

NUEVAS OPORTUNIDADES DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA

NUEVAS
OPORTUNIDADES
DE INTERCONEXIÓN
ELÉCTRICA
EN AMÉRICA LATINA



Nuevas oportunidades de Interconexión Eléctrica en América Latina

Depósito Legal If743201 I 6203816

ISBN 978-980-6810-69-3

Este documento fue elaborado con base en el Informe del Proyecto CIER 15 realizado por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) con sus Comités Nacionales y con el servicio de consultoría del consorcio PSR de Brasil, ME Consultores de Argentina y SYNEX de Chile, con el copatrocinio institucional de CAF, CIER y Banco Mundial.

La dirección y coordinación técnica del estudio estuvo a cargo de la CIER y CAF.

Editor CAF

Vicepresidencia de Infraestructura

Antonio Juan Sosa, Vicepresidente Corporativo

Mauricio Garrón, Coordinador del Programa de Energía

Dirección General Estudio José Vicente Camargo -CIG&T CIER, Pablo Corredor CTI -CIER (XM-ISA Colombia), Mauricio Garrón (CAF)

Grupo de Trabajo Operadores y Administradores de Mercados CIER - GT O&AM: CAMMESA (Argentina), CNDC (Bolivia), ONS (Brasil), XM-ISA (Colombia), CNE y CDEC (Chile), CENACE (Ecuador), CENACE (México), ANDE (Paraguay), COES-SINAC (Perú), AMM (Guatemala), UTE y ADME (Uruguay), ICE (Costa Rica), UT (El Salvador), ENEE (Honduras), CNDC (Nicaragua), ETESA (Panamá) y CEAC (América Central).

Equipo de Consultores Mario Veiga Pereira, Maria de Lujan Latorre, Fernanda Thome, Silvio Binato, Ramon Sanz, Daniel Llaens, Carlos Skerk, Esteban Skoknic, Sebastián Bernstein y Renato Agurto.

Las ideas y planteamientos contenidos en la presente edición son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no comprometen la posición oficial de CAF.

Edición y corrección de textos Inés Rohl

Diseño gráfico Gisela Vilorio

Impresión Panamericana Formas e Impresos S.A. Bogotá,

Colombia, junio 2012

Segunda edición

La versión digital de este libro de encuentra en: publicaciones.caf.com y en www.cier.org.uy

Para cualquier cita o reproducción parcial o total de este documento, se deberá mencionar la autoría de CAF y CIER.

©2012 Corporación Andina de Fomento

Todos los derechos reservados

CONTENIDO

PRESENTACIÓN	7
INTRODUCCIÓN	9
1. ANALIZANDO LAS OPORTUNIDADES	11
2. ENERGÍA ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA: SITUACIÓN ACTUAL	13
Oferta y demanda de electricidad	13
Variedad y riqueza: Fuentes de energía para expandir la generación eléctrica	14
Hidroelectricidad	14
Biomasa	14
Energía eólica	14
Otras fuentes renovables	15
Gas natural	16
Gas natural licuado	16
Otros combustibles fósiles	17
Factores a tomar en cuenta	17
Interconexiones eléctricas	18
Tipos de integraciones: breve recuento	18
Situación actual: ¿cómo llegamos hasta aquí?	19
Nuevos desafíos ante el cambio de las reglas de juego	20
3. ESCENARIOS PARA LA INTERCONEXIÓN	23
Dos factores clave: seguridad de suministro y cambios climáticos	23
Proyección de la demanda	23
Proyección de la oferta: potencia y energía firmes	25
Costos marginales de corto plazo	28
Emisión de gases de efecto invernadero	30
4. DOCE PROYECTOS: OPORTUNIDADES Y DESAFÍOS	33
Hidroeléctrica Inambari (Perú-Brasil)	33
Antecedentes	33
Beneficio energético de la interconexión	34
Procedimiento y resultados	34
Comercialización de la energía de Inambari en Brasil	34

Operación de Inambari	35
Índice beneficio costo: Brasil	36
Índice beneficio costo: Perú	36
Remuneración de la interconexión: Brasil	37
Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales	37
Conclusiones	37
Hidroeléctrica Cachuela Esperanza (Bolivia-Brasil)	37
Energía firme de Cachuela Esperanza	38
Índice beneficio costo	38
Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales	38
Conclusiones	38
Interconexión Colombia-Panamá	38
Análisis de los intercambios entre Colombia y Panamá	38
Costos operativos	38
Emisiones de CO ₂	39
Índice beneficio costo	39
Ingresos por congestión	39
Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales	39
Aumento de los CMCP del país exportador	40
Conclusiones	40
Interconexión Argentina-Brasil	41
Concepción original del proyecto CIEN	41
Dificultades con el proyecto CIEN	41
Intercambio modulado de energía	41
Beneficio de la CIEN sin las restricciones de operación modulada	42
Reducción de la energía no suministrada	43
Reducción de las emisiones	43
Índice beneficio-costo	44
Ingreso por congestión	44
Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales	44
Repartición de los beneficios	44
Conclusiones	44
Swap de energía Paraguay-Argentina-Chile	45
Cálculo de los beneficios	45
Evaluación de los beneficios: reducción de la energía no suministrada	46
Índice beneficio costo	46
Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales	47
Conclusiones	47
Ampliación de la Interconexión de América Central (SIEPAC II)	47
Evaluación de los beneficios	47
Emisiones de CO ₂	47
Índice beneficio-costo	47
Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales	47
Conclusiones	47

Wheeling de energía de Chile por Argentina	48
Conclusiones	49
Interconexión Brasil-Uruguay	49
Flujos en la interconexión	49
Cálculo de los beneficios	49
Energía no suministrada	49
Emisiones de CO ₂	50
Índice beneficio-costo	50
Ingreso por congestión de la interconexión	51
Interconexión Argentina-Paraguay-Brasil	51
Cálculo de los beneficios	51
Energía no suministrada	51
Emisiones de CO ₂	51
Índice beneficio-costo	52
Ingreso por congestión de la interconexión	53
Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales	53
Conclusiones	53
Interconexión Perú-Ecuador	53
Flujos en la interconexión	53
Cálculo de los beneficios	53
Beneficios por confiabilidad	54
Emisiones de CO ₂	54
Análisis beneficio-costo	54
Interconexión Bolivia-Perú	54
Evaluación de los beneficios y costos	55
Conclusiones	55
Interconexión Bolivia-Chile	55
Análisis de los beneficios	55
Costo operativo	56
Energía no suministrada	56
Índice beneficio-costo	56
Emisiones de CO ₂	57
Conclusiones	57
5. RETO ENERGÉTICO:	
 APROVECHAMIENTO DE LAS OPORTUNIDADES Y BENEFICIOS	59
Comercio, regulaciones e institucionalidad de las nuevas interconexiones	59
“Hoja de ruta” para viabilizar las interconexiones	61
Glosario de términos y abreviaciones	63

PRESENTACIÓN

América Latina es un continente abundante en recursos energéticos petrolíferos, gasíferos, carboníferos e hidráulicos, así como en una diversidad de otros recursos energéticos renovables. Esta riqueza energética puede contribuir a fomentar la cooperación y la integración regional, así como el desarrollo económico y social, tanto de países que hoy son superavitarios como deficitarios de energía. Igualmente estos recursos hacen que la región sea apetecible para inversionistas, lo cual tiene implicaciones económicas y políticas, nacionales, regionales e internacionales, a la vez que ofrecen oportunidades para que instituciones financieras multilaterales, como CAF –banco de desarrollo de América Latina–, desempeñen un rol proactivo y catalítico en el sector.

Es importante que los recursos destinados al desarrollo del sector energético contribuyan con la agregación de valor a las ventajas comparativas de América Latina. Las ingentes inversiones requeridas deben contribuir también al logro de un crecimiento alto, sostenido y de calidad, en el cual la energía sea un catalizador transversal del desarrollo integral.

Este estudio se enmarca dentro de los objetivos estratégicos de CAF en materia energética: apoyar el desarrollo de la infraestructura energética, de las energías renovables y eficiencia energética, la institucionalidad en la región, impulsar la mejora de la calidad y cobertura de los servicios eléctricos, la articulación de redes regionales y la formulación de políticas públicas.

Por estas razones, me complace presentar esta publicación, coordinada con la Comisión de Integración Energética Regional (CIER), que tiene el objetivo de identificar proyectos que serán de gran utilidad tanto para actores públicos como privados y de gran importancia para la integración energética regional.

L. Enrique García
Presidente ejecutivo de CAF

INTRODUCCIÓN

La Comisión de Integración Energética Regional (CIER), acorde con su política de promover y liderar la integración energética en América Latina, ha realizado numerosos estudios y foros internacionales por medio de los cuales se han podido identificar las grandes oportunidades de integración eléctrica que ofrece la región, cuantificar los beneficios económicos que se obtendrían, así como las barreras ambientales, institucionales, regulatorias y operativas, y plantear alternativas para superarlas. Todo lo anterior teniendo en cuenta la situación y entorno del sector en la región en cada momento.

La seguridad de abastecimiento, la reducción de la dependencia energética y el cambio climático son hoy el centro de las preocupaciones de los gobiernos en todo el mundo. En este contexto los grandes desafíos están asociados a la seguridad de suministro, la universalización del acceso a la energía y la optimización de la matriz energética para encontrar un balance adecuado en el uso racional de los recursos naturales. Por otro lado, cambios importantes en las políticas nacionales de abastecimiento y suministro de energía han surgido debido a situaciones de incumplimientos de contratos de suministros de energía y gas entre los países, especialmente en el Cono Sur, que han afectado la confianza de poder contar con energía firme en otro país. Igualmente, los continuos cambios geopolíticos han introducido diferentes modelos de propiedad y de suministro de energía con esquemas regulatorios e institucionales también muy diferentes.

Conocida la situación actual, en la que el proceso de integración regional se ha visto frenado por los factores anteriormente expuestos, la CIER se planteó el reto de estudiar alternativas de intercambio de energía innovadoras que respeten las políticas propias de cada país, que no requieran armonizaciones regulatorias profundas en los mercados internos de los países involucrados y que posibiliten maximizar beneficios, prevenir el abuso de poder de mercado, establecer mecanismos de cobertura de riesgos y de solución de conflictos.

Como respuesta al interrogante planteado surge el Proyecto CIER 15 “Estudio de Transacciones de electricidad entre los sistemas de las regiones Andina, América Central y Cono Sur-Factibilidad de su Integración”. El estudio se ha realizado dentro del área CIER de Generación y Transmisión, con la participación de nueve países de América del Sur, seis de América Central y México como país invitado, representados en el Grupo de Trabajo de Operadores y Administradores de Mercados. Dada su magnitud, el proyecto se ha realizado en dos fases. La Fase I con financiación directa de la CIER, con los servicios de consultoría de Mercados Energéticos Consultores S.A. de Argentina y PSR del Brasil, tuvo como objetivo el análisis histórico y crítico de las interconexiones (gas y electricidad) existentes, los mercados de energía y su evolución en las tres regiones, desde el punto de vista de la operación técnica y comercial, regulatoria e institucional. Con base en el anterior diagnóstico, se plantearon escenarios para el estudio de la Fase II.

Para el desarrollo de la Fase II del PR CIER 15, la CIER invitó a participar a CAF –banco de desarrollo de América Latina–, con quien se habían realizado estudios de Integración Energética en el pasado con muy buenos resultados. De la misma manera, se hicieron acuerdos con el Banco Mundial para financiación del módulo del Potencial Energético en la regiones.

El módulo principal, correspondiente al estudio de las alternativas de interconexiones e intercambios entre los sistemas de las tres regiones, fue financiado por CAF y la CIER y se contrató los servicios de consultoría al Consorcio PSR de Brasil, Synex Ingenieros Consultores de Chile, y Mercados Energéticos Consultores S.A. de Argentina.

En el proyecto se estudian y proponen las mejores alternativas para incrementar el uso de las interconexiones actualmente construidas en la región, lo que hemos llamado optimización del uso de la infraestructura existente. Igualmente, se estudian alternativas de intercambios de energía que permitan mejorar la seguridad de suministro y la exportación de energía, la seguridad operativa y los intercambios de oportunidad, y que, a su vez, permitan mejorar la economía de escala de proyectos hidroeléctricos binacionales.

Es muy gratificante para la CIER haber unido esfuerzos con CAF, inicialmente para el desarrollo de este importante estudio y para ofrecer a los diferentes actores del sector eléctrico de América Latina, tanto de orden gubernamental, entes reguladores, planificadores, como a los directivos y profesionales de las empresas y entidades, inversionistas, centros de investigaciones, universidades y público en general, el presente documento, cuyo objetivo primario es el de mostrar con casos concretos que podemos seguir avanzando en la integración energética en América Latina con alternativas novedosas. Estamos seguros que será un valioso aporte y documento referencia para los estudios, investigaciones y desarrollos de los proyectos analizados, así como para otros en los cuales se puede aplicar la metodología y recomendaciones mostradas.

Especial agradecimiento a CAF, Banco Mundial, a todos los Comités Nacionales de la CIER, a sus empresas y entidades miembro, que han facilitado la información necesaria para el estudio, a los delegados del Grupo de Trabajo de Operadores y Administradores de Mercados de la CIER, a su coordinador internacional, quienes han trabajado con gran eficiencia con los consultores contratados, especialmente PSR de Brasil que con su gran capacidad profesional y técnica, han hecho posible la realización y éxito del estudio.

Plinio Fonseca
Director Ejecutivo CIER

1

ANALIZANDO
LAS OPORTUNIDADES

La información del presente libro se basa en el estudio “Transacciones de energía entre los sistemas de las Comunidad Andina, América Central y Cono Sur–Factibilidad de su Integración” (Proyecto CIER 15), realizado por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) y CAF ¹.

Este trabajo tuvo como objetivo mostrar que es posible plantear alternativas de intercambio de energía entre los países, que por un lado respeten las políticas, institucionalidad, normas y esquemas de suministro de los países involucrados, y por otro, que no requieran armonizaciones regulatorias profundas en sus mercados internos, y que maximicen los beneficios para sus consumidores.

Se estimó –desde el punto de vista estratégico, técnico, comercial y regulatorio– la factibilidad tanto de la creación como del incremento de transacciones de energía entre los sistemas de las regiones de América Central, Andina y Cono Sur. Los resultados permitirán contribuir a la toma de decisiones y acciones de los actores públicos y privados, en torno a implementar intercambios de energía entre los países que sean sostenibles en el tiempo, teniendo en cuenta las realidades del entorno político-económico, riesgos asociados, desarrollos diversos de los mercados y la diversidad del potencial energético de la región².

Los países participantes, por medio de sus delegados en el Grupo de Trabajo CIER, fueron Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú y Uruguay. No fue posible incluir a Venezuela en el estudio debido a los límites de plazo para entrega de los datos. Además, se representa la interconexión entre Guatemala y México, pero no se hacen estudios adicionales con este último país.

De acuerdo con el enfoque del estudio, los resultados se presentan para cada región: América Central (Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá); Comunidad Andina (Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú), y Cono Sur (Argentina, Brasil, Chile, Uruguay y Paraguay)³.

Toda la información que el lector encontrará en las páginas a continuación fue elaborada a partir de la estructuración de una base de datos sobre la situación actual y futura (2010-2017) de generación, red de transporte de energía y potencial energético de cada país. Para las simulaciones y estudios electro-energéticos se representaron 728 plantas hidroeléctricas, 1.900 plantas termoeléctricas, plantas de energías renovables (como biomasa), pequeñas centrales hidráulicas (PCH) y eólicas.

Se representaron las redes de transmisión y gasoductos, se analizaron las demandas de energía y potencia para diferentes escenarios, se adoptó el criterio de energía firme y se calcularon los balances anuales de energía y demanda por país y región. Se calcularon los Costos Marginales de Corto Plazo (CMCP) para los escalones de demanda y diferentes escenarios hidrológicos, con modelos de simulación operativa para cada país y región. Se calcularon los intercambios de energía entre países y las emisiones de CO₂ y sus reducciones por país y región.

1. El proyecto fue financiado por recursos de CIER y de CAF; y para el Módulo 1 también se contó con el aporte de fondos del Banco Mundial, a través de su Public-Private Infrastructure Advisory Facility – PPIAF. El desarrollo del Proyecto CIER 15 estuvo a cargo de un Consorcio formado por las empresas Mercados Energéticos (ME), de Argentina; SYNEX, de Chile; y PSR, de Brasil, contando con el apoyo técnico e institucional de CIER y CAF.

2. La metodología del Estudio CIER 15 se puede consultar directamente en el documento técnico, el cual está disponible en las oficinas de CIER y CAF.

3. Se observa que los países que participan de los grupos Mercosur y Comunidad Andina no son necesariamente miembros de las uniones comerciales homónimas.

Se consideraron tres atributos para el cálculo del beneficio total de cada interconexión: reducción de los costos operativos totales, mejora de la confiabilidad de suministro y reducción de las emisiones de CO₂. Estos fueron calculados con base en simulaciones operativas del sistema a lo largo del período de estudio para un gran número de condiciones hidrológicas.

Esta publicación recoge los aspectos más resaltantes del estudio. El lector podrá revisar, de manera fácil y sencilla, todas las implicaciones institucionales, regulatorias, sociales, financieras, legales, comerciales y operativas que se deberán tomar en cuenta para lograr la implantación exitosa de doce importantes proyectos de interconexión eléctrica, los cuales sin duda alguna generarían enormes beneficios para los habitantes, empresas y gobiernos de la región latinoamericana.

2

ENERGÍA ELÉCTRICA AMÉRICA LATINA: SITUACIÓN ACTUAL

La región latinoamericana posee factores relevantes que hacen factible una integración energética mayor. Estos son principalmente:

- La complementariedad, tanto de la oferta y demanda energética como de la potencia entre los diferentes países.
- Beneficios económicos claramente identificados.
- Factibilidad técnica y ambiental.
- Experiencia y capacidad de los organismos reguladores.
- Experiencia de operación de mercados mayoristas.

En el caso de América Central, la interconexión eléctrica entre todos los países es una realidad desde el año 2002. Además, la integración de los mercados nacionales se ha logrado con la creación del Mercado Eléctrico Regional (MER), el cual se ha visto fortalecido con la construcción del Proyecto SIEPAC.

En lo que se refiere a América del Sur, se tiene un proceso firme de integración en la Comunidad Andina (CAN), e incipiente en el Mercosur.

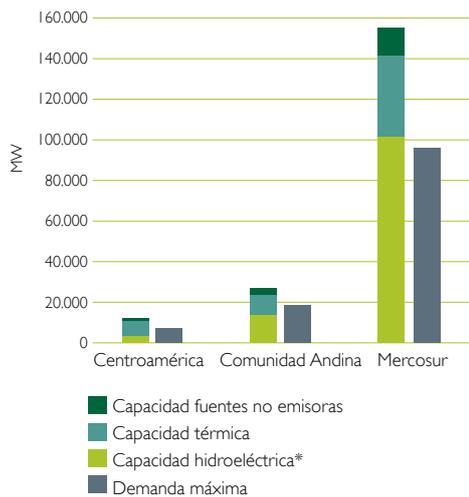
A pesar de estas perspectivas positivas, el proceso de integración regional se ha frenado en los últimos años, debido a factores como las diferencias entre los esquemas de suministro de energía (hoy día, tenemos países con manejo estatal, con manejo de mercado y mixtos) y la pérdida de confianza entre algunos países en lo que se refiere a los acuerdos y contratos de intercambios de energía y gas, lo que ha llevado a políticas de autoabastecimiento.

-
- El área total de los países de América Central y América del Sur es 18 millones de km², casi el doble de Estados Unidos (9,6 millones de km²).
 - Su población es cerca de 400 millones de habitantes, comparable a la de Estados Unidos (320 millones).

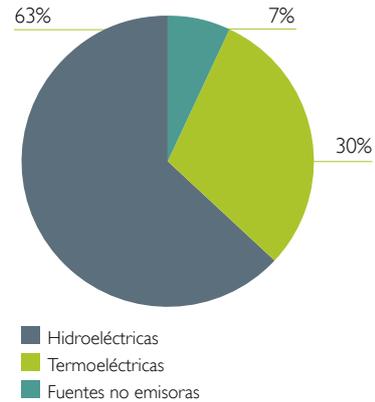
Oferta y demanda de electricidad

La capacidad instalada total de energía eléctrica en la región latinoamericana es de casi 190 GW, sin incluir las capacidades de México y Venezuela. De este monto, 120 GW (63%) corresponden a las centrales hidroeléctricas; 13 GW (7%) a las demás fuentes no emisoras (eólica, biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas, geotérmica y nuclear); y 57 GW (30%) a las plantas termoeléctricas con combustibles fósiles (gas natural, carbón y petróleo) (ver Gráfico 2, p. 14).

Se estima que entre los años 2010 y 2017 el aumento previsto del consumo de electricidad (MW promedio) será de casi 40% (de 94,3 para 132 GW promedio), lo que corresponde a una tasa de crecimiento anual de 5%.

