

74
EDICIÓN

NOVIEMBRE 2017

REVISTA CIER

Sin fronteras para la energía

Edición especial dedicada a la

INTEGRACIÓN ENERGÉTICA



Redacción y Administración en Secretaría Ejecutiva de la CIER:

Blvr Artigas 1040 Montevideo, Uruguay

Tel: (+598) 27090611* / **Fax:** (+598) 27083193

Correo Electrónico: secier@cier.org

Consejo Editor:

Claudio Bulacio, Juan José Carrasco, Jessica Kaufman, Marisol Arias, Dimas Carranza y Alberto Pérez Morón.

Foto de portada: Yacyretá, Entidad Binacional entre Argentina y Paraguay, Gentileza EBY Argentina - CACIER

Web: www.cier.org



*Queda autorizada la reproducción total o parcial haciéndose mención de la fuente.

Reflexiones sobre la evolución y uso de las interconexiones de electricidad en América del Sur

Autores

Ing Gabriela Batista

Ing. Ignacio Rodríguez

Breve reseña de la integración eléctrica de América del Sur

La historia de la integración eléctrica de América del Sur ha pasado por distintas etapas, tanto desde el punto de vista comercial, como técnico y de realización de acuerdos.

En la década del 70 la crisis del petróleo impulsó el aprovechamiento de fuentes hidráulicas en el continente, y como parte de estas iniciativas se implementaron proyectos binacionales en ríos limítrofes que permitieron el intercambio de energía excedentaria tanto a través de contratos como ocasionales, estos últimos por conveniencia económica o emergencias de los sistemas.

En la década del 90 los esquemas institucionales de la región sufrieron procesos que habilitaron la creación de mercados mayoristas de electricidad y una mayor participación de agentes privados en el sector eléctrico, aunque con distintos grados de liberalización en cada país. Es así que el tema del comercio internacional de electricidad fue considerado en los acuerdos multilaterales de la región: la Comunidad Andina de Naciones (Decisión 536 del año 2002) y el Mercosur. En éste último los acuerdos más generales fueron reforzados por acuerdos como el “Acuerdo Marco sobre complementación energética regional entre los Estados Partes del Mercosur y Estados Asociados” del año 2005, y la Declaración Presidencial de la Cumbre de América del Sur en el año 2000 en Brasilia, en los cuales se proponía instrumentar las coordinaciones requeridas (institucionales, regulatorias y técnicas) para las obras de infraestructura que permitieran el intercambio de energía con el objetivo de lograr la efectiva integración. Las condiciones normativas bajo las cuales se han construido las interconexiones y se han desarrollado los intercambios de energía eléctrica en América del Sur no han sido homogéneas, y tampoco existen instituciones supranacionales que regulen dichos ámbitos, sino que son las autoridades nacionales las que desempeñan el papel gestor de los mismos.

Las políticas energéticas impulsadas en la región en los años 90 no dieron los resultados esperados, y es así que en América del Sur comienza en la última década un proceso de revisión del papel del Estado en el sector energético en los países. Esto llevó, en general, a que los Estados hayan vuelto a adquirir en los últimos años un rol relevante en el funcionamiento de los mercados eléctricos de distintos países, además de funcionar como instrumento coordinador para las inversiones de agentes privados en el sector eléctrico. También surgió como elemento adicional muy relevante en la toma de decisiones del sector las consideraciones del cuidado del medio ambiente y preservación de los recursos no renovables, temas en los cuales es imprescindible el liderazgo de los Estados nacionales ⁽¹⁾.

En líneas generales el marco institucional de los intercambios de energía eléctrica en América del Sur se ha basado, o bien en contratos, o bien en transacciones de oportunidad, denominadas “spot”, en las cuales intervienen disponibilidades de energía excedentaria cuyos precios se basan en acuerdos suscriptos o coordinados entre las autoridades de los países involucrados. En general este tipo de transacciones “spot” son de carácter bilateral aunque han existido algunos antecedentes de acuerdos multilaterales de condición transitoria. Los criterios para el reparto de beneficios de las transacciones comerciales de electricidad han diferido según las situaciones de que se trate.

