

Interconexión eléctrica regional con miras hacia una integración energética en Sudamérica

INVESTIGADOR

ENZO SAUMA

Escuela de Ingeniería

Resumen¹

Este proyecto da algunas luces respecto de una eventual política de integración energética regional. Para ello utiliza una metodología que combina una revisión y comparación de las regulaciones energéticas de los distintos países de Sudamérica y diversas entrevistas a expertos del sector eléctrico que permiten enriquecer el análisis comparativo de las regulaciones en la región e identificar las principales barreras a la integración.

Usando dicha metodología, se identifica un lineamiento de conceptos y principios que generan un marco que permite hacer viable política, jurídica y socialmente avanzar en proyectos de integración. Además, se proponen algunos mecanismos regulatorios que pueden favorecer y acelerar la integración regional. Se concluye con 14 recomendaciones de política pública para avanzar hacia la integración energética en Sudamérica.

Introducción

La gran riqueza de recursos energéticos de América del Sur y su distribución asimétrica entre los países que forman parte de la región da cuenta del gran potencial que existe para que se desarrollen importantes flujos de comercio regional, no sólo esporádicos, sino con perspectivas muy importantes para la integración de mercados energéticos en redes como el gas natural y la electricidad.

En Chile, existen variadas razones que justifican el avanzar decididamente hacia una integración energética regional. En primer lugar, se han duplicado las centrales eléctricas en construcción en los últimos dos años: de cerca

¹ Esta propuesta fue presentada en un seminario realizado el 10 de noviembre de 2016, en el que participaron como panelistas la jefa del Departamento Internacional del Ministerio de Energía, Paula Estévez; el vicepresidente ejecutivo de Generadoras de Chile, Claudio Seebach; y el director ejecutivo del CDEC-SING, Daniel Salazar.

de 2.000 MW en construcción en 2014 a más de 4.100 MW en construcción en 2016 (Ministerio de Energía, 2016). Además, un 45% de estos 4.100 MW en construcción corresponde a fuentes de energía renovable (excluyendo grandes proyectos hidroeléctricos). Por otra parte, la interconexión SING-SIC establece un único sistema nacional, que facilita la interconexión regional. Finalmente, el gran potencial de energía solar que se está desarrollando en nuestro país, augura beneficios significativos de estar regionalmente integrados con nuestros países vecinos, permitiendo ser un foco de exportación de energía y de conocimiento tecnológico.

El objetivo de este proyecto es identificar un lineamiento de conceptos y principios que generen un marco que permita hacer viable avanzar en proyectos de integración, así como también proponer algunos mecanismos regulatorios que puedan favorecer y acelerar la integración regional. Para ello, se utilizó una metodología que combina una revisión y comparación de las regulaciones energéticas de los distintos países de Sudamérica y diversas entrevistas a expertos del sector eléctrico que permiten enriquecer el análisis comparativo de las regulaciones en Sudamérica e identificar las principales barreras a la integración.

En este trabajo, primero se describe la situación actual y se presenta el problema de estudio. Luego se explica la metodología utilizada y el marco conceptual que justifica la propuesta de política pública. Asimismo, se muestra un análisis comparativo de los marcos regulatorios existentes en diversos países, dado que ello permite visualizar las variables relevantes que deben ser abordadas para lograr una integración eléctrica sostenible en el tiempo. Finalmente, se presenta el desarrollo de la propuesta de política pública, destacando principalmente los elementos claves que se identificaron que deben estar presentes en dicha política pública, finalizando con las principales conclusiones de la investigación.

Diagnóstico de la situación actual y presentación del problema de estudio

Uno de los principales obstáculos para el desarrollo de las interconexiones y potenciales intercambios comerciales, es la eventual dependencia de energía eléctrica por el lado del potencial país comprador de los volúmenes de energía provenientes de otro país (Sauma et al., 2011). Esto desplazaría la instalación de capacidad de generación en su propio país, preocupación que se acrecienta si surgen eventos de no cumplimiento de las entregas comprometidas.

Debido a esta importante barrera existente hoy en día, se ha ido generando algún consenso en que la integración regional debe ir paso a paso, comenzando con contratos de oportunidad donde se puedan intercambiar los excedentes de energía, de modo tal que no se vean alterados significati-

vamente los precios internos de corto plazo de cada país, para luego ir avanzando hacia contratos de más largo plazo donde se pacten intercambios de potencia firme. De este modo, por una parte, se reestablecerán las confianzas necesarias para avanzar hacia la integración energética regional y, por otra, se darán pasos para incursionar o desarrollar sistemas más complejos revirtiendo la tendencia crónica al aislacionismo y autarquía en estas formas de integración.

Para que esto sea posible es muy importante que exista una coherencia regulatoria, que considere los beneficios económicos y ambientales y su distribución entre los países. Como una forma de avanzar en este sentido, el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (Sinea), que es una iniciativa de apoyo político a la interconexión eléctrica regional, ha estudiado nuevas interconexiones desde el punto de vista económico en un esquema de desarrollo bilateral, donde se explotan posibles complementariedades entre los países, sin perjuicio de que luego se determine que la recuperación de los costos se hará considerando la legislación local o utilizando otros mecanismos de remuneración, como es el caso del proceso de open season, planteado en las reuniones del Sinea (Sinea, 2015). Sin embargo, aún se debe avanzar en algunas definiciones que probablemente no corresponden a las atribuciones del Sinea. Por ejemplo, se debe precisar la forma cómo se remunerará el uso de las interconexiones y la energía que se intercambie. También se debe determinar el precio de exportación del gas y de la electricidad (que puede ser diferente de los precios locales, debido a la presencia de subsidios u otras políticas internas de los países). Además, es necesario establecer claramente la institucionalidad prevaleciente en caso de fallas en los sistemas (por ejemplo, si hay una falla en Bolivia y afecta a Perú, cuál es la institución que vela por las compensaciones necesarias).