Gráfico 1. Demanda máxima por región (2010)

* El total de la capacidad hidráulica del Mercosur incluye la capacidad instalada de las plantas binacionales.
Fuente: elaboración propia

Gráfico 2. Capacidad instalada por tipo de generación

Fuente: elaboración propia

Variedad y riqueza: Fuentes de energía para expandir la generación eléctrica

Hidroelectricidad

La hidroelectricidad es la fuente predominante en la región, con 120 GW de potencia instalada, casi dos tercios de la potencia total de 190 GW. Si se consideran Venezuela y México, la capacidad hidroeléctrica actual sube a 147 GW.

La potencia hidroeléctrica instalada en 2010 corresponde solamente a 25% del potencial inventariado, de casi 600 GW (ver Cuadro 1, p. 15). Por lo tanto, el potencial para nuevas centrales hidroeléctricas es muy significativo, 447 GW.

Casi la mitad del potencial de desarrollo hidroeléctrico está en la Comunidad Andina, siendo Colombia el de mayor perspectiva de ampliación, con 84,2 GW. Le siguen Perú, con 59 GW; Bolivia, con 39,5 GW; Ecuador, con 21,0 GW; y Venezuela, con 13,4 GW. Entre todas las naciones de esta región, el potencial de desarrollo en hidroelectricidad estimado es de 217,1 GW.

La hidroelectricidad hace que América Latina tenga una de las matrices eléctricas con menos emisiones de CO₂ del mundo.

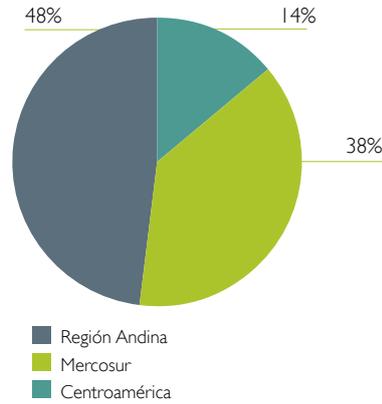
Biomasa

Brasil es hoy el principal productor de caña⁴, pero hay desarrollos importantes en muchos países, tales como Colombia y Guatemala, entre otros. El aumento de la producción de etanol ha permitido un avance importante en el monto y la competitividad económica de la cogeneración en base a biomasa, en especial el bagazo de caña. Por ejemplo, 10% del suministro de electricidad de Nicaragua en 2008 vino de la biomasa.

4. En Brasil se están construyendo alrededor de 90 nuevas plantas de procesamiento de caña, lo que aumentará la capacidad de producción de los actuales 500 millones de toneladas a 750 millones de toneladas en los próximos cinco años.

Cuadro 1. Potencial hidroeléctrico total y desarrollo (%)

Países	Potencial inventariado (GW)	% desarrollado	Instalada (GW)
Argentina	45	21	9.3
Bolivia	40	1	0.5
Brasil	185	41	76.3
Chile	25	23	5.7
Colombia	93	9	8.8
Costa Rica	7	22	1.5
El Salvador	2	24	0.5
Ecuador	23	9	2.0
Guatemala	5	15	0.8
Honduras	5	8	0.4
México	53	24	12.7
Nicaragua	2	5	0.1
Panamá	4	22	0.9
Paraguay	13	67	8.7
Perú	62	5	3.0
Uruguay	2	93	1.5
Venezuela	28	52	14.6
Total	594	25	147

Gráfico 3. División porcentual por región del potencial hidroeléctrico por desarrollar

Fuente: OLADE (potencial) e información de los países para el proyecto CIER 15 Fase II.

A su vez, Brasil posee alrededor de 3 GW de este tipo de cogeneración ya instalado o en construcción. El potencial de la cogeneración sería suficiente para suministrar la mitad de la necesidad de nueva capacidad de generación requerida por el país para los próximos 10 años⁵.

Energía eólica

La energía proveniente del viento tiene el potencial de ser una fuente renovable de gran importancia en el futuro próximo. El potencial eólico estimado para la región está alrededor de 330 GW (ver Cuadro 2, p.17). Con el seguimiento de los inventarios eólicos, tomando en cuenta los vientos con elevaciones mayores y *off-shore*, es probable que este valor aumente sustancialmente.

Una característica importante de la energía eólica en la región es que, a diferencia de los países europeos, donde las fluctuaciones de la producción eólica requieren la instalación de plantas generadoras termoeléctricas de “respaldo”, se pueden usar los embalses de las plantas hidroeléctricas para compensar las fluctuaciones de la producción eólica. Un uso semejante de los embalses como “variables de ajuste” ya se hace para las plantas de bagazo de caña, pues su producción de energía se concentra en el período de la cosecha de la caña.

Otras fuentes renovables

A las fuentes hidroeléctrica y eólica se suma el potencial de otras dos fuentes no emisoras: geotérmica (concentrado en América Central) y nuclear, con las reservas más significativas ubicadas en Brasil.

- Los embalses de las plantas hidroeléctricas funcionan como “reservorios energéticos” que “almacenan” no solo el agua, sino también el viento y la energía de la biomasa

⁵ Esto incluye el uso de 30% de paja de la caña, que hoy día se queda en el suelo, y del retrofit de 40% de las calderas más antiguas.

Gas natural

El gas natural es otro vector de gran importancia en América Latina. Las reservas probadas en Bolivia, Venezuela, Trinidad y Tobago y Brasil (post Pre-Sal) podrán suministrar las necesidades de la región por varios años (ver Cuadro 3).

En cuanto a su ubicación geográfica y abundantes reservas, Bolivia es una opción atractiva para el suministro de gas a Argentina, Brasil, Chile y Perú. Ya existen gasoductos entre Bolivia y los dos primeros países. Está asimismo la posibilidad de enviar gas natural de Bolivia a Perú, lo que complementaría la producción de ese país en Camisea.

Gas natural licuado

En los últimos años, el gas natural licuado (GNL) ha emergido como una alternativa para promover la integración regional del suministro de gas. Hay diversos proyectos de licuefacción y regasificación en la zona.

• Debido al potencial significativo y económicamente favorable de fuentes renovables: hidrológica, eólica, biomasa y solar, entre otros, la característica “limpia” de la matriz eléctrica en América Latina debe mantenerse en el futuro.

Estos proyectos resultan del fuerte desarrollo de la oferta y del consumo del GNL a nivel mundial. El aumento de las fuentes de suministro y, por lo tanto, de la competencia, ha llevado a una reducción significativa de los costos del *commodity* y de su transporte.

Una característica interesante del GNL es que el mismo puede actuar como un “gasoducto virtual”. Por ejemplo, Venezuela podría enviar gas natural a Argentina utilizando el siguiente esquema de *swap* con Brasil y Uruguay:

1. Venezuela envía GNL a la región noroeste de Brasil, que está más cercana y ya dispone de unidades de regasificación. Esto permite a Brasil evitar los altos costos de llevar gas a dicha región desde la lejana Sao Paulo, donde se ubican los principales campos de gas del país.
2. Brasil, a su vez, envía GNL a Uruguay directamente desde sus campos de Sao Paulo.
3. Finalmente, Uruguay, que ha construido una estación de regasificación, envía para Argentina —a través del gasoducto Montevideo-Buenos Aires— el gas que Venezuela originalmente puso en esta “cadena”.

Las plantas hidroeléctricas permiten enlazar los sectores de electricidad y gas

La capacidad de almacenamiento de las plantas hidroeléctricas facilita el uso complementario de las redes eléctricas y de los gasoductos. Para ilustrar considera el siguiente ejemplo:

1. Argentina tiene un fuerte consumo del gas natural en el invierno, debido al uso para calefacción residencial principalmente. Sin embargo, este mismo gas es necesario para la producción de energía eléctrica en generadores térmicos.
2. Aunque Brasil no tuviese interconexión de gasoductos con Argentina, la escasez del gas en este país se puede aliviar a través del envío de energía eléctrica en el invierno en la dirección Brasil-Argentina. Esto permite desplazar la generación local con plantas a gas, disminuyendo la presión para el uso de este combustible.
3. En el verano, cuando hay mayor disponibilidad de gas, Argentina devuelve la energía a Brasil, a través del uso de la interconexión eléctrica en la dirección contraria.

Este *swap* de energía sólo es posible porque los embalses se usan como almacenamientos virtuales de gas natural.

Cuadro 2.
Potencial de energía eólica

	GW
Argentina	10
Brasil	140
Chile	5
Centroamérica	100
Colombia	20
México	40
Perú	10
Uruguay	2
Total	327

Fuente: Asociación Latinoamericana de Energía Eólica.

Cuadro 3.
Reservas probadas de gas natural*

	Potencial (TFC)
Argentina	16
Bolivia	27
Brasil	20
Chile	3
Colombia	4
Cuba	3
México	13
Perú	12
Trinidad y Tobago	19
Venezuela	171
Total	288

* Las reservas de gas natural de Brasil, estimadas en 20 TFC no consideran las últimas descubiertas del Pre-Sal. Se estima que con las reservas del Pre-Sal, las reservas de gas natural de Brasil sea no menores de 50 TFC.

Fuente: EIA, 2009 y Petrobras (las reservas de Brasil con el Pre-Sal pueden llegar hasta 50 TCF). El Cuadro no incluye países cuyo potencial es inferior a 1 TCF.

Cuadro 4.
Reservas probadas de carbón*

	(Millones de toneladas)
México	1.211
Argentina	424
Bolivia	1
Brasil	7.068
Chile	1.181
Colombia	6.959
Ecuador	24
Perú	140
Venezuela	479
Total	17.487

* Mientras las reservas de Carbón de Brasil sean más abundantes que las reservas de Colombia, se destaca que el carbón colombiano tiene mucho más poder calórico que el carbón que se encuentra en Brasil.

Fuente: EIA, 2009.

Cuadro 5.
Reservas probadas de petróleo

	(Mil millones de barriles)
Argentina	3
Brasil	14
Colombia	1
Ecuador	5
México	11
Trinidad y Tobago	1
Venezuela	99
Total	134

Fuente: EIA, 2009 y Petrobras (las reservas de petróleo con el Pre-Sal pueden llegar hasta 50 billones de barriles). El Cuadro no incluye países con reservas inferiores a 1 billón de barriles.

En lo que se refiere al GNL, éste tiene la importante característica de permitir una mejor integración de los generadores a gas natural con la generación hidroeléctrica. Debido a la necesidad de remunerar los costos de inversión en los gasoductos, los contratos de suministro de gas natural a los generadores en general tienen cláusulas de consumo mínimo (*take or pay*), que pueden llegar a 70% o más de la capacidad del generador.

En sistemas con predominio de generación termoeléctrica, este requerimiento de generación mínima no llega a afectar la optimización operativa, pues las plantas a gas en general están entre las primeras que se accionan. Sin embargo, en sistemas con fuerte componente hidroeléctrico y/o de otras fuentes renovables, es posible que la solución más económica sea accionar las plantas a gas, de manera más flexible, por ejemplo, dejando de producir energía en los períodos húmedos. El GNL permite obtener esta flexibilidad, pues se puede comprar cantidades de gas solamente cuando sea necesario.

Otros combustibles fósiles: generación termoeléctrica a través del carbón y petróleo

La región tiene reservas abundantes de carbón, Colombia destaca en este sentido. Asimismo, las reservas abundantes de petróleo de Venezuela y, más recientemente, de los campos del Pre-Sal de Brasil, permiten la autosuficiencia de suministro de este combustible –y posiblemente aún más– para las próximas décadas (ver Cuadros 4 y 5).

Factores a tomar en cuenta

- Los vectores de expansión de la capacidad en la región deben ser la hidroelectricidad y el gas natural. Sin embargo, se observa que hay dificultades ambientales crecientes para el licenciamiento de las plantas hidroeléctricas en algunos países.

- En el caso del gas natural, el GNL se presenta como una alternativa a la construcción de gasoductos, o como una complementación utilizando esquemas mixtos de transporte.
- Las fuentes renovables (biomasa y eólica) deberán tener una importancia creciente. Se observa que el precio de estas fuentes hoy es en general más alto que el de las fuentes convencionales, y que las mismas requieren incentivos.
- Hay un potencial significativo para los tres tipos de interconexión: i) plantas binacionales; ii) exportación de energía; y iii) optimización de los recursos complementarios en los países.
- Hay recursos abundantes de carbón de alta calidad en algunos países. Sin embargo, es posible que aparezcan obstáculos ambientales significativos.
- Las plantas nucleares pueden tener un papel importante en el futuro, en especial con las nuevas generaciones de reactores: i) factor de emisión cero; ii) reservas de uranio y tecnología de enriquecimiento mismo; iii) esquemas y controles de seguridad y alerta de última generación. Sin embargo, hay esquemas geopolíticos y de seguridad que pueden retrasar el desarrollo de estas plantas, especialmente luego de lo ocurrido en la planta nuclear de Fukushima en Japón.

Interconexiones eléctricas

América Latina ya posee un fuerte grado de integración eléctrica. Desde el año 1995 hasta hoy, las interconexiones han aumentado aproximadamente diez veces, pasando de 500 MW a 5.000 MW de capacidad instalada⁶. De hecho, con la entrada en operación de la línea Guatemala-México en 2009, y con la construcción de la interconexión Panamá-Colombia prevista para 2014, se

tendrá un corredor electroenergético que permitirá una vez se realicen los acuerdos comerciales y regulatorios apropiados, establecer de manera continua intercambios de energía entre los sistemas de los países desde México hasta Chile.

Tipos de integraciones: breve recuento

El primer tipo de integración eléctrica que se dio en América Latina fue la construcción de plantas hidroeléctricas binacionales, tales como Salto Grande (Argentina y Uruguay, 1.800 MW) en 1979; Itaipú (Paraguay y Brasil, 14.000 MW) en 1984; y Yacyretá (Paraguay y Argentina, 1.800 MW en su primera fase) en 1998.

El segundo estilo de integración regional ha sido la exportación de electricidad, por ejemplo, Colombia-Ecuador y Argentina-Brasil. Aunque en estas conexiones siempre se indica los flujos dominantes, las mismas permiten el envío de electricidad en dirección opuesta.⁷

Finalmente, el tercer tipo de interconexión sobre el cual ya tenemos experiencia en la región ha sido el que permite compartir reservas y aprovecha la diversidad hidrológica. Un ejemplo es la interconexión de los países de América Central, que sería reforzada con la entrada en operación de las líneas del SIEPAC I en 2012.

Las interconexiones ya existentes han resultado en beneficios económicos significativos, y los beneficios potenciales de los nuevos proyectos de interconexión también son sustanciales.

• América Latina cuenta con experiencia en tres estilos diferentes de interconexión eléctrica:

- 1) Grandes plantas hidroeléctricas binacionales, tales como Salto Grande, entre Argentina y Uruguay; e Itaipú, entre Paraguay y Brasil.
- 2) Exportación de electricidad, como por ejemplo: Colombia-Ecuador y Argentina-Brasil.
- 3) Proyectos donde se comparten las reservas y se aprovecha la diversidad hidrológica. Un ejemplo es la interconexión SIEPAC de los países de América Central.

⁶ Pedro Mielgo, Integración energética regional y sostenibilidad, Revista Electricidad, UNESA/REE, número 36, enero 2009.

⁷ El informe de la primera fase del Proyecto CIER 15 describe en detalle el histórico de las interconexiones.

Situación actual: ¿cómo llegamos hasta aquí?

En la actualidad, la credibilidad de las interconexiones internacionales ha sido afectada por diversos problemas, tales como la interrupción del suministro de gas de Argentina a Chile, las dificultades con la interconexión Argentina-Brasil y la controversia con respecto a la remuneración de la interconexión Colombia-Ecuador.

Estas dificultades resultaron no solamente de problemas coyunturales en los países sino también de cambios importantes en los paradigmas que sostenían los acuerdos comerciales, en particular en lo que se refiere a la seguridad de suministro y a la asignación de los beneficios aportados.

Mapa I. Interconexiones eléctricas en América Latina



CENTROAMÉRICA

- 1 Guatemala Este-Aguachapán
- 2 15 de Septiembre-Pavana
- 3 Los Prados-León
- 4 Masaya-Liberia
- 5 Río Claro-Progreso

COMUNIDAD ANDINA

- 6 Cuestecitas-Cuatricentenario
- 7 Zulia-La Fría
- 8 Cúcuta-San Antonio del Táchira
- 9 Santa Mateo-El Corozo
- 10 Eléctrica Pasto-Quito
- 11 Ipiales-Tulcán
- 12 Arauca-Guasdalito
- 13 Santa Elena-Boa Vista
- 14 Eléctrica Ecuador-Perú

CONO SUR

- 15 Vallemí-Puerto Murtinho
- 16 Pedro Caballero-Ponta Pora
- 17 Paso de Sico-Atacama
- 18 Clorinda-Guarambaré
- 19 Acaray-Foz de Iguazú
- 20 Itaipú
- 21 El Dorado-Mariscal López
- 22 Posadas-Encarnación
- 23 Yacretá
- 24 Rincón de Santa María-Itá
- 25 Paso de los Libres-Uruguaiana
- 26 Rivera-Livramento
- 27 Salto Grande
- 28 Concepción del Uruguay-Paysandú
- 29 San Carlos-Presidente Médici

En la época de los proyectos hidroeléctricos binacionales, el paradigma era la industria eléctrica como monopolio natural, el Estado como promotor de las inversiones, y la electricidad como un servicio estratégico.

Aunque no se aprovechó toda la potencialidad de los beneficios obtenibles por el uso compartido de los recursos hidroeléctricos, los proyectos de gran envergadura suministraron una alternativa al uso del petróleo, cuyo precio resultaba muy alto luego del *shock* de la década de 1970. Adicionalmente, esta etapa dejó los primeros componentes de una infraestructura de transmisión de electricidad y una importante experiencia de relacionamiento entre los operadores nacionales de los sistemas.

Durante las décadas de 1980 y 1990, el paradigma que direccionó el desarrollo de las interconexiones regionales podía ser resumido como:

- La energía es un *commodity* como cualquier otro y se debe abandonar el concepto de la autosuficiencia.
- La apertura de mercados, el aporte privado, la separación vertical de actividades y su regulación independiente permite el suministro más eficiente.
- La producción de nuevas centrales eléctricas que usan gas (cuyo precio era estable) permite trabajar con mercados de corto plazo, basados en un precio marginal aplicado a toda la generación.
- La integración regional requiere disponer a nivel regional de una institucionalidad y organización similar a la exigida a los mercados nacionales eficientes. El diseño de las interconexiones de gas entre Argentina y Chile, de la interconexión CIEN (Argentina-Brasil) y del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central reflejaron estos conceptos.

En el comienzo del siglo XXI ocurrieron cambios en la situación energética mundial que afectaron muchos de los supuestos del paradigma que había imperado hasta ese momento:

- Aumento en el precio internacional del gas natural y del petróleo impactaron los precios regionales y locales de electricidad.
- Se generó una incertidumbre en la disponibilidad de gas en el Cono Sur, por reducción de la producción y la inseguridad asociada a cambios políticos.
- La cuestión ambiental y los cambios climáticos han sido claves para ralentizar el desarrollo de nueva generación con combustibles fósiles, dificultar el licenciamiento de nuevas plantas hidroeléctricas e impulsar el desarrollo de nuevas fuentes renovables, tales como biomasa y eólica.

En paralelo, hubo cambios en los lineamientos regulatorios de varios países, por ejemplo, Argentina, Brasil, Chile, El Salvador y Perú; y reestructuración de los sectores energéticos de países como Bolivia, Ecuador y Venezuela, con el incremento de la participación del Estado.

Otra vez se observa en la actualidad una fuerte preocupación con la seguridad energética nacional, que en su extremo apunta al autoabastecimiento energético, y una tendencia a la protección de los recursos energéticos no renovables por parte de los países que los disponen. Estos recursos son percibidos como escasos y caros, lo que disminuye la disposición a “compartirlos” con otros países.

Nuevos desafíos ante el cambio de las reglas de juego

Los paradigmas actuales en cuanto a políticas energéticas crean nuevos desafíos para el desarrollo de las interconexiones energéticas en la región. Los temas clave para la superación de estos desafíos son:

- **Robustez y flexibilidad.** Las soluciones adoptadas deben funcionar en países con organizaciones sectoriales heterogéneas, y ya incluir provisiones para la revisión de los acuerdos.
- **Bilateralismo.** Aunque esquemas multilaterales, por ejemplo un operador regional, sean deseables en el largo plazo, se considera que es más efectivo desarrollar acuerdos bilaterales adaptados a las características de cada proyecto.
- **Estabilidad.** Las interconexiones deben estar asociadas a contratos de largo plazo y otros instrumentos que aseguren estabilidad y previsibilidad de los ingresos y de los compromisos contractuales.
- **Repartición de los beneficios.** Los ingresos relacionados con la congestión de las interconexiones deben ser compartidos igualmente entre ambos países, por ejemplo a través de una reducción en las tarifas por uso del sistema de transmisión.
- **Respaldo gubernamental.** El funcionamiento de las interconexiones debe estar respaldado por acuerdos entre los países involucrados.

3

ESCENARIOS PARA LA INTERCONEXIÓN

Dos factores clave: seguridad de suministro y cambios climáticos

En torno a la energía, los temas de mayor discusión y preocupación a escala mundial se centran alrededor de la seguridad de suministro y los cambios climáticos.