Sin embargo, la infraestructura de interconexión eléctrica entre países no ha tenido avances significativos en los últimos años y la existente ha sido subutilizada. Las causas asignables más relevantes son la heterogeneidad de las normas regulatorias y comerciales de los distintos países de América del Sur, los obstáculos que presentan el pago de costos de proyectos parcialmente ubicados fuera del territorio nacional, la

distribución asimétrica de costos y beneficios de los proyectos ⁽²⁾, (las disímiles situaciones políticas de los países, las circunstancias económicas que han transitado los mismos y las contingencias que han sufrido algunos contratos de suministro de energía eléctrica en la región.

En forma sintética, las características del comercio de electricidad en América del Sur han sido, históricamente y en rasgos generales, las siguientes:

Las autoridades de los países han desarrollado una **estrategia bilateral** para dicho comercio, definiendo las modalidades de intercambio, los participantes autorizados para la gestión de las transacciones y las condiciones de precios de las mismas en lo que refiere a los intercambios de oportunidad, y aplicando los esquemas regulatorios vigentes de los países correspondientes para el diseño de los contratos de largo plazo. Hay que destacar que los grandes proyectos de generación hidroeléctrica como Itaipú (Brasil-Paraguay), Yacyretá (Argentina-Paraguay) y Salto Grande (Argentina-Uruguay) fueron desarrollados por los Estados a partir de la firma de tratados binacionales.

En lo que refiere a las **modalidades de transacción** que se han utilizado en el comercio de oportunidad en la región se destacan como más relevantes y usadas:

- Reparto equitativo de beneficios: ambos países fijan un precio por el recurso que el país vendedor ofrece de forma incremental y el beneficio que provoca dicho intercambio se reparte en partes iguales entre los dos. Es la modalidad denominada “sustitución” en el Convenio de Interconexión entre Uruguay y Argentina y se ha aplicado con asiduidad para la venta de excedentes de energía de origen hidráulico.

⁽¹⁾ “Puntos de conflicto de la cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe”, Ariela Ruiz-Caro, CEPAL, 2010.

⁽²⁾ “Cuestiones y alternativas de los proyectos transnacionales”, Beato, Paulina,

- Costo variable más un margen de ganancia. Este margen sale del acuerdo entre ambos países y puede reflejar el costo fijo del recurso más un adicional de rentabilidad.
- Precios nodales y reparto de las rentas de congestión. Esta modalidad fue la que se estipuló en la Resolución 536 de la Comunidad Andina de Naciones. Ambos países, vendedor y comprador reciben por la transacción su propio costo marginal luego del intercambio más posibles cargos estipulados en la regulación. En caso que la capacidad de interconexión se utilice totalmente, o sea que existe congestión de la misma, los precios en ambos nodos extremos difieren y se generan las llamadas “rentas de congestión”. Los criterios de reparto de estas rentas entre ambos países deben ser fijadas de antemano.

La **operación de las transacciones bilaterales** en América del Sur es gestionada de forma centralizada por los Despachos de Carga nacionales. Estos organismos calculan y ejecutan despachos óptimos de generación que minimizan los costos totales, incluyendo los racionamientos de energía. Pueden existir restricciones adicionales al despacho óptimo, ya sea operativa o energética, como puede ser la operación conservadora de los embalses previendo situaciones de sequía. Los costos de los recursos de generación son costos auditados (excepción es Colombia, con costos declarados).