Por otra parte, todos los países están interesados en la integración energética con miras a ser exportadores de energía. Sin embargo, casi ninguna nación quiere jugar el rol de ser importador neto de energía. Naturalmente, esto no es posible. Pero el punto clave no debiese ser cuanto exporta cada país, sino más bien las oportunidades que pueden ser aprovechadas y los beneficios en términos de seguridad de suministro y de resiliencia de los sistemas de potencia ante eventuales catástrofes.

Este proyecto da algunas luces respecto del tema de establecer una política de integración energética regional, mediante un análisis comparado de las distintas regulaciones aplicadas en la región y mediante el estudio de distintos mecanismos regulatorios que pueden favorecer y acelerar la integración regional, como asimismo un lineamiento de conceptos y principios que generen un marco que haga viable política, jurídica y socialmente avanzar en proyectos de esta naturaleza.

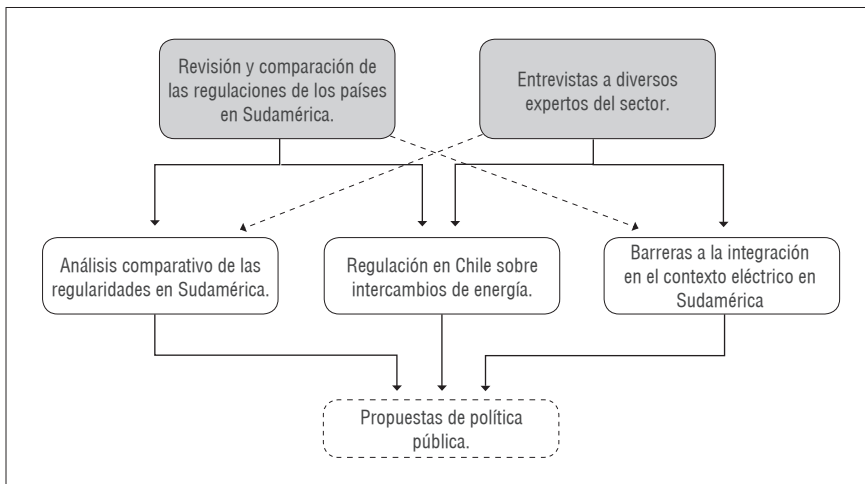
Metodología

Con el objetivo de dar luces en torno a las políticas públicas relacionadas con la integración energética regional, se siguió la metodología descrita en la Figura 1. Se comenzó por hacer una revisión de las regulaciones energéticas de los distintos países de Sudamérica, con especial énfasis en la regulación referente a intercambios internacionales de energía. Esta información fue utilizada para hacer un análisis comparativo de las regulaciones en América del Sur y contrastarla con la regulación chilena sobre intercambios de energía.

Paralelamente, se realizaron diversas entrevistas a expertos del sector eléctrico², tanto privados como académicos y expertos del sector público, las que permitieron enriquecer el análisis comparativo de las regulaciones en Sudamérica y Chile. Asimismo, las entrevistas con expertos del sector fueron fundamentales para la identificación de las principales barreras a la integración en el contexto eléctrico en la región, presentadas más adelante.

Toda esta información y análisis comparativo fueron los insumos con los que, finalmente, se propusieron algunas sugerencias a considerar en el diseño de una política pública sobre integración eléctrica regional.

FIGURA 1. Metodología de la investigación



Fuente: elaboración propia.

² En el desarrollo del proyecto se realizaron 20 entrevistas a expertos del sector, compuestos por 6 personas del sector público, 4 académicos, 7 personas de empresas del sector eléctrico y 3 personas independientes.

Marco conceptual

1. Situación regulatoria del sector eléctrico en Chile

Antes de revisar el contexto sudamericano, resulta interesante analizar algunos aspectos de la regulación eléctrica en Chile, los que presentamos a continuación.

En el país, las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad son desarrolladas por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria.

Tanto la distribución como la transmisión tienen características de monopolios naturales, y la ley establece procedimientos para determinar las tarifas, o peajes, que deben pagar los usuarios de las redes. Por el contrario, las economías de escala no son tan importantes en generación y es posible incentivar la competencia.

Los organismos del Estado que participan en la regulación del sector eléctrico en Chile son principalmente:

- Ministerio de Energía: institución de Gobierno responsable de elaborar y coordinar, de manera transparente y participativa, los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético del país, y así asegurar que todas las chilenas y chilenos puedan acceder a la energía de forma segura y a precios razonables.
- Comisión Nacional de Energía (CNE): organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica. Sus funciones son:
 - i. Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la ley.
 - ii. Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley.
 - iii. Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia.
 - iv. Asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo.

- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): organismo descentralizado que se relaciona con el Gobierno por intermedio del Ministerio de Energía. Está encargada de:
 - i. Fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas.
 - ii. Otorgar concesiones provisionales e informar al Ministerio de Energía sobre solicitudes de concesión definitivas que se refieran a distribución de electricidad y a la instalación de centrales hidráulicas, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión.
 - iii. Verificar la calidad de los servicios prestados.
- Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC): organismos que regulan el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión que funcionan interconectadas en el correspondiente sistema eléctrico. Es el encargado de planificar la operación óptima del sistema y de valorar económicamente las transferencias de energía que se producen entre todos los generadores.

El Sistema Eléctrico de Chile se divide en cuatro áreas eléctricas no interconectadas eléctricamente entre sí: Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema de Aysén y Sistema de Magallanes. De ellas, solamente el SING y el SIC agrupan coordinadamente a las empresas generadoras en los CDEC respectivos.