La región latinoamericana tiene perspectivas muy positivas con respecto a ambos temas. En lo que se refiere a la seguridad de suministro, sus reservas abundantes de petróleo y gas hacen que sea una exportadora neta de estos combustibles. Con respecto a los cambios climáticos, la principal fuente de producción de electricidad, la energía hidráulica, es renovable. Además, otras fuentes renovables, como la biomasa y la eólica, se muestran competitivas debido a las características geográficas y climáticas de la región.

El predominio de la hidroelectricidad en América Latina facilita la inserción de otras fuentes renovables. La razón es que los embalses de las plantas hidroeléctricas funcionan como “almacenes energéticos”, que pueden absorber las fluctuaciones de la producción de las plantas eólicas, la estacionalidad de la producción de la biomasa y optimizar el uso del gas natural en la generación eléctrica. También hay una complementariedad de las fuentes: algunos países tienen mayores reservas de gas, mientras otros poseen más recursos hidroeléctricos y/o eólicos. Por tanto, las posibilidades de interconexión entre naciones tienen una buena perspectiva.

Proyección de la demanda

La demanda total de energía en la región latinoamericana pasará de 94,3 GW promedio en 2010 a 132,4 GW promedio en 2017, lo que corresponde a una tasa de crecimiento promedio anual de 5%⁸.

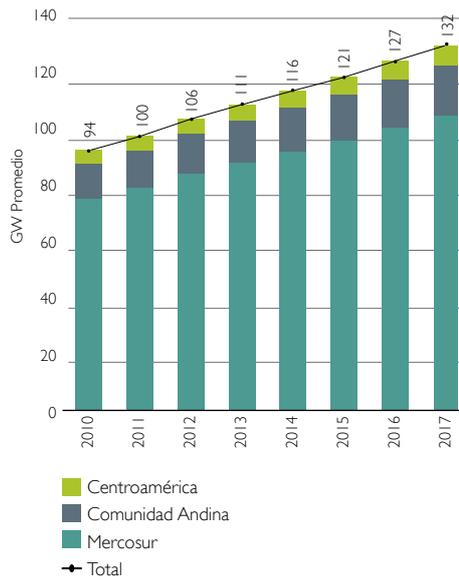
En los países de América Central, las tasas de crecimiento de la demanda para el corto plazo (2009-2010) no fueron afectadas por la crisis financiera mundial de 2008. Sin embargo, se observa una fuerte variación en las tasas de crecimiento entre los países. En dicho periodo, la tasa de Costa Rica fue 3,3%, por ejemplo, mientras Honduras presentó una tasa de 7,1%. Es posible que esta variación se deba a las características del sistema hondureño, pues el país presenta tasas históricas de crecimiento bastante altas.

En el caso de la Comunidad Andina, las tasas de crecimiento de corto plazo tampoco parecen haber sido afectadas por la crisis mundial. La excepción es Colombia, con una tasa de 2,7%. Para el mediano plazo se observa que Perú presenta tasas anuales de crecimiento alrededor de 10%. Así como en caso de Honduras, esta tasa elevada es compatible con el histórico del país.

El impacto de la crisis mundial en las tasas de crecimiento de Mercosur aparentemente también es reducido; la excepción es Argentina que presenta una tasa de 1,6%. Para el mediano y largo plazo, las tasas son compatibles con el crecimiento histórico de los países.

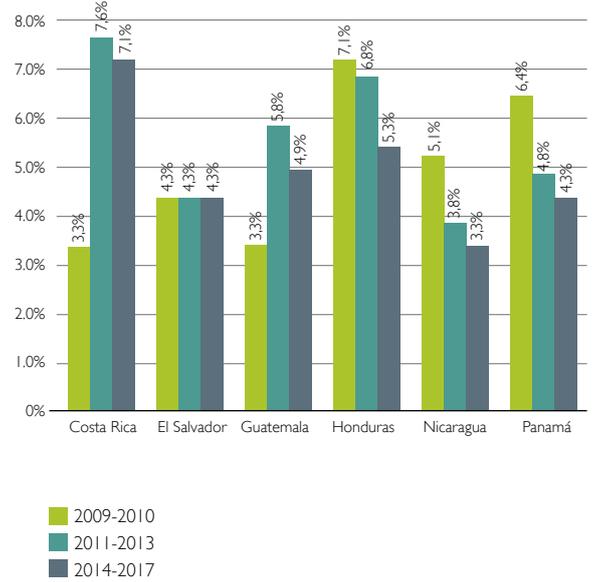
⁸ El escenario de referencia para presentar las oportunidades de interconexión expuestas en esta publicación se compone de proyecciones de demanda y cronogramas de entrada de nueva generación para cada país entre los años 2010 y 2017. La identificación de las oportunidades de interconexión y el cálculo de los beneficios potenciales de las mismas se hicieron con base a dicho escenario de referencia.

Gráfico 4. Demanda promedio anual por región y total



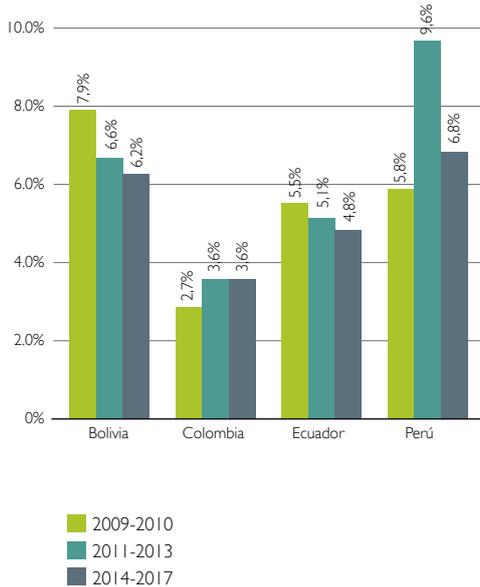
Fuente: elaboración propia

Gráfico 5. América Central: tasas de crecimiento de la demanda



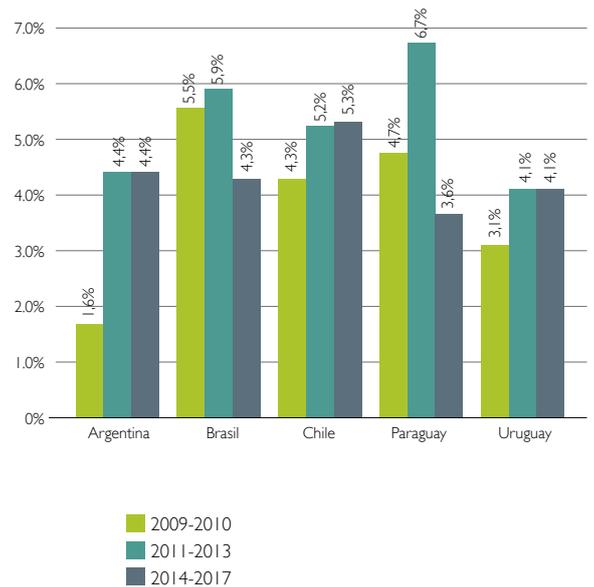
Fuente: elaboración propia

Gráfico 6. Comunidad Andina: tasas de crecimiento de la demanda



Fuente: elaboración propia

Gráfico 7. Mercosur: tasas de crecimiento de la demanda



Fuente: elaboración propia

Proyección de la oferta: potencia y energía firmes

Cuando la base de generación de los países de la región es termoeléctrica, una manera sencilla de representarlo sería a través de la capacidad total disponible (esto es, sustrayendo las tasas de mantenimiento y de salida forzada). Sin embargo, se deben tomar las restricciones en la disponibilidad de combustible. Es posible que una planta esté disponible pero no pueda producir en su capacidad máxima por falta del mismo. Por tanto, la potencia firme anual se calcula a través de la máxima demanda de punta (en MW) que un sistema podría suministrar tomando en cuenta las restricciones de cada combustible y la existencia de plantas con múltiples combustibles.

Esta representación de la potencia firme no toma en cuenta otra característica importante de la región, que es la fuerte participación de la energía hidroeléctrica. En este caso, es importante tener en cuenta que la producción de energía de estas plantas depende de las condiciones hidrológicas. Esta dependencia se puede representar a través del concepto de energía firme de un sistema de generación hidroeléctrico, que es la máxima demanda de energía (en MW promedio) que el sistema podría suministrar suponiendo que ocurra la sequía más severa registrada en el histórico de caudales⁹.

Dependiendo del *mix* de generación de cada país, el factor más representativo de su capacidad de generación puede ser su potencia firme o su energía firme. Por esta razón, se presentan ambos valores para cada país¹⁰.

En el balance estructural de potencia firme, se calcula para cada año la diferencia entre la potencia firme (calculada a partir de los generadores que estarán en operación en aquel año) con la demanda máxima prevista (en MW) para el mismo año. De manera análoga, en el balance estructural de energía firme se calcula la diferencia entre la misma y la demanda promedio anual (en MW promedio) prevista. De una manera simplificada, un balance positivo indica que la oferta es adecuada para el suministro confiable de la demanda, y viceversa: un balance negativo puede significar que el sistema está sub-ofertado.

La importancia de verificar los balances en los estudios de interconexiones es que los beneficios de los intercambios podrían estar sobreestimados si el país tiene un balance negativo debido a algún problema en la preparación del escenario de oferta. De la misma manera, los beneficios de los intercambios podrían estar subestimados si el balance es demasiado positivo, esto es, si el escenario de oferta prevé la entrada de un monto de generación que puede no concretarse en la práctica.

América Central

Los balances de potencia en América Central son bastante positivos, lo que podría señalar una sobrecapacidad. Sin embargo, el balance regional es “optimista”, pues no toma en cuenta los límites de intercambio. La viabilidad económica de los proyectos regionales puede depender de la existencia de un balance “apretado” o hasta negativo en los países vecinos, Guatemala y Honduras. Sin embargo, el balance de Guatemala está siempre positivo y el de Honduras presenta pequeños desbalances por un par de años.

Se estima que a partir de 2013-2014 el sistema pase de un balance de potencia firme “apretado” para una situación de exceso. Esto se debe a entrada en operación, a partir de 2013, de los proyectos térmicos de porte regional: AES Fonseca (250 MW) y Cutuco (500 MW).

Guatemala: El incremento de la oferta para el sistema guatemalteco resulta de centrales térmicas (300 MW en 2012) e hidroeléctricas (300 MW, principalmente en 2015).

⁹ Si la capacidad de almacenamiento de los embalses es sustancial, esta sequía más severa puede durar varios años. En el caso de Brasil, por ejemplo, esta sequía tuvo cuatro años de duración, del 1952 hasta 1955. Es interesante observar que estos años de sequía más severa no incluyen el año individualmente más seco, que fue 1945. Esto es, el efecto acumulado de varios años de sequías moderadas puede ser más severo que el de un año excepcionalmente seco, pero que fue compensado por caudales favorables en los años siguientes.

¹⁰ Más precisamente, si la energía firme excede o es igual a la demanda promedio, esto significa que el suministro de energía está asegurado aunque ocurra la sequía más severa históricamente. A su vez, si la energía firme es inferior a la demanda promedio, esto no significa que es cierto que va ocurrir un racionamiento, sólo que habría un racionamiento en caso de que ocurra la peor sequía históricamente. En otras palabras, todavía puede ser posible suministrar la demanda en caso de que ocurra la segunda peor sequía, o la tercera, y así en adelante. En contraste, un balance de potencia firme negativo señala que es cierto que va ocurrir un problema de suministro por lo menos en la hora de demanda máxima.

Gráfico 8. América Central: Energía firme por demanda promedio anual (MW promedio)



Fuente: elaboración propia

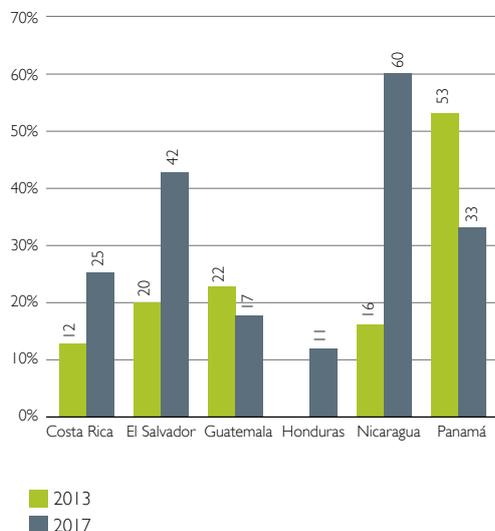
Honduras: hay balances negativos de potencia firme en los años 2010-2011 (3,4%) y 2013-2014 (2%). Esto significa que Honduras tendrá que importar potencia a través del SIEPAC. Los balances de energía firme en el mismo período son positivos. Con la entrada en operación de las plantas hidroeléctricas Patuca 3 (100 MW), Los Llanitos (98 MW) y Tornillito (160 MW), ambos balances pasan a ser positivos a partir de 2015.

Nicaragua: se observa un aumento significativo de la oferta firme a partir de 2014, con la entrada sucesiva de las plantas hidroeléctricas Tumarín (160 MW), Boboke (60 MW) y Brito (270 MW). La entrada en operación de estas plantas reduce sustancialmente la tasa de utilización de las plantas termoeléctricas, que pasan a ser una reserva de generación para el país.

Panamá: los balances son positivos a lo largo de todo el período, desde 2010 hasta 2017. Sin embargo, hay un aumento sustancial de la oferta a partir del año 2012, con la entrada en operación de casi 400 MW de proyectos hidroeléctricos (Chan I, Lorena, Prudencia, Pando y Monte Lirio) además de las plantas termoeléctricas Toabre (150 MW) y Panamá Green Power (100 MW).

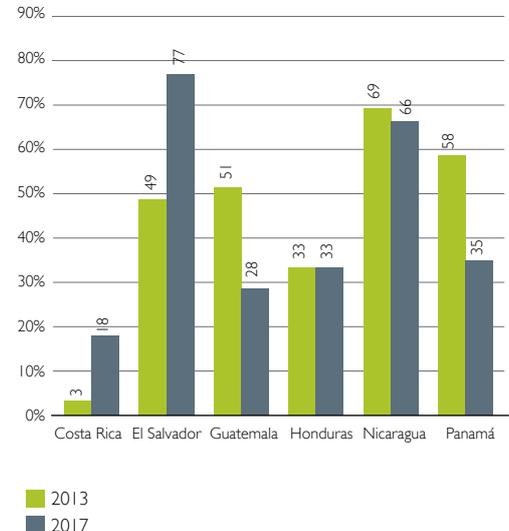
Todos los países planean su expansión con la mira en lograr la autosuficiencia energética. Esto crea una situación de “huevo y gallina” cuando se desea analizar

Gráfico 9. Reservas de potencia firme (porcentaje de crecimiento)



Fuente: elaboración propia

Gráfico 10. Reservas de energía firme (porcentaje de crecimiento)



Fuente: elaboración propia

los beneficios de interconexiones, pues además de los llamados “intercambios de oportunidad”, que resultan en ahorros de gastos de combustible, no hay “espacio de oferta” para el intercambio de energía firme entre los países.

Comunidad Andina

Bolivia: se observa un equilibrio entre el aumento de la demanda y de la oferta firme.

Colombia: así como en el caso de Bolivia, la oferta y demanda de Colombia está equilibrada.

Ecuador: el balance está “apretado” hasta el año 2014, cuando empieza una fuerte entrada de generación hidroeléctrica.

Perú: hay un aumento en la entrada de la oferta a partir del año 2014. Se ve además que la planta hidroeléctrica de Inambari, en la región amazónica del país, se representa en separado en el balance. La razón es que se está estudiando la posibilidad de que parte de la generación de esta planta se exporte a Brasil (esta exportación es uno de los proyectos presentados en el Capítulo 4).

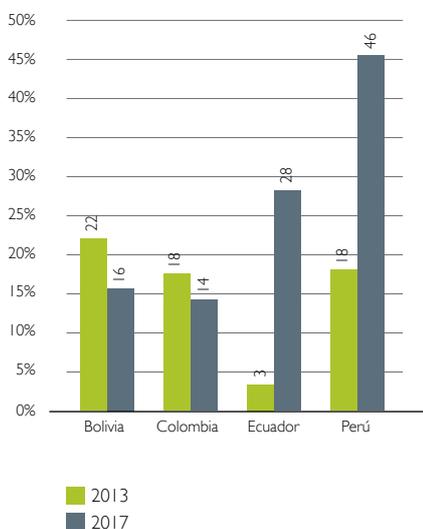
Se prevé que las expansiones de oferta entre 2010 y 2017 en esta región sean relativamente equilibradas (misma reserva a lo largo del tiempo) en cada país, mientras el monto de reserva varía bastante entre los países.

Mercosur y Chile

Argentina: los balances para el sistema argentino incluyen la planta binacional Yacyretá con Paraguay¹¹. Su sistema está relativamente “apretado” hasta el año 2014, cuando empiezan refuerzos importantes de generación, y vuelve a quedarse con restricciones hacia 2017.

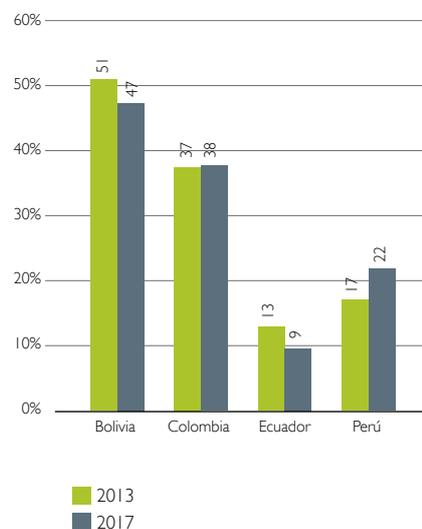
Brasil: los balances para Brasil incluyen la planta binacional Itaipú¹² con Paraguay, y la compra de energía de la planta Inambari de Perú. Se espera que el aumento de la oferta tenga el mismo ritmo que el de la demanda.

Gráfico 11. Reservas de potencia firme (porcentaje de crecimiento)



Fuente: elaboración propia

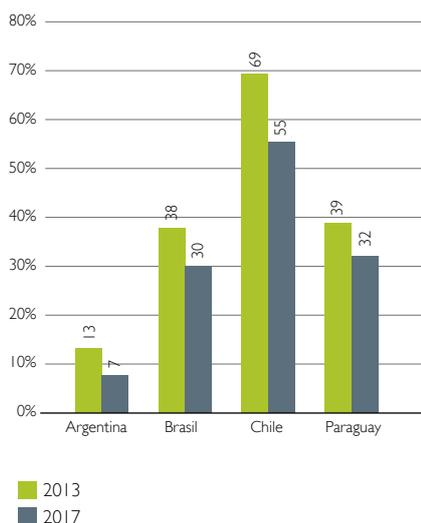
Gráfico 12. Reservas de energía firme (porcentaje de crecimiento)



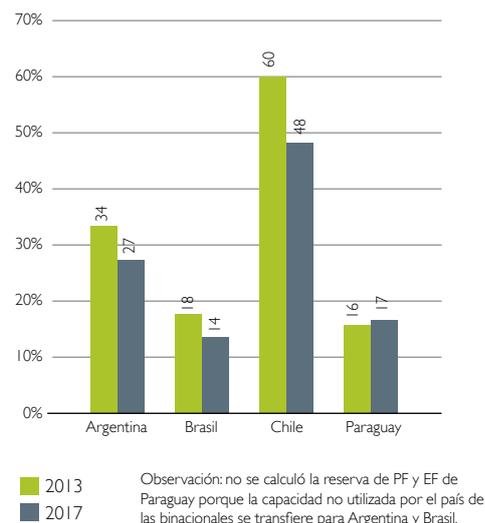
Fuente: elaboración propia

11 La “cuota” de Yacyretá disponible para Argentina se compone del 50% de la potencia y energía que ya pertenecen al país más la parcela de Paraguay que el mismo no utiliza para su propio consumo.

12 La “cuota” de Itaipú disponible para Brasil se compone del 50% de la potencia y energía que ya pertenecen al país más la parcela de Paraguay que el mismo no utiliza para su propio consumo.

Gráfico 13. Reservas de potencia firme (porcentaje de crecimiento)

Fuente: elaboración propia

Gráfico 14. Reservas de energía firme (porcentaje de crecimiento)

Fuente: elaboración propia

Chile: el sistema chileno, que se compone de dos subsistemas aislados, el SING y el SIC, tiene una reserva firme significativa.

Paraguay: debido a la gran capacidad de las plantas binacionales Yacyretá e Itaipú, comparado con la demanda del país, no habría restricciones de generación en este país por muchos años. A través de estas plantas, Paraguay envía energía a Argentina y Brasil.

Costos marginales de corto plazo

El costo marginal de corto plazo (CMCP), en USD/MWh, refleja el costo de suministro de 1 MWh adicional en la demanda. Por lo tanto, el CMCP varía para cada etapa, escalón de demanda y condiciones hidrológicas.

En los estudios de interconexión que presentamos en este libro, el CMCP señala la oportunidad para el intercambio (se exporta a partir del país con el menor CMCP) y el beneficio económico de este intercambio (diferencia de los CMCP × energía exportada en MWh).