Seguridad de suministro: el comercio de electricidad en situación de racionamiento de alguno de los países involucrados debería ser analizado previamente de forma interna en cada uno de los mismos para luego ser coordinado con los países respectivos. Esto debe contemplar las prioridades de abastecimiento y los precios de intercambio en caso de falla declarada en un país y las posibles restricciones a los intercambios en

caso que un país prevea escenarios con riesgo de falla. Las experiencias de la década pasada con los contratos de exportación de energía en el Mercosur marcaron los criterios actuales de despacho energético en que los intercambios con países vecinos no se consideran a nivel de planificación de los sistemas como recursos de los mismos, sino que son utilizados en caso de conveniencia económica de la transacción o en situaciones de emergencia.

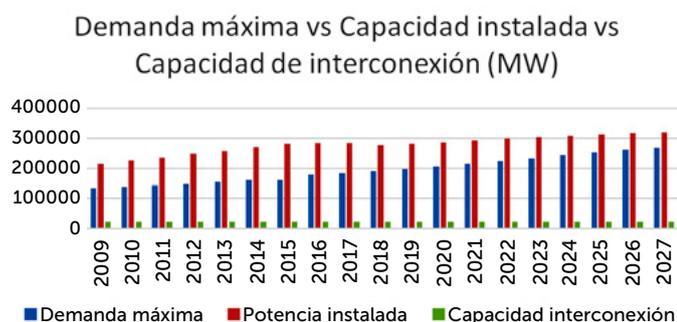
Evolución histórica del uso de las interconexiones

Como se plantea en el trabajo “*Problemas de interés económico en los acuerdos para el comercio internacional de energía eléctrica. Situación en América del Sur y la Unión Europea*”, de los Ing Mario Ibarburu y Ms Ec Ximena García de Soria, en América del Sur los sistemas de generación tienen gran participación de fuente hidráulica (rango 30-70%, según el país, para el año 2016), con la consiguiente fluctuación de ciclos de sequía. A esto debe sumarse la incertidumbre del posible respaldo que los países vecinos puedan ofrecer teniendo en cuenta la historia de las últimas décadas. Todo esto ha determinado, en los últimos años, el incremento de la preocupación de los gobiernos por la seguridad de suministro, procurando por un lado un manejo conservador de las reservas hidráulicas, y por otro, utilizando como premisa el autoabastecimiento para los criterios de expansión de los sistemas de generación nacionales, tema éste facilitado en parte por la disminución de los costos de las tecnologías renovables no convencionales, eólica y solar.

En la gráfica siguiente se puede observar para los países de América del Sur, la demanda máxima en potencia, tanto histórica como proyectada hasta el año 2027 ⁽³⁾,

⁽³⁾ Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, ADME, EIA, CONELEC, MINEM, UPME, CNE, MPPEE.

la potencia instalada de generación para el mismo lapso y la evolución histórica y esperada de la capacidad instalada en interconexiones.



Más abajo se muestran los indicadores propuestos por el trabajo “Problemas de interés económico en los acuerdos para el comercio internacional de energía eléctrica. Situación en América del Sur y la Unión Europea”, de los Ing Mario Ibarburu y Ms Ec Ximena García de Soria para los años 2009 a 2015⁽⁴⁾, los cuales permiten observar la evolución, en ese lapso, de las interconexiones de la región, su participación en la matriz de capacidad de oferta instalada, en el abastecimiento de la demanda y su uso efectivo. Estos indicadores son:

- El porcentaje de los flujos de electricidad entre países respecto del total de la energía eléctrica generada en la región. Esto representaría la participación de la energía comercializada con otros países en el abastecimiento de la demanda.
- El porcentaje de la capacidad instalada de las interconexiones (total América del Sur) respecto a la capacidad total instalada de generación de todos los países. Este indicador permite observar si ha habido avances en la instalación de nuevas interconexiones acompañando la expansión del parque generador en los países.
- El porcentaje del uso de las interconexiones existentes, o sea el flujo de electricidad entre países

respecto del total de la capacidad instalada de interconexión en la región.

