	<b>253</b>

de control estatal también es observable en Nicaragua, pues concentra la propiedad de diversas entidades estratégicas de Producción, Transporte, Distribución y Consumo eléctrico. También se observa que en Panamá sólo existe la figura de agentes Generadores autorizados tanto para inyectar como para retirar energía del MER.

El Sistema de Transmisión Regional, está conformado en primer lugar por el Circuito SIEPAC, además de las interconexiones bilaterales originales y parte de las redes nacionales<sup>12</sup> que permiten tanto la inyección como el retiro de energía de los distintos agentes del mercado, así como el trasiego de energía desde y hacia los vecinos de cada país participante.

La construcción del circuito SIEPAC (Ver Figura 11), estuvo a cargo de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), cuyos socios son las empresas eléctricas estatales de los 6 países miembros: INDE de Guatemala; CEL y ETESAL de El Salvador; ENEE de Honduras; ENATREL de Nicaragua; ICE y CNFL de Costa Rica; y ETESA de Panamá, además de otros 3 socios extra regionales: ENEL de Italia (Ex Endesa España); ISA de Colombia; y CFE de México.

La EPR, tiene como objetivo el diseño, construcción, operación y mantenimiento del circuito SIEPAC. La inversión total alcanzó US\$ 505 millones y se financió con el aporte de capital propio de los 9 socios, unos US\$ 6.5 millones c/u, y una serie de préstamos que totalizan US\$ 446.54 millones provenientes del BID, BCIE, CAF, BANCOMEXT,

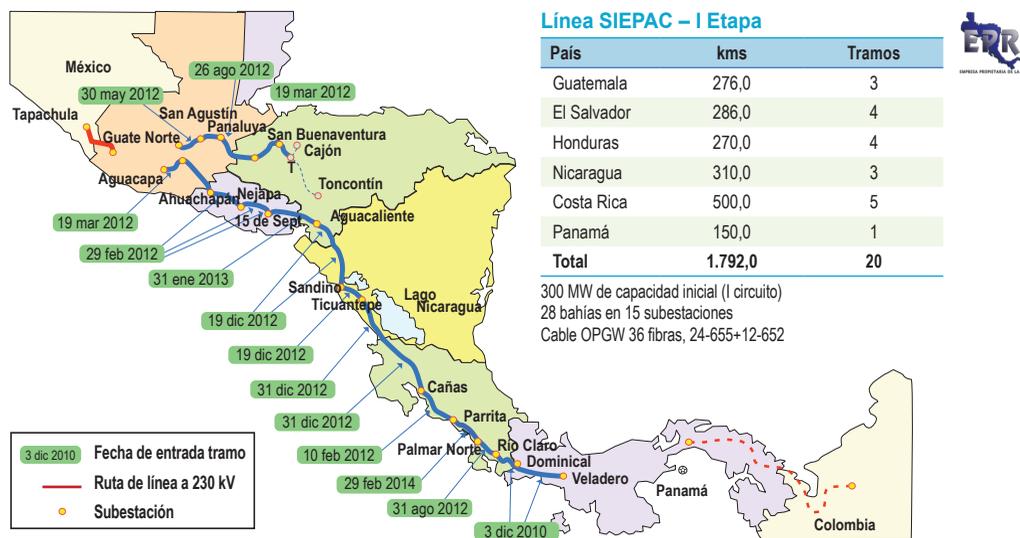
<sup>12</sup> (Según Libro III del Reglamento del MER, RMER):

2.2.1 El método de identificación de la RTR contempla cinco (5) pasos, que serán realizados por el EOR, en coordinación con los OS/OM...:

- Definición de la RTR básica a partir de las interconexiones regionales y extra-regionales y de las Ampliaciones Planificadas, incluyéndose la línea SIEPAC cuando ésta entre en servicio;
- Identificación de los nodos de control, en los que cada OS/OM informará las transacciones al MER y a través de los cuales se establecerá la interfaz entre el MER y los Mercados Eléctricos Nacionales;
- La unión topológica de los elementos identificados en (a) y (b) por medio de líneas u otros elementos de transmisión;
- Identificación de otras líneas que, por los criterios de utilización determinados en el Anexo A, deban también incluirse en la RTR;
- El EOR en coordinación con los OS/OM nacionales, basándose en estudios regionales de seguridad operativa, podrá añadir elementos a los ya identificados en los pasos "a-d" cuando estos se muestren necesarios para cumplir con los CCSD.

Figura 11

**Detalle del circuito SIEPAC construido por EPR y fechas de puesta en servicio desde diciembre de 2010, en Panamá, hasta septiembre de 2014 en Costa Rica. (Fuente EPR)**



DAVIVIENDA y financiamientos directos de INDE, CEL y ETESA, con un período de gracia promedio de 25.83 años, a una tasa de interés media anual de 3.53% (Ver Tabla 5).

Tanto el Servicio de la Deuda, así como los costos de administración, operación y mantenimiento (sobre el modelo de una empresa eficiente), los tributos y una Rentabilidad Regulada anual para los socios, tienen su remuneración garantizada anualmente desde el MER para la EPR mediante el IAR (Ingreso Autorizado Regional), aprobado en noviembre de cada año por la CRIE de forma específica para cada una de las instalaciones en operación comercial. (Ver Tabla 6 del IAR anual aprobado del año 2017).

Debe destacarse en este punto que los costos del proyecto SIEPAC, más una rentabilidad anual entorno al 11-13% para el aporte de Capital Propio de sus accionistas, está

**Tabla 5 Detalle del Financiamiento recibido por la EPR para la construcción del Circuito SIEPAC actualmente en operación comercial**

Ente Financiero y Tipo de Garantía Recibida	Monto (Millones US\$)	% del Total	Saldo al 31/12/2017 (Millones US\$)
BID con garantía soberana de los países	235,5	52,7%	163,4
BCIE(BEI), BANCOMEXT con garantía de accionistas extra regionales	133,5	29,9%	98,7
CAF, BCIE, Davivienda, Otros con garantía genérica de EPR	59,5	13,3%	39,4
<b>Total</b>	<b>446,5</b>	<b>100%</b>	<b>301,5</b>

Fuente: El Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) y su relación con la Empresa Propietaria de la Red (EPR). Monografía preparada por el Ing. Luis Buján de EPR en octubre 2017.

**Tabla 6 IAR anual 2017, reconocido para la Empresa Propietaria de la Red**

Ítem de Gasto	Monto (Millones de US\$)
Administración, Operación y Mantenimiento	12.87
Servicio de la Deuda	33.16
Tributos	6.02
VEI (Valor Esperado de Indisponibilidad)	0.00
Rentabilidad (12.49% de US\$ 58.5 Millones)	7.31
<b>Total</b>	<b>59.36</b>

Fuente: Resolución CRIE 71 2016.

siendo pagada por la “Demanda”. Es decir que suma costos operacionales a las Distribuidoras y Grandes Consumidores tendiendo a encarecer la tarifa un 1% sólo por la remuneración de este circuito (en torno<sup>13</sup> a 1.2 US\$/MWh). Este efecto se reduce en apariencia, toda vez que haya transacciones de mercado que originen el pago de los costos variables de transmisión por los agentes usuarios (lo que traslada parte del IAR de la EPR a los costos de producción y comercialización de energía), hasta que estos costos llegan finalmente recargados y con margen adicional de los intermediarios a las distribuidoras y grandes usuarios. También, se espera que la adquisición de Derechos de Transmisión por parte de los agentes reduzca el Cargo Complementario. Sin embargo, estas adquisiciones se suman a los costos operacionales de generadores y comercializadores quienes se ven obligados a trasladarlos a sus ofertas de mercado y acaban siendo pagados por distribuidores y grandes usuarios, aún en mayor medida si se plantea el hecho que los intermediarios tienden a producir ganancias para sí, en esta intermediación comercial.

En resumen, el proyecto SIEPAC, añadiendo deudas y rentabilidad, está siendo pagado marginalmente por los usuarios finales, lo que no es extraño, pues son los usuarios el sustento económico del mismo, produciendo una rentabilidad para los accionistas. Esto conduce a concluir que el Proyecto es constitutivamente Rentable bajo la perspectiva financiera (desde el punto de vista exclusivo de sus accionistas), y nada que pueda hacer la EPR puede modificar esa rentabilidad regulada y revisada anualmente por la CRIE. De hecho, en su gestión debe optimizar y ajustar sus gastos para adaptarse al Ingreso Autorizado Regional.

### **Evaluación del SIEPAC-Perspectiva social**

A diferencia de la evaluación Financiera del Proyecto SIEPAC, que se enfoca desde el punto de vista de sus accionistas, considerando los flujos de caja netos anuales asociados con la inversión, ingresos y gastos de la EPR; la Evaluación Social requiere ampliar el foco del análisis al MER en su conjunto y todos aquellos que se afectan y/o benefician directamente de su funcionamiento.

<sup>13</sup> Considerando que la demanda de energía en la región alcanzaría los 50x106 MWh en 2017 según el documento *Estudio de Planificación Indicativa de Generación y Transmisión Regional 2015-2024*. PSR.