Además, se puede utilizar el promedio anual de los CMCP (calculado para las etapas, escalones de demanda y escenarios hidrológicos) para verificar si el escenario de oferta y demanda suministrado por cada país está bien ajustado. La razón es que, en la expansión de mínimo costo global, el CMCP promedio debería ser aproximadamente igual al costo marginal de expansión (CME), lo cual refleja los costos de inversión y operación asociado a los incrementos de oferta. En otras palabras, si el sistema está sobre-ofertado, el valor esperado de los costos marginales de corto plazo: E (CMCP), es inferior al CME; y viceversa: en un sistema sub-ofertado, E (CMCP) es mayor a CME.

CMCP promedio anual: América Central

El CMCP esperado anual para los países de América Central tiene una tendencia a la reducción. Esto se debe a la construcción de plantas hidroeléctricas que se ha dado en la mayoría de estos países. La cues-

ción es, por lo tanto, si el E (CMCP) sería compatible con el costo de construcción de estas plantas (CME).

El CMCP promedio de cuatro de los países está equilibrado alrededor de 100 USD/MWh, lo cual es un valor relativamente alto, pero compatible con el hecho de que hay una fuerte generación térmica en estos países en el corto plazo (ver Gráfico 15). A su vez, Costa Rica presenta CMCP alrededor de 80 USD/MWh, lo que también parece razonable, pues el país tiene una proporción elevada de energía hidroeléctrica.

Finalmente, el CMCP de Panamá, 57 USD/MWh, posiblemente sería inferior a la necesidad de remuneración de nuevas plantas hidroeléctricas.

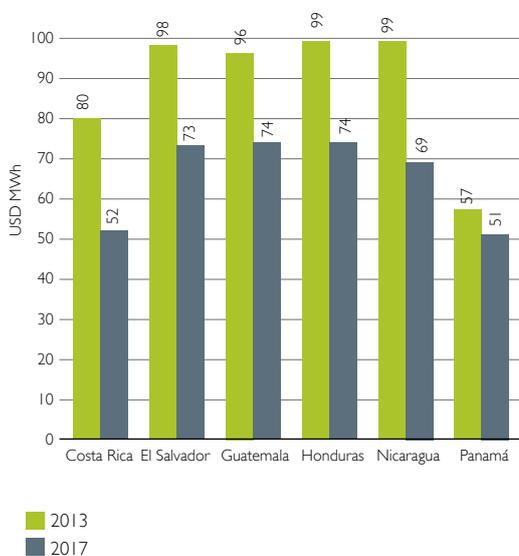
Para el año 2017 se estima que habrá una reducción en los CMCP de todos los países, lo cual se debe al aumento de la reserva de generación y a la entrada de plantas hidroeléctricas.

Estos CMCP reducidos llevan a una inquietud sobre la remuneración de la nueva capacidad prevista. En los países de América Central, esta remuneración resulta de los siguientes mecanismos:

- El llamado pago por capacidad, utilizado por Guatemala, El Salvador y Panamá, que es un pago fijo que los generadores reciben, relacionado con la potencia firme de los mismos. El pago por capacidad está alrededor de 11 USD/MWh¹³; y
- La contratación centralizada de energía, con los costos de la misma transferidos a los consumidores, utilizada por Honduras y Costa Rica (Nicaragua utiliza un esquema híbrido donde las distribuidoras deben estar 80% contratadas.)

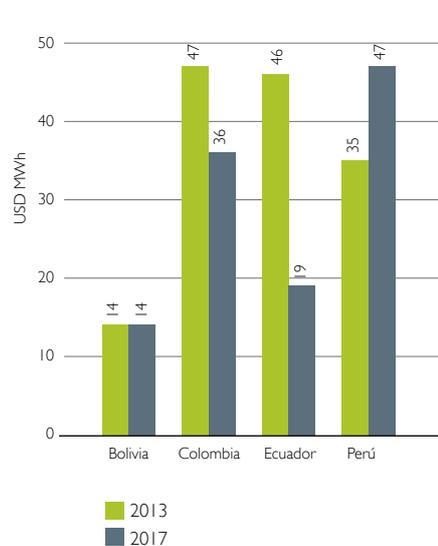
Una consecuencia de esquemas como el pago por capacidad y la contratación centralizada es que el CMCP promedio puede no reflejar el costo de la energía para el país. Esto, a su vez, afecta los análisis de la viabilidad económica de las interconexiones pues, como discutido anteriormente, los intercambios se hacen con base a la diferencia de los CMCP en cada etapa, escalón de demanda y escenario hidrológico.

Gráfico 15. América Central:
CMCP promedio anual



Fuente: elaboración propia

Gráfico 16. Comunidad Andina:
CMCP promedio anual



Fuente: elaboración propia

¹³ Más precisamente, el pago por capacidad es 5,2 USD/kWmes, y se calcula a partir de la necesidad de remuneración de un generador ciclo abierto a gas natural, que representaría la "tecnología marginal".

CMCP promedio anual: Comunidad Andina

Los CMCP promedio de la Comunidad Andina son más bajos que los de América Central. Por lo tanto, existiría la misma inquietud con respecto a los mecanismos de remuneración de las nuevas inversiones.

De inicio, se observa que Bolivia, Colombia¹⁴ y Perú utilizan esquemas de pago por capacidad, que corresponden a un ingreso adicional para el generador alrededor de 11 USD/MWh¹⁵.

En el caso de Bolivia, esto significa que el ingreso total del generador sería 14 (CMCP) + 11 (cargo por capacidad) = 25 USD/MWh, lo que todavía parece aún insuficiente para remunerar una planta termoeléctrica a gas. La explicación es que Bolivia adopta un precio de gas regulado de cerca de 1 USD/MMBTU (cuando el precio internacional es de cerca de 5 USD/MMBTU), lo que resulta en un precio de energía compatible con los 25 USD/MWh.

- El monto de CO₂ emitido por cada planta se calcula de la siguiente manera:
 - Factor de emisión del combustible (en toneladas de CO₂)
 - Unidad del combustible.
 - Consumo específico de la planta (unidad del combustible/MWh).
 - Energía producida por la planta (MWh).

A su vez, la explicación en el caso de Ecuador está en el cambio regulatorio del país para un modelo con inversión estatal y planificación centralizada. En este caso, el uso del E (CMCP) como un proxy del CMLP ya no es directamente aplicable.

Así como en el caso de América Central, la existencia de pagos por capacidad y precios locales para los combustibles afecta el análisis de los proyectos de intercambio.

CMCP promedio anual: Mercosur

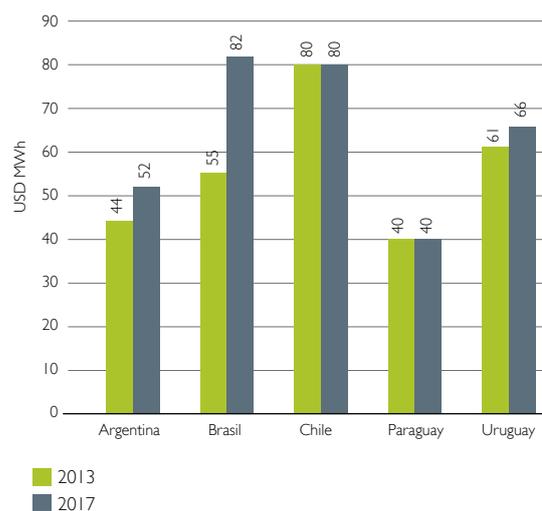
De inicio, a diferencia de las regiones anteriores, los CMCP del Mercosur aumentan de 2013 a 2017 (ver Gráfico 17). Se observa además que los valores de estos CMCP son más altos que los de las demás regiones, y más compatibles con los requerimientos de remuneración de las inversiones en generación. En el caso de Paraguay, como ha sido mencionado, el suministro de la nueva demanda estaría asociado a una reducción de la exportación para los vecinos y, por lo tanto, al costo de oportunidad de los contratos de suministro.

Emisión de gases de efecto invernadero

El tema ambiental preocupa de manera creciente a todos los países del mundo, y América Latina no se queda atrás. Los estudios de los proyectos de interconexión relatados en esta publicación no dejan de lado esta preocupación, por lo que se ha analizado el impacto que los proyectos presentes y futuros tendrán en cuanto a emisiones de gases de efecto invernadero.

La emisión promedio anual de cada país (millones de toneladas de CO₂ por año: MtCO₂) se calcula como el promedio, para cada secuencia hidrológica simulada, de la suma de las emisiones a lo

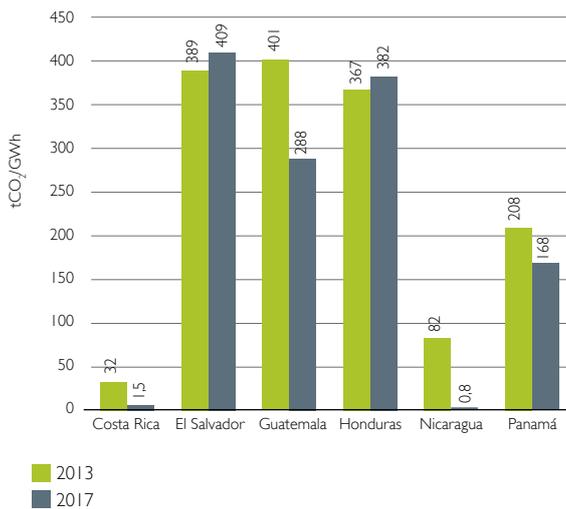
Gráfico 17. Reservas de energía firme (porcentaje de crecimiento)



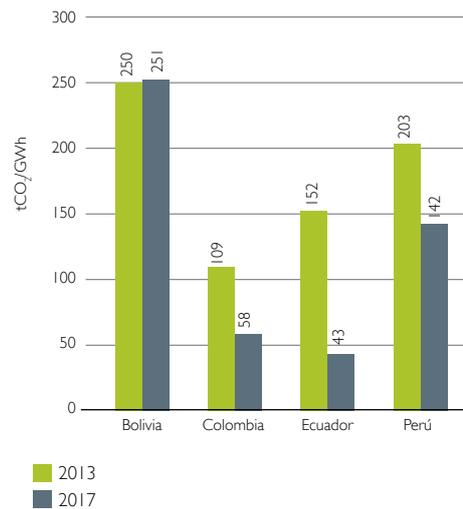
Fuente: elaboración propia

¹⁴ Colombia recientemente ha adoptado las llamadas subastas de *call option* con el objetivo de utilizar un proceso competitivo para establecer el precio del mismo, en remplazo al uso del concepto de tecnología marginal.

¹⁵ Este pago por capacidad es semejante al utilizado en América Central. La razón es que todos los países adoptan el mismo concepto de usar una planta ciclo abierto a gas natural como "tecnología de referencia".

Gráfico 18. América Central: emisiones por GWh

Fuente: elaboración propia

Gráfico 19. Comunidad Andina: emisiones por GWh

Fuente: elaboración propia

largo de las etapas y escalones de demanda en el año.

América Central: emisiones de CO₂

Costa Rica: se estima que tendrá una reducción total a lo largo del tiempo, resultado de inversiones en plantas hidroeléctricas y eólicas.

El Salvador: ha tenido un aumento de emisiones debido a la entrada de dos plantas termoeléctricas para exportación de energía: la planta de carbón AES (200 MW) y la planta de gas Cutuco (500 MW).

Guatemala: las instalaciones térmicas instaladas en El Salvador, mencionadas arriba, desplazaron la generación más "sucía" en Guatemala. Este caso muestra que un aumento en las emisiones de un país puede resultar en una reducción regional en el nivel de emisiones.

Honduras: el nivel de emisiones es relativamente estable.

Nicaragua: se ha observado en este país una fuerte reducción en las emisiones, resultado de la entrada de plantas geotérmicas y eólicas, que han desplazado la generación térmica existente.

Panamá: así como en el caso de Nicaragua, se observa una fuerte reducción en las emisiones, resultado en este caso de la entrada de plantas hidroeléctricas.

Comunidad Andina: Emisiones de CO₂

Bolivia: el crecimiento de sus emisiones se debe a la entrada de plantas a gas natural, que es la principal opción de expansión del país.

Colombia: ha tenido una reducción en las emisiones, resultado de la entrada de nuevas plantas hidroeléctricas.

Ecuador: de manera análoga a Colombia, se observa una reducción en las emisiones, resultado de la entrada de nuevas plantas hidroeléctricas en el país.

- En la mayoría de los países latinoamericanos hay una reducción del monto de emisiones de CO₂ a lo largo del tiempo, debido a la construcción de plantas hidroeléctricas. La principal excepción es Brasil, donde se observa un aumento expresivo en las emisiones, debido a la entrada en operación de plantas térmicas a gas natural, carbón y petróleo.

Perú: el aumento de las emisiones hacia 2010 resulta de la entrada de plantas a gas, asociadas al campo de Camisea. A mediano plazo, las emisiones se estabilizan debido al desarrollo de nuevas plantas hidroeléctricas.

Mercosur y Chile: Emisiones de CO₂

Argentina: el aumento observado resulta de la expansión con base en plantas termoeléctricas a gas y óleo, que además son accionadas con más frecuencia al final del periodo debido a la reducción de la reserva de potencia.

Brasil: el aumento expresivo de emisiones en esta nación resulta de la entrada en operación de una gran cantidad de plantas termoeléctricas a carbón, petróleo y gas natural.

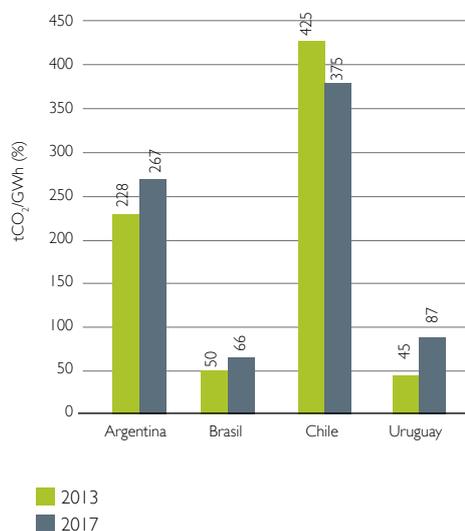
Chile: igual que en Brasil, el país presenta un aumento de las emisiones, resultado de la entrada en operación de plantas a carbón y otras termoeléctricas.

Paraguay: el sistema paraguayo no presenta emisiones, pues es suministrado por plantas hidroeléctricas.

Uruguay: el sistema de este país presenta niveles de emisión relativamente bajos en términos absolutos, pero crecientes a lo largo del tiempo. Así como en los casos anteriores, esto se debe a la construcción de plantas termoeléctricas.

En la mayoría de los países latinoamericanos hay una reducción del monto de emisiones de CO₂ a lo largo del tiempo, debido a la construcción de plantas hidroeléctricas. La principal excepción es Brasil, donde se observa un aumento expresivo en las emisiones, debido a la entrada en operación de plantas térmicas a gas natural, carbón y petróleo.

Gráfico 20. Mercosur : emisiones por GWh



Fuente: elaboración propia

4

DOCE PROYECTOS:
OPORTUNIDADES Y DESAFÍOS

Son doce los proyectos de interconexión eléctrica que, de hacerse realidad, crearían un importante impacto positivo en la región latinoamericana.

Hydroeléctrica Inambari (Perú–Brasil)

Antecedentes

El septiembre de 2008, un documento elaborado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) de Perú –Portafolio de Proyectos de Generación y Transmisión en el Sistema Interconectado Nacional (SEIN)– identificó un potencial hidroeléctrico de 20.000 MW ubicado en la vertiente oriental de la cordillera de los Andes. De este potencial –cinco plantas con capacidades instaladas entre 800 y 2.200 MW, totalizando 6.300 MW– fueron señaladas como las más competitivas.

La posibilidad de exportación por parte de este potencial hidroeléctrico peruano para Brasil ha despertado interés en ambos países.

Por el lado de Brasil, se observa de inicio que la planta Inambari, con 2.200 MW, está a apenas 260 km de la frontera¹⁶. Además, e igualmente importante, esta planta tiene un embalse con capacidad de regularización multianual¹⁷ que está aguas arriba de las plantas brasileñas Santo Antônio y Jirau, con 3.500 MW cada una, y que están en construcción. Debido a restricciones ambientales, estas plantas son centrales de pasada, y no utilizan plenamente los caudales que llegan en la estación húmeda. Como consecuencia, su energía firme es inferior a lo que podrá producir. La regularización aguas abajo que sería brindada por el embalse de Inambari permitiría aumentar en 90 MW promedio la energía firme del sistema hidroeléctrico brasileño¹⁸.

Del lado peruano, un beneficio importante es la factibilidad de plantas cuyo tamaño haría más difícil su absorción por el mercado local. En otras palabras, por cuestiones de economía de escala una hidroeléctrica de gran tamaño tiende a ser más barata para el consumidor (en términos de USD/MWh producido) que una planta de menor porte. Sin embargo, si el aumento anual del consumo local es inferior a la capacidad de la planta, su construcción resultaría temporalmente en capacidad ociosa. Dado que las plantas hidroeléctricas son intensivas en capital, la pérdida financiera resultante de esta ociosidad reduce o puede hasta eliminar las ventajas de la economía de escala. Si Brasil absorbe parte de la energía de la planta, la ociosidad desaparece, y los beneficios de la economía de escala pueden ser compartidos por ambos países.

• Los criterios para selección de los proyectos de interconexión propuestos en este libro fueron:

- Ilustrar los diferentes tipos de oportunidad de interconexión.
- Mostrar los beneficios potenciales de las interconexiones en las tres regiones: América Central, Comunidad Andina y Mercosur.
- Analizar proyectos “reales”, esto es, para los cuales existen propuestas concretas y un interés declarado de por lo menos uno de los representantes de los países involucrados.

16 La proximidad de Inambari a ciudades brasileñas tales como Rio Branco y Porto Velho no significa necesariamente que los costos de interconexión con Brasil son reducidos. La razón es que el consumo de estas ciudades no es suficiente para absorber la energía inyectada de Perú, y sería necesario transportar la diferencia hasta región sureste de Brasil, donde se ubican los grandes centros de carga. Una posibilidad será aprovechar la infraestructura de transmisión (líneas HVDC con 2500 km) que se está construyendo para evacuar la energía producida por Santo Antônio y Jirau hasta el Sureste. Otra posibilidad sería construir un sistema de transmisión en separado que pasa por Rio Branco.

17 Volumen útil de 12 mil millones de metros cúbicos.

18 Se puede observar que el beneficio de energía firme es sistémico. La cuestión de cómo repartir el mismo es compleja.

Esta posibilidad de beneficios mutuos ha llevado a reuniones entre ambos países, tanto a nivel presidencial como entre los equipos técnicos de las naciones.

Beneficio energético de la interconexión

La planta Inambari, que es una central con embalse, está ubicada aguas arriba de las plantas Jirau y Santo Antônio, la cuales son centrales de filo de agua (por restricciones ambientales). Por lo tanto, es posible que la integración de Inambari con el sistema brasileño contribuya para aumentar la energía firme de dos maneras:

- Sinergia hidrológica
- Regulación de los embalses aguas abajo

Procedimiento y resultados

Si Inambari se incluye en el sistema brasileño y se calcula su energía firme¹⁹, ésta resulta en 1.467 MW promedio. Sin embargo, si calculamos la contribución de Inambari como la diferencia de la energía firme total del sistema brasileño, con y sin Inambari, resulta un valor mayor: 1.560 MW promedio. La razón para esta diferencia ($1.560 - 1.467 = 93$ MW promedio) es que la operación del embalse de Inambari resulta en beneficios para la producción de las plantas hidroeléctricas brasileñas aguas abajo, Santo Antônio y Jirau.

• Si Brasil absorbe parte de la energía de la planta peruana Inambari, la ociosidad que ésta tiene desaparecería, logrando beneficios de economía de escala para ambos países.

Dado que estas plantas ya tienen su remuneración asegurada a través de contratos de largo plazo, sería posible argumentar que este incremento de energía firme se debería asignar a la planta Inambari, lo que aumentaría su competitividad económica para el país. Como ilustración, el valor de un incremento de 93 MW promedio de energía firme para Brasil se puede estimar multiplicando el mismo (93×8.760 horas/año = 814 GWh/año) por el costo marginal de largo plazo del país: 81 USD/MWh de energía firme²⁰ = USD 66 millones/año.

Es importante observar que el incremento de energía firme calculado arriba supone que la planta se opera con el objetivo de maximizar el beneficio energético para Brasil. Esto puede no ser realista, pues los intereses de suministro del sistema peruano obviamente son prioritarios.

Comercialización de la energía de Inambari en Brasil

En el marco regulatorio brasileño, 100% de la demanda (libre y regulada) debe estar cubierta por contratos. Aunque los contratos sean instrumentos financieros (*forward* y *call options*), se requiere que los mismos estén respaldados por “certificados de energía firme” (CEF), esto es, un generador o un comercializador sólo puede firmar un contrato de suministro de, por ejemplo, 100 MW promedio con un consumidor si posee CEF que suman por lo menos los mismos 100 MW promedio. Los CEF son asignados por el Ministerio de Minas y Energía de Brasil para todos los generadores, existentes y proyectados, y para todas las tecnologías (hidroeléctricas, termoeléctricas, biomasa, eólicas).