Capacidad instalada de interconexión vs Generación (%)

| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|--------------|-------|-------|------|------|------|------|------|
| Total | 10,83 | 10,31 | 9,91 | 9,46 | 9,11 | 8,70 | 8,35 |

Intercambio vs Generación (%)

| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|
| Total | 5,53 | 4,93 | 5,10 | 4,72 | 4,54 | 3,98 | 4,47 |

Uso de interconexiones (%)

| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Total | 25,02 | 23,55 | 25,38 | 24,52 | 24,37 | 21,70 | 21,75 |

Como se puede ver en los valores mostrados, en los últimos 7 años la incidencia de la capacidad instalada en proyectos de interconexión respecto de la potencia de generación instalada en los países ha tendido a disminuir al no implementarse nuevos proyectos. El flujo de intercambio respecto de la generación total para el total de los países de la región se mantiene en el rango del 4-5% y el uso de las interconexiones, o sea el aprovechamiento de la capacidad potencial comercial, no ha superado el 25% de su capacidad total.

Perspectivas recientes sobre el tema

En el año 2010 la CIER finalizó el denominado Proyecto CIER 15, el cual tenía como objeto el estudio de las transacciones de energía entre los sistemas de las Comunidad Andina, América Central y Cono Sur. Los países participantes, en el Grupo de Traba-

⁽⁴⁾ No se incluyó el año 2016 pues al momento de recolección de la información para este artículo la información no estaba totalmente confirmada.

jo CIER, fueron Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú y Uruguay. El análisis de la Fase II de este Proyecto (que se hizo junto con el Banco Mundial y la CAF) se realizó a varios niveles (estratégico, técnico, comercial y regulatorio) para estudiar la viabilidad de la creación e incremento de los intercambios en la región (América del Sur y América Central). El aspecto de interés de este análisis, entre otros, es que tiene en cuenta el entorno político, económico, los riesgos asociados y la diversidad del potencial energético de la región. Dicho estudio está en vías de ser actualizado para incorporar las nuevas realidades del continente, comerciales, económicas, ambientales y políticas, así como de las tecnologías en ascenso, las fuentes renovables no convencionales, almacenamiento de energía, movilidad eléctrica.

Más recientemente, desde el punto de vista de estudios de factibilidad y acuerdos ha habido avances en la Comunidad Andina de Naciones (CAN) con miras a la integración regional. Entre los años 2011 y 2014 se desarrolló el estudio del sistema de interconexión eléctrica andina (SINEA) financiado por el BID. El mismo incluye un estudio de Armonización Regulatoria para el desarrollo de un Mercado Regional de Electricidad, considerando un Mercado spot vinculante con contratos financieros entre Agentes de distintos países. El estudio fue aprobado por los Ministros de los países de la CAN como hoja de ruta para lograr la interconexión regional. El mismo se continúa a través de grupos de trabajo que trabajan en la armonización regulatoria de los países y en la planificación de la infraestructura requerida. Los temas más relevantes que se analizan y que pueden modificar la Decisión N°536 de la CAN del año 2002 son: los contratos firmes de largo plazo (Contratos Financieros) y la remuneración de la capacidad; la re-

muneración de las redes de transmisión; la operación en situación de emergencia; los mecanismos de resolución de conflictos y la formación de una institución coordinadora regional.

En el momento de elaboración de este artículo hay noticias auspiciosas de avance de parte de Chile, Perú y Argentina. Las autoridades ministeriales de energía de Chile y Perú han firmado en junio del 2017 los términos de referencia para la futura interconexión eléctrica entre Chile-Perú (tramo Arica-Tacna, de 200 MW), la que estaría operativa en el año 2023, términos que ya habían sido analizados por los técnicos de ambos países. Y por otro lado, el Ministro de Energía de Chile planteó que ya están identificados más posibles puntos de interconexión del sistema chileno, un segundo con Perú (línea Montalvo-Kimal de 1000 MW para el año 2028) y cuatro con Argentina. En este último caso, consisten en la ampliación de la capacidad de la línea ya existente (Andes-Cabos) a 600 MW y la construcción de tres nuevas líneas entre los años 2025 y 2040 con un total de 3000 MW.

