

**ESTUDIO PARA ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD  
TÉCNICO ECONÓMICA DE INTERCONEXIÓN  
ELÉCTRICA ENTRE BOLIVIA, CHILE, COLOMBIA,  
ECUADOR Y PERÚ**

**RESUMEN EJECUTIVO**

PREPARADO PARA



PROGRAMA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL  
DESARROLLO

NOVIEMBRE 2009

# 1 INTRODUCCIÓN

Las empresas consultoras Estudios Energéticos Limitada, Colombia; Consultores Supervisores y Asesores Nacionales S.A.C., Perú; y KAS Ingeniería S.A., Chile, han formado una Asociación de Consultores, en adelante la Asociación, para realizar el estudio “*Estudio para Análisis de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú*”, encargado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, en adelante PNUD. Adicionalmente, el estudio contó con la asesoría del experto Enzo Sauma (PhD, Universidad de California - Berkeley) de la Pontificia Universidad Católica de Chile.

Este estudio ha sido elaborado con el apoyo de las autoridades en materias energéticas de Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, junto con representantes de los organismos CAF, CIER, OLADE y PNUD, quienes han revisado y aprobado los distintos informes elaborados durante el desarrollo del estudio. No obstante, las opiniones de este informe son responsabilidad exclusiva del equipo consultor y no necesariamente son compartidas por cada uno de los representantes de las autoridades de cada país y los organismos mencionados.

El objetivo general del estudio es identificar alternativas sostenibles y técnicamente factibles de intercambios eléctricos a través de interconexiones que consideran los sistemas eléctricos de Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, permitiendo así optimizar la utilización de los recursos energéticos de la forma más eficiente posible. En particular, se evalúan dichas interconexiones desde una perspectiva económica, identificando las principales barreras técnicas, comerciales y regulatorias existentes, junto con las posibles condicionantes para su desarrollo.

El análisis técnico y económico se ha realizado desde el punto de vista privado y social, a nivel de prefactibilidad, de un conjunto de proyectos de enlaces internacionales de transmisión eléctrica, en base a distintas alternativas de inversión en sistemas de transmisión entre los países mencionados. Para tales efectos, se analizaron cuatro escenarios de interconexión, incluido el escenario base, además de una sensibilidad para cada uno de los escenarios considerando precios de oportunidad para el gas natural, tanto para países exportadores como importadores de este insumo.

Tanto desde el punto de vista privado como social, el análisis realizado se concentró básicamente en la cuantificación de costos/beneficios, a través de una metodología que considera el cálculo de distintas funciones de éstos, con mayor o menor desagregación, dependiendo del agente analizado (es decir, oferta-productores o demanda-consumidores eléctricos). Como elemento central en el análisis, se contempla la modelación de las características futuras de operación económica de cada uno de los sistemas eléctricos de los países involucrados, en cada uno de los escenarios analizados, considerando además que el desarrollo o expansión de interconexiones se realiza utilizando tecnologías en niveles de tensión eficientes.

Por otra parte, se desarrolla un análisis que identifica las principales concordancias y diferencias regulatorias y económicas que permiten visualizar las variables relevantes que deben ser abordadas para lograr una interconexión eléctrica en armonía con los mercados locales.

## 2 ESCENARIOS ANALIZADOS

Se construyó un Escenario Base que incorpora la representación de los sistemas eléctricos principales de los países, a partir de la información oficialmente proporcionada por cada uno de ellos, la que es común a la mayoría de los escenarios de interconexión considerados. Dicha información considera tanto las características actuales de oferta de generación, demanda eléctrica y principales sistemas de transmisión, como la evolución futura de dichas características, de acuerdo a los estudios de planificación realizados por cada uno de los países involucrados. El Escenario Base contempla la representación del estado actual

de las interconexiones eléctricas entre los cinco países considerados en el Estudio, es decir, abarca sólo las actuales líneas de interconexión existentes entre Colombia y Ecuador (ya que, a pesar de la existencia de una interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú, ésta no opera por falta de acuerdos comerciales, además del hecho de no poder funcionar en sincronismo).

Es importante señalar que con respecto a Chile, se define la no existencia futura de la interconexión entre los sistemas interconectados principales (Sistema Interconectado Central - SIC - y Sistema Interconectado del Norte Grande - SING), por lo tanto, la integración eléctrica internacional se supone en todo momento para el SING, el cual presenta una cercanía relativa con Bolivia y Perú, con respecto a la localización del SIC. Esta definición corresponde expresamente a una decisión por parte del mandante del estudio, la cual se basa en la representación actual de cada uno de los planes de obra de dichos sistemas, los cuales no incluyen dicha interconexión. Sin embargo, en los anexos del informe se incluye un escenario de sensibilidad que interconecta el SIC, permitiendo cuantificar los efectos de integrar el principal sistema eléctrico de Chile.

Tanto el Escenario Base como los otros escenarios considerados utilizan las siguientes proyecciones de demanda de energía eléctrica para cada uno de los países.