Un aspecto interesante de la reglamentación brasileña es que, aunque los CEF en general estén asociados a proyectos de generación, también pueden ser asignados a proyectos de interconexión. Un ejemplo es la interconexión Argentina-Brasil, CIEN, que tenía un CEF de 2.000 MW promedio. Una vez asignado el CEF de Inambari, el proyecto podría, por ejemplo, participar de las subastas de contratación de nueva capacidad de Brasil.

¹⁹ La energía de cada planta hidroeléctrica se calcula como su producción de energía promedio a lo largo del llamado “período crítico”, que corresponde al intervalo inicial y final de la sequía más severa.

²⁰ Brasil tiene un costo marginal de largo plazo “oficial”, que se utiliza en los estudios de planificación. El valor más reciente para este costo es 146 R\$/MWh. Suponiendo una tasa de cambio de 1.8 R\$ por USD, resulta 81 USD/MWh.

Sin embargo, el proceso de cálculo del CEF de un proyecto de generación en la reglamentación brasileña requiere una simulación de la operación del mismo. Por ejemplo, la interconexión CIEN, entre Argentina y Brasil, se representó como un generador termoeléctrico virtual en Brasil. Por lo tanto, la operación de la interconexión fue simulada a través del siguiente procedimiento: si el precio de corto plazo de Brasil (R\$/MWh) excede el “costo variable de operación” del “generador” CIEN, el Operador Nacional del Sistema (ONS) de Brasil “acciona” el mismo²¹; en caso contrario, la CIEN suministra su contrato comprando energía en el mercado de corto plazo de Brasil.

En el caso de Inambari, la simulación operativa para cálculo del CEF es más compleja, pues requiere una definición de la política operativa de la misma en el sistema peruano.

Operación de Inambari

Contratos con monto fijado

Si la venta de energía de Inambari para Brasil se hace a través de un contrato de suministro con precio y monto de energía fijados, esto significa que el Operador del sistema peruano, COES, haría la operación del país con una demanda adicional que corresponde al contrato de suministro con el país vecino. En este caso, el CEF del proyecto bajo el punto de vista del marco regulatorio brasileño coincide con el monto contratado con Brasil, pues es una inyección constante de energía en el país. Aunque este esquema de comercialización sea el más sencillo, posiblemente es el más costoso, pues los riesgos de cantidad y precio se quedan con Inambari.

Producción de energía compartida

Una segunda opción sería definir que un porcentaje fijo de la producción de energía de Inambari (por ejemplo, 50%) sería enviado a Brasil, como si 50% de Inambari fuese un generador hidroeléctrico virtual ubicado en Brasil, de manera análoga a la interconexión CIEN.

Este esquema tendría menos riesgos para el inversionista, pues la hidroeléctrica virtual podría participar del llamado Mecanismo de Reubicación de Energía (MRE), donde el suministro de cada planta, para efectos comerciales, no corresponde a la producción física de la misma, pero un porcentaje de la producción hidroeléctrica total, conocidos como “créditos de generación”²². Dado que esta producción total es mucho más estable que la producción individual de cada planta, el MRE tiene como efecto disminuir el riesgo hidrológico de las mismas.

La inclusión de la planta en el MRE tiene un impacto sustancial en el costo de la energía de la misma. La principal dificultad con el esquema operativo de compartir la producción de la planta es que el cálculo del CEF de Inambari (y la inclusión de la misma en el MRE) serían complejos, pues la “lógica” de la operación de la hidroeléctrica virtual sería la del COES, mientras la operación de las demás plantas hidroeléctricas sería determinada por el ONS de Brasil.

El esquema de *slicing*

Una tercera alternativa, que podría maximizar los beneficios para ambos países, sería utilizar el llamado esquema de *slicing*, donde la planta “física” se divide en dos plantas virtuales “operadas” en separado por cada país.

Este esquema de *slicing* es adoptado en la planta binacional Salto Grande (1.9 GW), operada conjuntamente por Argentina y Uruguay; en la operación del sistema da Bonneville Power Administration (BPA), en Estados Unidos, con 22 GW; y fue recientemente propuesto en Canadá para conciliar la operación de la hidroeléctrica Upper Churchill Falls (5 GW), controlada por la provincia de Québec, con la de Lower Churchill Falls (3 GW), que está aguas abajo y pertenece a la provincia de Newfoundland.

²¹ En la práctica, el costo variable de operación es el *strike price* del contrato de suministro, y el accionamiento por parte del ONS significa que la empresa CIEN se encarga de importar energía de Argentina. En otras palabras, el proceso de compra de energía en Argentina por parte de la CIEN era “invisible” para sus compromisos contractuales en Brasil. La crisis del proyecto CIEN fue causada por el aumento del precio de la energía eléctrica en Argentina debido a las dificultades de suministro del gas natural, que inviabilizó el envío de energía para Brasil en cumplimiento a los contratos.

²² Este porcentaje es proporcional al CEF de la planta.

El procedimiento del *slicing* se presenta a continuación.

1. Se define una planta virtual y una “cuenta de energía disponible” para cada país.
2. En el inicio de cada etapa, se calcula la energía afluyente a la planta, tomando en cuenta el nivel de almacenamiento real.
3. Se desglosa la energía afluyente calculada en el paso 2 en “depósitos” en las cuentas de energía mencionadas en el paso 1. El desglose toma en cuenta el nivel de almacenamiento de la planta virtual, esto es, se reduce el aporte de energía si el embalse virtual está más vacío que el real, y viceversa.
4. El operador del sistema de cada país decide el monto de energía que será producido por la respectiva planta virtual. Este monto está limitado a la energía en la “cuenta” y, además, a la potencia de la planta virtual (la potencia ociosa de la otra planta puede ser utilizada, si está disponible.)
5. A partir de estos montos, se define el volumen turbinado de la planta física y se hace el balance del agua.

Aunque el esquema de *slicing* sea un poco más complejo en términos de la coordinación de la operación entre el COES peruano y el ONS brasileño, tiene como ventajas una mayor facilidad para la determinación del CEF de la planta (pues la operación de la “parcela Brasil” de la misma sigue la “lógica” del ONS) y, por lo tanto, de su participación en el MRE. Esto puede tener un impacto significativo en los beneficios de la interconexión.

Índice beneficio costo: Brasil

Suponiendo que la planta está en el MRE, su energía firme sería 1.560 MW promedio. El costo de la misma sin incluir los costos de la interconexión sería 52 USD/MWh de energía firme. Suponiendo que el costo marginal de largo plazo (CMLP) de generación en Brasil es 77 USD/MWh²³, el beneficio económico anual se puede calcular como [energía firme (MW promedio)] × [número de horas en el año] × [CMLP – costo de la planta (USD/MWh)] = 1560 × 8760 × [77 – 52] = USD 342 millones.

Aunque no esté definido el diseño del sistema de transmisión que conectaría Inambari a la Red Básica de Brasil, una de las alternativas se compone de:

- Un sistema en 500 kV de Inambari hasta la frontera (144 km), donde se ubicaría una convertidora HVDC *back to back*²⁴.
- A continuación, una conexión (también de 144 km) hasta la subestación Assis.

De esta subestación saldría la interconexión hasta la Red Básica, una distancia alrededor de 3.180 km. El costo estimado de este sistema es USD 2.370 millones, y el costo anualizado es USD 210 millones²⁵. El IBC es por lo tanto $342/210 = 1.6$.

Índice beneficio costo: Perú

No fue posible calcular el IBC de Inambari por el lado peruano, pues no estaba claro cuál sería el CMLP del país. Además, todavía no está definido el sistema de transmisión. Eventualmente se podría realizar un diseño de la red, que incluyese las plantas Mainique y Paquitzpango además de Inambari. Se propone un esquema de “colectoras” en 500 kV de la generación de estas plantas en dos nuevas

23 El costo marginal de largo plazo de Brasil, incluyendo la transmisión, es 146 R\$/MWh. Substrayendo el costo de promedio de transmisión (alta voltaje) en el país, 7 R\$/MWh, se llega a un CMLP de generación de 139 R\$/MWh. Para una tasa de 1,8 R\$/USD, resulta 77 USD/MWh.

24 Tanto Brasil como Perú tienen una frecuencia de 60 Hz. La convertidora *back to back* se requiere por razones de estabilidad.

25 El factor de recuperación de capital (FRC) utilizado para transformar la inversión total en remuneración anual es 0,08. Este FRC supone una vida útil de 30 años y tasa de retorno de 8%. Esta tasa de retorno es más reducida que la utilizada para los estudios de proyectos de generación porque se supone que la remuneración de la interconexión está asegurada por encargos cargados a los agentes (generadores y/o consumidores, dependiendo del marco regulatorio de cada país).

subestaciones, Mantaro y Cusco. A partir de estas subestaciones, salen sistemas en 500 kV hasta el norte y el sur de Lima (subestaciones de Independencia y Chilca, respectivamente).

Remuneración de la interconexión: Brasil

La energía de Inambari sería remunerada a través de un contrato de largo plazo, posiblemente resultante de una subasta de contratación de “energía nueva”.

En lo que se refiere a la interconexión, la reglamentación brasileña²⁶ permite que las interconexiones internacionales sean incluidas en el sistema de alto voltaje del país (“Red Básica”), la cual es remunerada por todos los generadores y consumidores a través de pagos fijos anuales, conocidos como “tarifas por uso del sistema de transmisión” (TUST). Esto significa que el contrato de suministro de Inambari con Brasil debería tomar en cuenta la TUST que sería asignada a la planta.

Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales

La factibilidad de la interconexión Perú-Brasil requiere, además de los aspectos económicos y comerciales discutidos arriba, un tratado entre ambos países que respalde los acuerdos; y un acuerdo operacional entre el COES y el ONS.

Conclusiones

Si es exitosa, la interconexión Perú-Brasil sería un nuevo marco en la integración energética de la región, pues involucra el concepto de economía de escala, y requiere un acuerdo operativo en una cascada hidroeléctrica con plantas de ambos países.

Hidroeléctrica Cachuela Esperanza (Bolivia–Brasil)

Cachuela Esperanza es un proyecto hidroeléctrico de 800 MW ubicado en Bolivia. Igual que en el caso de Inambari, el gran tamaño de la planta con respecto al incremento de la demanda local dificulta su factibilidad económica. Por lo tanto, se debe prever la posibilidad de exportar su producción energética para Brasil.

Una característica interesante de este proyecto es que la planta boliviana está aguas abajo de Inambari, en Perú, y aguas arriba de las plantas brasileñas Jirau y Santo Antônio. Es preciso recordar que la regulación de los caudales aguas abajo debido a la operación del embalse de Inambari contribuye al aumento de la energía firme del sistema brasileño. Esto significa que el beneficio económico de Cachuela Esperanza depende de la construcción de Inambari.

Energía firme de Cachuela Esperanza

La energía firme de Cachuela Esperanza, cuando es simulada con el sistema brasileño, pero suponiendo que Inambari no está construida, es 553 MW promedio. Si se supone que Inambari está construida, esta energía firme aumenta para 614 MW promedio. La existencia de Inambari permite aumentar la energía firme de Cachuela Esperanza (y, por lo tanto, su competitividad económica, dado que el costo de construcción de la planta sigue siendo el mismo) en $614 - 553 = 61$ MW promedio.

Se concluye que el valor económico de este incremento es 61 (incremento) \times 8.760 (horas en el año) \times 81 USD/MWh (costo marginal de largo plazo de Brasil, ver sección anterior) = USD 43 millones por año.

²⁶ Ley n° 12.111, del 9 de diciembre de 2009.

Índice beneficio costo

Suponiendo que Inambari está construida, la energía firme de Cachuela Esperanza sería 614 MW promedio. El costo de su energía, sin incluir los costos de la interconexión, sería 58 USD/MWh de energía firme. Finalmente, suponiendo que el CMLP de generación en Brasil es 77 USD/MWh, resulta que el beneficio anual es $614 \times 8.760 \times [77 - 58] = \text{USD } 102 \text{ millones}$.

- Los acuerdos operativos entre Bolivia y Brasil serían relativamente sencillos.

A su vez, el costo estimado de la interconexión (circuito doble de 500 kV entre Cachuela Esperanza y Porto Velho, en Brasil) sería USD 792 millones, con un costo anual de USD 71 millones. El IBC es, por lo tanto, $102/71 = 1,4$.

Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales

Los aspectos de contratación, remuneración de la interconexión, acuerdos entre países, entre otros, son semejantes a los discutidos en el caso de la interconexión Perú-Brasil, en la sección anterior. Se observa solamente que, dado que la planta es filo de agua, los acuerdos operativos entre el Operador de Bolivia, CNDC, y el ONS de Brasil serían más sencillos.

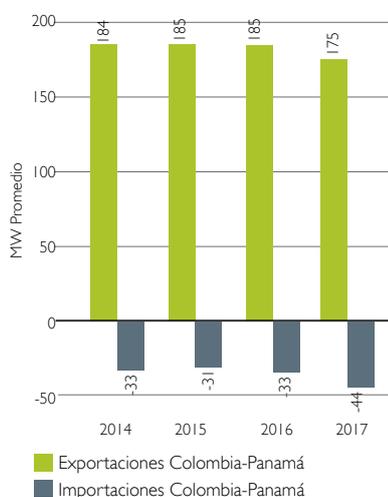
Conclusiones

Así como el caso de Inambari, la construcción de Cachuela Esperanza, si es exitosa, representaría un marco en la integración energética de la región, no sólo por la economía de escala sino también por la sinergia con la planta peruana Inambari, aguas arriba, y con las plantas brasileñas Jirau y Santo Antônio, aguas abajo.

Interconexión Colombia-Panamá

Este proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión en HVDC (corriente continua de alto voltaje) de aproximadamente 614 km de longitud, entre las subestaciones Cerromatoso en Colombia y Panamá II en Panamá (340 km en territorio colombiano y los restantes 274 km en territorio panameño). El plan incluye un tramo submarino de 55 km (15 km en Colombia y 40 km en Panamá), a un voltaje de 400 kV.

Gráfico 21. Flujo promedio anual de energía Colombia-Panamá



Fuente: elaboración propia

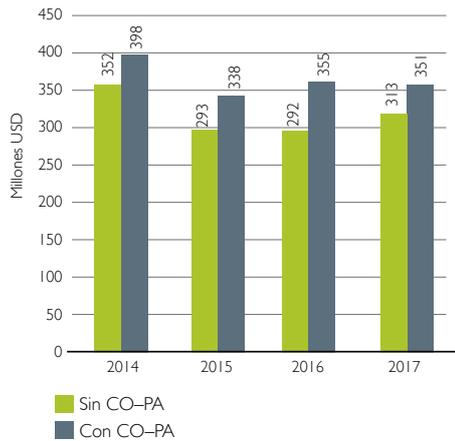
La capacidad de intercambio Colombia-Panamá se estima en cerca de 300 MW, y de 200 MW en sentido opuesto. El costo estimado del proyecto es USD 207 millones y la entrada en operación está prevista para 2014.

Análisis de los intercambios entre Colombia y Panamá

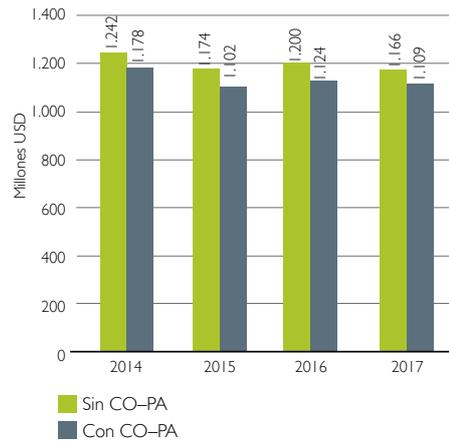
Suponiendo que el proyecto entre en operación hacia 2014, habrá –como es esperado– un predominio de las exportaciones de Colombia hasta Panamá. Sin embargo, hay escenarios hidrológicos donde Panamá podría estar exportando para Colombia.

Costos operativos

Colombia observaría un aumento del costo operativo, mientras que Panamá tendría una reducción. Esto es coherente con la expectativa de una exportación más frecuente en la

Gráfico 22. Colombia: costo operativo sin y con la interconexión

Fuente: elaboración propia

Gráfico 23. América Central: costo operativo sin y con la interconexión

Fuente: elaboración propia

dirección Colombia-Panamá. Sin embargo, el promedio de reducción de los costos operativos totales (suma de Colombia con América Central) entre 2014 y 2017 será de USD 20,5 millones.

Emisiones de CO₂

Debido a la interconexión, Panamá y Colombia verán una reducción de 225.000 toneladas de CO₂ por año entre 2014 y 2017. Suponiendo un precio de 20 USD/tCO₂, el beneficio sería USD 4,5 millones por año.

Índice beneficio-costo

La remuneración anual correspondiente al costo de inversión estimado de USD 207 millones sería USD 18,4 millones. Este costo anual es inferior al beneficio operativo de USD 20,5 millones calculado arriba ($IBC = 20,5/18,4 = 1,1$). Si sumamos los beneficios ambientales, estimados arriba en USD 4,5 millones por año, el IBC pasa para $25/18,4 = 1,4$.

Ingresos por congestión

Los ingresos por congestión pueden verificar si el dimensionamiento de la capacidad de la interconexión está adecuado. De una manera simplificada, si el ingreso excede sustancialmente la remuneración de la interconexión, esto significa que la ampliación de la capacidad resultaría en beneficios, y viceversa: si el ingreso es muy inferior a la remuneración, esto sugiere que la capacidad podría ser reducida sin pérdidas económicas.

En el caso de la interconexión Colombia-Panamá, el promedio anual del ingreso por congestión entre los años 2014 y 2017 podría ser de USD 14,5 millones, cerca de 80% de la remuneración de USD 18,4 millones requerida para el circuito, lo que es razonable e indica que la capacidad de intercambio está adecuada.

Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales

Los costos de la interconexión deberían ser remunerados a través de encargos por transmisión fijos en cada país, esto es, no debería existir un riesgo comercial para la misma. La factibilidad de un proyecto de interconexión requiere que los beneficios del mismo sean compartidos de manera justa y transparente entre los países involucrados.

Así como en los casos anteriores, la interconexión requiere un respaldo por tratado en ambos los países, además de acuerdos operativos y comerciales.

Un primer tema sería la asignación de los ingresos por congestión. Los ingresos totales deben ser compartidos entre los países, en proporción a la participación de cada uno en los costos de construcción de la interconexión. A su vez, el monto recibido por cada país debería utilizarse para reducir los costos de las tarifas de transmisión locales.

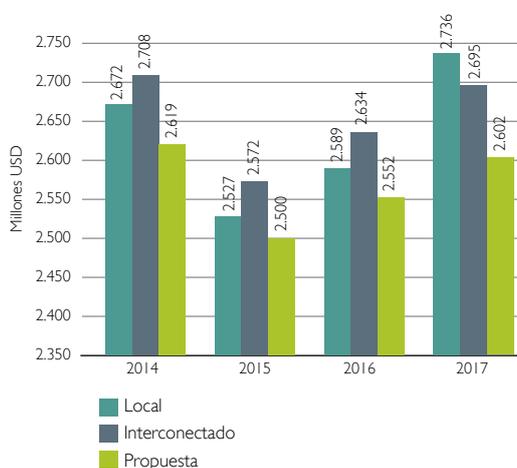
Aumento de los CMCP del país exportador

Un segundo tema sería el manejo de los costos marginales de corto plazo. Como es del conocimiento de todos, los CMCP del país exportador aumentan. Por lo tanto, los consumidores de este país pueden sentirse perjudicados. Esto se puede manejar calculando el CMCP en dos pasos para el país que en aquella etapa está exportando (el país importador tendrá sus CMCP reducidos y, por lo tanto, ya está beneficiado). En el primer paso, se hace un despacho sin la exportación, esto es, solamente suministrando la demanda local. Los CMCP “locales” resultantes se usarían para hacer la contabilización en el mercado de corto plazo.

En el segundo paso, se hace un despacho para suministrar un incremento de la demanda correspondiente a la energía que se está exportando. Los CMCP “de exportación” resultantes se usarían como precio para el país vecino.

En otras palabras, el CMCP utilizado en el mercado de corto plazo de cada país, en cada etapa y en cada escalón, sería el mínimo entre el CMCP “local”, esto es, suponiendo que no hay intercambio, y el CMCP “interconectado”, donde se supone que el intercambio fue realizado. Como consecuencia, cuando un país exporta, sus consumidores no son afectados; cuando importa, son beneficiados.

Gráfico 24. Propuesta para compartir los beneficios entre los consumidores



Local: sin utilizar la interconexión Colombia-Panamá
 Interc: se utiliza la interconexión
 Fuente: elaboración propia

Conclusiones

- La interconexión Colombia-Panamá representa un marco en la integración energética regional, pues enlaza América Central con la región andina.
- Los análisis realizados muestran que esta interconexión es atractiva tanto en términos puramente económicos como ambientales.
- Fueron propuestos esquemas para compartir la renta por congestión y evitar el aumento de los costos marginales de corto plazo en el país exportador.

Interconexión Argentina-Brasil

Concepción original del proyecto CIEN

El objetivo principal del proyecto CIEN era el suministro firme de energía, a través de contratos, de Argentina para Brasil.

El CIEN se compone de dos líneas y un enlace HVDC *back to back*²⁷, CIEN I y CIEN II, con capacidad de 2.000 MW en la dirección Argentina-Brasil, y 800 MW en la dirección opuesta.