Respecto del mercado eléctrico mayorista, en Chile los generadores pueden comercializar su energía y potencia de las siguientes formas:

- Mercado de corto plazo o Spot: en este mercado solo participan generadores e implica despacho a costo variable de generación, donde el precio Spot es igual al costo marginal de corto plazo del sistema o al costo de falla si está en racionamiento. Su cálculo considera factores de penalización de energía y potencia por conceptos de pérdidas marginales de transmisión. La oferta de corto plazo para el costo marginal de la potencia considera los costos variables de las centrales térmicas, el costo nulo de las centrales de energías renovables, así como el valor del agua, el cual optimiza el beneficio presente de generar hidroelectricidad versus el costo futuro de mayor generación térmica por desembalsar en el presente. El costo marginal de la energía se obtiene del equilibrio entre la oferta señalada y la demanda para el período del cálculo, correspondiente al costo variable de la última unidad generadora despachada para dar suministro al consumo de energía total del sistema. El costo marginal de la potencia se obtiene de la consideración del costo de entregar la potencia de punta del sistema, del costo anual de inversión y operación de una turbina de gas y de su aplicación a la demanda máxima del sistema.

- Mercado de contratos para clientes regulados: las distribuidoras están obligadas a disponer de este tipo de contratos de suministro por periodos mínimos de tres años y máximos de 20 años para abastecer a sus clientes regulados, razón por la cual se deben licitar públicamente y ser adjudicados al menor precio de la energía. Los contratos de este tipo utilizan precios monómicos, que integran el valor de energía y potencia de largo plazo.
- Mercado de contratos para clientes libres: los clientes libres tienen una capacidad conectada mayor o igual a 2000 kW o bien son clientes con una capacidad mayor a 500 kW y han optado por contratar directamente a un generador. Ellos deben contratar directamente su suministro de energía eléctrica, ya sea a generadores o distribuidores. En el caso de los distribuidores, los contratos de energía deben ser independientes de los contratos regulados. Cabe destacar que los clientes libres no pueden comprar su energía en el mercado Spot.

Respecto de la regulación chilena en materia de transmisión eléctrica, en particular, la ley establece que la transmisión eléctrica en Chile es de libre acceso con peajes regulados por el Ministerio de Energía. Se trata de una actividad que se caracteriza por ser un monopolio natural, donde los proyectos se adjudican mediante licitaciones, de carácter de servicio público, con una planificación centralizada por redes de uso común (troncal), y considerando un retorno de inversión según el costo de mercado.

En Chile, el Sistema de Transmisión está compuesto por tramos. Cada uno (compuesto a su vez por líneas, subestaciones y otros elementos) está caracterizado por un valor de inversión (VI), cuya anualidad (con una tasa de interés del 10% y considerando la vida útil de los componentes del tramo) es la Anualidad del Valor de Inversión (AVI). Cada tramo a su vez, tiene asociado un Costo de Operación y Mantenimiento Anual (COMA), referido a los costos de explotación de las instalaciones. Se define entonces el Valor Anual de la Transmisión por Tramo (VATT) como la suma del AVI y del COMA por cada tramo. El propietario o los propietarios del Sistema de Transmisión tienen derecho a recibir anualmente el 100% del VATT de cada tramo.

Para la remuneración del VATT por tramo, la legislación establece dos mecanismos de recaudación: uno tiene que ver con la operación del sistema (Ingresos Tarifarios -IT-) y otro que se calcula como el complemento del primero (calculado en términos esperados) para obtener el VATT (peaje).

El concepto de IT corresponde a la renta que percibiría un sistema de transmisión bajo la teoría económica marginalista, que en su esencia maximiza el excedente total del sistema bajo el supuesto de mercado competitivo y adaptado.

La ley establece que el propietario o los propietarios del Sistema de Transmisión podrán recibir provisionalmente los IT reales que se originen en la operación real del sistema, existiendo un mecanismo anual de reliquidación para asegurar que los ingresos del transmisor sean el 100% del VATT de sus instalaciones:

- Si anualmente ocurre que $IT\ real > IT\ esperado$, entonces la transmisora devuelve a los usuarios $IT\ real - IT\ esperado$ a prorrata de los usos esperados.
- Si anualmente ocurre que $IT\ real < IT\ esperado$, entonces se recalculan y reliquidan los peajes que deben pagar los usuarios, de manera que se cubra la menor renta producto de que el $IT\ esperado > IT\ real$.

Los usuarios del Sistema de Transmisión son quienes deberán pagar los respectivos costos de transmisión. En la ley eléctrica que rige hasta fines de 2016, los pagos de las principales líneas de transmisión (sistema de transmisión troncal) se realizan en proporción 80% de cargo de las empresas eléctricas que inyectan energía y potencia al sistema eléctrico y 20% de cargo de las empresas que efectúan retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para comercializarla con clientes o para consumo directo. Con la modificación a la ley eléctrica, que rige desde 2017³, los pagos de las principales líneas de transmisión (sistema de transmisión nacional) se realizarán con cargo 100% a la demanda (i.e., de cargo de las empresas que efectúan retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para comercializarla con clientes o para consumo directo).

2. Contexto eléctrico en Sudamérica

Para poder estudiar en detalle la integración eléctrica en Sudamérica, es necesario estudiar el marco regulatorio eléctrico local de los países que se consideran en este proyecto. Estos son, por una parte, los países miembros (Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú), y por otra los asociados (Chile, Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay) de la Comunidad Andina de Naciones (CAN). En el análisis, se enfatiza las características del mercado eléctrico mayorista y de la transmisión de energía eléctrica de cada país.