#### Demanda de Energía Países [GWh].

Año	Bolivia	Chile - SIC	Chile - SING	Colombia	Ecuador	Perú	Total
2010	5,883	42,102	14,320	55,913	18,278	29,956	<b>166,452</b>
2011	6,356	44,345	15,034	57,849	21,355	31,637	<b>176,577</b>
2012	6,717	46,735	15,784	59,885	22,417	34,095	<b>185,633</b>
2013	7,131	49,488	16,573	62,160	23,716	37,665	<b>196,732</b>
2014	7,571	52,406	17,401	64,547	25,059	43,477	<b>210,462</b>
2015	8,041	55,448	18,302	66,906	26,504	47,661	<b>222,862</b>
2016	8,543	58,617	19,249	69,321	28,332	49,478	<b>233,540</b>
2017	9,078	61,909	20,246	71,821	30,146	51,427	<b>244,627</b>
2018	9,649	65,276	21,294	74,476	31,712	53,811	<b>256,217</b>
2019	10,253	68,757	22,396	77,245	33,181	56,320	<b>268,153</b>
2020	10,895	72,397	23,556	79,734	34,604	58,963	<b>280,149</b>
2021	11,578	76,230	24,778	81,818	36,294	61,748	<b>292,446</b>
2022	12,303	80,268	26,067	84,443	38,096	64,684	<b>305,860</b>

Los crecimientos promedios proyectados de demanda de energía eléctrica para el horizonte 2010-2022 son los siguientes: Bolivia: 6.3%; Chile SIC: 5.5%; Chile SING: 5.1%; Colombia: 3.5%; Ecuador: 5.5%; y Perú: 6.7%.

Los precios de combustibles de referencia para las centrales térmicas de cada uno de los países involucrados fueron homologados en unidades similares de forma de poder comparar perfiles proyectados. La información y bases de datos de los sistemas eléctricos involucrados se obtuvieron de los antecedentes oficiales hechos llegar a la Asociación, y se basan en los planes de expansión de cada país vigentes al comienzo del estudio. Los documentos asociados son los siguientes:

- **Bolivia:** *Plan de Expansión del Sistema Interconectado Boliviano, Periodo 2009-2018.* Comité Nacional de Despacho de Carga, Noviembre, 2008.

- **Chile:** *Fijación de Precios de Nudo Abril 2009 Sistema Interconectado Central (SIC), Informe Técnico Definitivo y Fijación de Precios de Nudo Abril 2009 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Informe Técnico Definitivo.* Ambos de Comisión Nacional de Energía, Abril, 2009.
- **Colombia:** *Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2009-2023.* Unidad de Planeación Minero Energética, Ministerio de Minas y Energía, Marzo de 2009.
- **Ecuador:** *Plan Maestro de Electrificación, Periodo 2009 – 2020.* Consejo Nacional de Electricidad, Marzo 2009.
- **Perú:** *Elaboración del Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.* Ministerio de Energía y Minas, Abril 2009.

El Estudio se realizó para los diferentes escenarios considerando los precios locales de los insumos de generación. Sin perjuicio de lo anterior, se realizó una sensibilidad de los escenarios utilizando precios de oportunidad para el gas natural con un promedio de 6 US\$/MBTU durante el período 2009-2022.

Los planes de expansión en generación utilizados en los distintos escenarios de interconexión contienen la información oficial entregada por los distintos países en el marco del Estudio. Tal como fue solicitado por las contrapartes del Estudio, los planes de expansión en generación de los países no fueron alterados en los escenarios considerados, salvo extensiones en aquellos planes que no alcanzan a representar el año 2022. Dichas extensiones fueron elaboradas teniendo en cuenta la información de proyectos contenidos en los documentos antes mencionados. En la siguiente tabla se realiza una comparación general respecto de la capacidad instalada de cada país contenida en sus respectivos planes de obras.

**Capacidad de Generación Plan de Expansión [MW], período 2009-2022.**

Tipo	Bolivia	SIC-Chile	SING-Chile	Colombia	Ecuador	Perú
Hidro	127	3,778	-	3,820	3,724	5,796
Térmico	1,130	1,996	1,860	1,159	1,044	3,176
ERNC	97	978	260	-	-	-
<b>Total</b>	<b>1,354</b>	<b>6,752</b>	<b>2,120</b>	<b>4,979</b>	<b>4,768</b>	<b>8,972</b>

Cabe destacar que existen países cuya capacidad instalada al año 2022 es entre 2 a 2.5 veces la capacidad del año 2009, en contraposición con países que se mueven entre el 30 y 50% respecto del mismo año. Estas diferencias en el aumento de capacidad instalada respecto del año 2009 condiciona aspectos tales como la utilización de las interconexiones hacia al final del horizonte, los niveles de las exportaciones hacia países con crecimientos de capacidad más exiguos, la variación de costos de operación y costos marginales, y los niveles de energía no servida.

En los distintos escenarios considerados se utilizó el modelo de análisis técnico eléctrico *DigSilent*, el que permite evaluar el comportamiento transitorio y permanente de los enlaces de interconexión bajo diferentes contingencias.

Los escenarios de desarrollo de interconexiones analizados en este estudio son los siguientes:

- Escenario 1:** considera el reforzamiento de las actuales interconexiones entre Colombia y Ecuador y una nueva interconexión entre Perú y Ecuador. El resto de las condiciones son similares al Escenario Base.
- Escenario 2:** adiciona a las condiciones señaladas para el Escenario 1, una interconexión eléctrica entre Perú y Chile (SING).

- c. **Escenario 3:** incorpora a lo señalado para el escenario 2, la interconexión entre Bolivia y Chile (SING).