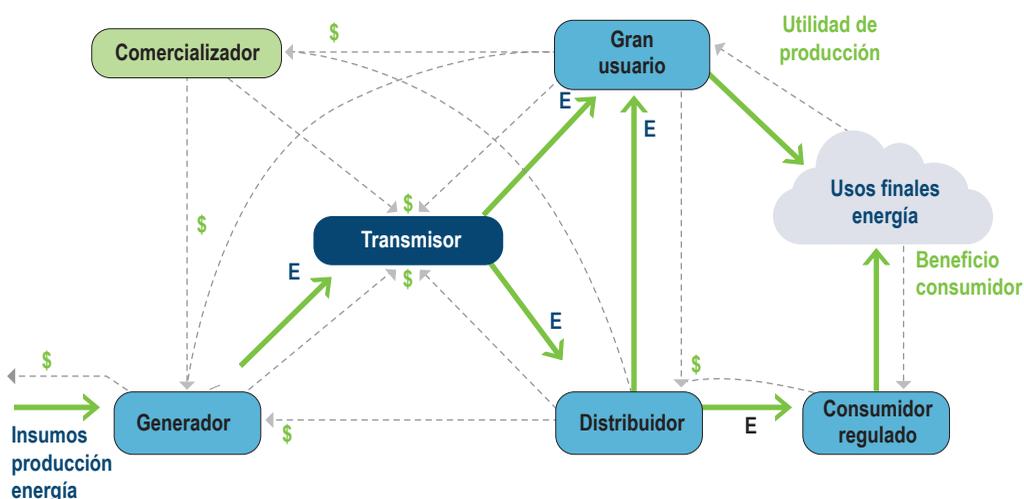
De esta forma, aparte de la EPR y otros agentes transmisores, se suman los agentes del mercado (Generadores, Comercializadores, Distribuidores y Grandes Usuarios, que pueden ser privados o estatales), los operadores de los sistemas locales (OS/OM) y las entidades regionales (EOR y CRIE), además de los Contribuyentes (gobiernos), usuarios regulados de la energía eléctrica y dueños del factor tierra. Las principales relaciones de intercambio económico se resumen en la figura siguiente.

En la Figura 12 se muestra un esquema general simplificado de los intercambios de energía y dinero en un mercado local y regional. A grandes rasgos, la primera etapa son los Insumos para la Producción de Energía que al final se traduce en los Usos Finales de la Energía. Para el consumidor regulado promedio se transforma en el “Beneficio del Consumidor” mientras para los Grandes Usuarios, generalmente se traducirá en una “Utilidad de Producción” del negocio para el cual la energía es un insumo. También, para los principales dueños de capital del mercado (Generador, Transmisor y Distribuidor) habrá un cierto beneficio económico, tanto como para los comercializadores (como intermediarios ocasionales). No se representan, por simplificación, flujos monetarios de Inversión y gasto en infraestructura, ni tampoco las pérdidas de energía desde la producción al uso final.

En el caso del SIEPAC, debe considerarse la Inversión en el circuito SIEPAC (ejecutada por la EPR), más las inversiones en refuerzos nacionales ejecutadas por cada país para completar todas las obras necesarias que vendrían a robustecer el Sistema Eléctrico Regional (SER) para una capacidad continua de transacciones de 300 MW en toda la región.

La Tabla 7 muestra los flujos para la valoración integral del proyecto SIEPAC, tomando como valores de referencia los obtenidos por la metodología para el año 2015, recordando que dichos valores corresponden para ese año a la diferencia de la

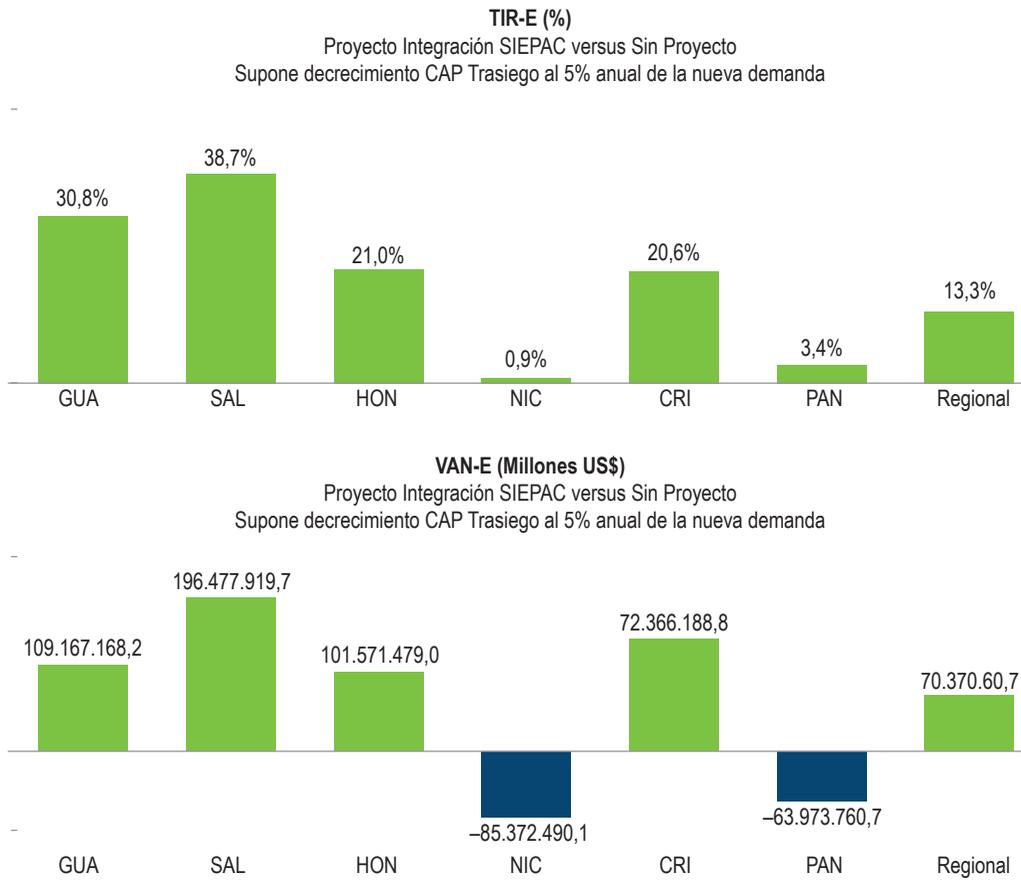
**Figura 12** Esquema general de los principales intercambios de Energía (E) y Dinero (\$) en un mercado eléctrico local y regional



**Tabla 7 Evaluación Económica Integral Proyecto SIEPAC (Millones de US\$)**

n	Año 0	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Circuito SIEPAC	505.000.000										
Refuerzos Nacionales	316.750.000										
<b>Total Inversión Regional</b>	<b>-821.750.000</b>										
<b>Costos Anuales</b>											
CO&M Refuerzos Transmisión											
Costos Regionales (proporcional a su demanda de energía)											
CRIE	3.500.000	3.500.000	3.500.000	3.500.000	3.500.000	3.500.000	3.500.000	3.500.000	3.500.000	3.500.000	3.500.000
EOR	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000
<b>Total Costos</b>	<b>-10.500.000</b>	<b>-10.500.000</b>	<b>-10.500.000</b>	<b>-10.500.000</b>	<b>-10.500.000</b>	<b>-10.500.000</b>	<b>-10.500.000</b>	<b>-10.500.000</b>	<b>-10.500.000</b>	<b>-10.500.000</b>	<b>-10.500.000</b>
<b>Beneficios SIEPAC</b>											
Mayor Margen Generadores	-341.820.527	-340.554.710	-339.252.185	-339.911.886	-337.911.886	-336.532.719	-335.113.556	-333.653.237	-332.150.569	-330.604.323	-329.013.237
Mayor Beneficio del Consumidor	406.885.925	405.423.972	403.919.623	402.371.648	400.778.781	399.139.721	397.453.128	395.717.624	393.931.791	392.094.168	
Rentabilidad EPR (incluye CVTs que superan el IAR)	68.954.240	68.706.486	68.205.598	67.448.877	66.436.505	65.171.702	63.660.832	61.913.455	59.942.300	57.763.183	
<b>Total Beneficios</b>	<b>134.019.638</b>	<b>133.575.748</b>	<b>132.873.036</b>	<b>131.908.638</b>	<b>130.682.567</b>	<b>129.197.866</b>	<b>127.460.723</b>	<b>125.480.510</b>	<b>123.269.767</b>	<b>120.844.115</b>	
<b>Neto REGIONAL</b>	<b>-821.750.000</b>	<b>123.519.638</b>	<b>123.075.748</b>	<b>122.373.036</b>	<b>121.408.638</b>	<b>120.182.567</b>	<b>118.697.866</b>	<b>116.960.723</b>	<b>114.980.510</b>	<b>112.769.767</b>	<b>110.344.115</b>
VAINE	70.370.602,1										
TIRE	13,30%										
Tasa de Descuento	12%										

Nota: El flujo regional obtenido es altamente sensible al parámetro de uso de la red de trasiego por el crecimiento de la demanda local, llevando el VAN a Cero, cuando ese parámetro alcanza un 10%.