Se utiliza la CAN puesto que ha sido la institucionalidad que más ha avanzado, y que tiene mayor experiencia en el tema de la integración energética en Sudamérica. La CAN es una comunidad de países unidos voluntariamente con el objeto de alcanzar un desarrollo integral, más equilibrado y autónomo, mediante la integración andina, suramericana y latinoamericana. La Agenda Estratégica Andina (AEA) ha identificado a la integración energética como una de sus doce áreas estratégicas relevantes para el desarrollo de toda la comunidad.

³ Ley N° 20.936 que establece un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

La Tabla 1 muestra un análisis comparativo de la situación, al año 2014, en los distintos países estudiados. Se compara no solo las características físicas del sistema (capacidad instalada, demanda, frecuencia, niveles de generación, etc.), sino también los aspectos regulatorios (existencia de mercado de potencia, existencia de mercado de energía, existencia de mercado de largo plazo, existencia de mercado Spot, existencia de normativa para contratos internacionales).

TABLA 1. **Análisis comparativo de la situación actual en los distintos países estudiados**

CARACTERÍSTICAS	Argentina	Chile	Bolivia	Perú	Uruguay	Paraguay	Brasil	Ecuador	Colombia
Capacidad instalada (MW)	32.559	20.076	1.614	9.739	4.059	8.824	133.914	3.502	15.508
Demanda de energía anual (GWh)	131.205	66.679	7.478	40.031	10.349	13.450	531.100	20.882	62.812
Frecuencia (Hz)	50	50	50	60	50	50	60	60	60
TECNOLOGÍAS									
Térmica	64,7%	59,2%	71,4%	49,3%	5,2%	0,3%	32,1%	44,2%	29,5%
Hidráulica	29,8%	35,4%	28,5%	49,6%	81,7%	99,7%	63,2%	52,7%	70,4%
Nuclear	5,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,6%	0,0%	0,0%
ERNC	0,5%	5,4%	0,0%	1,1%	13,2%	0,0%	2,1%	3,2%	0,1%
MERCADO									
Potencia	x	x	x	x	x				
Energía	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Mercado Largo Plazo	x	x	x	x	x		x		x
Spot	x	x	x	x	x		x		x
Contratos Internacionales	x			x	x	x	x	x	x

Fuente: elaboración propia.

De la Tabla 1 se observa que las reservas energéticas de Sudamérica son abundantes para poder garantizar seguridad en el suministro de energía eléctrica. A ello se suma que la gran mayoría de los países de la región posee una importante generación hidroeléctrica. Este predominio de la hidroelectricidad en Sudamérica facilita la inserción de otras fuentes renovables debido a que los embalses de las plantas hidroeléctricas funcionan como almacenes energéticos, que pueden absorber las fluctuaciones de la producción de

las plantas eólicas y solar, la estacionalidad de la producción de la biomasa y optimizar el uso del gas natural en la generación eléctrica.

Por otra parte, desde un punto de vista del mercado eléctrico, más de la mitad de los países cuentan con mercados tanto de energía como de potencia, lo que facilita la integración. Además, la mayoría de los países ya cuenta con contratos eléctricos internacionales, debidamente regulados en sus respectivas leyes. Si bien Chile está al debe al respecto, actualmente se está avanzando fuertemente en ello.

De las entrevistas realizadas, se concluyó que varios expertos en Sudamérica consideran necesario tener distintas “capas” de regulación, donde exista un convenio común o “convenio marco” (como en la CAN) que establezca las bases claras de las transferencias eléctricas, asimismo como reglamentos específicos que gobiernen las transacciones. De todos modos, se debe reconocer que existe una vasta historia al respecto, lo que es una señal de que la región ha madurado en este tema (CIER, 2012).

3. Condiciones necesarias y barreras para la integración en el contexto eléctrico en Sudamérica

Las entrevistas realizadas a expertos del sector eléctrico fueron utilizadas para la identificación de las condiciones necesarias y las principales barreras para la integración en el contexto eléctrico en Sudamérica. Esta se traduce en un aumento en el número de las interconexiones transfronterizas, un aumento de la interdependencia energética, la liberalización del sector en cuestión, así como la armonización de sus cuadros regulatorios.

A continuación, se detallan las condiciones que debieran darse para que la integración eléctrica sea exitosa:

- Transparencia y firmeza en las obligaciones adquiridas con la interconexión.
- Voluntad política de adecuar las normas legales y reglamentarias nacionales para generar una regulación capaz de sustentar un proceso de interconexión de manera viable.
- Visión global de la región como un todo.
- Reglas claras para la formación de precios (incluyendo claridad sobre quién pagará por la infraestructura de líneas eléctricas).
- Respaldo institucional.
- Seguridad financiera para las transacciones (depositar garantías financieras que cubran, por ejemplo, algunos meses de gastos con las compras de energía).
- Vencer o resolver positivamente resistencias societarias provenientes de grupos que postulan visiones de antagonismos que frenan procesos de esta naturaleza⁴.
- Poder superar los conflictos históricos que aún marcan a la región, de ma-

nera de avanzar hacia una región que se pueda sustentar en la confianza y así minimizar los potenciales riesgos geopolíticos.

Las barreras para la integración eléctrica regional son varias. Por una parte, están las barreras técnicas, tales como la diferencia de frecuencia entre algunos países, pero no son las más comunes ni las más difíciles de superar (a juicio de los expertos del sector). Por la otra parte, están las económicas, normativas y políticas, que son las más complejas, y aquellas que se pueden mantener una vez superadas las técnicas.