La siguiente tabla resume estos escenarios de interconexión de mediano plazo para la región bajo análisis en el presente Estudio, con las respectivas fechas de puesta en servicio de las interconexiones:

**Escenarios de interconexión y fecha de puesta en servicio del enlace.**

Fecha de interconexiones	Co-Ec	Ec-Pe	Pe-Ch	Bo-Ch
Escenario Base	Actual			
Escenario 1	2014	2015		
Escenario 2	2014	2015	2016	
Escenario 3	2014	2015	2016	2017

### 3 METODOLOGÍA

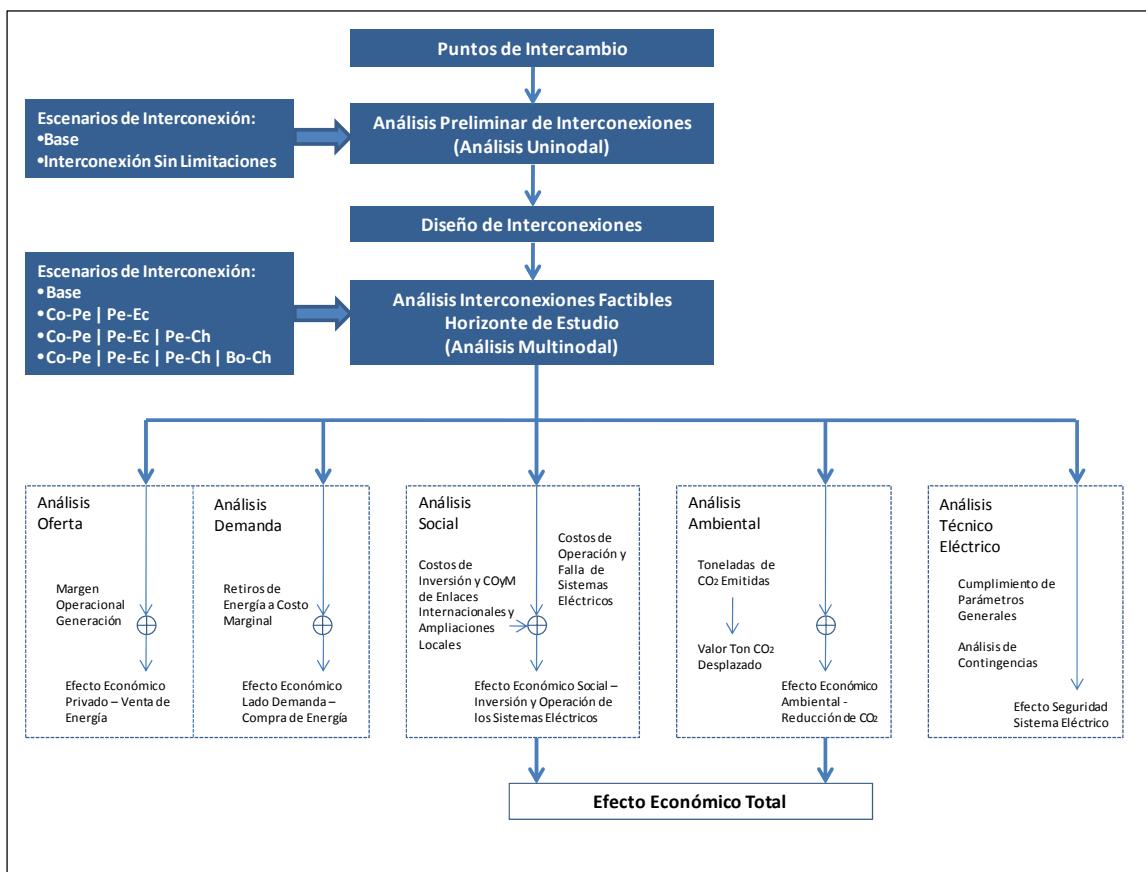
El análisis de prefactibilidad para el desarrollo de vínculos eléctricos en la región es, en general, un proceso iterativo que requiere considerar no sólo las condiciones particulares de cada país, sino que también aquellas tecnologías factibles de ser empleadas en la concreción de proyectos de interconexión.

En el proceso de planificación, cualquier cambio en las condiciones, supuestos o restricciones que condicionan el punto de partida, o en los tipos de tecnologías y sus características técnico-económicas, resultará en la obtención de una alternativa de interconexión diferente. Por esta razón, los resultados obtenidos en este reporte tienen validez en el marco de los supuestos, consideraciones y restricciones descritas en el mismo. Así, un mayor nivel de demanda, una relación de precios de insumos de centrales térmicas distinta a la utilizada, o diferentes valores de inversión de los proyectos estudiados, llevaría a los sistemas eléctricos a otro punto de exigencia o equilibrio, alterando los resultados y conclusiones obtenidas en el presente informe, en el evento que dichos cambios sean significativos.

En términos metodológicos generales, se realizó en primer lugar un análisis de largo plazo de las interconexiones, a objeto de establecer un nivel máximo para las potenciales complementariedades entre los distintos países. En esta mirada, se comparó el estado actual de las interconexiones, en que sólo existen intercambios entre Colombia y Ecuador, con uno en el cual se interconectan los países a través de enlaces sin restricciones de capacidad y que tienen diferentes fechas de entrada, acorde a una factibilidad esperada de ejecución. Esta mirada de largo plazo se realizó en base a una representación uninodal de los sistemas eléctricos de cada país, utilizando el modelo *SDDP*.

En segundo lugar, se diseñaron las interconexiones considerando enlaces de tamaños ajustados a posibilidades más reales para su concreción en el horizonte de estudio. Como etapa final de modelación, se realizó un análisis de mediano plazo, que consistió en interconectar los sistemas de transmisión principales de los diferentes países en una operación conjunta y coordinada, mediante el modelo *Ose2000*, desagregando la demanda en cada uno de ellos tanto desde el punto de vista temporal como geográfico. A partir de estos resultados, se efectuaron los análisis de beneficios de los distintos escenarios de interconexión.