**Figura 13** Indicadores de factibilidad económica por país

Fuente: Estadísticas Energéticas de OLADE. Cono Sur excluye Brasil.

situación Con Proyecto (Integración Regional - Interconexiones Robustas), con respecto a la situación sin proyecto (Desarrollo Individual - Interconexiones Precarias).

En este ejemplo, se ha considerado que los intercambios regionales tenderán a reducirse anualmente, debido a la pérdida paulatina de las capacidades de trasiego que son consumidas en parte por el crecimiento de la demanda local, ya que se proyecta bajo el supuesto de no más inversión en Refuerzos Nacionales. Con este objetivo se define como parámetro el porcentaje de la nueva demanda de energía que se apodera anualmente de las redes de trasiego, mostrando el resultado para un 5%.

En el caso de la evaluación económica, es posible determinar el efecto del proyecto de integración, respecto de la alternativa sin proyecto, para cada país participante, cuyos valores se ha obtenido el resultado integral presentado en la Tabla 5 anterior.

La Figura 13 presenta un ejemplo de posible distribución del Valor Presente Neto Económico (VAN-E), y de la Tasa Interna de Retorno Económico (TIR-E) para los países participantes, bajo los supuestos ya indicados.

## Política económica, instituciones y regulaciones

### *Seguridad de suministro versus integración*

Los argumentos esgrimidos en las secciones anteriores favorecen la integración energética, dependiendo del grado de participación de los países, pero efectivamente la misma dista mucho de lograr su potencial. Existen barreras importantes que deben ser removidas, o al menos reconocidas y mitigadas, para capturar todo el beneficio económico que podría generarle a los países. La seguridad de suministro de energía (soberanía energética) es un motivo de preocupación en la mayoría de los países, una de las principales barreras a la integración es la incertidumbre asociada con amenazas en el país exportador por posible inestabilidad política, desastres naturales, dependencia de unas pocas fuentes de suministro y el impacto del cambio climático, especialmente en condiciones de alto crecimiento de la demanda y falta de una inversión suficiente para tener una oferta adecuada, estas situaciones reducen los incentivos a importar energía de terceros.

Los recursos energéticos en general y la energía eléctrica presentan una serie de atributos de carácter estratégico<sup>14</sup> y connotaciones de índole geopolítica, que los diferencian de los demás bienes. En su doble dimensión de ser un bien estratégico y cumplir una misión de servicio público, no es de extrañar que los distintos poderes públicos involucrados por una u otra de estas dimensiones (Estados, conjunto de Estados, Regiones, Colectividades locales) exhiban una tendencia a controlar o supervisar el acceso, desarrollo y funcionamiento de estos mercados (Percebois, 2013).

Ya se ha mencionado la necesidad de contar con infraestructura de interconexión para el comercio transfronterizo de energía eléctrica y a los vínculos de solidaridad y mutua dependencia que se generan. Estas características técnicas, que derivan en la existencia de un vínculo físico permanente entre los sistemas, sumados a los ya referidos atributos, hacen del comercio internacional de energía eléctrica un potencial factor de integración entre los países, con todo lo que ello implica en términos de la noción de soberanía nacional y la voluntad de integración. En este sentido, los procesos de integración eléctrica más avanzados, en la medida que subordinan la seguridad energética interna a factores que escapan al control nacional (ej. eventuales vicisitudes de los países vecinos que pueden amenazar el abastecimiento local de energía), suscitan grandes resistencias (Nivalde y otros, 2013).

En consecuencia, la factibilidad y las formas que puede adoptar el comercio internacional de energía eléctrica, deben necesariamente analizarse a la luz de los

<sup>14</sup> La energía eléctrica no es una mercancía común, ya que su falta de abastecimiento altera fuertemente y, en aspectos críticos, el funcionamiento socioeconómico del conjunto de la sociedad y es un factor clave para la seguridad de un país. Estas características explican en gran parte la resistencia de los países a resignar porciones de soberanía energética a fin de lograr una mayor integración, y por otro lado, mantiene vigente el objetivo de optimizar y garantizar los suministros en forma coordinada con los vecinos.

problemas a que se ve enfrentado todo proceso de integración. En tal sentido, es de destacar la fuerte interrelación que muestran los procesos de integración energética respecto de la evolución de los procesos globales de integración (CEPAL, 2013). Los antecedentes históricos y el contexto político, geopolítico, ideológico y económico en el que se desenvuelven las relaciones entre los países y los esquemas organizativos y funcionales que adopta la institucionalidad regional, repercuten sobre el desarrollo de los procesos de integración energética y moldean los esquemas y modalidades contractuales que terminan finalmente implementándose. Al respecto, la historia contemporánea de la región es ilustrativa en cuanto a la fuerte interrelación entre las concepciones teóricas y doctrinarias predominantes, el rol de las instituciones de la integración y los modelos de integración global y energética que se impulsaron.

En general, se reconoce que es necesario cumplir con ciertos principios básicos para mantener la seguridad de suministro. Primero, la diversificación de las fuentes de suministro, lo cual reduce el impacto de fallas en una fuente particular de suministro. Segundo la capacidad de recuperación del balance oferta/demanda, asociada con márgenes adecuados de reserva, la disponibilidad de reservas estratégicas, la flexibilidad en la demanda y la capacidad de atender la demanda ante fallas inesperadas en la cadena de suministro. Tercero, reconocer la realidad de la integración. La integración de mercados eléctricos permite afianzar la seguridad energética en ciertas dimensiones, como por ejemplo en la disponibilidad de reservas, la diversificación horaria que permite un uso más eficiente del sistema, diversificación de fuentes, o inversiones con mayores escalas que pueden hacer más económica la inversión. En otras dimensiones, sin embargo, puede ir en detrimento de la seguridad energética. En caso de ciertas fallas, por ejemplo, eventos en un país pueden tener efectos sobre otro. En mercados integrados también se genera una dependencia entre sistemas, que puede tener impactos en la soberanía (de manera real o percibida) de los países, especialmente el que realiza importaciones. Adicionalmente, se encuentra el argumento de justicia distributiva, donde las rentas económicas generadas por un país no son comparadas con las inversiones evitadas por el otro. Por ejemplo, digamos que un país A requiere invertir \$30 MM para construir una línea de transmisión de 300 MW de capacidad para conectarse con un país B. Una inversión equivalente en capacidad de generación podría costar \$90 MM. Es más, supongamos que la energía producida por esos 300 MW cueste 8 centavos de dólar (¢), mientras que la energía importada cueste 6¢. La atención tiende a fijarse en los 6¢ que se pagan, y no en los 2¢ que se ahorran. Finalmente, la falta de protocolos de racionamiento, o cómo distribuir el suministro entre países cuando éste no es suficiente para cubrir la demanda, puede tener impactos en la percepción de los usuarios sobre los beneficios de la integración.

La seguridad de suministro de energía eléctrica se convirtió en los últimos años en un tema prioritario en Latinoamérica pues varios países que habían introducido un modelo de mercado enfrentaron situaciones de un balance oferta/demanda muy estrecho y racionamiento del suministro de energía. Aun cuando el desarrollo de mercados regionales de energía y de interconexiones binacionales contribuye a diversificar

las fuentes de suministro y podría convertirse en un instrumento eficiente para mejorar la seguridad de suministro de energía en los países, en la práctica la preocupación sobre la seguridad de suministro se ha convertido en un obstáculo para que los mercados regionales y las interconexiones binacionales se puedan convertir en fuentes de suministro firme de energía que permitan aprovechar los beneficios de economías de escala proyectos de generación más grandes y el acceso a fuentes más económicas de generación.

### ***Retos en la homogenización de regulaciones/ mercados e instituciones***

Los antecedentes de las diferentes experiencias de integración regional que se han llevado a cabo en el mundo muestran que éstas se han podido desarrollar bajo diferentes esquemas institucionales y con criterios muy diferentes en cuanto a la existencia y alcance de entidades de carácter supranacional.

No obstante, la creación de múltiples foros multilaterales de carácter regional y subregional (ALALC, ALADI, CSN, UNASUR, CELAC, CAN, MERCOSUR, ALBA, ARCO del PACÍFICO, etc.), todos ellos con diferentes esquemas, objetivos y alcances, se constata que en el plano energético los procesos de integración entre los países de sudamericanos se han desarrollado primordialmente en ámbitos bilaterales.

La creación en 2007 en el marco de la UNASUR de un Consejo Energético, que entre sus tareas prioritarias se fijó la elaboración de un Tratado Energético, implicó uno de los mayores esfuerzos por avanzar en el plano de la multilateralidad a escala regional. Hasta el presente, dicha iniciativa no ha registrado progresos sustanciales, ni en la consolidación del rol del Consejo, ni en la elaboración de una propuesta consensuada de Tratado<sup>15</sup>

En lo que refiere específicamente al Mercosur, formalmente se trata de una unión aduanera imperfecta, con aspiraciones a convertirse en un mercado común (Malamud et al, 2006). En el Mercosur ha habido instancias de cooperación regional, de solidaridad, de identificación, pero no se ha gestado un legado institucional significativo, ni se ha logrado reducir los “atributos fácticos de la soberanía”<sup>16</sup>. Por el contrario, se observa una gran resistencia a crear instituciones supranacionales y a atribuirles las competencias necesarias, así como la ausencia de un ordenamiento jurídico autónomo, con efecto directo y primacía respecto de las normas nacionales (Sanahuja, 2007). A este respecto cabe señalar también que, si bien el proyecto de fortalecer la Secretaría del Mercosur otorgándole facultades técnicas además de administrativas tuvo un buen comienzo, luego no se situó a la altura de las expectativas (Malamud, 2006).