Para la integración eléctrica regional hay que tener presente que se trata de un proceso multidisciplinario, en el cual coexisten aspectos técnicos, económicos, sociales, ambientales, políticos y geopolíticos, entre otros. Además, es importante encaminar el proceso hacia un multilateralismo regional junto con una cooperación activa, dejando de lado el bilateralismo mediante la creación de instituciones supranacionales, las cuales guíen y coordinen ante posibles divergencias en el proceso.

La realidad geográfica, jurídica, política y económica de Sudamérica ha dificultado avanzar en el proceso de integración eléctrica, llegando a limitar su avance. Los principales obstáculos o barreras para su desarrollo son los siguientes:

- La falta de robustez y holgura de las redes eléctricas y la flexibilidad necesaria para integrar fuentes renovables intermitentes en los sistemas eléctricos, lo que es más crítico considerando que los países tienen regulaciones heterogéneas.
- Combatir el bilateralismo de manera que se llegue, a largo plazo, a una integración regional (aunque se reconoce que para poder llegar a esta es necesario pasar primero por una etapa de contratos bilaterales que se adapten a las características propias de cada proyecto).
- La falta de estabilidad de las interconexiones, mediante contratos de largo plazo y otros instrumentos que aseguren la estabilidad y previsibilidad de los ingresos y de los compromisos contractuales.
- La distribución desigual de los beneficios. Los ingresos relacionados con las rentas de congestión⁵ de las interconexiones deben ser compartidos equitativamente entre los países (por ejemplo, a través de una reducción en las tarifas por uso del sistema de transmisión).

4 A pesar de que los intercambios eléctricos entre países normalmente benefician a ambos países, se debe tener presente que en cualquier interconexión siempre va a existir algún agente particular que sale menos beneficiado que otro, o que incluso sale perjudicado (por ejemplo, una empresa de generación que vendía energía costosa antes de la interconexión). Estos agentes podrían eventualmente representar grupos de oposición a la integración eléctrica.

- La falta de respaldo gubernamental incondicional de todos los países involucrados en el funcionamiento de las interconexiones.

4. Avances en Chile en materia de regulación de los intercambios de energía

En el Sinea se ha avanzado en las conversaciones para que la CAN continúe su trabajo en la reglamentación de intercambios de corto plazo vendiendo excedentes, a través de contratos bilaterales de excedentes (Sinea, 2015). La CAN también ha trabajado, separadamente, en el estudio regulatorio y en el estudio de planificación. Respecto de los contratos de largo plazo, aún no se ha avanzado.

En la nueva ley chilena de transmisión (Ley N° 20.936), la tarificación de los enlaces internacionales se rige mediante permisos de exportación e importación, como cualquier bien que se exporta o importa. Es decir, la reglamentación correspondiente indica que los generadores son los que deben pagar cuando exportan electricidad, mientras que la demanda es la que debe pagar cuando se importa electricidad. Aquí hay oportunidades de mejora legal, puesto que no es claro que la electricidad sea un bien de consumo como cualquier otro que se exporte o importe. Los variados beneficios, tales como el de control de frecuencia, y los desafíos, tales como la seguridad de suministro, hacen que exportar e importar electricidad difiera de hacer lo mismo con el cobre u otro bien.

A nivel regional, la CAN (a través de su Decisión CAN 536) regula el marco general de los intercambios de energía (CAN, 1969; 2002)⁶. Sin embargo, sus acuerdos no son vinculantes para Chile; la CAN es solo vinculante para los países miembros. Podría ser vinculante para Chile si se firmara un tratado internacional específico para ello entre el país y la CAN.

Otros acuerdos como los establecidos por la Unión de Naciones Suramericanas (Unasur) tienen la integración eléctrica como uno de sus propósitos y es vinculante para Chile si se refiere a materias que se desprendan del Tratado Energético Suramericano. Sin embargo, Unasur no ha avanzado con fuerza en dicha integración energética. Por otra parte, los acuerdos del Mercado

5 La capacidad de intercambio comercial, calculada por los operadores de los sistemas juega un papel fundamental en la fijación de precios en los países. Si la energía que fluye por una interconexión no supera la máxima capacidad térmica establecida por los operadores, el precio de compra y venta de energía sería igual en los países (si sus mercados estuvieran integrados), denominándose a esta situación acoplamiento de mercados. En cambio, si el flujo supera el máximo de capacidad de transmisión designado, se desacoplan los mercados y el precio de la electricidad es distinto. La diferencia de precios entre ambas áreas interconectadas, genera unos ingresos llamados "rentas de congestión".

6 Cabe destacar que la Decisión CAN536 fue prorrogada hasta enero de 2017 (antes de la fecha de cierre de este artículo), y se está en proceso de elaboración de una Decisión CAN definitiva que norme los intercambios de electricidad entre países de la Comunidad Andina. Una vez que se acuerde la nueva decisión, se podrá empezar a elaborar los reglamentos que permitan operacionalizar dicha decisión.

Común del Sur (Mercosur) no son vinculantes para Chile y no consideran la integración eléctrica como uno de sus propósitos o agenda.

Por otra parte, la Alianza del Pacífico tampoco ha trabajado el tema de integración energética. Sin embargo, se ve una oportunidad por el hecho de que Chile asumió su presidencia en julio de 2016. Al respecto, en la reciente cumbre en Puerto Varas (30 junio al 1 de julio 2016), los presidentes de los cuatro países miembros (Chile, Perú, Colombia y México) como asimismo los representantes de los sectores privados de esos países se pronunciaron sobre por qué la integración en energía se constituía como un desafío de la mayor importancia que debía abordarse.