Estos avances y las experiencias que se puedan adquirir a partir de las nuevas modalidades de negocios que se diseñen en dichos acuerdos aportarán al análisis y la exploración de futuros convenios multilaterales para toda la región.

Esto se hace más necesario que nunca para poder definir nuevas opciones de mercados de energía que permitan la reducción de costos; el aprovechamiento de las complementariedades; la utilización a pleno de las energías renovables no convencionales, las cuales están tomando un papel predominante en la región, y suplir el hecho de la creciente oposición a grandes proyectos hidroeléctricos, lo que disminuye el potencial de expansión de dicha fuente.

Desafíos futuros para los sistemas eléctricos de América del Sur en escenarios de cambio climático

Adicionalmente a lo dicho en el punto anterior, hay un tema fundamental que representa un gran desafío para el continente y es el cambio climático. Nuestros sistemas eléctricos deben prepararse ya para anticiparse a sus consecuencias y dejarlos así fortalecidos para las generaciones futuras.

Para nuestro continente, con matrices de generación muy dependientes de fuentes renovables, la vulnerabilidad de las mismas ante el cambio climático y las modificaciones en los esquemas de complementariedad actuales que provocará el mismo hace que las interconexiones entre países sean altamente beneficiosas.

En lo que refiere a las lluvias, nuestro continente ya está sufriendo las consecuencias del cambio climático con sequías nunca registradas en la historia en algunas cuencas y, por otro lado, con crecidas también históricas en otras. También los cambios en las condiciones de clima han provocado desastres naturales y fenómenos meteorológicos que han afectado la disponibilidad de la infraestructura existente de los sistemas eléctricos de América Latina.

El informe del Banco Mundial “Rethinking Infrastructure in Latin America and the Caribbean” del año 2017 plantea que América Latina está expuesta a muchos riesgos climáticos y que los impactos aumentarían en intensidad y severidad si las temperaturas globales continúan aumentando. El documento informa que, en el caso que el calentamiento global aumente 4°C por encima de las temperaturas antes de la revolución industrial para el año 2100, las lluvias podrían dismi-