<sup>15</sup> La UNASUR cuenta con un Anteproyecto de Estructura de Tratado Energético Suramérica, consensuado en la segunda reunión del Consejo Energético de Suramérica (Quito, 2010)

<sup>16</sup> Es el proceso por el cual los estados nacionales “se mezclan, confunden y fusionan con sus vecinos de modo que pierden ciertos atributos fácticos de la soberanía, ...”(Haas, 1971).

El Mercosur fue deliberadamente creado y mantenido como una organización “intergubernamental”<sup>17</sup>, entendiéndose por tal una situación en la que en la práctica se funciona en base a un sistema de doble veto por parte de los gobiernos: i) Las normas a nivel institucional requieren del consenso de todos sus miembros (primer nivel de veto). ii) Para entrar en vigencia luego de aprobadas típicamente requieren que sean incorporadas al derecho doméstico en todos los países miembros (segundo nivel de veto). A pesar de ciertos intentos de reestructura institucional estas características no se han moderado, sino que se encuentran intensificadas, lo que se refleja en un bajo desempeño de la institucionalidad del Mercosur. El grado de aplicación efectiva de las normas muestra “que aquellas que hacen a la arquitectura sustantiva del proceso de creación de una unión aduanera y un mercado común son justamente las normas que no están vigentes” (Vaillant, 2014).

La única área que quedó formalmente excluida de la exigencia de consenso intergubernamental fue la relativa a la resolución de controversias, aunque los resultados hasta ahora han sido poco alentadores<sup>18</sup>: “En un comienzo el sistema de solución de controversias se concentró sobre distintos tipos de barreras al comercio. La ineficiencia del sistema en resolver las disputas y en lograr que los laudos se cumplan fue deteriorando la credibilidad del mismo. Los laudos se hicieron menos frecuentes y además perdieron sustancia respecto a los aspectos medulares del proceso de integración”. Idealmente los sistemas de resolución de controversias deberían ser el lugar donde “el proceso de integración se perfecciona a través del contenido de los laudos que cumplen un rol de ir consolidando la aplicación de las reglas del bloque”. “El sistema en el Mercosur empezó con esta vocación, pero a poco de caminar y de encontrar dificultades para la obligatoriedad del cumplimiento de lo resuelto, las presiones directas e indirectas de las agencias ejecutivas de los gobiernos (típicamente las cancillerías) fue generando una captura de su funcionamiento que terminó por establecer una total inutilidad del mismo tal como revelan la secuencia de los laudos analizados” (Vaillant, 2014).

Más allá de las carencias y debilidades del Mercosur expuestas precedentemente, importa resaltar que la integración regional es un proceso y no un producto. En el marco de dicho proceso, y a medida que el nivel y grado de interdependencia económica y social entre los países del Mercosur vaya aumentando, muy probablemente los procedimientos normativos basados en principios defendibles públicamente (procedimientos formales) prevalezcan cada vez más sobre los acuerdos improvisados, basados en la distribución momentánea del poder (procedimientos informales) y se generen condiciones para la creación de instituciones comunes permanentes, capaces de tomar decisiones vinculantes para todos los miembros (Malamud, 2006).

<sup>17</sup> La integración del Mercosur resulta un tipo extremo de intergubernamentalismo: el interpresidencialismo (Malamud). Su mecánica consiste en recurrir a negociaciones directas entre presidentes cada vez que es preciso tomar una decisión importante o resolver un conflicto crítico (Malamud, 2006).

<sup>18</sup> En 24 años sólo se recurrió algunas decenas de veces a los mecanismos establecidos por el Protocolo de Brasilia.

En el plano concreto de lo energético, es claro que los mecanismos de resolución de controversias implementados en el marco del Mercosur, se han revelado insuficientes para aportar soluciones en momentos de tensiones importantes (particularmente en momentos de crisis energética, económica o política<sup>19</sup>). Por otra parte, cuando se pretendió dar algún paso hacia la conformación de esquemas de integración energética con algún grado de multilateralidad (aprobación del Documento de Directrices de Políticas Energéticas en el Mercosur<sup>20</sup>; firma de los Memorandos de entendimiento relativos a los intercambios eléctricos e integración eléctrica y a los intercambios gasíferos e integración gasífera<sup>21</sup>; firma en 2005 del Acuerdo sobre Complementación Energética Regional entre los Estados Parte y los Estados Asociados al Mercosur), tampoco se obtuvo avance alguno<sup>22</sup>.

A comienzos de la década del 2000, en un contexto de crisis económicas, sociales y políticas por las que atravesaron varios países de la región, la operativa de los intercambios energéticos implementados bajo el esquema previamente descrito se vio seriamente afectada. Problemas en el abastecimiento local de gas natural, terminaron afectando los contratos de exportación de gas natural de Argentina hacia Chile, Brasil y Uruguay, así como los contratos de exportación de energía eléctrica desde Argentina hacia Brasil y Uruguay. La realidad mostró también la extrema vulnerabilidad a la que se vieron expuestos los países que habían considerado la opción de depender en forma significativa del suministro en firme de energía eléctrica y/o gas natural por parte de países vecinos, a cambio de conseguir precios ventajosos en relación con otras alternativas energéticas. Las consecuencias inmediatas de estos hechos fueron la generación de un clima general de desconfianza entre los países respecto del cumplimiento de las condiciones contractuales contraídas y en particular, se instaló la duda acerca de si un país puede asumir compromisos de exportación de energía en firme a otro país, cuando se ve comprometido el abastecimiento de su propia demanda<sup>23</sup>.

<sup>19</sup> En el caso de Argentina como proveedor de gas y electricidad, ni los organismos multilaterales en el ámbito del Mercosur, ni los acuerdos bilaterales firmados con Chile, Brasil y Uruguay, tuvieron un rol relevante en la superación de las situaciones conflictivas que se generaron.

<sup>20</sup> Dicho documento, contenido en la resolución N° 57/93 del Grupo Mercado Común y que pretendió recoger una serie de lineamientos básicos para una coordinación de las políticas energéticas nacionales, con vistas a favorecer la integración de los mercados energéticos de los Estados Partes, prácticamente no tuvo consecuencias ulteriores.

<sup>21</sup> Los referidos memorandos están contenidos en las decisiones 10/98 y 10/99 del Consejo del Mercado Común, respectivamente. Si bien estos acuerdos tienen carácter multilateral, se han mantenido a nivel de principios, sin que los Estados Parte internalizaran norma comunes respecto del régimen aplicable a la infraestructura de interconexión o a los intercambios de energía (Lambertini, 2013).

<sup>22</sup> Esta situación contrasta con la evolución que ha experimentado el proceso de integración eléctrica en la región centroamericana, donde destaca la creación de institucionalidad regional, compuesta por una empresa propietaria de la red (EPR), un ente regulador y normativo del MER (CRIE) y un ente encargado de la operación regional (EOR).

<sup>23</sup> Resulta interesante señalar que en el estudio CIER O2 (1997-1999), se alertaba sobre la conveniencia que las políticas oficiales regulasen los volúmenes de reservas y niveles de producción asignables a la exportación, para los casos en que la libre disponibilidad del recurso y libre acceso

Frente a las dificultades anteriormente reseñadas, tomaron mayor relevancia los aspectos vinculados con la seguridad del abastecimiento, como la reducción de la dependencia y diversificación de fuentes y proveedores, así como la incorporación a las políticas energéticas de consideraciones de tipo político y social. Conjuntamente a la reivindicación del carácter estratégico de los recursos energéticos y un mayor interés en la preservación de los recursos energéticos no renovables<sup>24</sup> (priorizando su uso para la demanda interna), se sumó una revalorización de la planificación energética. Estas consideraciones han propiciado también una mayor presencia del Estado en el sector energético, tanto en lo que atañe a su rol empresarial como en la planificación y fijación de políticas energéticas.

En este contexto, la mayoría de los países de la región se encuentran abocados a planificar el desarrollo de sus sistemas eléctricos, con vistas a alcanzar la autosuficiencia energética, en la medida de lo posible, en un marco de sostenibilidad medioambiental. Dicho de otro modo, ningún país de la región está planeando supeditar la seguridad del abastecimiento interno a la existencia de contratos de importación de energía eléctrica. De hecho, se da por sobreentendido, que, si un país presenta dificultades para abastecer su demanda interna dado el fuerte impacto que esto conlleva sobre el funcionamiento socioeconómico del conjunto de la sociedad, lo más probable es que privilegie el mercado interno al cumplimiento de sus compromisos de exportación<sup>25</sup>.