El esquema comercial del proyecto CIEN era innovador: bajo la reglamentación brasileña, cada tramo del CIEN era un generador térmico virtual ubicado en Brasil. El “costo variable de operación” del “generador” CIEN (USD/MWh) era un valor determinado en el contrato de suministro. Este generador virtual se incluía en el cálculo de la política operativa de Brasil, y era “accionado” (la CIEN exportaba energía de Argentina hasta Brasil) por el Operador Nacional del Sistema (ONS) siempre que el precio de corto plazo de Brasil excedía su costo variable de operación.

Finalmente, se observa que los ingresos del contrato de suministro de energía de la CIEN en Brasil (1.000 MW promedio contratados en la CIEN I y 700 MW promedio en la CIEN II) remuneraban tanto la interconexión como los gastos con la compra de energía en Argentina para envío a Brasil, tanto las gestiones comerciales en Argentina como el manejo de la interconexión eran “invisibles” en términos comerciales.

-
- Costo estimado interconexión Colombia-Panamá: USD 207 millones. Entrada en operación prevista: 2014.
 - El rescate de la interconexión Argentina-Brasil a su máximo potencial traería beneficios operativos y ambientales que exceden sustancialmente la necesidad de remuneración de la interconexión.

Dificultades con el proyecto CIEN

Debido a las restricciones de gas en Argentina, el suministro de energía para la CIEN fue restringido a partir de 2004²⁸. En términos del marco regulatorio brasileño, es como si el “generador CIEN” hubiera fallado con frecuencia por falta de combustible cuando accionado por el ONS.

Debido a estas fallas, el regulador brasileño, ANEEL, rebajó el certificado de energía firme (CEF) de la CIEN de 2.000 MW promedio para 400 MW promedio en 2005.

Para 2006, el CEF fue rebajado a 0 MW promedio. Se debe recordar que en el marco regulatorio brasileño, un generador sólo puede firmar contratos hasta el monto de su CEF. Por lo tanto, la reducción del CEF significó que los contratos de suministro serían anulados. Como consecuencia, la situación financiera de la CIEN se deterioró, y la interconexión dejó de ser utilizada.

Intercambio modulado de energía

Además del *write-off* del proyecto CIEN, que correspondió a una reducción de 1.700 MW promedio en la oferta de generación firme en Brasil, los problemas con el suministro de gas en Argentina llevaron a la salida de Uruguaiana, una planta termoeléctrica de 600 MW ubicada en Brasil pero con suministro de combustible de Argentina.

En la misma ocasión, hubo problemas comerciales con el suministro de gas de Bolivia para una provincia de Brasil, Mato Grosso, y restricciones del suministro interno de gas de Brasil que llevaron a la salida de 4.000 MW promedio adicionales de generación firme. Esto llevó a un desequilibrio en el balance de oferta firme y demanda en Brasil y a una preocupación con la confiabilidad de suministro en el país.

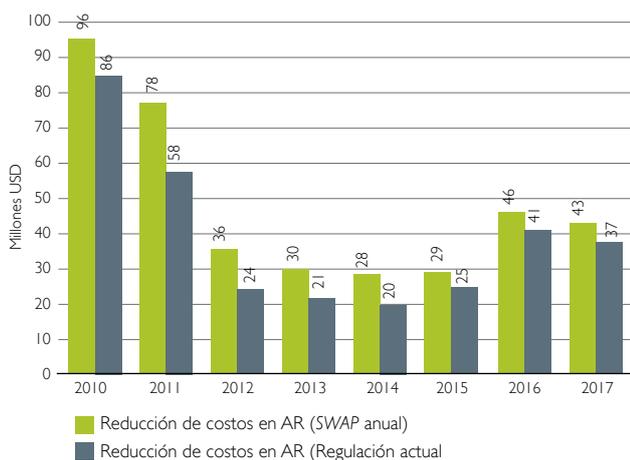
Como consecuencia, el país pasó a restringir la exportación de energía, sólo permitiendo generación

-
- El ahorro promedio esperado anual en los 8 años simulados es de USD 39 millones.

²⁷ El enlace HVDC es necesario porque Argentina y Brasil tienen frecuencias distintas (50 Hz y 60 HZ, respectivamente).

²⁸ Ver el Informe Final de la Fase I del Proyecto CIEN 15 para más detalles.

Gráfico 25. Argentina: reducción de los costos operativos debido a la operación modulada y con la extensión propuesta



Fuente: elaboración propia

Argentina está restringido a los meses de mayo hasta septiembre, y Argentina debe devolver la energía hasta fines de noviembre. Aunque este esquema resulte en beneficios para Argentina, se ha investigado un esquema alternativo donde se hace el “cierre” del envío de energía al final de cada año, esto es, sin restringir a priori la época de envío de Brasil para Argentina, y viceversa. Con esto, se preserva la confiabilidad de suministro en Brasil pero con mayores beneficios operativos para Argentina (ver Gráfico 25).

Beneficio de la CIEN sin las restricciones de operación modulada

La principal razón para la preocupación brasileña con la seguridad de suministro resultante de exportaciones de energía fue el desequilibrio entre oferta y demanda, causado por las dificultades con el suministro de gas en Argentina, Bolivia y Brasil. Dado que este desequilibrio ya se solucionó, valdría la pena analizar el beneficio potencial de utilizar la CIEN para intercambios de oportunidad, sin las restricciones de operación modulada discutidas en la sección anterior:

Distribución de los intercambios

Aunque la dirección predominante del flujo promedio de intercambios se da en dirección Brasil-Argentina, también hay flujos significativos en la dirección opuesta.

Beneficios de costos operativos

En relación a la estimación de los costos operativos totales de Brasil y Argentina²⁹, sin y con el intercambio de oportunidad, habría una reducción en el costo operativo promedio de Brasil y un aumento en los de Argentina. Sin embargo, hay una reducción neta significativa en los costos totales, del orden de USD 340 millones por año (promedio 2010-2017).

Reducción de la energía no suministrada

Además de la reducción de los costos operativos, los estudios de simulación muestran que el uso de la interconexión permitiría la eliminación de todos los déficits de suministro (energía no suministrada) tanto en Brasil como en Argentina y la disminución de los déficits en Uruguay.

hidroeléctrica que sería vertida o energía termoeléctrica no accionada en el despacho económico.

A pesar de estas restricciones severas, se ha vislumbrado una oportunidad de intercambio, basada en el hecho que las restricciones operativas de Argentina son estacionales (mayor consumo de gas en el invierno) y que los embalses de Brasil tienen capacidad de modulación anual (con alguna holgura). En el llamado intercambio modulado, Brasil envía energía para Argentina en el periodo de invierno, y Argentina “devuelve” la misma cantidad de energía en los demás periodos.

El esquema de operación modulada ha sido utilizado desde el año 2007. En el esquema actual, el envío de energía para

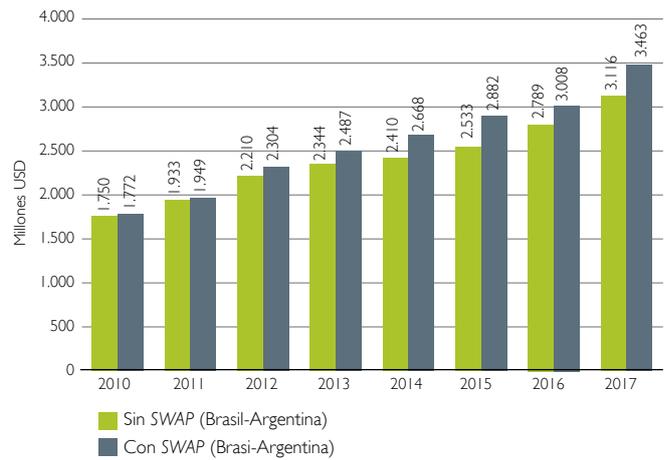
²⁹ Debido a la interconexión entre Argentina y Uruguay (planta hidroeléctrica binacional Salto Grande), los estudios de simulación incluyeron a este país.

Gráfico 26. Flujo promedio de intercambios Brasil–Argentina



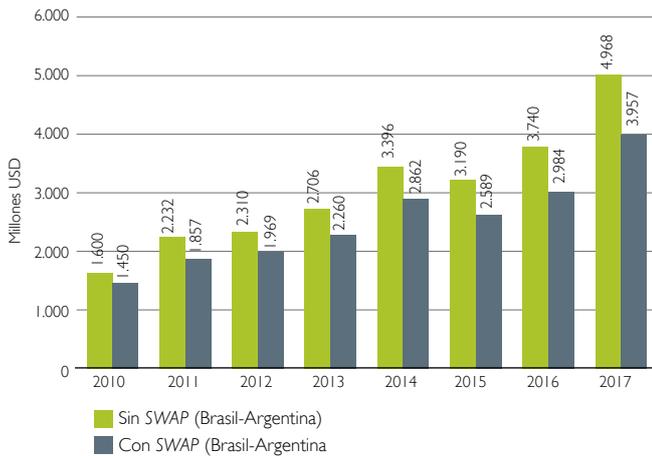
Fuente: elaboración propia

Gráfico 27. Argentina: promedio del costo operativo anual sin y con la CIEN



Fuente: elaboración propia

Gráfico 28. Brasil: promedio del costo operativo anual sin y con la CIEN



Fuente: elaboración propia

Gráfico 29. Reducción de los costos operativos totales (Argentina + Brasil) debido a la CIEN



Fuente: elaboración propia

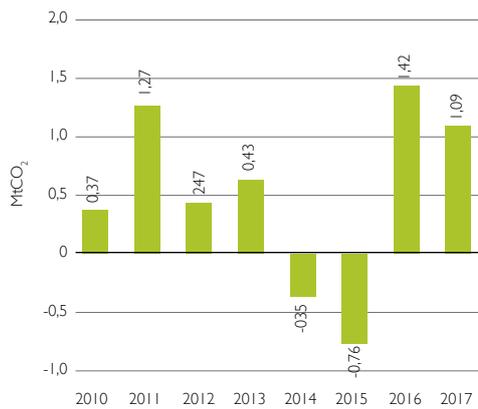
Reducción de las emisiones

El promedio de la reducción de las emisiones Argentina + Brasil debido a la interconexión sería de 511.000 toneladas de CO₂ por año (promedio 2010-2017). Suponiendo un precio de 20 USD/tonelada de CO₂, el beneficio sería USD 10,2 millones por año.

Índice beneficio-costos

Dado que el proyecto CIEN ya está construido, se utilizó la remuneración anual informada por los inversionistas, que es USD 220 millones³⁰. Dado el beneficio operativo de USD 340 millones calculado

30 Propuesta preliminar de la CIEN para el ingreso de la interconexión en caso de su integración a la Red Básica de Brasil. Este valor está pendiente de una decisión final del regulador brasileño, ANEEL.

Gráfico 30. Reducción de las emisiones debido a la CIEN

Fuente: elaboración propia

Gráfico 31. Ingreso por congestión de la interconexión

Fuente: elaboración propia

arriba, el IBC sería $340/220 = 1,5$. Si sumamos los beneficios ambientales, estimados arriba en USD 10 millones por año, el IBC pasaría para $350/220 = 1,6$.

- La reducción anual de las emisiones para Perú y Ecuador podría ser de 220.000 toneladas de CO₂, lo que equivale a un beneficio de USD 4,4 millones por año.

Ingresos por congestión

Se puede utilizar el ingreso por congestión para verificar la adecuación de la capacidad de la interconexión. En el caso de la CIEN, el promedio anual del ingreso por congestión a lo largo de los 8 años es USD 410 millones, casi el doble de la remuneración anual de USD 220 millones requerida para el circuito. Esto indica que puede valer la pena aumentar la capacidad de intercambio entre los países.

Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales

Como mencionado, la reglamentación brasileña permite que las interconexiones internacionales sean remuneradas por los generadores y consumidores, a través del mismo esquema de la llamada Red Básica, que corresponde a la red de alto voltaje. Como parte del proceso de reestructuración de la CIEN, se propuso la incorporación de la línea de esta manera.

Con respecto a los intercambios de energía, que como visto resultarían benéficos, se sugiere respaldar los acuerdos operativos por un Tratado entre los países, para evitar los problemas mencionados con el proyecto original de la CIEN.

Repartición de los beneficios

Se sugiere implementar los mismos esquemas propuestos para el caso de la interconexión Colombia-Panamá, esto es, compartir los ingresos por congestión y utilizar el esquema de mínimo entre los CMCP "locales" y de "interconexión".

Conclusiones

- El diseño original de la interconexión Argentina-Brasil (CIEN) era muy innovador, pues involucraba la interconexión y los contratos de suministro en un mismo esquema comercial, que correspondía a una planta termoeléctrica virtual en Brasil.

- Sin embargo, las restricciones de suministro de gas en Argentina y la imposibilidad de ajustar los precios de los contratos en Brasil a los nuevos precios de energía en Argentina han inviabilizado comercialmente el proyecto.
- Actualmente, la interconexión se usa de una manera restringida, a través de un esquema de intercambio modulado, donde el monto de energía que Brasil envía para Argentina durante el invierno (estación de demanda máxima en este país) se compensa por un envío en la dirección opuesta en las demás estaciones (intercambio neto anual nulo). Esta operación restringida se debió a la preocupación con la confiabilidad de suministro en Brasil, pues en la época de las dificultades con la CIEN hubo una reducción sustancial adicional de la capacidad firme de generación en Brasil debido a problemas de suministro de gas locales y en Bolivia.
- Dado que la mayor parte de los problemas con el suministro de gas ya están superados, se recomienda “rescatar” la CIEN como un proyecto de intercambio por oportunidad, pues los beneficios operativos y ambientales exceden sustancialmente la necesidad de remuneración de la interconexión.

Swap de energía Paraguay-Argentina-Chile

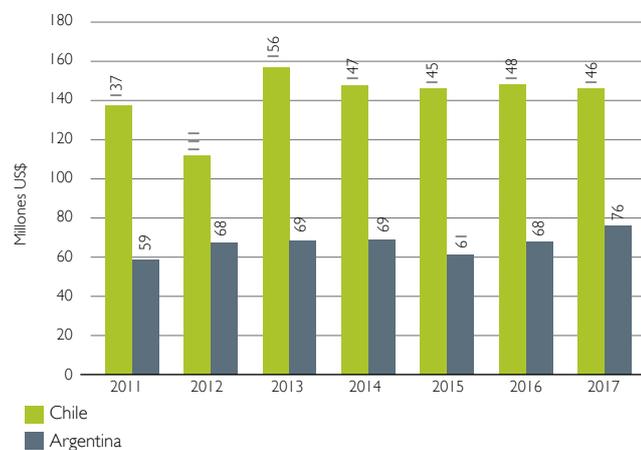
El objetivo de esta interconexión es enviar energía hidroeléctrica de Paraguay hasta la región SING de Chile, donde hay predominio termoeléctrico. Dado que Paraguay y Chile no tienen fronteras, la idea es que Paraguay aumentaría en 200 MW su envío de energía para Argentina, a través de la planta binacional Yacretá, y Argentina a su vez enviaría los mismos 200 MW para Chile.

- El swap Paraguay-Argentina no requiere inversiones en nueva capacidad de transporte.

Cálculo de los beneficios

El principal beneficio esperado es la reducción de los costos operativos en el SING. Este beneficio es sustancial, USD 141 millones por año (promedio de los 7 años simulados).

Gráfico 32. Proyecto Swap: reducción del costo operativo en Chile y Argentina



Fuente: elaboración propia

Gráfico 33. Proyecto Swap: reducción de las emisiones de CO₂ en Chile y Argentina



Fuente: elaboración propia

Un beneficio adicional –e inesperado– es que el costo operativo de Argentina también ha disminuído, esto es, la pareja inyección de 200 MW en Yacyretá y retirada de 200 MW en Salta ha contribuído para reducir la congestión en el sistema argentino, evitando el accionamiento no económico de algunos equipos. El beneficio operativo para Argentina sería USD 67 millones por año (promedio de los 7 años simulados).

El beneficio operativo total (Chile+Argentina) es por lo tanto $141 + 67 =$ USD 208 millones por año.

Otro beneficio adicional sería la reducción de emisiones de CO_2 . Como ya hemos mencionado, la generación en el SING proviene de plantas termoeléctricas a carbón y otros combustibles fósiles, que fueron desplazados por una energía más “limpia”. La reducción de las emisiones en Chile y Argentina podrían ser de unos 1,5 millones de toneladas de CO_2 por año (promedio de los 7 años simulados). Suponiendo un precio de USD 20 por tonelada de CO_2 , el beneficio ambiental sería USD 30 millones por año (ver Gráfico 33, p. 45).

Evaluación de los beneficios: reducción de la energía no suministrada

En el estudio de *swap* de energía entre Paraguay, Argentina y Chile no solamente vemos beneficios en la disminución de costos operativos y emisiones de carbono como también una reducción del déficit de energía en Argentina, así como una eliminación del déficit de energía en Uruguay, observando que siempre estamos simulando Argentina y Uruguay de forma conjunta. En Chile ya no se observaron déficit de energía en el escenario de referencia.

Índice beneficio-costo

Dado que el *swap* no requiere inversiones en nueva capacidad de transporte, el índice beneficio costo, a primera vista, sería infinito. Sin embargo, se debe tomar en cuenta el costo de inversión –o de oportunidad– para los 200 MW inyectados por Paraguay en el sistema argentino. Este costo de oportunidad fue estimado en 40 USD/MWh, que es el costo marginal de largo plazo del país³¹. En este caso, el costo de la inyección de 200 MW sería $40 \times 200 \times 8760 =$ USD 70 millones por año.

El IBC es por lo tanto 208 (beneficio operativo) / $70 = 3,0$. Si incluimos en los beneficios el valor de USD 30 millones por la reducción de las emisiones, el IBC pasa para $238/70 = 3,4$.

Mapa 2. Swap de energía entre Paraguay y Argentina para suministro a Chile



³¹ Más precisamente, 40 USD/MWh es el promedio de los costos marginales de corto plazo del país. Este promedio es un proxy del costo marginal de largo plazo

Tanto Chile como Argentina recibirían beneficios por este *swap* de energía. El beneficio de Paraguay resultará de la negociación de las condiciones económicas del contrato de *swap* con Chile.

Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales

Dado que el *swap* es relativamente sencillo de implementar, el tema clave para la implementación de este proyecto sería un Tratado entre Paraguay, Argentina y Chile que respaldaría los acuerdos comerciales y operativos.

Conclusiones

El proyecto de *swap* entre Paraguay, Argentina y Chile resultó uno de los más atractivos del estudio, y es un buen ejemplo del uso innovador de la optimización del uso de la infraestructura existente.

Ampliación de la Interconexión de América Central (SIEPAC II)

El proyecto SIEPAC II es un sistema de transmisión en 230 kV con 1.800 km de longitud, que reforzaría la interconexión regional SIEPAC I. Su costo estimado es USD 500 millones, con entrada en operación prevista para 2016.

Evaluación de los beneficios

Costos operativos

De inicio, las simulaciones operativas sin y con el SIEPAC II tomaron en cuenta la entrada de la interconexión Panamá-Colombia en el año 2014.

La reducción de los costos operativos de los países de América Central con la entrada del SIEPAC II sería de USD 42 millones (promedio 2016-2017).

En cuanto al asunto de energía no suministrada, no se observarían déficits de energía.

Emisiones de CO₂

La interconexión SIEPAC II proporcionaría una reducción de 220.000 toneladas de CO₂ en promedio a lo largo de los 2 años simulados: 2016 y 2017. Suponiendo un precio de USD 20 por tonelada, se tendría un beneficio de USD 4,4 millones por año.

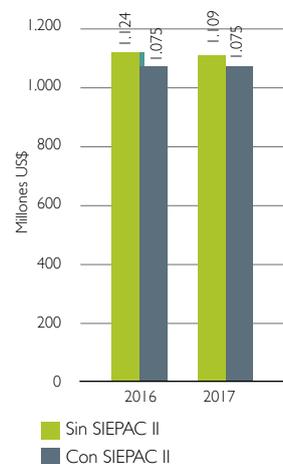
Índice beneficio-costo

Suponiendo un costo de inversión estimado de USD 500 millones, la necesidad de remuneración del proyecto sería USD 44,4 millones por año. El IBC resultante, $42/44,4 = 0,95$, indicaría que el proyecto sería marginalmente atractivo. Si sumamos los beneficios ambientales, estimados arriba en USD 4,4 millones por año, el IBC ajustado, $46,4/44,4 = 1,05$, excede el valor unitario.

Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales

El esquema regulatorio e institucional de América Central es una referencia para las demás regiones, y no requiere cambios adicionales.

Gráfico 34.
América Central: variación del costo operativo sin y con el SIEPAC II



Fuente: elaboración propia

Conclusiones

El proyecto SIEPAC II tiene un índice beneficio costo unitario, es decir, su beneficio económico es marginal. Esto se debe a la fuerte entrada de nueva capacidad en cada país hacia 2017, debido a la orientación para su respectiva autosuficiencia energética. Cuando se hacen estudios integrados de planificación para la región, la configuración de oferta resultante tiene menos capacidad, lo que resulta en un uso más intenso de las líneas de interconexión.