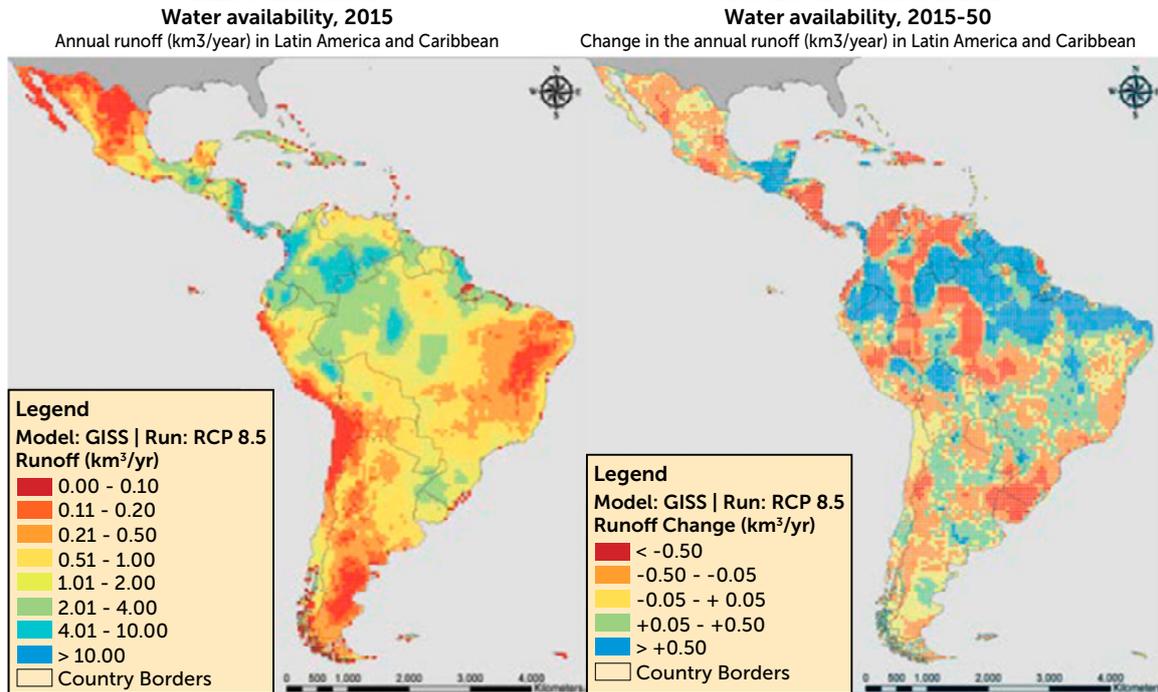
nuir 20 a 40 % en el Caribe, Centroamérica, el nordeste y el centro de Brasil y la Patagonia, mientras que aumentarían en las costas tropicales y subtropicales del Pacífico y en el sur de Brasil. Además, en ese escenario de +4°C, en las áreas afectadas por sequías, las temperaturas medias más altas y la mayor variabilidad de las precipitaciones podrían extender dichos períodos de sequía y sus condiciones hasta un 20 %. El documento también informa que la distribución estacional de los caudales podría volverse más variable ya que los glaciares podrían desaparecer en el escenario de +4°C y sufrir pérdidas considerables en un escenario de +2°C. Esto podría provocar roturas de glaciares e inundaciones, así como escasez de agua en algunas cuencas hidrográficas. Otro factor que se verá afectado por las consecuencias del cambio climático es la demanda de electricidad debido a las olas de calor que se prevén.

Por otra parte, como indica el informe mencionado, los eventos extremos de inundaciones y tormentas se incrementarían en la región, lo cual aumentaría los riesgos de daños e indisponibilidades en las infraestructuras de generación y transmisión. En las regiones afectadas por olas de calor más intensas que las actuales se incrementarían los picos de demanda: la transmisión de energía y los sistemas de enfriamiento de centrales se volverían menos eficientes con la consecuente disminución de recursos de oferta de energía.

Esto implica que las complementariedades y riesgos de los sistemas se verán modificados respecto al escenario actual y los intercambios entre países serán aún más necesarios, por no decir imprescindibles, para compensar dichos cambios. Los países con exceso de agua se verían favorecidos vendiendo los excedentes y los que sufran sequías requerirán energía para su demanda. Y las emergencias de los sistemas podrían determinar la solicitud de respaldo de suministro en países vecinos.

RETHINKING INFRASTRUCTURE IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN
SPENDING BETTER TO ACHIEVE MORE

MAP 2: A number of sub-regions of Latin America show a consistent drying trend



Source: Miralles-Wilhelm 2016.

Note: Projections for 2050 are for a world on a trajectory to reach 4°C warming by 2100.

En el mapa se puede observar la disponibilidad de agua en km³/ año para el año 2015 y para el año 2050, en el caso que se diera el escenario +4°C para el año 2100, según consta en el informe del Banco Mundial “Rethinking Infrastructure in Latin America and the Caribbean”.

Para el análisis de este tema, será fundamental el aporte del Proyecto CIER 21, el cual tiene como objetivo el estudio y la evaluación de la sostenibilidad de los sectores eléctricos de los países de América del Sur y América Central en un entorno de integración, teniendo en cuenta el desarrollo y penetración de nuevas fuentes de energías renovables, el impacto del cambio climático y la volatilidad de la demanda.