Además de una importante presencia del Estado en los intercambios energéticos transfronterizos (subordinando las decisiones basadas en criterios comerciales a la seguridad de abastecimiento de cada país), se constata una preeminencia de la concepción política de la integración energética (OLADE, 2012-A). El énfasis en el carácter político y estratégico conduciría a la necesidad de implementar acuerdos y compromisos estratégicos entre estados (o sus empresas nacionales), como garantes de las relaciones de integración. El mismo informe de OLADE se plantea que con el fin de perdurar en el tiempo, dichos acuerdos deberán contar con una ajustada ponderación de los beneficios para cada estado y un reconocimiento de las necesidades mutuas, especialmente las de aquellos países de menor desarrollo relativo.

Como comentario de carácter general se puede destacar el hecho que independientemente del paradigma predominante, en Sudamérica es notoria la ausencia de acuerdos energéticos multilaterales. Si bien puede afirmarse que la acción más significativa en el campo de la integración energética ha tenido lugar en las interconexiones

---

a los mercados dieran preferencia a los operadores privados en decisiones sobre recursos energéticos no renovables. Para el caso que los flujos de gas y electricidad fuesen de una magnitud significativa, se planteaba la necesidad de contar con una previsión clara por las autoridades públicas de los requerimientos totales a largo plazo, de las reservas necesarias para su abastecimiento y de las fluctuaciones de costos en función de estos factores. Se sostenía que un incumplimiento de las condiciones contractuales, escasez o encarecimiento futuro de recursos energéticos, podría afectar intereses nacionales, no exclusivamente privados, perjudicando el proceso de integración.

<sup>24</sup> Con una activa participación de Estado en la fijación de las estrategias de reservas.

<sup>25</sup> Resolución CAN donde establece esa prioridad.

eléctricas, reglamentadas mediante la Decisión CAN 536 (del año 2002), que estableció un marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad (Ruiz Caro, 2010), en la práctica los intercambios eléctricos realizados entre Ecuador y Colombia en el marco de la CAN, se han desarrollado en un ámbito de bilateralidad<sup>26</sup>. Mas recientemente, en abril de 2017, los países acuerdan la sustitución de la Decisión CAN 536 por la Decisión 815 “Marco Regulatorio para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad” que dispone la elaboración de los reglamentos del Coordinador Operativo y Comercial, y en abril de 2019 durante la reunión SINEA celebrada en Lima, Perú, se acuerda la nueva Hoja de Ruta para avanzar en el proceso de interconexión de los países andinos.

Los antecedentes en cuanto a los proyectos de infraestructura energética ejecutados en el Mercosur muestran que el proceso de integración energética regional ha ido avanzando a través de acuerdos bilaterales. Incluso los protocolos de interconexión energética firmados en la década del 90’ en el marco de la ALADI, con el objetivo de promover la inversión privada en infraestructura de gas y electricidad, también tuvieron en su mayoría carácter bilateral<sup>27</sup>. Los intentos de avanzar hacia la integración energética por la vía multilateral han resultado hasta el momento poco exitosos, constatándose que los mayores avances se han registrado en el plano bilateral, tanto en el caso de interconexiones gasíferas como eléctricas (Ruiz Caro, 2010).

Un aspecto que no se puede soslayar es que, para avanzar hacia un esquema de integración energética multilateral, entre otras cosas, resulta necesario alcanzar acuerdos sobre el tránsito de energía por terceros países. En la región este tema ha resultado particularmente complejo y controversial. Como resultado de esta situación, hasta el presente, los intercambios transfronterizos de energía eléctrica, que han requerido del tránsito por terceros países han sido muy limitados.

Según Gonzales Silva (2008), la explicación del porqué mientras por un lado se constituyen organismos internacionales para el fomento de la integración energética, por otro lado se practica fuertemente el bilateralismo, tiene su explicación en la generalizada desconfianza de los países de la región entre sí, y de un futuro prometedor en un escenario de efectiva integración por lo que ello implicaría en términos de cesión de

<sup>26</sup> La decisión CAN 720 (noviembre 2009) modificó algunos aspectos de la decisión 536, como la diferenciación de precios para la demanda local e internacional, la distribución de las rentas de congestión y las condiciones para las exportaciones de energía realizadas en el marco de las Transacciones Internacionales de Energía (TIE). Se estableció también un plazo de dos años para establecer una nueva normativa para las TIE a nivel intracomunitario. Posteriormente la Decisión CAN 757 (agosto 2011) prórroga por otro período de hasta dos años la revisión de la Decisión 536 y establece regímenes transitorios para las transacciones entre Colombia y Ecuador (Anexo I) y entre Perú y Ecuador (Anexo II). En junio 2013 se emite la Decisión 789, que mantiene la suspensión de la Decisión 536 hasta agosto 2016 (con excepción del art. 20) con el fin de concluir su revisión y establece un nuevo régimen comunitario para los intercambios de energía eléctrica.

<sup>27</sup> Entre las excepciones se cuentan la ya mencionada resolución N° 57/93 del Grupo Mercado Común, y las Decisiones 10/98 y 10/99 del Consejo del Mercado Común.

verdaderas cuotas de soberanía. Los acuerdos bilaterales, a diferencia de multilaterales, además de arrojar resultados más expeditos, proporcionan mayores posibilidades de control y por lo general exigen poco o nada en cuanto a cesión de soberanía.

En función de lo descrito anteriormente, parece inferirse que en la actualidad no existirían condiciones como para plantearse la conformación de un mercado eléctrico unificado a nivel regional (y tampoco subregional), ni un entorno favorable para la implementación de contratos firmes de exportación/importación. En cambio, parecería existir un amplio margen de actuación para seguir profundizando en la integración de los sistemas a través de acuerdos bilaterales, sobre la base de intensificar la utilización de la infraestructura regional disponible, mediante la implementación de transacciones spot que permitan una mejor utilización de los recursos energéticos regionales<sup>28</sup> (en un marco de respeto por la autonomía de los diferentes países en cuanto al manejo de sus recursos energéticos internos), así como la construcción de centrales binacionales (incluida la construcción por un país de una central en otro) y nuevas interconexiones que resulten viables en consonancia con las premisas del paradigma vigente.

Para alcanzar un mayor desarrollo de los esquemas multilaterales de integración energética, además de una clara voluntad política de las partes, preferentemente plasmada en la firma de tratados entre los Estados<sup>29</sup>, se requerirá (Proyecto CIER 15, 2010): una institucionalidad mínima y una armonización regulatoria básica que posibiliten los diferentes tipos de acuerdos; esquemas de arbitrajes internacionales; la existencia de una infraestructura de interconexión; y una planificación a nivel nacional que incorpore una visión regional, coordinando al menos la expansión de la transmisión y los requerimientos de capacidad para las situaciones de emergencia.

### ***La importancia de los mecanismos de reparto de los beneficios en los procesos de integración***

Los procesos de integración no son un fin en sí mismos, sino instrumentos para alcanzar determinados objetivos y aportar a la satisfacción de necesidades concretas de diferentes grupos sociales (CEPAL, 2013). Al decir de Malamud (2006), la integración

<sup>28</sup> Que entre otros beneficios pueden aportar: una mayor confiabilidad para el suministro eléctrico ante situaciones de grandes mantenimientos o problemas de indisponibilidades forzadas prolongadas de las centrales eléctricas, una mayor estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia al incrementar la inercia de los sistemas eléctricos interconectados, una mayor garantía de regulación de la frecuencia (al tener una mayor cantidad de reserva rotante en el sistema eléctrico dispuesta a efectuar tareas de regulación primaria y secundaria), una mayor estabilidad de la tensión por incremento de las potencias de cortocircuito de los sistemas eléctricos interconectados, menores reservas operativas de cada sistema eléctrico, y un mejor aprovechamiento de economías de escala en la construcción de centrales eléctricas, y una mejor inserción al sistema de las Energías Renovables no Convencionales (ERNCC), ya que las mismas pueden ser planificadas teniendo en cuenta las potencialidades de las interconexiones internacionales.

<sup>29</sup> Concebidos como instrumentos geopolíticos de largo plazo, que aporten continuidad y estabilidad a las relaciones comerciales y les brinden resguardo respecto de las vicisitudes políticas.

regional es impulsada por la convergencia de intereses, no por la creación de una identidad<sup>30</sup>. Si acordamos que en el comportamiento de los diferentes actores o grupos sociales en un determinado proceso, resulta de fundamental importancia la identificación de los potenciales beneficios y/o perjuicios que derivan de éste y su reparto entre los distintos grupos sociales al interior de la sociedad (D.North, 1991), resulta evidente que en todo proceso de integración el tema del reparto de los beneficios pasa a ser de crucial importancia a la hora de identificar apoyos y resistencias a nivel de los países y al interior de los mismos.

Como un paso importante hacia una integración más profunda vale la pena destacar la creación en 2005 del Fondo para la Convergencia Estructural del Mercosur (FOCEM): un mecanismo de redistribución de beneficios, en tanto fondos estructurales financiados principalmente por los países más grandes, con el fin de beneficiar a los países más pequeños.

Una experiencia interesante del proceso de integración europeo es el uso de los conflictos (que normalmente versan sobre la desigual distribución de los beneficios) para ampliar los alcances y el nivel de la autoridad supranacional. No ha sido este el camino recorrido por el Mercosur (Malamud, 2006).