Al respecto, el Presidente de Argentina, Mauricio Macri, en su ponencia ante toda la asamblea manifestó que un objetivo de su gobierno era tener, al breve plazo, una matriz energética común con Chile. Surge así un espacio de mucha importancia para avanzar en esta materia. De hecho, Chile propuso la creación de un grupo de trabajo en energía en el marco de la Alianza del Pacífico. No obstante, esta propuesta no fue aceptada, al menos por ahora, por no haber precedentes comprobados de trabajo en materia energética entre los 4 países miembros y por no ser un tema prioritario para México.

En relación con los intercambios entre Chile y Argentina, existe un *Memorandum of Understanding* (MOU) para propender al intercambio de gas natural, energía eléctrica y la cooperación en materia energética. Actualmente, para vender electricidad a Argentina se debe pedir un permiso de exportación. Algo similar ocurre para importar electricidad desde Argentina. Dichos permisos se deben solicitar uno a uno, lo que puede generar uso de posición dominante de la primera empresa que entra al mercado de la exportación. Por otra parte, hoy en día, el intercambio es mayoritariamente unidireccional, puesto que Argentina tienen una normativa que no facilita que las empresas argentinas exporten electricidad a Chile. Esto es claramente un potencial problema que debe ser resuelto en el futuro.

Los intercambios eléctricos que se han realizado con Argentina, a través de la línea en Salta, han dejado de manifiesto que hay una serie de beneficios para Chile de la interconexión, adicionales a la venta de electricidad. Dado que el sistema argentino es mucho más grande que el sistema chileno, cada vez que el sistema chileno se conecta al sistema argentino, el control de frecuencia se hace mucho más exacto y fácil. De hecho, al comparar eventos similares de pérdida de carga en los casos de estar y de no estar conectados al sistema argentino, se hace evidente que el estar conectados al sistema argentino ayuda enormemente a la resiliencia del sistema chileno. Este es un beneficio más para Chile de estar interconectado con Argentina. Sin embargo, bajo la legislación eléctrica chilena vigente, las empresas privadas carecen de incentivos a proveer estos servicios complementarios debido a que no existe en Chile un mercado para dichos servicios.

Desde el punto de vista de las nuevas inversiones, en la legislación chilena vigente se han dejado las puertas abiertas sobre la definición de cómo se costea una línea de transmisión internacional que es mandatada por el gobierno de Chile (no obstante, es claro en el caso de que una empresa privada quiere interconectarse y pide los permisos correspondientes). La nueva ley de transmisión que regirá en Chile desde 2017 distingue instalaciones de interconexión internacional de servicio público y de interés privado, no es evidente que esto sea suficiente para eliminar el riesgo de abuso de una posición dominante del propietario de la línea en el caso de interés privado. Aquí hay una potencial mejora legal, pudiéndose establecer una regulación del peaje internacional, incluso si la línea es de interés privado.

Por otra parte, cabe mencionar que entre Chile y Perú se están haciendo estudios (por iniciativas privadas) para ver la factibilidad de poder concretar una interconexión eléctrica entre ambos países. En una primera instancia, empresas privadas están estudiando la posibilidad de construir una pequeña línea que pueda unir Tacna y Arica. Con lo anterior, se busca aumentar el acceso a distintas fuentes alternativas y ser un aporte más para satisfacer el suministro eléctrico de las ciudades de la zona norte de nuestro país.

Finalmente, cabe destacar que la legislación chilena no aborda en detalle el tema de resguardar la gestión ambiental de los proyectos de transmisión internacionales. Más aun, no hay consenso sobre si, por ejemplo, el potencial aumento de emisiones en un país con motivo de exportar electricidad a otro país es materia de regulación y negociación internacional.

Propuesta de política pública

En concordancia con el marco conceptual expuesto, se propone avanzar en dos fases, de modo de proyectar paso a paso la integración regional. Esto en coherencia con la barrera a nivel político y de seguridad energética para los países involucrados de llevar a cabo directamente la integración con contratos a largo plazo donde pudieran verse afectados los mercados internos.

1. Primera fase

La primera fase solo considera intercambios de corto plazo para favorecer y acelerar la integración eléctrica de Sudamérica. Corresponde a la venta de excedentes de energía eléctrica de los países vecinos que conforman la región estudiada, para así garantizar seguridad de suministro interno en todos los países independientemente de los intercambios eléctricos que se hagan. Se trata, por tanto, de contratos de oportunidad.

Cabe destacar que por excedentes de energía eléctrica se entiende que son los recursos eléctricos locales no disponibles para el suministro del mercado, es decir, las unidades que permiten operar hoy y que estén fuera del despacho. Esta definición implica que son los operadores de los sistemas (y no las empresas privadas) los que deben definir cuáles son los potenciales excedentes del sistema, para luego realizar la exportación/importación, a través de transacciones internacionales de electricidad. Remarcando que los excedentes del mercado local, no tienen por qué poder exportarse, ello dependerá de las reglas que sean vigentes para los intercambios de energía eléctrica. Ahora bien, cualquier central fuera del orden de mérito del despacho sí que podrá ser exportada. Lo que debe regir siempre, es que sea cual sea el excedente lo que no debe ocurrir es que se ponga en peligro la seguridad eléctrica interna.

Para que este mercado de corto plazo sienta las bases y las confianzas para avanzar hacia una integración energética regional, resulta fundamental: i) crear obligaciones de regular claramente el intercambio entre los países; ii) crear acuerdos de normas de la forma de realizar las transacciones entre los países; y iii) crear mecanismos para resolver las diferencias e incumplimientos de los países.