Una aproximación al análisis del desaprovechamiento de las interconexiones en América del Sur:

Debido a las complementariedades de recursos naturales en América Latina, el menor costo para mejorar la

oferta de infraestructura de generación de electricidad se da a través de la integración de las redes eléctricas de la región lo que permite el acceso compartido a recursos comunes. Sin embargo, el proceso de integración regional en América del Sur se ha visto entorpecido por diversas razones:

- La voluntad política de los gobiernos, los cuales deben crear las condiciones para la integración, muchas veces no aflora debido a condiciones internas, las cuales deberán ser tenidas en cuenta en el proceso de análisis de la integración y en las posteriores negociaciones. Como ejemplo, las consecuencias potenciales de la integración en los “stakeholders” sectoriales (organismos ambientalistas; sindicatos) o empresariales (afección a la industria nacional).
- La falta de consenso en los países sobre las condiciones de integración y la armonización regulatoria requerida para la misma. Hay que resaltar que para que la integración energética logre sus objetivos de complementariedad y óptimo uso de los recursos in-

volucrados debe existir un marco normativo común, mecanismos eficientes de programación y operación que habiliten un intercambio fluido y procedimientos y organismos para la resolución de controversias.

- La historia de interrupciones de respaldos energéticos contratados entre países hace una década, lo cual provocó la decisión de muchos países de diseñar planes de expansión de generación basados en criterios de autoabastecimiento.

Todo esto lleva a que los estudios de factibilidad técnico-económica para las interconexiones, además de contemplar los aspectos de utilización de recursos y de costos y beneficios posibles para los países, deben abarcar la identificación de posibles restricciones y riesgos de los proyectos y su continuidad operativa. Todos los aspectos, sociales, ambientales, regulatorios y comerciales, deben ser puestos bajo la lupa y cuantificados para ser incluidos en el modelado del proyecto a fin de analizar su viabilidad.

Ya que la cuestión es: si las infraestructuras adecuadas son claves para el desarrollo económico de los países involucrados y varios estudios empíricos ilustran el impacto de las mismas en el crecimiento económico (un aumento del 1% en infraestructuras puede incrementar el PIB en hasta un 0,20% según plantean Laffont y Martimort ⁽⁵⁾); y a esto debemos agregar las ventajas que tienen los proyectos de interconexión de electricidad, o energéticos en general, que permiten el uso de excedentes por parte de países con escasez, entonces qué causa su escasa evolución y uso comparado con el crecimiento de la demanda y de la capacidad instalada en generación en América del Sur? Quizás debamos cambiar la perspectiva y ponernos a analizar en profundidad temas subyacentes e internos de los países que nos permitan rediseñar la estrategia de comercio de energía en América del Sur.

El trabajo de Paulina Beato, “Cuestiones y alternativas de los proyectos transnacionales” muestra que las decisiones de los países respecto de infraestructuras internacionales no siempre son las óptimas. Esto se debe a la información insuficiente en los países sobre los beneficios que producen los proyectos, ya que los mismos no siempre pueden identificarse completamente. Esto puede conducir a una mala evaluación de la relación costo-beneficio de los proyectos y, por tanto, dificulta, cuando no imposibilita, la identificación de los proyectos óptimos. A esto debe agregarse el problema de la definición de los esquemas de reparto de costos y beneficios entre países. Una dificultad adicional es la renuencia de los países a invertir en infraestructura en el exterior.

En el mismo trabajo, Beato plantea que las obras transnacionales encuentran, además, dos obstáculos para su concreción: la falta de capacidad y la escasez de presupuesto. El primer punto se refiere a que la implementación de los proyectos regionales requiere la aprobación de todos los países involucrados, con lo que las potestades nacionales no son suficientes para llevarlas a cabo. Es así que las inversiones transnacionales se ven beneficiadas si son impulsadas por iniciativas regionales, las cuales pueden proveer mecanismos de recopilación de la información de los países los cuales permitirían definir con más precisión los costos y beneficios involucrados en los proyectos en estudio, y el diseño del esquema de reparto de costos, todos factores que facilitarían, además, la decisión de los países a invertir en el exterior de sus territorios.