Por los importantes beneficios que puede aportar el comercio internacional de energía eléctrica, así como por las externalidades multidimensionales asociadas a los proyectos de interconexión (Navajas, 2008), los criterios de asignación de dichos beneficios adquieren particular relevancia<sup>31</sup>. En este sentido la experiencia de la región muestra que aun cuando una interconexión eléctrica pueda resultar en beneficios globales significativos, su desigual distribución entre los países o la afectación de determinados sectores socioeconómicos o de la población, puede incluso imposibilitar la concreción de las obras, no obstante haberse demostrado las ventajas globales de las mismas<sup>32</sup>. Por otra parte, en las relaciones internacionales, los lazos más sólidos

<sup>30</sup> De acuerdo con esta concepción, que pone el énfasis en el carácter pluralista y conflictivo de las sociedades, con grupos de interés competitivos entre sí, las élites políticas de la región estarían redefiniendo sus intereses en términos de una orientación regional, trascendiendo el ámbito nacional, porque estarían percibiendo que las instituciones supranacionales podrían contribuir mejor a la satisfacción de sus intereses de grupo.

<sup>31</sup> “Teniendo en cuenta, por otra parte, su carácter agotable, sus localizaciones espaciales, sus diferencias perennes de calidad o ciertas diferencias de costo (producción, transporte), las actividades de la energía son de las que generan la mayor cantidad de rentas y superbeneficios, de origen, naturaleza e importancias diversas. Las características mencionadas llevan a una constatación: el juego (y el desafío) en los mercados energéticos será la distribución de la renta...”, (Manual de OLADE)

<sup>32</sup> En el Informe Sectorial Hacia una Nueva Agenda Energética para la Región (CAF y otros, 2013), se señala como uno de los posibles factores causantes del retraso del proyecto de interconexión entre Colombia y Panamá, al desplazamiento de plantas panameñas de despacho marginal de costos muy altos (que permiten la captura de rentas hidroeléctricas de carácter inframarginal), como consecuencia del ingreso masivo de energía a bajos precios desde Colombia (los estudios indican que un porcentaje muy importante de la energía que transportaría la línea vendría desde Colombia hacia Panamá).

y duraderos entre los países (imprescindibles para avanzar en el camino de la integración) se cimentan en la percepción de la existencia de un reparto justo y equitativo de los beneficios y no del que deriva del uso de las relaciones de fuerzas entre los Estados (P. Rozas, 2006). Por lo tanto, para que los proyectos de integración eléctrica resulten sostenibles en el tiempo, es necesario captar la conveniencia y necesidad del conjunto de actores y de la comunidad, y procurar, en la medida de lo posible, que todas las partes involucradas queden reconfortadas con la asignación de los beneficios (que podrá incluir incluso algún tipo de compensación hacia los afectados)<sup>33</sup>. De lo contrario, se convertirán en una fuente permanente de discordia.

### ***Requerimientos institucionales para el fortalecimiento de los organismos regionales.***

Desde 1945, la integración económica de América Latina no solo ha sido impulsada por las principales instituciones globales que actúan en el continente, sino que ha llevado también a la creación de otras instituciones de carácter regional o continental. Como resultado de estas diversas iniciativas, la integración eléctrica de los países andinos es en la actualidad objeto de atención —concreta o potencial— por parte de numerosas instituciones supranacionales.

El Banco Mundial y la CEPAL y fueron las primeras instituciones en ser creadas, en 1944 y 1948, respectivamente. Organizada como comisión regional de la ONU (dentro del Consejo Económico y Social), la CEPAL está constituida por todos los países y territorios del continente americano, más algunos países europeos y Japón. Desde sus comienzos, la CEPAL ha promovido la integración económica de América Latina, originalmente como complemento a las políticas de sustitución de importaciones, con el fin de superar las limitaciones de los mercados nacionales. El rol fundamental de la CEPAL es el desarrollo de políticas públicas para el desarrollo de América Latina, en base a la compilación y análisis de datos estadísticos.

El Banco Mundial es sin duda una de las instituciones supranacionales con mayor capacidad financiera y humana que actúa en la región en temas de energía y de integración económica. Estos recursos les permiten contribuir a impulsar la integración eléctrica de la región, financiando infraestructura, o desarrollando estudios y propuestas. El Banco Mundial posee experiencia en la creación de instituciones que promueven los intercambios económicos internacionales, notablemente el Centro Internacional para la Conciliación de Disputas sobre Inversión (ICSID por su sigla en inglés), creado en 1966.

El BID, por otra parte, tiene un fuerte compromiso con la integración económica latinoamericana, tanto a nivel de estudios conceptuales y propuestas de políticas,

<sup>33</sup> Un caso ilustrativo a este respecto es la controversia que se suscitó entre Ecuador y Colombia en relación al mecanismo de reparto de las rentas de congestión generadas por la interconexión entre estos dos países (CEPAL, 2013).

como en el financiamiento de infraestructuras para la integración física de América Latina. Con amplia experiencia desde su fundación en 1959, autonomía de decisión, importantes recursos financieros, personal altamente cualificado, elevada credibilidad, y un foco exclusivo en América Latina, el BID es una de las instituciones clave para la integración eléctrica regional. En primer lugar, el BID puede usar su capacidad técnica y su credibilidad para guiar a los gobiernos de la región a adopten posturas más favorables a la integración, y puede ofrecer incentivos adicionales para la construcción de las infraestructuras necesarias. En segundo lugar, el BID puede utilizar su experiencia, conocimientos y credibilidad para crear, en su seno o separadamente, y en colaboración con otras instituciones supranacionales, mecanismos de apoyo a la integración eléctrica, tales como foros de resolución de conflictos o entidades para la regulación de los intercambios internacionales.

Con una vocación principalmente financiera, pero explícitamente orientada a la integración regional en su misión, y un foco mayor en infraestructura y en la región andina, la CAF (creada en 1970) es otra institución que puede tener una función destacada, junto al BID, en la integración eléctrica regional.

Dedicada exclusivamente a la integración económica de América Latina, ALADI es la sucesora, desde 1980, de la Asociación Latinoamericana de Comercio (ALAC), creada en 1960 por el Tratado de Montevideo. Como la mayoría de las otras instituciones supranacionales relacionadas con la integración regional, ALADI es gobernada conjuntamente por los países miembros, pero la actividad regular recae en la Secretaría General, sobre todo con respecto al estudio y desarrollo de políticas de integración, y en un Comité de Representantes. ALADI concentra su actividad en el comercio de bienes y el turismo, que involucran temas como los procesos aduaneros, cobro de aranceles, gestión logística, poco relacionados con la integración eléctrica. ALADI también apoya la integración en el sector de la energía, y podría complementar la actividad de otras instituciones en lo que respecta a temas tributarias y de coherencia con las normas de comercio internacional de los países de la región. A este respecto, una experiencia valiosa es la creación en 2005 de la Coordinación de Organismos Regionales de Integración Energética, con el objetivo de coordinar la actuación de diversas entidades involucradas en la integración energética: ALADI, CEPAL, ARPEL, CIER y OLADE. El acta constitutiva de esta iniciativa, disponible en la web de ALADI, se reproduce en el Apéndice de este trabajo.

OLADE tiene también un fuerte compromiso con la integración energética, que de hecho forma parte de su misión. Desde su creación en 1973, OLADE ha desarrollado herramientas de capacitación e instrumentos para la planificación energética, que pueden ser de gran valor para los países de la región como marco común para el aprovechamiento de los recursos comunes de los países. El uso de un sistema común de planificación, basado en datos y premisas compartidos y aceptados por los planificadores de cada país, sería un importante avance a la hora de crear las bases para la integración eléctrica de la región, ya que contribuiría a crear programas nacionales de inversión coherentes, tanto en lo que se refiere a redes de transmisión e

interconexiones, como de forma más general al desarrollo de recursos de generación con una visión regional y no puramente nacional. Además, la ubicación de la sede de OLADE en Quito le da aún mayor visibilidad y centralidad en la región a la hora de contribuir a la integración eléctrica regional. El caso de OLADE es analizado en mayor profundidad en la sección siguiente de este trabajo.

Una función semejante a la de OLADE, pero con respecto a normas técnicas sobre interconexiones, operatividad, y gestión de la información, podría corresponder a la CIER. La CIER ofrece cursos de formación y otros mecanismos de creación y difusión de conocimientos y experiencias sobre la gestión de empresas y entidades operadoras, calidad de servicio, indicadores de desempeño, control y operación de redes, y otros temas relevantes para la integración regional. Otra aportación potencial de importancia que puede realizar la CIER está relacionada con su estructura de gobierno. A diferencia de la mayoría de otras instituciones supranacionales consideradas en este trabajo, la CIER está constituida por comités nacionales de los países miembros, que a su vez están formados por las empresas eléctricas de cada país. Ello permite una participación más directa de estas empresas en el proceso de integración, y no a través únicamente de los Ministerios de Energía o de asuntos exteriores que son los participantes nacionales en la mayoría de las otras instituciones. De este modo, la CIER abre un canal para un importante grupo de interesados en proceso de integración.