Esta primera fase, considerando el mercado de corto plazo, podría tener dos sub-etapas con respecto a la forma de calzar los excedentes de los distintos sistemas. En una primera etapa (temprana), los excedentes son simplemente definidos y puestos a disposición de la exportación/importación por el operador nacional de cada sistema. En una segunda etapa (tardía), se plantea la creación de la figura de un coordinador del mercado de corto plazo, formado por miembros de cada uno de los operadores del sistema de los países involucrados, para que sea el encargado de optimizar (calzar la oferta con la demanda por intercambios de electricidad) los excedentes de los países involucrados que no son utilizados para cubrir la demanda interna de cada uno de los países.

A grandes rasgos, la operación de este coordinador del mercado de corto plazo sería como sigue. Cada operador eléctrico deberá entregar al coordinador del sistema regional toda la información necesaria para la optimización de los excedentes eléctricos. Con esta información el coordinador hará la optimización y dictará cuáles serán los intercambios que se realizarán en los enlaces eléctricos. De esta manera, en el caso de Chile, se debiera eliminar la exigencia de pedir un permiso de exportación para exportar electricidad y avanzar hacia la firma de un acuerdo bilateral de intercambio de electricidad mediante contratos de oportunidad.

En todo caso, cabe especificar que el intercambio de excedentes es interrumpible, y si pone en riesgo la seguridad eléctrica interna de los países involucrados se corta el enlace. Además, el mercado de excedentes de corto plazo que se propone sería de intercambios eléctricos bilaterales. Todos los intercambios tendrían las mismas reglas, efectuándose entre países vecinos, pero permitiendo indirectamente el tránsito entre países (por ejemplo, se podría permitir una transacción bilateral entre Ecuador y Perú en forma simultánea con otra transacción bilateral entre Perú y Chile, de la misma dirección y magnitud). Dicho tránsito por varios países debiera ser declarado explícitamente por los operadores de los sistemas eléctricos involucrados.

Dada la diversidad del modelo de negocios eléctrico de cada uno de los países, para que sean comparables las ofertas de todos ellos se plantea que cada uno de estos cree una curva de ofertas para el nodo frontera para que sean equiparables todas las empresas de electricidad en la transacción. Este elemento debiera ser incorporado en la reglamentación de intercambios internacionales de cada país.

En esta primera fase se plantea utilizar la infraestructura ya construida, pero que está subutilizada para la transmisión de los excedentes. En caso de que no existiera ninguna infraestructura, en esta primera fase de la integración eléctrica se sugiere realizar un acuerdo bilateral entre los dos países vecinos que vayan a efectuar la interconexión eléctrica, en donde se establezca que cada país deba construir la línea hasta su frontera, o bien la realicen empresas privadas interesadas en la construcción de dicha infraestructura. Este es otro aspecto clave que debe ser incorporado en la reglamentación de intercambios internacionales de cada país. De este modo, se logra descontextualizar esta materia del gobierno operante en cada período.

Para esta fase de corto plazo se requerirá un tratado internacional que permita elaborar los siguientes reglamentos, los que deberán tener coherencia con las normas internas de los países:

- El reglamento de cooperaciones donde se contemplan los acuerdos cooperativos entre los países y los mecanismos de resolución de controversias.
- El reglamento de acuerdos comerciales entre ambos países.
- El reglamento interno donde se detalla cómo va a operar el coordinador regional para efectos de las transacciones internacionales de energía eléctrica.

Para la operación misma de este mercado de corto plazo de excedentes eléctricos, en la etapa tardía, se propone tener tanto un mercado forward (del día antes) como uno o más mercados intradiarios (que permitan realizar ajustes horarios dada la variabilidad de los recursos energéticos solar y eólicos).

Mediante la inserción del mercado a corto plazo, se podrán determinar mejor las reglas operativas del mercado a largo plazo, basándose en la experiencia entre los intercambios de corto plazo y los problemas y/o incidentes que puedan ocurrir.

En este mercado de corto plazo, parece razonable no considerar compensaciones de resguardo de la gestión ambiental de los proyectos de transmisión internacionales. Esto debido a que todavía no hay consenso sobre si el potencial aumento de emisiones en un país con motivo de exportar electricidad a otro país es materia de regulación y/o negociación internacional.

2. Segunda fase

En una segunda fase, y solo después de tener suficiente experiencia en el funcionamiento de los mercados de corto plazo, se podrá considerar la implementación de un mercado de largo plazo. En el mercado de largo plazo resulta muy importante la planificación de dicho mercado, así como la forma en que se van a hacer los intercambios, principalmente respecto a su remuneración. Por ello se plantea la creación de un planificador común que determine las expansiones necesarias para todos los países. De esta manera, cada país puede seguir operando como lo ha hecho siempre, según su regulación, pero en los intercambios internacionales se coordina con el ente que determina reglas comunes para el pago de las redes de conexión de los países.

Este planificador común debiera ser responsable de realizar estudios de planificación conjunta de expansión de la transmisión y la generación regional, identificando oportunidades y necesidades de interconexiones internacionales para garantizar una operación robusta y técnicamente flexible de la región. Dichos estudios deberían contemplar un horizonte suficientemente amplio (por ejemplo, 30 años) e incorporar una planificación estocástica que modele correctamente las incertidumbres asociadas al desarrollo eléctrico de los países. Las naciones integrantes debiesen ser autorizadas a remitir sugerencias (pero no obligaciones) de interconexiones entre sistemas.

Un aspecto de gran relevancia es la tarificación de las infraestructuras que se realicen para la interconexión eléctrica de los países, ya que se trata de grandes inversiones. Para ello, se sugiere que haya un marco regulatorio que permita financiar las infraestructuras internacionales de transmisión. En particular, se propone crear un fondo internacional para cada una de las conexiones entre dos países donde se acumule las rentas de congestión que se obtuvieran como resultado de los intercambios eléctricos. De esta manera, en el fondo internacional se depositaría la totalidad de la recaudación de las rentas de congestión por un cierto número de años, para que fuera utilizada para futuras ampliaciones de la red eléctrica de conexión entre ambos países.