La siguiente figura muestra el esquema general de trabajo utilizado para analizar los diferentes escenarios de interconexión:



Esquema general de análisis técnico-económico.

Como se observa en la figura anterior, el análisis económico desarrollado, permite determinar los efectos desde el lado de la oferta de energía eléctrica, a través de la cuantificación del margen operacional<sup>1</sup> de cada uno de los generadores que participan de la operación de largo plazo de los sistemas en cada uno de los escenarios analizados. Asimismo, es posible determinar los efectos económicos desde el lado de la demanda de energía eléctrica, a través de la cuantificación del valor que significa retirar la energía en cada uno de los nodos de demanda en cada sistema eléctrico.

La metodología permite cuantificar el efecto económico social a través de una función de costos que considera los montos resultantes de los costos de operación y falla en cada sistema eléctrico en el horizonte de estudio, junto con los costos determinados para las inversiones en los enlaces internacionales, más los costos involucrados en las ampliaciones locales necesarias para la prefactibilidad de las interconexiones eléctricas.

Además, se considera cuantificar el efecto ambiental, a través de la valorización de las toneladas de CO<sub>2</sub> desplazadas dependiendo del escenario de análisis, comparado con el escenario base. Finalmente, se revisan los efectos en la seguridad de los sistemas eléctricos a través de simulaciones estáticas y dinámicas en cada uno de los escenarios propuestos.

<sup>1</sup> El margen operacional de un generador corresponde a la diferencia entre los ingresos por la venta de energía eléctrica valorizadas en los nodos de inyección respectivos menos los costos de operación de cada planta generadora.

## 4 RESULTADOS

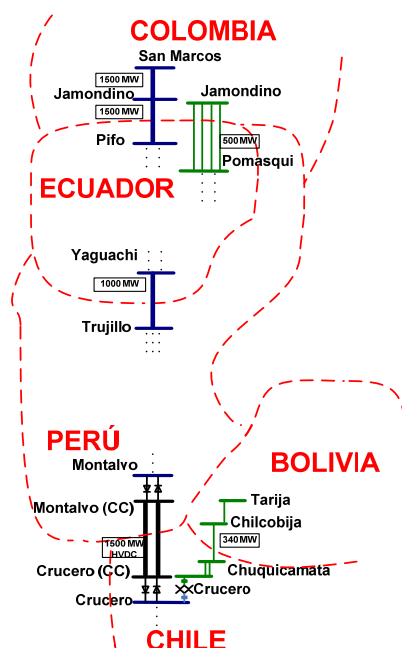
### 4.1 Proyectos de Interconexión

En base a los resultados de una mirada inicial realizada bajo una representación uninodal de los sistemas eléctricos (comparando su comportamiento en el escenario base definido y una condición de interconexión con enlaces sin restricciones de transmisión), se diseñaron interconexiones con mayor grado de factibilidad en cuanto a su tamaño y entrada en servicio. En este sentido, se consideró más temprana la ampliación de las actuales interconexiones, es decir, los enlaces Colombia-Ecuador y Perú-Ecuador, para posteriormente incorporar otros proyectos cuyos plazos de construcción puedan ser más inciertos producto, por ejemplo, de futuras negociaciones entre los países involucrados y tramitaciones ambientales. De esta forma, se plantea el análisis de un tren de inversiones asociado a interconexiones factibles de desarrollar en la región, y cuyo comportamiento en virtud de las complementariedad esperada, arrojan diferentes beneficios para cada país.

Los enlaces propuestos en los distintos escenarios bajo una operación interconectada de los sistemas eléctricos de los cinco países se describen en la tabla siguiente:

Descripción de las interconexiones analizadas.

Interconexión	Puntos de interconexión	Longitud [km]	Características	Fecha Entrada	Costo Inversión [miles de US\$]
Colombia-Ecuador	San Marcos - Jamondino 500 kV (Colombia) - Pifo 500 kV (Ecuador)	551	1.500 MW - 500 kV, AC 60 Hz.	Abr-14	210,942
Ecuador-Perú	Yaguachi 500 (Ecuador) - Trujillo 500 kV (Perú)	638	1.000 MW - 500 kV, AC 60 Hz.	Ene-15	174,427
Perú-Chile	Montalvo 500 (Perú) - Crucero 500 kV (Chile)	645	1.500 MW - 500 kV, HVDC	Ene-16	401,646
Bolivia-Chile	Chuquicamata 220 kV (Chile) - Chilcobija - Tarija 230 kV (Bolivia)	489	340 MW - 230 kV, AC 50 Hz.	Ene-17	163,735



Esquema General de las Interconexiones Propuestas.

## 4.2 Niveles de Transferencias en las Interconexiones

En el marco de los resultados obtenidos, el análisis de las posibilidades de interconexión detectó importantes bloques de energía factibles de ser transferidos de un sistema eléctrico a otro, con el objeto de aprovechar, por ejemplo, arbitrajes de precios y capacidad instalada, tanto térmica como hidráulica, generando así oportunidades de negocio para los actores del sector eléctrico de cada país.

A partir de las condiciones esperadas de operación para los diferentes escenarios de interconexión, se puede establecer el uso esperado de las mismas por parte de los respectivos países. En la tabla siguiente se presenta un resumen de las transferencias de energía en el período 2014-2022.