Se sugiere analizar la posibilidad de implementar un esquema de ajustes de los costos marginales de los países exportadores, como presentado en la sección de la interconexión Panamá-Colombia.

Wheeling de energía de Chile por Argentina

La motivación para este proyecto tiene origen en el desarrollo del potencial hidroeléctrico en el sur de Chile. Debido a la topografía del país, el costo de las líneas de transmisión que conectarían estas hidroeléctricas al SIC sería elevado y, además, habría dificultades ambientales. Una alternativa de conexión para estos proyectos hidroeléctricos, que se podría considerar, es la construcción de una línea de transmisión del sur del Chile, donde estarán ubicados los proyectos hidroeléctricos, hasta la región sur de Argentina (barra en 500 kV Santa Cruz del Norte). La conexión al sistema interconectado central (SIC) de Chile se plantea a través de una línea entre Mendoza y la región de Santiago.

Mapa 3. Interconexión exclusiva del Sur de Chile hasta el SIC a través de Argentina



Esta posibilidad fue evaluada a través del siguiente procedimiento:

1. Cálculo de la política y simulación del sistema chileno con la interconexión sur de Chile-SIC.
2. Cálculo de la política y simulación del sistema Chile-Argentina con una interconexión Sur de Chile-Argentina y otra Argentina-SIC. En esta simulación, se incluye la restricción de que los flujos en ambas interconexiones son siempre los mismos, pero en direcciones opuestas, es decir, no hay inyección neta de energía en Argentina.
3. Cálculo de la diferencia de los costos operativos en Argentina (que deberían ser compensados por Chile) comparado con los costos de inversión en la interconexión Sur de Chile-SIC.

Sin embargo, las simulaciones operativas indicaron que las restricciones de transmisión en el sistema argentino impiden el *wheeling* de la generación de las plantas hidroeléctricas propuesto en el paso 2. Estas restricciones reducen la producción hidroeléctrica, comparado con la

producción en el paso I (interconexión local en Chile).

Conclusiones

El esquema de *wheeling* propuesto no es factible debido a las restricciones de transmisión en el sistema argentino. Para solucionar los problemas de congestión en el sistema interconectado de Argentina (SADI) existen dos posibilidades:

- Refuerzo de circuitos en el SADI para permitir la transferencia de la potencia de las hidroeléctricas hasta el sistema central chileno.
- Construcción de una línea exclusiva para la conexión de las líneas por Argentina.
- La distancia para esta línea de conexión serían aproximadamente 2.000 km y, a un primer análisis, lo que parece ser más atractivo es una línea en corriente continua (DC).
- Se deben hacer estudios adicionales, tanto para el refuerzo del sistema SADI como también para la elección de la mejor alternativa de conexión exclusiva.

Gráfico 35. Generación hidroeléctrica en el sur de Chile (con y sin proyecto *wheeling* Chile-Argentina)



Fuente: elaboración propia

Interconexión Brasil-Uruguay

Este proyecto se compone de líneas de 500 kV y de una estación convertidora *back to back* HVDC, debido a la diferencia de frecuencia entre los países. La longitud total es 420 km (300 km en Uruguay y 120 km en Brasil), con capacidad de 500 MW. El costo estimado de la interconexión es USD 150 millones, y su entrada en operación estaría prevista para 2013.

Flujos en la interconexión

Habría un intercambio equilibrado en el flujo promedio anual en la interconexión entre los países (ver Gráfico 36).

- Las interconexiones Brasil-Uruguay y Argentina-Paraguay-Brasil prometen ser atractivas en términos económicos y ambientales.

Cálculo de los beneficios

Costos operativos

Se estima que la reducción de los costos operativos de la interconexión Brasil-Uruguay sería –entre 2013 y 2017– de USD 88 millones.

Sin embargo, de eliminarse las restricciones que actualmente posee la CIEN (ver proyecto Interconexión Argentina-Brasil) se reducirían los costos operativos totales a USD 38 millones, un valor 57% inferior a los casi USD 90 millones de costos operativos que se tendrían con la CIEN restringida.

Energía no suministrada

La interconexión debe eliminar las fallas de suministro en Brasil para 2013 (5.565 GWh) y 2015 (229 GWh), pero no las fallas para el año 2016. En Uruguay, las fallas para 2017 desaparecerían con la entrada de la interconexión.

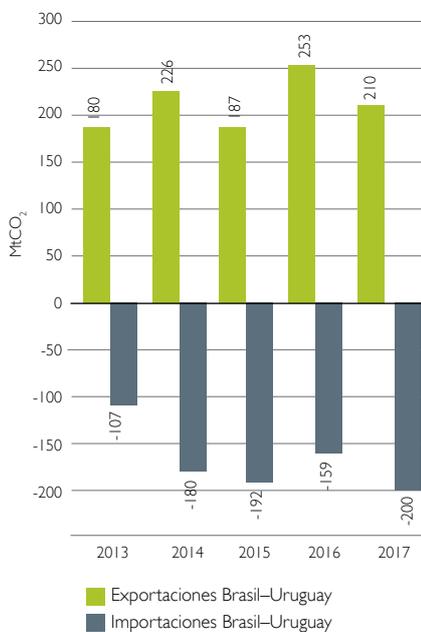
Emisiones de CO₂

La reducción en las emisiones de CO₂ (promedio para los 5 años simulados) sería 442.000 toneladas por año. Suponiendo un precio de USD 20 por tonelada, el valor de este beneficio sería USD 8,8 millones por año.

Si se levantan las restricciones en la CIEN, la reducción neta de las emisiones sería de 256.000 toneladas. Esto representa un cambio con respecto al ahorro anual de 442.000 toneladas cuando la CIEN

está restringida. Igual suponiendo un precio de USD 20 por tonelada, el valor del beneficio ambiental sería de USD 5 millones por año, y el nuevo IBC pasaría para $43/2,3 = 1,5$.

Gráfico 36. Flujo promedio anual interconexión Brasil-Uruguay



Fuente: elaboración propia

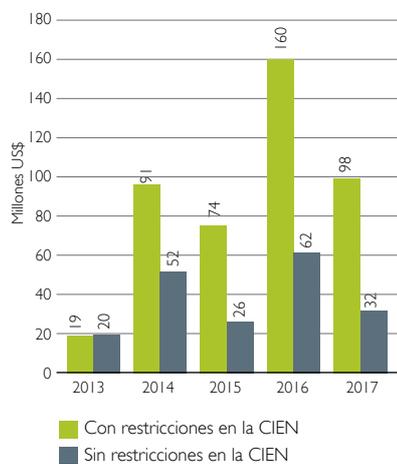
Índice beneficio costo

El costo anualizado de la interconexión sería USD 29,3 millones, inferior al beneficio operativo esperado de USD 88 millones por año. Por tanto, el IBC es $88/29,3 = 3,0$. Sumando al beneficio operativo el beneficio anual por emisiones, USD 8,8 millones, el IBC pasa para $96,8/29,3 = 3,3$.

Con este IBC, la interconexión propuesta parece ser atractiva en términos económicos y ambientales. Sin embargo, igualmente se llegó a este resultado tomando en cuenta las restricciones actuales en la interconexión. Es posible que estos beneficios sean menores si la CIEN pasa a operar sin restricciones.

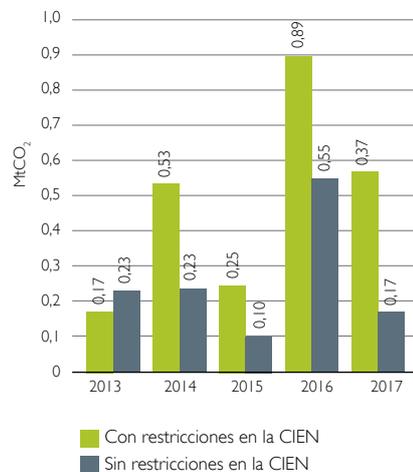
Dado que el costo anual del proyecto (USD 29,3 millones) es el mismo, el nuevo IBC sería $38/29,3 = 1,3$.

Gráfico 37. Reducción del costo operativo total



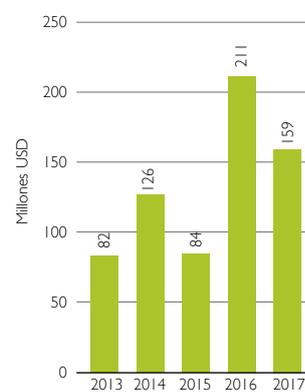
Fuente: elaboración propia

Gráfico 38. Reducción de las emisiones de CO₂



Fuente: elaboración propia

Gráfico 39. Ingreso por congestión de la interconexión



Fuente: elaboración propia

Ingreso por congestión de la interconexión

El ingreso anual por congestión de la interconexión (promedio de los 5 años simulados) es USD 132 millones, casi 10 veces mayor que la remuneración requerida de USD 13,3 millones.

Este excedente en los ingresos de la interconexión indicaría que puede ser conveniente aumentar su capacidad.

Interconexión Argentina-Paraguay-Brasil

La idea de la interconexión entre Argentina, Paraguay y Brasil es construir una línea de 500 kV, longitud de 321 km y capacidad de 2.000 MW en Paraguay que interconectaría las plantas binacionales Yacyretá e Itaipú, y permitiría una optimización operativa de estos países (además de Uruguay, que está interconectado con Argentina).

Cálculo de los beneficios

Costos operativos

El beneficio operativo entre 2014 y 2017 es cerca de USD 300 millones.

Energía no suministrada

La interconexión permitiría eliminar las interrupciones de suministro en Brasil en los años 2015 (229 GWh) y 2016 (23761 GWh), y en Uruguay en 2017 (4 GWh). Argentina ya no presentaría interrupciones.

Emisiones de CO₂

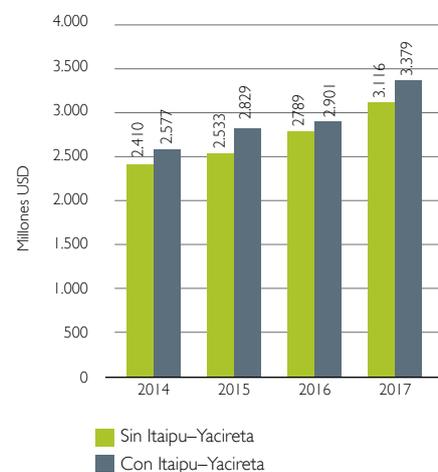
La reducción anual de las emisiones entre 2014 y 2017 sería de 510.000 toneladas de CO₂. Para un precio de USD 20 por tonelada, resulta un valor de USD 10 millones por año.

Suponiendo que se levanten las restricciones con la CIEN, habría entonces un aumento anual de 250 mil toneladas en el mismo periodo de tiempo. Esto representa un cambio significativo con respecto al

Mapa 4. Interconexión Argentina-Paraguay-Brasil



Gráfico 40. Argentina: costo operativo sin y con la interconexión



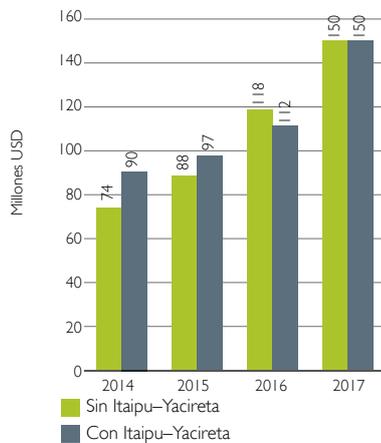
Fuente: elaboración propia

Gráfico 41. Brasil: costo operativo sin y con la interconexión



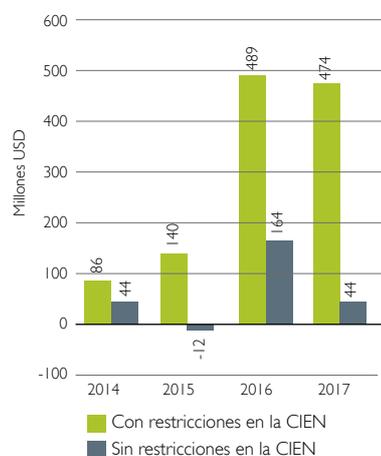
Fuente: elaboración propia

Gráfico 42. Uruguay: costo operativo sin y con la interconexión



Fuente: elaboración propia

Gráfico 43. Reducción de los costos operativos



Fuente: elaboración propia

ahorro anual de 510 mil toneladas cuando la CIEN está restringida. Con un precio de USD 20 por tonelada, la penalización sería de USD 5 millones por año, y el nuevo IBC pasaría para $55/54 = 1,02$.

Índice beneficio costo

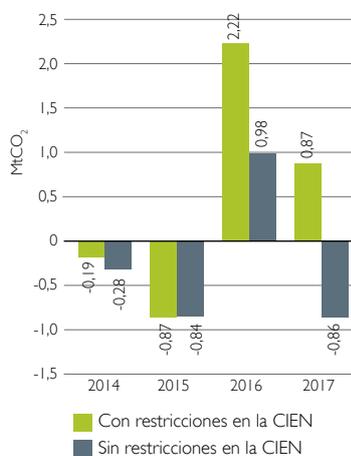
El costo estimado de la interconexión es USD 610 millones, con una remuneración anual de USD 54 millones. Esta remuneración es sustancialmente inferior a los beneficios operativos, USD 300 millones, y resulta en un IBC de $300/54 = 5,6$. Sumando los beneficios por emisión, el IBC pasa para $310/54 = 5,7$.

Así como en la conexión Uruguay-Brasil, esta interconexión parece ser atractiva en términos económicos y ambientales, tomando en cuenta que siga restringida la CIEN. Por lo tanto, en caso que la CIEN pase a operar sin restricciones, es posible que estos beneficios sean menores.

El cálculo adicional del IBC utilizando como referencia los sistemas de Argentina y Brasil con la CIEN (capacidad de 2.000 MW en la dirección de Brasil y 800 MW en la dirección opuesta), se muestra una reducción de los costos operativos totales. Bajo estas circunstancias, la reducción anual sería de USD 60 millones, 80% inferior al valor de USD 300 millones que con la CIEN restringida.

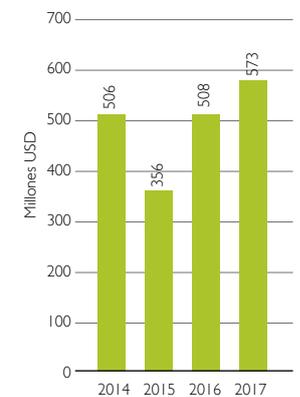
Dado que el costo anual del proyecto, USD 54 millones, es el mismo, el nuevo IBC sería $60/54 = 1,1$, lo que señala que la interconexión puede no ser competitiva.

Gráfico 44. Variaciones de las emisiones de CO₂



Fuente: elaboración propia

Gráfico 45. Renta de la interconexión



Fuente: elaboración propia

Ingreso por congestión

El promedio del ingreso por congestión sería de USD 485 millones, lo cual excede sustancialmente la remuneración anual de la línea, USD 54 millones. Esto indicaría que puede valer la pena aumentar esta capacidad.

Aspectos regulatorios, comerciales e institucionales

Cualquier propuesta de interconexión entre Yacyretá e Itaipú por intermedio de Paraguay tendría que adecuarse a las restricciones del Tratado de Itaipú, entre Paraguay y Brasil, que no permite la venta de las cuotas de la energía de Itaipú a un tercer país.

Conclusiones

En un primer análisis, la interconexión propuesta resultaría en beneficios económicos y ambientales sustanciales. Sin embargo, estos beneficios se reducen también sustancialmente si se considera la operación de la interconexión CIEN (Argentina-Brasil) que hoy está restringida a intercambios estacionales.

Además está el tema del Tratado de Itaipú, entre Paraguay y Brasil, que no permite la venta de las cuotas de la energía de Itaipú a un tercer país.

Interconexión Perú-Ecuador

Ya existe hoy una interconexión de 100 MW entre Perú y Ecuador, pero no utilizada por razones regulatorias (contrato de intercambio entre los países) y por limitaciones en el sistema eléctrico.

A su vez, Ecuador ya está interconectado con Colombia. Por lo tanto, el análisis de la interconexión Perú-Ecuador debe tomar en cuenta la operación de los tres países.

Flujos en la interconexión

A partir de 2013-2014 podrían existir flujos en la dirección Ecuador-Perú; a partir de 2015, estos flujos pasan a ser predominantes, debido a la entrada en operación de las plantas hidroeléctricas previstas para Ecuador, las cuales reducirán sustancialmente los costos marginales de corto plazo de este país (ver Gráfico 46).

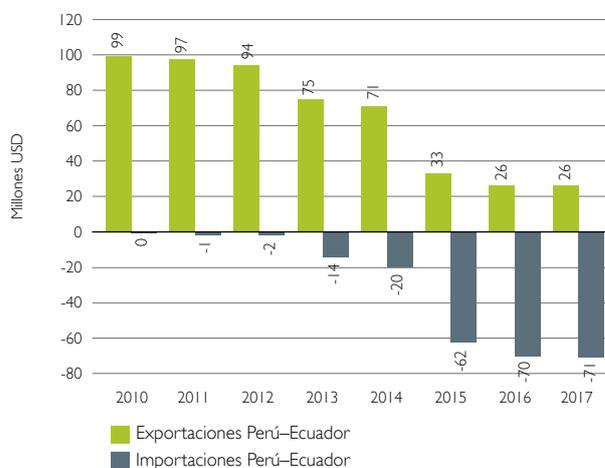
Cálculo de los beneficios

Costos operativos

Se observa que hasta 2014 habría una reducción en los costos de Colombia y Ecuador, y un aumento del costo de Perú, lo que indica que este país habría sido –hasta ese momento– el exportador neto.

A partir de 2015, Perú pasa a ser el beneficiario principal de la interconexión. Esto se debe básicamente a la entrada de una capacidad significativa de generación hidroeléctrica prevista para Ecuador, que llevará a una reducción de los CMCP de este país.

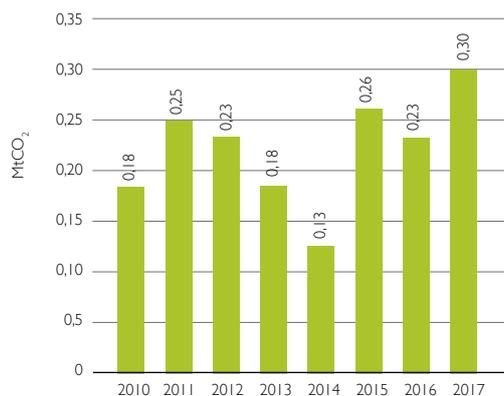
Gráfico 46. Flujo promedio anual en la interconexión Perú-Ecuador



Fuente: elaboración propia

Gráfico 47. Reducción de los costos operativos totales para Colombia, Ecuador y Perú

Fuente: elaboración propia

Gráfico 48. Reducción de las emisiones de CO₂

Fuente: elaboración propia

La reducción total anual de los costos operativos de la interconexión (promedio de los 8 años simulados) sería USD 21 millones (ver Gráfico 47).

Beneficios por confiabilidad

La interconexión permitiría la eliminación de los déficits de suministro en Perú observados en los años 2013, 2016 y 2017 (total de 340 GWh).

Emisiones de CO₂

La reducción anual de las emisiones (promedio de los 8 años simulados) sería 220.000 toneladas de CO₂. Suponiendo un precio de USD 20 por tonelada de CO₂, el beneficio anual sería USD 4,4 millones (ver Gráfico 48).

Análisis beneficio costo

Los consultores no tuvieron acceso a informaciones sobre los refuerzos en los sistemas de Ecuador y Perú que serían necesarios para la plena operación de la interconexión. Por lo tanto, se hizo el

cálculo al revés, vale decir, cuánto sería el máximo costo de estos refuerzos que todavía justificaría la interconexión. Como visto, el beneficio anual de la interconexión (costos operativos + emisiones) sería $21 + 4,4 =$ USD 25,4 millones. Utilizando los mismos supuestos de vida útil y tasa de retorno de las inversiones en transmisión, estos beneficios justificarían una inversión alrededor de USD 236 millones en el sistema de transmisión (sin considerar el beneficio ambiental) y USD 286 millones (llevando en consideración el beneficio ambiental), lo que es sustancial en ambos análisis. Se concluye, por lo tanto, que probablemente valdría la pena interconectar ambos países.

- La reducción anual de las emisiones para Perú y Ecuador podrían ser de 220.000 toneladas de CO₂, lo que equivale a un beneficio de USD 4,4 millones por año.

Interconexión Bolivia-Perú

La conexión propuesta entre Bolivia y Perú se compone de una línea de 230 kV de 215 km de longitud y de una estación DC *back to back* debido a la diferencia de frecuencia entre los países. Su capacidad es 125 MW. El costo estimado de la interconexión es USD 65 millones, y la misma podría entrar en operación el 2014.

Evaluación de los beneficios y costos

Una dificultad en la simulación conjunta de Bolivia y Perú es que ambos países utilizan precios locales de gas distintos de los precios internacionales.

El precio del gas en Bolivia es 1 USD/MMBTU; en el caso de Perú, los precios varían de 2 hasta 9 USD/MMBTU.

Se decidió entonces utilizar un único precio de gas, 5 USD/MMBTU, para los generadores de ambos países.