Las interconexiones que se financien con este fondo deben ser coherentes con los estudios de planificación conjunta de expansión de la transmisión y la generación regional realizados por el planificador común.

Una vez que se logre conseguir un sistema eléctrico interconectado en Sudamérica, se propone ir reduciendo la fracción de las rentas de congestión que se conserva en el fondo internacional y diseñar un esquema de distribución de las rentas no conservadas en el fondo entre los países involucrados.

En este mercado de largo plazo, debiese establecerse un tratado internacional que establezca si se considerarán compensaciones de resguardo de la gestión ambiental de los proyectos de transmisión internacionales o no y la forma como dichas compensaciones se realizarían.

Conclusiones

Uno de los principales obstáculos para el desarrollo de las interconexiones eléctricas y potenciales intercambios comerciales de energía, es la eventual dependencia de energía eléctrica por el lado del potencial país comprador de los volúmenes de energía provenientes de otro país. Debido a esta importante barrera existente hoy en día, se ha ido generando algún consenso en que la integración regional debe ir paso a paso. Por ello, se propone avanzar en dos fases. Las recomendaciones de política pública que se concluyen del presente trabajo son las siguientes:

1. Avanzar en dos fases, de modo de ir avanzando paso a paso en la integración regional.
2. En la primera fase se sugiere solo considerar el mercado de corto plazo, considerando solo la venta de excedentes de energía eléctrica (contratos de oportunidad).
3. Siempre especificar que el intercambio de excedentes es interrumpible, y si pone en riesgo la seguridad interna de los países involucrados se corta el enlace.
4. En una primera etapa de la primera fase, los excedentes son simplemente definidos y puestos a disposición de exportación/importación por el operador nacional de cada sistema.
5. En una segunda etapa de la primera fase, se sugiere la creación de la figura de un coordinador del mercado de corto plazo, para que sea el encargado de optimizar los excedentes.
6. En la segunda etapa de la primera fase, en el caso de Chile, se debiera eliminar la exigencia de pedir un permiso de exportación para exportar electricidad y avanzar hacia la firma de un acuerdo bilateral de intercambio de electricidad mediante contratos de oportunidad.

7. Se sugiere que cada país establezca una curva de ofertas para el nodo frontera para que sean equiparables todas las empresas de electricidad en la transacción.
8. En esta primera fase se plantea utilizar la infraestructura ya construida, pero que está subutilizada para la transmisión de los excedentes. En caso de que no existiera ninguna infraestructura, en esta primera fase de la integración eléctrica se sugiere realizar un acuerdo bilateral entre los dos países vecinos que vayan a efectuar la interconexión eléctrica, en donde se establezca que cada país deba construir la línea hasta su frontera, o bien la realicen empresas privadas interesadas en la construcción de dicha infraestructura.
9. En esta primera fase se plantea no considerar compensaciones de resguardo de la gestión ambiental de los proyectos de transmisión internacionales.
10. En la segunda fase se considera la implementación de un mercado de largo plazo.
11. En la segunda fase, se plantea la creación de un planificador común que determine las expansiones necesarias para todos los países. Este planificador común debiera ser responsable de realizar estudios de planificación conjunta de expansión de la transmisión y la generación regional.
12. En la segunda fase, se plantea la creación de un fondo internacional para cada una de las conexiones entre dos países donde se acumule las rentas de congestión que se obtuvieran como resultado de los intercambios eléctricos. Las interconexiones que se financien con este fondo deben ser coherentes con los estudios de planificación conjunta de expansión de la transmisión y la generación regional realizados por el planificador común.
13. Una vez que se logre conseguir un sistema eléctrico interconectado en Sudamérica, se propone ir reduciendo la fracción de las rentas de congestión que se conserva en el fondo internacional y diseñar un esquema de distribución de las rentas no conservadas en el fondo entre los países involucrados.
14. En la segunda fase, debiese establecerse un tratado internacional que establezca si se considerarán compensaciones de resguardo de la gestión ambiental de los proyectos de transmisión internacionales o no y la forma como dichas compensaciones se realizarían.

Referencias

- Comunidad Andina de Naciones (CAN)**, 1969. *Acuerdo de Integración Subregional Andino del 26 de mayo de 1969 – Acuerdo de Cartagena*. Disponible en: <http://www.comunidadandina.org/normativa.htm>
- CAN**, 2002. Decisión del Acuerdo de Cartagena 536: *Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad*. Año XIX, N° 878, 19 de diciembre de 2002. Disponible en: <http://www.comunidadandina.org/normativa/dec/D536.htm>
- Comisión de Integración Energética Regional (CIER)**, 2012. *Nuevas oportunidades de interconexión eléctrica en América Latina*. Disponible en: <http://publicaciones.caf.com/media/18406/oportunidades-interconexion-electrica-america-latina.pdf>
- Ministerio de Energía**, 2016. *Estado de Proyectos Energéticos*. Disponible en: <http://www.energia.gob.cl/publicaciones>
- Sauma, E., Jerardino, S., Barria, C., Marambio, R., Brugman, A. & Mejia, J.**, 2011. Electric-Systems Integration in the Andes Community: Opportunities and Threats. *Energy Policy*, 39(2), 936-949.
- Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (Sinea)**, 2015. *Declaración de Santiago para la interconexión e integración eléctrica Andina*. Disponible en: <http://www19.iadb.org/intal/conexionintal/wp-content/themes/mobius/versionimpresionsingle.php?articleId=4462>