La participación de empresas también podría ser facilitada por ARPEL, que, como muestra la creación de la Coordinación de Organismos Regionales de Integración Energética, tiene interés también en la integración energética. ARPEL, no obstante, tiene una vocación netamente orientada a los hidrocarburos y biocombustibles, como indica su propio nombre, y como muestran sus principales actividades y su lista de miembros, restringida por estatuto a empresas de estos sectores. Por ello, su posible rol en la integración eléctrica regional sería necesariamente limitado.

El comercio internacional de electricidad exige infraestructuras físicas especializadas—interconexiones entre las redes nacionales—que a su vez tienen implicaciones clave a nivel institucional y de economía política. Estas interconexiones son, de hecho, bienes públicos regionales, lo que puede ocasionar problemas de “free riding” a la hora de financiar estas inversiones (Beato, 2008), o de “hold up” una vez construidas (Auriol & Biancini, 2013). También puede haber resistencia por parte de los organismos nacionales de planificación energética a la coordinación regional, por suponer una cierta pérdida de autonomía (Castillo, 2013). De un modo más general, la necesidad de realizar inversiones de larga duración hace que los contratos de intercambio internacional de electricidad sean incompletos, especialmente con respecto a la coordinación entre las acciones de las partes contratantes para evitar congestión o escasez. La falta de una autoridad internacional que pueda garantizar unas reglas estables de operación y de distribución de costos y beneficios, y de este modo “completar” los contratos, provoca incertidumbre sobre los beneficios de estas inversiones y por tanto limita la disposición a invertir en estas infraestructuras (Beato, 2008; Navajas, 2008; ESMAP, 2010).

## Agenda de políticas para la integración: lo que se puede hacer a partir de las lecciones aprendidas

### Potencial para proyectos de integración regional

#### *SINEA*

El Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) busca crear un corredor eléctrico Andino que conecta los sistemas eléctricos de Colombia, Ecuador, Perú, Bolivia y Chile, desarrollando un marco regulatorio para transacciones y el comercio eléctrico transfronterizo entre esos cinco países (Ver Figura 14). El objetivo a largo plazo es crear un mercado regional integrado de electricidad que abarque más de 7.000 km. La interconexión aprovecha las complementariedades entre los cinco mercados, lo que podría aumentar la seguridad de abastecimiento y reducir el costo de la electricidad. El sistema interconectado de Chile tiene una capacidad instalada de 20GW, Colombia con 14,7GW; Perú con 8,3GW; Ecuador con 5,2GW y Bolivia con 1,4GW.

La iniciativa nace por medio de la Declaración de Galápagos en 2001, donde se crea el Consejo de Ministros del SINEA y se conforman los grupos de Planificación y de Regulación. En 2014, la Declaración de Lima incluye un ambicioso plan de acción hasta el 2024 y resuelve buscar una integración progresiva, inicialmente con intercambios bilaterales, sin la creación de organismo supranacional que reduzca las potestades soberanas o transferencia de facultades sobre la regulación de los sectores eléctricos de los países.

Un estudio realizado por el BID con datos hasta 2014, analiza los beneficios directos a todos los países del SINEA de las interconexiones entre países. La primera es la interconexión entre Ecuador y Perú, consistente en una línea de transmisión en 500 kV, y con una capacidad inicial de 500 MW. Dado que Ecuador también intercambia energía con Colombia, la interconexión se analizó entre los tres países, dando un VPN de

**Figura 14** Esquema sistema de transmisión general de los países de SINEA



US\$338 MM descontado al 12% al SINEA, y una tasa interna de retorno del 27.9% con una inversión de 137MM. Al realizar el análisis por países, Ecuador y Perú reciben VPN positivos, mientras que Colombia tiene un VPN negativo. Esto se explica porque las exportaciones de Perú a Ecuador reducen el diferencial con Colombia y por ende menores exportaciones y menores ingresos por rentas de congestión.

La interconexión entre Perú y Chile, por medio de una línea de 220kV entre Los Héroes y Parinacota, con capacidad de transferencia de 100 MW Norte-Sur y 30 MW Sur-Norte, requiere una inversión de US\$31 MM y produce un VPN de 115MM y un IRR de 42% a todos los países del SINEA, y positivo para ambos países de la interconexión.

**Tabla 8 Avances Primer semestre 2018 de la Hoja de Ruta de SINEA**

Etapa I (2016–2017)	Últimos avances al 2018
<b>Puesta en Servicio Línea EC-PE 500 kV</b>	2016: Estudio anteproyecto EC-PE terminado 2017: Estudio ambiental EC terminado 2017: Acuerdo de punto de frontera interconexión 500 kV 2018: Licencia ambiental proyecto 500kV EC. En proceso 2018: Estudios topográficos en EC en proceso 2018: Cronograma de construcción acordado entre EC y PE para entrada en operación en 2022. 2018: Interconexión EC-PE – marzo 2018, el Ministerio de Energía y Minas del Perú encargó a PROINVERSION la licitación del tramo de la línea desde La Niña hasta Nueva Piura 2018: El tramo Nueva Piura-Frontera cuenta con el anteproyecto de ingeniería y con el análisis del COE y OSINERGMIN
<b>Aumento Capacidad Interconexión EC-CO 220 kV Existente.</b>	2018: Reuniones con apoyo del BID, del grupo de trabajo binacional para el desarrollo de contratos de corto plazo para el intercambio de mayor energía en la conexión existente
<b>Interconexión CH-PE 220 kV Back-to-Back</b>	2017: Chile inaugura interconexión SIC-SING, mientras se preparan estudios de armonización regulatoria con financiamiento BID. 2018: Se contratan estudios interconexión Tacna-Arica con financiamiento BID. 1er informe en revisión.
<b>Interconexión PE-BO 220 kV</b>	Interconexión PE-BO. Mayo, 2018, los Gobiernos de Perú y Bolivia, por medio de sus Ministerios responsables del sector de energía, solicitaron al BID el financiamiento para avanzar en el estudio de infraestructura de interconexión eléctrica. Contrato con empresa seleccionada firmado en junio 2018.
<b>Diseño conceptual y acuerdo de un marco de normas comunes para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional.</b>	2017 se publica la Decisión CAN 816, que reglamenta el mercado CP (CO-EC-PE). Plan de 21 meses. En proceso elaboración reglamentos Operativo, Comercial y Coordinador Regional. En proceso solicitud de los países al BID para contratar consultores locales en apoyo a la preparación de los reglamentos, para EC y CO. PE ya tiene consultor local.
<b>SINEA En estrecha coordinación de actividades con la CAN</b>	2017: XXV Reunión CANREL sobre temas regulatorios de la decisión 816.

Ahora bien, una interconexión en corriente continua, con capacidades de transferencia de 1000 MW requiere de una inversión de 477MM y produce un VPN de 290MM para el SINEA, siendo que el VPN individual por país también es positivo.

La Hoja de ruta SINEA 2014–2024 acordada en Lima, Perú, contempla el avance en acciones relacionadas con el desarrollo de infraestructura de interconexión, armonización regulatoria, creación de instituciones regionales y desarrollo del mercado regional. Los avances al 1er semestre de 2018 de la Hoja de Ruta se muestran en la Tabla 8.

### Arco Norte<sup>34</sup>

La región de Arco Norte está compuesta por Guyana, Surinam, Brasil (con sus estados del norte de Amapá y Roraima) y la Guayana Francesa (un departamento de ultramar

<sup>34</sup> Larrea, Sylvia Virginia; Bonzi Teixeira, Augusto; Cova, Bruno; Binato, Silvio; Parodi, Alejandro. 2017. Arco Norte Electrical Interconnection Study – Component II: Pre-Feasibility Study. IDB-MG-558. Banco Interamericano de Desarrollo. Washington, DC. <https://publications.iadb.org/handle/11319/8599#sthash.TUXorRrD.dpuf>.

de Francia); en conjunto, estos se conocen como los países Arco Norte. Los sistemas eléctricos de los países de Arco Norte están actualmente aislados y tienen problemas para proporcionar una generación limpia y un servicio confiable. El desarrollo de una infraestructura consistente en plantas de nueva generación y líneas de transmisión para integrar estos sistemas eléctricos proporcionaría la base para aumentar el crecimiento económico y el bienestar social en la región. Los principales beneficios de una interconexión eléctrica para los países de Arco Norte serían: (i) Generación de menor costo en Guyana, Guayana Francesa y Suriname; (ii) Los precios de la electricidad potencialmente más bajos para los consumidores en Guyana y Suriname en el largo plazo; (iii) suministro más seguro; (iv) reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>; y (v) ingresos por exportación de energía, especialmente para Guyana.

La demanda máxima total en la región de Arco Norte alcanzó 908 MW en 2014, y el consumo fue de 6.233 GWh. La demanda ha crecido rápidamente en los últimos seis años, a una tasa de 4,6 por ciento para la demanda máxima y del 5,4 por ciento para el consumo. Amapá, Suriname y Roraima tienen el consumo más alto de la región, con 30.0 por ciento, 27.7 por ciento y 16.0 por ciento del total regional, respectivamente.