Se observa un importante aumento de las transferencias de energía desde Ecuador a Perú al pasar del Escenario 1 al 2, debido a la incorporación de la interconexión de este último país con el SING-Chile. Asimismo, disminuyen en sentido contrario entre estos dos países, ya que la producción de Perú se destina en forma mayoritaria a abastecer el norte de Chile. Algo similar ocurre con la producción de Bolivia en el Escenario 3.

**Transferencias de Energía en GWh totales periodo 2014-2022 según Escenario de Interconexión.**

Desde	Hacia	Escenario			
		Base	1	2	3
Colombia	Ecuador	14,567	23,435	29,458	29,564
Ecuador	Colombia	10,505	15,031	11,211	11,314
Perú	Ecuador		13,882	4,138	4,237
Ecuador	Perú		12,896	23,321	22,677
Perú	Chile SING			81,663	80,925
Chile SING	Perú			-	-
Chile SING	Bolivia				-
Bolivia	Chile SING				15,503

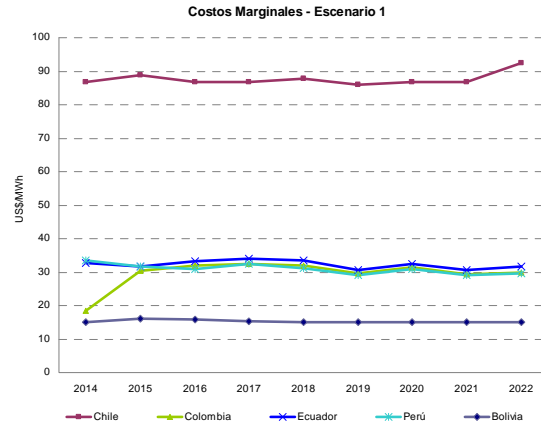
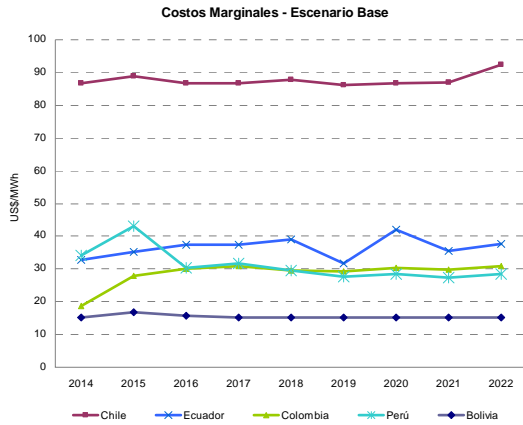
Cabe destacar que el diseño de los enlaces o interconexiones consideradas se basó en el dimensionamiento de capacidades que toma en cuenta posibilidades de concreción en el horizonte de estudio, aplicando un criterio conservador al respecto. Al analizar posteriormente el nivel de utilización de las interconexiones en los escenarios estudiados, se pudo comprobar que éstas operan en forma esperada a plena capacidad en el horizonte de planificación, indicando de esta manera la existencia de un mayor potencial de intercambio que aquel establecido en el dimensionamiento del enlace respectivo.

Uno de los impactos importantes de las transferencias de energía entre países es el efecto sobre los costos marginales de los sistemas locales. A continuación se presenta el impacto en los costos marginales de cada país según el escenario de interconexión que se trate.

### **Escenario Base**

Este escenario considera los costos de los combustibles declarados por cada país, que en el caso particular del gas natural se refieren a precios regulados de manera interna en cada uno de ellos, excepto en el caso de Chile, que corresponde al precio del Gas Natural Licuado (GNL), puesto en el futuro Terminal de Regasificación Mejillones. Por esta razón, el perfil de costos marginales del Chile resulta muy superior al resto de los países, condición de precios que se mantiene para el Escenario 1, 2 y 3.





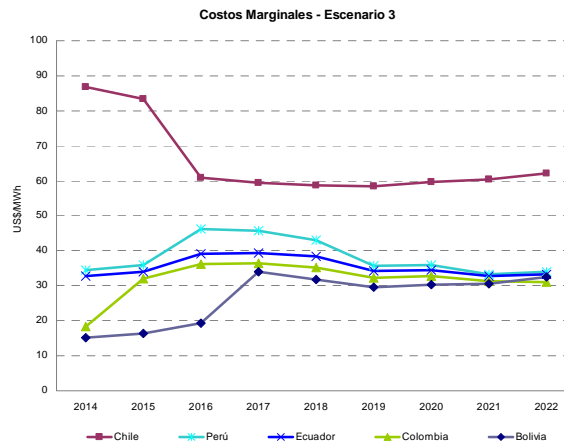
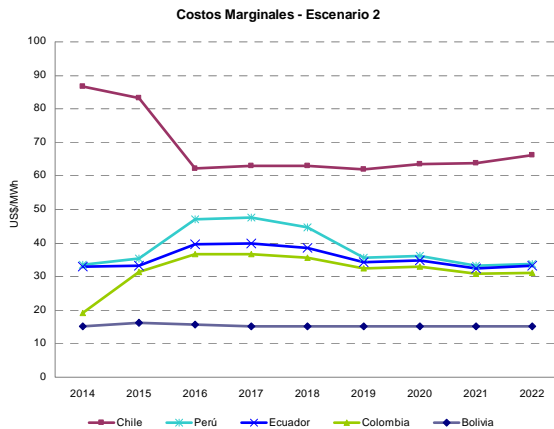
Costos Marginales promedio anual, Escenario Base y Escenario 1.

**Escenario 1**

En este escenario, con la ampliación de interconexión entre Colombia y Ecuador (2014), y una interconexión entre Perú y Ecuador (2015), los costos marginales en estos tres países tienden a ser similares en el largo plazo, del orden de 30 a 31 US\$/MWh. Sin embargo, el efecto neto es un alza respecto del Escenario Base en Colombia y Perú, debido a las exportaciones hacia Ecuador.