Laffont y Martimort analizaron el diseño de mecanismos de incentivos para la realización de bienes públicos transnacionales bajo información asimétrica.

Estos autores desarrollaron un marco teórico para analizar las consecuencias distributivas de los proyectos

⁽⁵⁾ “*The design of transnational public good mechanisms for developing countries*”, Laffont, J.; Martimort, D., 2005

transnacionales. Plantean que el marco más conveniente para evaluar completamente dichas consecuencias debe tener en cuenta de forma explícita la distinción entre países e individuos. Los países sólo pueden reducirse a agentes individuales bajo la suposición muy restrictiva de que todos los habitantes son iguales. Los agentes son, de hecho, heterogéneos y pueden diferir con respecto a su riqueza o su disposición a pagar por el bien público. Las preferencias individuales sólo se agregan a través de algún proceso político.

Por tanto plantean que el modelado para el análisis de este tipo de proyectos debería ser desagregado incluyendo los dos niveles de información y de negociación, y utilizar una estructura de información anidada para comprender plenamente las consecuencias redistributivas y de asignación de los bienes públicos transnacionales, como son las interconexiones eléctricas internacionales. El primer nivel se refiere a los países (o gobiernos) que están involucrados en la negociación. Los países reciben información sobre el bienestar total que obtienen de la construcción de la infraestructura y tienden a minimizar sus contribuciones respectivas al proyecto. El segundo nivel se basa en el hecho de que, dentro de cada país, los agentes tienen información sobre los beneficios individuales que derivan de la infraestructura. La fijación de precios óptima del servicio se ve limitada por esta información asimétrica añadida.

En los trabajos desarrollados por Laffont y Martimort se encuentra la descripción del modelo propuesto e incluyen el rol de organismos supranacionales para el diseño de mecanismos colectivos, pero haciendo énfasis en las restricciones de información a las que se enfrentan generalmente esas entidades para llevar a cabo el trabajo.

El estudio de los autores plantea que las restricciones externas impuestas por este tipo de proyectos pueden afectar el uso de los mismos, la fijación de precios por su explotación y las preocupaciones redistributivas de los gobiernos locales.

Conclusiones

El Cambio Climático, y sus escenarios potencialmente riesgosos para los sistemas eléctricos de América del Sur, al ser un tema que urge y que nos debe llevar a la acción para no comprometer las generaciones futuras, nos ofrecen una oportunidad para cambiar la perspectiva del análisis de la evolución de las interconexiones en América del Sur y su escasa utilización.

Por otra parte, en el mes de abril de este año se desarrolló en Uruguay un conversatorio impulsado por ALADI denominado *“Responder proponiendo. Bases para un Acuerdo Económico Comercial Integral Latinoamericano”* con el objetivo de reflexionar para avanzar hacia dicho acuerdo. En el evento se subrayó la urgencia de repensar la integración en América Latina canalizando todo lo hecho hasta el momento en la región a través de las instituciones, la economía y el comercio y se propuso intentar solucionar las barreras que todavía perjudican el libre comercio en la región. En consonancia con lo planteado por Laffont, Martimort y Paulina Beato, también se planteó que si bien en América Latina somos una comunidad de valores, tenemos que cimentar también una 'comunidad de intereses', la cual se construye con todos los sectores.

En lo que refiere a las interconexiones eléctricas existentes en América del Sur, parece entonces de interés encarar un estudio del uso actual de las mismas utilizando el modelo propuesto por Laffont y Martimort a través de un grupo interdisciplinario. Este grupo debería incluir no sólo técnicos del área ingeniería, sino también economistas y decisores ejecutivos de los gobiernos, con el fin de caracterizar las distorsiones mencionadas anteriormente sobre los intercambios y así poder identificar las causas del escaso uso de las interconexiones eléctricas en América del Sur. Este estudio daría una visión adicional del tema que podría ser tenido en cuenta para los proyectos futuros y para diseñar mecanismos que eliminen las barreras al comercio de electricidad en la región.