Una segunda dificultad es el uso de pagos por capacidad. Estos pagos complementan la remuneración de los generadores y, por lo tanto, deben ser considerados en los análisis de intercambio. Afortunadamente, ambos países adoptan cargos por capacidad semejantes, que se compensan. Por lo tanto, no fue necesario representar este aspecto.

Finalmente, el uso de la reducción de los costos operativos como un indicador del beneficio se queda perjudicado por la dificultad de comparación entre los costos locales y los costos “internacionales”. Por lo tanto, se adoptó como criterio la comparación entre la renta por congestión de la interconexión y su costo de inversión.

Esta renta por congestión (promedio de los 4 años simulados es USD 7,7 millones, mientras el costo anualizado de la línea (costo total de USD 65 millones) es USD 5,8 millones. El IBC resultante es por lo tanto $7,7/5,8 = 1,3$.

Conclusiones

La interconexión propuesta es potencialmente atractiva. Sin embargo, se recomienda una simulación más detallada de los intercambios, de acuerdo con las reglas de precios para exportación e importación definidos por ambos países.

Interconexión Bolivia-Chile

La propuesta de interconexión entre Bolivia y Chile fue motivada por la construcción planeada de una planta geotérmica de 100 MW, Laguna Colorada, en Bolivia. La barra Laguna Colorada está solamente a 150 km de la barra Radomiro Tomic, en el SING chileno. La línea de interconexión sería en 230 kV, con una longitud ya mencionada de 150 km, una capacidad de 180 MW y costo total de USD 30,5 millones.

Laguna Colorada se interconectaría al sistema boliviano a través de una línea de 230 kV que pasaría por San Cristóbal y después por Punutuma. Como se discute más adelante, los costos de los refuerzos internos en Perú serían añadidos al costo de la energía de la planta Laguna Colorada.

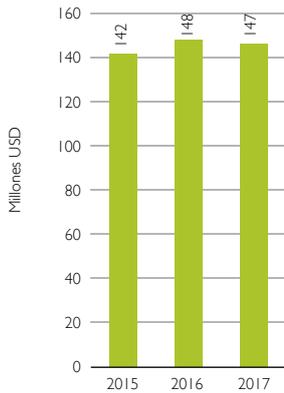
El análisis de esta interconexión se realizó para una operación entre 2015 y 2017 (3 años de simulación).

Análisis de los beneficios

De manera análoga al estudio del caso de interconexión Bolivia-Perú, se utilizaron precios internacionales de combustible para representar los costos de exportación de Bolivia (el sistema chileno ya utiliza estos precios). El manejo de los cargos por capacidad también es semejante al del estudio anterior, pues Chile tiene cargos parecidos con los de Bolivia.

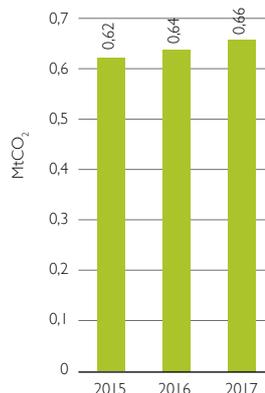
A diferencia del caso anterior, no hubo el problema de estimar el beneficio operativo de una importación de energía por Bolivia. La razón es que los CMCP del SING chileno —que recordamos es suministrado por plantas termoeléctricas— son bastante elevados: alrededor de 90 USD/MWh.

Gráfico 49. Reducción del costo operativo para el sistema chileno



Fuente: elaboración propia

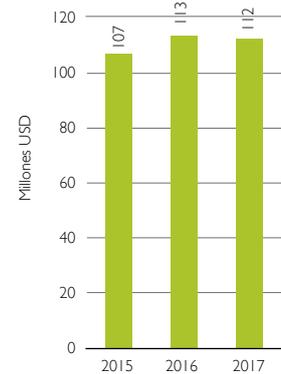
Gráfico 50. Reducción de las emisiones de CO₂



Fuente: elaboración propia

Gráfico 51. Reducción costo operativo del SING interconexión de Bolivia

(incluye la inyección de 200 MW del swap Paraguay-Argentina-Chile)



Fuente: elaboración propia

A su vez, el costo operativo de las plantas termoeléctricas de Bolivia, suponiendo un costo internacional del gas natural de 5 USD/MMBTU, estaría alrededor de 50 USD/MWh (ver estudio anterior, Bolivia-Perú). Como consecuencia, el flujo en la interconexión resulta constante –180 MW– en la dirección de Chile.

Costo operativo

- Beneficio operativo neto potencial de la interconexión Bolivia-Chile: USD 66 millones por año.

Suponiendo la entrada de la interconexión en 2015, la reducción de los costos operativos para el sistema chileno sería USD 146 millones por año (promedio años 2015 a 2017).

A su vez, el costo anual para Bolivia (suponiendo costos internacionales para el gas) sería USD 80 millones. El beneficio operativo neto es por lo tanto $146 - 80 = \text{USD } 66$ millones.

Mapa 5. Interconexión Bolivia - Chile



Energía no suministrada

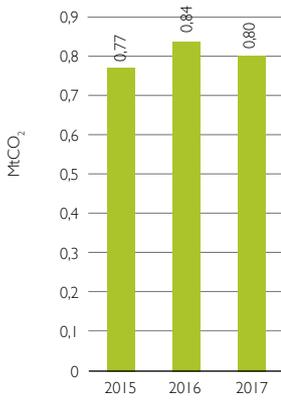
No se observarían déficits de energía.

Índice beneficio-costo

El costo de inversión estimado para la línea de interconexión es USD 30,5 millones. La anualidad correspondiente, USD 2,7 millones, es sustancialmente inferior al beneficio operativo de USD 66 millones. Por lo tanto, el IBC resultante para este proyecto sería de $66/2,7 = 24,4$. Cuando sumamos el beneficio por la reducción de las emisiones, pasa para $78,8/2,7 = 29,2$.

Como muestra este IBC, la interconexión propuesta parece ser muy atractiva en términos económicos y ambientales. Sin embargo, las si-

Gráfico 52 Reducción de las emisiones de CO₂



Fuente: elaboración propia

mulaciones fueron hechas sin tomar en cuenta el *swap* Paraguay-Argentina-Chile, que inyectaría 200 MW en el mismo SING chileno. Dado que esta inyección reduciría los CMCP del SING, esto podría a su vez reducir el IBC de la interconexión Bolivia-Chile.

Por lo tanto, utilizando esto como referencia el SING ya incluyendo la inyección de 200 MW, la reducción de los costos operativos de Chile cuando se representa la interconexión Bolivia-Chile. La reducción anual promedio de los costos operativos de Chile entre 2015 y 2017 serían USD 110 millones, 25% inferior al valor de USD 146 millones en el caso sin el *swap* Paraguay-Argentina-Chile (PY-AR-CH).

Ya el costo operativo del sistema boliviano es el mismo anterior, USD 80 millones. El beneficio neto es por lo tanto $110 - 80 =$ USD 30 millones. Dado que el costo anual del proyecto, USD 2,7 millones, tampoco cambia, el nuevo IBC sería $30/2,7 = 11,1$.

Emisiones de CO₂

La reducción de emisiones (promedio de los 3 años simulados) sería de 640.000 toneladas de CO₂. Suponiendo un precio de USD 20 por tonelada, el valor de este beneficio sería de USD 12,8 millones por año.

A continuación se muestra la reducción neta de las emisiones de CO₂ cuando se representa la interconexión Bolivia-Chile. Se observa que la reducción anual (promedio de los 3 años simulados) fue de 800.000 toneladas. Suponiendo un precio de USD 20 por tonelada, el nuevo beneficio sería de USD 16 millones por año, y el nuevo IBC pasaría a $46/2,7 = 17,0$.

Conclusiones

- La interconexión Bolivia-SING de Chile es muy atractiva en términos económicos y ambientales (IBC = 29,2)
- El IBC se reduce cuando se considera la inyección de 200 MW en el SING resultante del *swap* PY-AR-CH.
- Sin embargo, hasta en este caso más desfavorable para la interconexión, el IBC sigue atractivo = 11,1

Proyectos de interconexión eléctrica : doce oportunidades

Doce proyectos, cuatro tipos de intercambio

<p>1</p> <p>Economía de escala: integración vía plantas hidroeléctricas binacionales, tales como Inambari, Perú y Cachuela Esperanza, Bolivia. Dichas plantas están aguas arriba de las plantas hidroeléctricas Jirau y Santo Antônio, en Brasil, país a donde envían parte de la energía que producen. A pesar de su potencia elevada, las centrales brasileñas son “de pasada”, esto es, no tienen embalses. Como consecuencia, un beneficio adicional de Inambari es que la operación de su embalse regulariza los caudales afluentes a las plantas aguas abajo y, por lo tanto, aumenta su energía firme.</p>	<p>2</p> <p>Seguridad operativa y exportación de energía: proyectos de interconexión donde uno de los países es un exportador neto, por ejemplo, los casos Colombia-Panamá y Bolivia-Chile.</p>	<p>3</p> <p>Seguridad operativa e intercambios de oportunidad: se comparten reservas y se aprovecha la diversidad hidrológica, por ejemplo, la interconexión de las plantas hidroeléctricas Yacyretá e Itaipú a través del sistema paraguayo.</p>	<p>4</p> <p>Optimización del uso de la infraestructura existente: incluye casos como el envío de energía hidroeléctrica de Paraguay a Chile, y el <i>swap</i> de energía estacional entre Argentina y Brasil: Brasil envía energía para Argentina en los meses de invierno, cuando la demanda en Argentina es más alta (calefacción), y Argentina devuelve la misma cantidad a Brasil en los meses de verano, cuando la demanda es más alta en este país (aires acondicionados).</p>
---	---	---	--

Cuadro 6. Proyectos de interconexión seleccionados

Proyecto	Fecha (año)	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Capacidad (MW)	Costo (M USD)	Ben. Oper+C. (MUSD/año)	Ben. Emis. (Mton CO ₂ /año)	Costo (MUSD/año)	IBC (p.u.)	IBC+Amb (p.u.)
PE-BR	2015	500	3.470	2.200	2.370	342,0 a	N/C b	210,0	1,6	N/C
BO-BR	2015	500	2.850	800	792	102,0 a	N/C b	71,0	1,4	N/C
CO-PA	2014	400	614	300	207	20,5	0,23	18,4	1,1	1,3
BO-CH	2014	230	150	180	30	66,0	0,64	2,7	24,4	29,2
SIEPAC II										
(C. América)	2016	230	1.800	300	500	42,0	0,22	44,4	0,95	1,05
BR-UY	2013	500	420	500	330	88,0	0,44	29,3	3,0	3,3
AR-PY-BR	2014	500	666	2.000	610	300,0	0,51	54,0	5,6	5,7
BO-PE	2014	230	215	125	65	7,7 c	N/C	5,8	1,3	N/C
PE-EC	2010	220/230	107	100	–	21,0	0,22	N/C d	N/C	N/C
CH-AR	2015	–	–	–	–	técnicamente inviable				
PY-AR-CH	2011	–	–	–	–	208,0	1,50	70,0	3,0	3,4
BR-AR	2010	500	490	2.000	–	340,0	0,51	220,0	1,5	1,6
Total 3			10.185	6.405	4.904	1.537,2	4,27	726		

IBC: índice beneficio-costo. Razón entre el beneficio operativo+confiabilidad y el costo.

IBC+Amb: agrega el beneficio ambiental por emisiones de CO₂ (costo unitario arbitrado en 20 USD/ton CO₂) al del IBC.

Fuente: elaboración propia

5

RETO ENERGÉTICO: APROVECHAMIENTO DE LAS OPORTUNIDADES Y BENEFICIOS

Los doce proyectos seleccionados suman más de 10.000 km de nuevas líneas de alto voltaje; cerca de 6.500 MW de capacidad; y costos de inversión alrededor de USD 5.000 millones.

De los casos estudiados se concluye que se puede hacer estudios novedosos que permitan intercambiar energía entre los diferentes países.

El beneficio operativo total excedería USD 1.500 millones por año. El beneficio ambiental también sería significativo, con un ahorro de más de 4 millones de toneladas de CO₂ por año.

Diez de los doce proyectos tienen índices beneficios-costos superiores a 1, lo que señala que serían económicamente atractivos, y confirma que hay oportunidades importantes para profundizar la integración energética de la región. Las excepciones son el proyecto SIEPAC II, cuyo índice beneficios-costos (IBC) es muy cerca de 1; y el *wheeling* de energía de Chile por Argentina, que resultó técnicamente no viable.

• Diez de los doce proyectos tienen índices beneficios-costos superiores a 1, lo que señala que serían económicamente atractivos, y confirma que hay oportunidades importantes para profundizar la integración energética de la región.

El IBC de algunos proyectos puede ser afectado por la construcción de otros. En particular, los proyectos de interconexión Brasil-Uruguay y Argentina-Paraguay-Brasil tienen sus IBC reducidos si se relajan las actuales restricciones operativas en la interconexión Argentina-Brasil (CIEN). A su vez, la implantación del esquema de *swap* entre Paraguay, Argentina y el sistema SING de Chile afecta el IBC de la interconexión entre Bolivia y el mismo SING.

Comercio, regulaciones e institucionalidad de las nuevas interconexiones

Del análisis de los proyectos estudiados, se pueden extraer los siguientes principios:

- 1. Autonomía de cada país:** Las interconexiones no requieren un esquema regulatorio único, y sí reglas claras de formación de precios y manejo de la seguridad operativa.
- 2. Respaldo institucional:** Los acuerdos de interconexión deben siempre estar respaldados por un tratado entre los países involucrados.
- 3. Seguridad operativa:** Cada país debe decidir de manera autónoma sus criterios de seguridad para la exportación de energía. En caso de dificultades de suministro, la prioridad debe ser para el suministro local (se puede reducir la exportación), a excepción de los contratos firmes de exportación. En estos casos, los mismos deben reducirse en la misma proporción de las acciones locales. En otras palabras, si hay un racionamiento de 5% de la demanda en el país, los contratos firmes deberían ser reducidos en 5%.

4. **Formación de precios para el intercambio:** Cada país debe ofertar, a cada etapa, una curva de disposición a exportar (precio por cantidad) y otra curva de disposición a importar³². Estas curvas pueden ser diferentes, pues un país puede tener políticas internas de subsidios a los precios de combustible, u otros esquemas locales, que no deben ser “exportados”. Además, la energía máxima ofertada en la curva de exportación refleja las políticas de seguridad operativa mencionadas en el punto anterior.
5. **Repartición de los beneficios de los intercambios:** Cuando un país importa energía, su CMCP se reduce, lo que proporciona beneficio a los consumidores locales. Sin embargo, el CMCP puede aumentar cuando el país exporta, lo que no es deseable para los mismos consumidores. Se mostró en el estudio una manera de garantizar que los consumidores locales nunca sean perjudicados por la interconexión, calculando el CMCP en el caso de exportación en dos pasos. En el primer paso, se hace un despacho sin la exportación, solamente suministrando la demanda local, y se usa el CMCP “local” resultante para la contabilización en el mercado de corto plazo. En el segundo paso, se hace un despacho para suministrar un incremento de la “demanda” correspondiente a la energía que se está exportando, y se usa el CMCP “de exportación” resultante como precio para el país vecino. Como consecuencia, una interconexión sólo podría reducir o mantener estable los precios de corto plazo de cada país.
6. **Remuneración de las interconexiones:** La remuneración de las interconexiones internacionales debe ser asegurada, es decir, no depender de ingresos variables tales como rentas de congestión. Un ejemplo interesante es la reglamentación brasileña, que carga los costos anuales de las interconexiones a los consumidores y los generadores. En contrapartida, los ingresos variables de las interconexiones deben beneficiar estos mismos consumidores y generadores a través, por ejemplo, de una reducción de los cargos por transmisión.
7. **Repartición de las rentas de congestión:** Estas rentas deben ser compartidas entre los países, en proporción a la participación de cada uno en los costos de construcción de la interconexión, y no depender del sentido del flujo.³³ Como mencionado en el punto anterior, estos ingresos deben beneficiar los agentes (en general, los consumidores y los generadores) que remuneran la interconexión.
8. **Riesgo de retraso en la construcción de la interconexión:** El contrato de construcción de la interconexión debería hacerse por subasta, en la cual el inversionista oferta el pago fijo deseado. Este pago sólo se empezaría con la entrada en operación de la interconexión, y se cargarían multas expresivas por retraso. Dado que la interconexión tendría su remuneración asegurada (ver punto 5), esta subasta sería atractiva para muchos inversionistas, lo que aumentaría la competencia y reduciría los precios para los consumidores. Además, sólo se subastaría el proyecto de interconexión con una licencia ambiental ya asegurada (los gobiernos de los países deberían estar encargados de obtener esta licencia), lo que reduciría sustancialmente la posibilidad de un retraso fuera del control del inversionista.
9. **Seguridad financiera para las transacciones:** Los agentes involucrados en las transacciones internacionales de oportunidad deben depositar garantías financieras (que cubran, por ejemplo, algunos meses de gastos con las compras de energía). La compensación y liquidación de estas transacciones debe hacerse en el mercado de corto plazo (o equivalente) del país exportador. Esto significa que el *hedge* de los riesgos cambiales es de la responsabilidad de los agentes (en el caso de los contratos de mediano y largo plazo, las reglas son acordadas directamente entre los agentes.)

³² El esquema propuesto es semejante al del Mercado de Energía Regional (MER) de América Central, que a su vez resulta de una propuesta del estudio CIER 3.

³³ El esquema propuesto es semejante al esquema que los gobiernos están proponiendo para la interconexión Colombia-Panamá y el nuevo esquema entre Colombia y Ecuador.

“Mapa del camino” para viabilizar las interconexiones

Los pasos principales para la implantación exitosa de una interconexión son:

1. Estudios preliminares de las reglas operativas de la interconexión entre los países, incluyendo restricciones de seguridad. Es importante hacerlos lo más temprano posible, por las siguientes razones:
 - Los estudios de los beneficios económicos de la interconexión dependen de las reglas operativas de los intercambios.
 - Un conocimiento detallado del funcionamiento de los respectivos sistemas energéticos y eléctricos de los países contribuye a reducir la posibilidad de equívocos en los estudios regulatorios y comerciales.
2. Se debe hacer análisis preliminar económico de la interconexión con los equipos de los agentes encargados de la planificación de los países involucrados, por las siguientes razones:
 - Establecer en conjunto los escenarios de oferta y demanda que se utilizarán para los estudios de interconexión.
 - Permitir que los equipos conozcan con más detalles el sistema energético y eléctrico del vecino. Por supuesto, cada país hará, en separado, los estudios adicionales que consideren necesarios por ejemplo, un análisis de sensibilidad con respecto a los supuestos de la evolución de la oferta y/o demanda del vecino.
3. Una vez establecido que la interconexión es de interés para ambos países, preparar un acuerdo entre los gobiernos que establezca reglas para construcción de la línea, repartición de los beneficios, contratos, pagos, resolución de conflictos y demás temas regulatorios y comerciales. Es fundamental que este acuerdo detallado esté respaldado por un tratado previo, más general, entre ambos países, aprobado por los respectivos legislativos.
 - Las interconexiones no requieren un esquema regulatorio único.
4. Se debe realizar un estudio detallado de ingeniería de la interconexión, obtener la licencia ambiental y definir los reglamentos económicos y comerciales necesarios para la licitación de la misma.

Glosario de términos y abreviaciones

ANEEL: Regulador brasileño

CAMMESA: Operador y Administrador Mercado Argentino

CAN: Comunidad Andina

CEF: Certificados de energía firme

CIEN: Interconexión Argentina-Brasil

CIER: Comisión de Integración Energética Regional

CMCP: Costo marginal de corto plazo

CME: Costo marginal de expansión

CNDC: Operador de Bolivia

COES: Operador del sistema peruano

E(CMCP): Valor esperado de los costos marginales de corto plazo

IBC: Índice beneficio-costo

MER: Mercado Eléctrico Regional

MRE: Mecanismo de Reubicación de Energía

MtCO₂: Millones de toneladas de CO₂ por año

ONS: Operador Nacional del Sistema de Brasil

SIC: Sistema Interconectado Central de Chile

SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica Para América Central

SING: Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile

TUST: Tarifas por uso del sistema de transmisión

XM: Operador y Administrador Mercado Colombia

Este libro se terminó
de imprimir en junio de 2012
en Bogotá, Colombia
La presente edición consta
de 500 ejemplares



CAF es una institución financiera multilateral, cuya misión es apoyar el desarrollo sostenible de sus países accionistas y la integración regional. Sus accionistas son: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, España, Jamaica, México, Panamá, Paraguay, Perú, Portugal, República Dominicana, Trinidad y Tobago, Uruguay, Venezuela y 14 bancos privados de la región.

Atiende a los sectores público y privado, suministrando productos y servicios múltiples a una amplia cartera de clientes constituida por los estados accionistas, empresas privadas e instituciones financieras. En sus políticas de gestión integra las variables sociales y ambientales, e incluye en todas sus operaciones criterios de ecoeficiencia y sostenibilidad. Como intermediario financiero, moviliza recursos desde los mercados internacionales hacia América Latina promoviendo inversiones y oportunidades de negocio.