**Escenario 2**

En este escenario se agrega la interconexión entre Perú y Chile, lo que provoca un alza importante en los costos marginales en los primeros años en Colombia, Ecuador y Perú, respecto de los Escenarios anteriores, producto de las exportaciones hacia Chile. Hacia el final de horizonte los costos marginales en estos países tienden a disminuir, acercándose a valores cercanos a los 30 US\$/MWh, similares a los niveles de estabilización en el Escenario 1, debido a que existe una mayor relación entre capacidad instalada y demanda, incluida la que proviene de las interconexiones. Por el contrario, los costos marginales en el SING-Chile disminuyen de manera considerable, a valores cercanos a 60 US\$/MWh, en casi todo el resto del horizonte, con una pequeña alza al final, que indicaría que los enlaces están a su máxima capacidad y no es posible inyectar más energía de bajo costo a este sistema.



Costos Marginales promedio anual, Escenario 2 y Escenario 3.

### Escenario 3

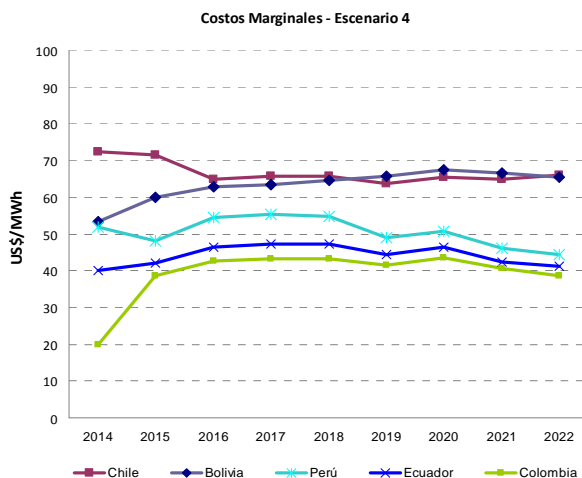
En este escenario se agrega la interconexión entre el sistema eléctrico Boliviano y el SING-Chile. A partir de la entrada en operación de este enlace, los costos marginales en Bolivia tienden a acoplarse con los de Colombia, Ecuador y Perú en el largo plazo, en torno a los 34 US\$/MWh, mientras que en estos países los costos marginales se mantienen en el mismo orden que en el Escenario 2. Esto indicaría una importante transferencia de energía desde Bolivia hacia el SING-Chile en este período.

En el SING-Chile los costos marginales tienden a valores levemente inferiores a 60 US\$/MWh, en casi todo el resto del horizonte, en donde el alza al final del mismo sería inferior al Escenario 2, producto de las importaciones de energía desde Bolivia.

### Sensibilidad GN

Este escenario contempla una sensibilidad a los escenarios de interconexión propuestos, mediante la utilización de costos de oportunidad para los precios de gas natural en los diferentes países, tanto desde el punto de vista de la exportación como importación de este insumo.

En la siguiente figura, se observa el Escenario 3 con dicha sensibilidad de precios de gas natural. En estas condiciones, se produce un alza en los costos marginales de todos los países, en particular en Bolivia, respecto del Escenario 3 original. En la práctica, se produce un relativo acoplamiento en los marginales asociados a Colombia, Ecuador y Perú hacia el largo plazo entre 40 y 45 US\$/MWh, mientras que los precios en Bolivia y el SING-Chile tienden a acoplarse en torno a los 65 US\$/MWh. Esto último indicaría intercambios más equilibrados en el horizonte de planificación considerado entre estos dos países, con posibles envíos bi-direccionales en algunos períodos del año, lo que abre la posibilidad de establecer mecanismos de intercambios basados en un mejor equilibrio de precios de venta de la energía exportada e importada.



Costos Marginales promedio anual, Escenario 3 con Sensibilidad Gas Natural.

## 4.3 Análisis de Beneficios

El análisis de beneficios se aborda desde un punto de vista de comportamiento de largo plazo de los mercados eléctricos, es decir, cuantificando los beneficios o perjuicios en el lado de la oferta de generación y la demanda de energía eléctrica. Luego, se cuantifica desde el punto de vista social en cada uno de los sistemas eléctricos involucrados, esto en términos de los ahorros de costos totales que se logran obtener con las interconexiones propuestas y considerando los costos de inversión de los enlaces internacionales y aquellas modificaciones a los sistemas de transmisión locales.

### 4.3.1 Beneficios económicos en el lado de la oferta

Los beneficios económicos privados para el segmento de generación se analizaron considerando dicho segmento como un sólo agente. Dichos beneficios se calculan en base al “margen operacional del sector eléctrico”. El margen operacional del sector eléctrico es la diferencia entre la valorización (a costo marginal mensual) de las inyecciones de energía de todas las centrales del sistema y los costos de operación de todas las centrales termoeléctricas<sup>2</sup>.