Muchos componentes de los sistemas de transmisión individuales en la región de Arco Norte son antiguos y requieren rehabilitación. Los principales sistemas de transmisión en Guyana y la Guayana Francesa van de este a oeste a lo largo de la costa norte. Los principales sistemas de transmisión de Suriname no están interconectados y funcionan como sistemas separados. El sistema de transmisión en Amapá también corre de este a oeste, y se integró con el principal sistema brasileño en marzo de 2015. Se espera que antes del 2027 el sistema de transmisión Roraima esté interconectado con el principal sistema brasileño a través de una línea de doble circuito de 715 km en 500 kV, desde la subestación en Boa Vista hasta Manaus. Cuatro de los sistemas eléctricos en Arco Norte operan en 60 Hz, solo Guayana Francesa opera en 50 Hz.

Para cumplir con el crecimiento esperado en la demanda, la región de Arco Norte puede expandir la generación a partir de una variedad de fuentes renovables y no renovables. Los primeros estudios de expansión de generación para la región de Arco Norte, financiados por el BID, evaluaron proyectos de generación candidatos en cada país, incluidas opciones renovables y no renovables, muestran beneficios económicos en la integración de los sistemas eléctricos.

El desarrollo de las interconexiones de Arco Norte es un proceso escalonado, que podría avanzar a través de interconexiones bilaterales y moviéndose gradualmente a un mercado regional.

Basado en la experiencia de la integración de otros países de la región, el avance en las actividades descritas en la hoja de ruta para la integración eléctrica Arco Norte, requerirá del apoyo y compromiso de los gobiernos de Guyana, Suriname, Brasil y Guayana Francesa. Esto se ha plasmado en la primera declaratoria conjunta de Paramaribo en 2017.

## Viendo al futuro: rol de las renovables no convencionales y del comercio internacional

Para poder cuantificar los beneficios netos en un sistema eléctrico interconectado en América Latina, el BID desarrolló un modelo de simulación a gran escala para 21 países de la región, donde se confirma la posibilidad de un alto nivel de participación de energía renovable al 2030.<sup>35</sup> Se realizaron supuestos sobre la caracterización geográfica y temporal de los recursos renovables (solar, eólico e hidroeléctrico), las estimaciones de demanda eléctrica futura de los distintos países, los precios internacionales de combustible, las estimaciones de costos de inversión por tipo de tecnología y muchos otros. Se desarrollaron tres escenarios:

- **Base:** Es un escenario orientado a los planes de expansión existentes en los países mostrando una baja penetración de energía renovable y baja integración de transmisión internacional. Representa una trayectoria “tradicional” para cumplir con la demanda proyectada en el horizonte de planificación desde el año 2016 hasta el año 2030
- **Renovables (RE+):** Alta penetración de energía renovable con baja integración de transmisión internacional. Incorpora de manera óptima generación con energías renovables, con una meta indicativa para la región de un mínimo de 80% de renovables en 2030.
- **Renovables Conectadas (RE+CO):** Alta penetración de energía renovable con alta integración de transmisión internacional, incorporando todas las líneas de transmisión que permiten de manera óptima un alto grado de integración de energía renovable.

El estudio indica que para el año 2030, es posible tener un sistema eléctrico integrado, económico y con menores emisiones. En el escenario Base, los costos de generación eléctrica (incluyendo el costo de inversión en nueva capacidad de generación, combustibles, operación y mantenimiento) ascienden a \$872.81 billones de dólares, el más alto de los tres escenarios analizados. El escenario Renovables requiere de \$865.90 billones, mientras que el escenario Renovables Conectadas requiere \$852.52 billones de dólares. Las construcciones adicionales de capacidad de transmisión internacional hacen que el sistema de energía de América Latina sea más eficiente y requiera menos energía renovable y capacidad hidroeléctrica para cumplir con la meta de 80% de energía renovable al 2030. Solo cuatro países verían sus costos más elevados en el escenario de Renovables Conectadas, el cual ascendería en \$9.8 billones, los cuales podrían ser cubiertos con mecanismos apropiados de transferencia a partir de los \$20.29 billones en ahorros totales. Es requerido, sin embargo, esquemas

<sup>35</sup> Paredes, Juan Roberto (2017). La Red del Futuro: Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina. Inter-American Development Bank: Washington, DC. - See more at: <https://publications.iadb.org/handle/11319/8682#sthash.TiTeMZUw.dpuf>.

de integración que permitan un despacho unificado de la generación de todos los países, y donde la generación hidroeléctrica absorba las fluctuaciones de la energía solar y eólica.

El portafolio de tecnologías del escenario Base genera la mayor producción del principal gas de efecto invernadero CO<sub>2</sub>, y otros gases contaminantes como los NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub> con 4,725 millones de toneladas, 9 millones de toneladas y 6.7 millones de toneladas respectivamente durante los 15 años correspondientes al horizonte de planificación. El escenario RE+ presenta la segunda producción más alta de CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub> con 4,135 millones de toneladas, 8.2 millones de toneladas y 6.3 millones de toneladas respectivamente. Los ahorros sobre el escenario BASE son 589.8 millones de toneladas o 12.5% para CO<sub>2</sub>, 0.76 millones de toneladas o 8.5% para NO<sub>x</sub>, y 0.36 millones de toneladas o 5.4% para SO<sub>x</sub> respectivamente. El escenario RE+CO tiene las menores producciones de CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub> con 4,028 millones de toneladas, 8.1 millones de toneladas y 6.1 millones de toneladas respectivamente. Los ahorros, con respecto al escenario Base, son 696.9 millones de toneladas o 14.7% para CO<sub>2</sub>, 0.92 millones de toneladas o 10.3% para NO<sub>x</sub>, y 0.59 millones de toneladas o 8.8% para SO<sub>x</sub> respectivamente.

La construcción de mayor capacidad de transmisión eléctrica regional en el escenario RE+CO aumenta la capacidad de intercambio entre los países en 15,650MW. Esta capacidad es aproximadamente cuatro veces más que la capacidad existente en los escenarios BASE y RE+ durante el horizonte del estudio. Con la expansión de la capacidad de transmisión en el escenario RE+CO, el sistema eléctrico de América Latina es más eficiente. La eficiencia tiene varios efectos notables:

- Mayores intercambios de electricidad entre países e incremento de la seguridad energética a nivel regional.
- Las inversiones en energías renovables se hacen en plantas más eficientes ya que se hace un mejor uso de los recursos eólicos o solares (mayores factores de planta). Al mismo tiempo se aprovecha mejor la complementariedad temporal y geográfica de las energías renovables variables lo cual trae importantes beneficios en la operación de los sistemas eléctricos mitigando de esta forma su variabilidad natural.
- Un sistema de energía eficiente reduce el costo total del sistema y por lo tanto se da la oportunidad a los países de transferir estos ahorros a los consumidores finales.



## Conclusiones

La integración energética regional tiene un gran potencial de proveer beneficios económicos, financieros, sociales y ambientales a los países de la región de América Latina y el Caribe. A pesar de tener estos beneficios, los mismos han sido lentos en obtenerse. Múltiples estudios indican que se pueden obtener —de manera simultánea— reducciones en los costos de la energía, de emisiones de gases de efecto invernadero, de las necesidades de inversión en la expansión de los sistemas, y de incrementar el acceso y la cobertura a este servicio básico. A pesar de que los procesos de integración energética se vienen gestando por décadas, aún queda muchísimo por avanzar. Este fenómeno no es exclusivo a la región. Otras regiones, con institucionalidades más avanzadas, como Europa, también presentan barreras a integraciones más profundas.

La integración energética regional es un proceso complejo desde muchas perspectivas, lo que crea barreras a la creación y uso de las interconexiones cuando éstas existen. Desde el punto de vista económico, las inversiones son muy intensivas de capital en activos específicos con un valor alternativo muy bajo y los períodos para su recuperación son largos. Desde el punto de vista institucional, los entes regionales son débiles o simplemente inexistentes, no teniendo la autoridad suficiente para resolver conflictos o establecer normativas regionales cuando van en contra de las reglas nacionales, o al menos lograr que las mismas sean suficientemente armonizadas. Desde el punto de vista financiero, existen riesgos crediticios o de variaciones cambiarias, incertidumbre en los flujos de fondos porque los pagos dependen del diferencial de precios entre los países, los cuales a su vez dependen de una gran cantidad de variables. Finalmente, desde el punto de vista político, la dependencia energética por el país importador es castigada fuertemente cuando existen interrupciones originadas en terceros países o cuando se percibe que el flujo de pagos es mayormente unidireccional. Desde el punto de vista del país exportador, se puede ver políticamente como algo negativo si la demanda externa hace subir los precios del mercado doméstico.

La aproximación a lograr una mayor profundización de la integración regional debe realizarse por varios frentes, aunque no necesariamente de manera simultánea.

Más aún, posiblemente sean requeridas múltiples iteraciones para ir evolucionando hacia sistemas más integrados. En primer lugar, es necesaria una vocación integracionista de las autoridades nacionales. Es requerida la intervención de las autoridades sectoriales para el diseño de las políticas y armonización de las regulaciones, y su negociación con las contrapartes del otro u otros países. También debe tenerse muy claramente definidos cuales son los beneficios y los costos de la integración y realizarse campañas comunicacionales para mostrarlos a la población.