**Análisis Privado Interconexiones, Margen Operacional período 2014-2022.**

Valor Actual Margen Operacional (millones US\$ a Abril 2014)							
Escenario	Bolivia	Chile	Colombia	Ecuador	Perú	Total	Diferencia respecto Escenario Base
Base	372	3,139	11,098	5,421	6,903	<b>26,933</b>	0
1	372	3,139	11,546	4,903	6,789	<b>26,748</b>	-185
2	372	1,498	12,623	5,490	9,488	<b>29,470</b>	2,537
3	1,107	1,366	12,548	5,463	9,367	<b>29,852</b>	2,919

Desde un punto de vista privado, el escenario 1 no genera un margen positivo para el conjunto de los países, aún cuando el sector de generación de Colombia obtiene márgenes superiores al escenario base, producto de sus exportaciones a Ecuador, lo que provoca que el sector generación en este último país disminuya sus márgenes. Uno de los aspectos más notables es que, al incorporar la interconexión entre Perú y Chile en el escenario 2, los márgenes operacionales en Colombia, Perú y Ecuador aumentan de manera importante, disminuyendo a menos de la mitad en el SING-Chile (producto de las importaciones de energía provenientes de estos países). Esta tendencia se mantiene para Bolivia, al incorporar la interconexión entre este país y el SING-Chile en el escenario 3, manteniéndose los valores en los otros países en un orden de magnitud similar al escenario 2. Consecuentemente, uno de los resultados relevantes de este Estudio es el hecho de que sólo existen beneficios privados si se considera la interconexión con Chile (Escenarios 2 y 3).

Es importante señalar en este punto, que los beneficios privados que obtiene el sector generación de un determinado país, por el hecho de exportar o importar electricidad en algún escenario, se da en un entorno en el cual no existen restricciones o barreras comerciales que los limiten. En este sentido, los resultados contenidos en el presente informe, se deben entender como beneficios referenciales, los cuales podrán sufrir modificaciones o adecuaciones en función de los mecanismos comerciales que finalmente se implementen en relación a la integración eléctrica regional.

En la siguiente tabla se comparan los beneficios privados para cada país con la sensibilidad de precios del gas natural para escenarios equivalentes a los escenarios base, 1, 2 y 3.

La sensibilidad GN, permite aislar en alguna medida la variable “precios” respecto de los precios del gas natural, estableciendo lo que podríamos denominar un piso en cuanto a los intercambios de electricidad, ya que están en juego sólo las complementariedades producto de las características propias de cada sistema o país.

<sup>2</sup> En todo el informe se utilizan tasas de descuento del 10% para la actualización de los valores monetarios obtenidos.

**Análisis Privado Interconexiones (Sensibilidad GN), Margen Operacional período 2014-2022.**

Valor Actual Margen Operacional (millones US\$ a Abril 2014)							
Escenario	Bolivia	Chile	Colombia	Ecuador	Perú	Total	Diferencia respecto Escenario Base
Base	1,884	1,854	12,685	6,380	9,732	<b>32,535</b>	0
1	1,884	1,854	14,519	6,257	9,117	<b>33,631</b>	1,096
2	1,884	1,237	15,360	6,766	11,290	<b>36,537</b>	4,002
3	1,860	1,255	15,446	6,853	11,533	<b>36,948</b>	4,413

Lo relevante de los resultados encontrados aplicando el criterio de precios señalado es que, aún en estas condiciones altamente restrictivas, existen complementariedades relevantes y que las interconexiones tienen un alto nivel de utilización, con mayores grados de bi-direccionalidad.

**4.3.2 Beneficios económicos en el lado de la demanda**

Se analizó el efecto de las interconexiones en la demanda valorizando los retiros de energía suponiendo que existe un único comprador de energía desde el punto de vista del consumo eléctrico. Para tal efecto se determinó, para todos los escenarios, la valorización de los retiros de energía de este único comprador de energía en el sistema, considerando que dicha compra se realiza al costo marginal mensual (con el supuesto que en el largo plazo este es el costo al que debiera vender el segmento generación para cubrir sus costos medios de producción y los costos no cubiertos asociados a la inversión).

El beneficio o perjuicio que obtiene la demanda debido a la disminución o aumento en los costos de compra (retiro) a costo marginal del sistema se presentan en la siguiente tabla.

**Valor Actual de Retiros a Costo Marginal en millones US\$ al 2014.**

Escenario	Bolivia	Chile	Colombia	Ecuador	Perú	Total	Diferencia respecto Escenario Base
Base	-909	-11,182	-12,575	-6,840	-10,257	-41,763	0
1	-909	-11,182	-13,032	-6,076	-10,067	-41,266	497
2	-909	-8,803	-14,113	-6,686	-12,552	-43,063	-1,300
3	-1,541	-8,483	-14,031	-6,660	-12,456	-43,171	-1,408

Se puede observar que desde el punto de vista de la demanda el escenario 1 es el más favorable, y por el contrario, el escenario 3 es el que presenta el mayor perjuicio en este sentido.

En la siguiente tabla se comparan los beneficios económicos en el lado de la demanda para cada país al considerar costos de oportunidad para el gas natural, en escenarios equivalentes a los escenarios base, 1, 2 y 3. Se observa un mayor perjuicio desde el punto de vista de la demanda, lo que obedece a los mayores costos de producción de las centrales que operan con gas natural, lo que bajo un esquema de compras a costo marginal se traduce en un aumento en el valor de los retiros valorizados a dicho costo.

**Valor Actual Retiros a Costo Marginal (Sensibilidad GN) en millones US\$ al 2014.**

Escenario	Bolivia	Chile	Colombia	Ecuador	Perú	Total	Diferencia respecto Escenario Base
Base	-3,741	-9,519	-14,313	-8,082	-14,844	-50,499	0
1	-3,741	-9,519	-16,098	-7,683	-14,122	-51,162	-663
2	-3,741	-8,512	-16,980	-8,216	-16,183	-53,631	-3,132
3	-3,708	-8,548	-17,194	-8,297	-16,451	-54,198	-3,699

**4.3.3 Beneficios económicos a nivel social**

El beneficio económico social, se puede cuantificar como el ahorro en costos que se logra obtener con las interconexiones eléctricas internacionales propuestas, comparándolas con los costos de inversión de dichos enlaces.

En las siguientes tablas se presenta el valor actual de costos de operación y falla en los escenarios analizados, para los casos con y sin sensibilidad del GN. Dichos costos de operación corresponden a los costos variables, tanto combustibles como no combustibles, en los cuales incurren las distintas centrales en cada escenario de interconexión, además del costo de falla producido al valorizar la energía no servida. Por lo tanto, la diferencia de los costos de operación y falla totales, en cada escenario con respecto al escenario base, corresponde al ahorro de costos producido por las interconexiones propuestas en cada uno de dichos escenarios.

**Valor Actual Costos de Operación y Falla en millones US\$ al 2014.**

Escenario	Bolivia	Chile	Colombia	Ecuador	Perú	Total	Diferencia respecto Escenario Base
Base	492	7,482	1,061	910	2,873	12,819	0
1	492	7,482	1,043	670	2,957	12,643	-175
2	492	4,087	1,261	951	4,004	10,793	-2,025
3	660	3,579	1,245	929	4,006	10,420	-2,399

Se puede observar que a medida que existen más interconexiones los costos de operación disminuyen, lo que se explica por el reemplazo de generación cara por otra más barata disponible en aquellos países con menores costos de producción.

**Valor Actual Costos de Operación y Falla (Sensibilidad GN) en millones US\$ al 2014.**

Escenario	Bolivia	Chile	Colombia	Ecuador	Peru	Total	Diferencia respecto Escenario Base
Base	1,668	7,188	1,221	1,051	4,416	15,544	0
1	1,668	7,188	1,334	910	4,076	15,176	-368
2	1,668	4,323	1,532	1,099	5,578	14,200	-1,343
3	1,622	4,373	1,643	1,097	5,564	14,299	-1,244

En el caso de la sensibilidad del GN los beneficios en términos de ahorro de costos disminuyen, esto debido a que los costos de producción de energía eléctrica, en particular aquellos cuyo insumo de

combustible es el gas natural, no tendrán diferencias relevantes para el despacho económico en los sistemas involucrados.

Por otra parte, se determinó el valor actualizado de las inversiones, lo que junto con los costos de operación y falla de cada uno de los sistemas eléctricos en cada escenario de interconexión, se logra obtener una función de costos sociales la cual simula lo que haría un planificador centralizado, con el objeto de buscar la mejor opción de desarrollo que permita minimizar el gasto realizado en la economía. Dicha función de costos de cuantifica mediante el valor actual de costos (VAC), la cual incluye los costos de inversión, operación y mantenimiento de los enlaces internacionales y las ampliaciones necesarias realizadas en los sistemas de transmisión locales ( $I_{TX} + CO\&M_{TX}$ ), el valor presente de los costos de operación y falla de cada uno de los sistemas eléctricos (COPEF) y el valor residual ( $RESIDUAL_{TX}$ ) de las inversiones en transmisión dado porque la evaluación económica es hasta el año 2022, considerando una vida útil de 30 años y una tasa de descuento de 10%.

De esta manera, se puede obtener el diferencial de los costos en que incurre cada proyecto de interconexión definido por los escenarios analizados, considerando como alternativa sin proyecto el Escenario Base.

#### Función de Costos del sistema por Escenario en millones US\$ al 2014.

Escenario	$I_{TX} + CO\&M_{TX}$	COPEF	Residual <sub>TX</sub>	VAC <sup>3</sup>	Diferencia respecto Escenario Base
Base	0	-12,819	0	-12,819	0
1	-240	-12,643	170	-12,713	105
2	-405	-10,793	328	-10,870	1,948
3	-459	-10,420	387	-10,492	2,327

Se observa que el escenario más favorable desde el punto de vista de la función de costos de planificación social es el Escenario 3 con un beneficio neto de 2,327 millones de dólares con respecto al Escenario Base. A su vez, el Escenario 1 es el que presenta el menor beneficio neto con 105 millones de dólares. En la siguiente tabla se muestra el valor actual de costos del sistema e inversiones en transmisión para los escenarios con precios de oportunidad para el gas natural.

#### Función de Costos del sistema por Escenario con Sensibilidad GN, en millones US\$ al 2014.

Escenario	$I_{TX} + CO\&M_{TX}$	COPEF	Residual	VAC	Diferencia Respecto Escenario Base
Base	0	-15,544	0	-15,544	0
1	-240	-15,176	170	-15,245	298
2	-405	-14,200	328	-14,277	1,266
3	-459	-14,299	387	-14,371	1,172

<sup>3</sup>  $VAC = I_{TX} + COPEF + CO\&M_{TX} - RESIDUAL_{TX}$

Se puede observar que los escenarios con precios de oportunidad para el gas natural, presentan una disminución en el beneficio neto comparado con los escenarios anteriores, a excepción del escenario 1, lo que se explica como consecuencia del aumento en el precio del gas natural para aquellos sistemas eléctricos con una participación importante de dicho hidrocarburo en los parques de generación.

#### 4.3.4 Beneficios ambientales

La integración permite disminuciones de las emisiones de gases efecto invernadero. Si bien es necesario señalar que las emisiones de CO<sub>2</sub> fueron estimadas de manera muy aproximada en el marco del carácter de prefactibilidad del estudio, no es menos cierto que se constató disminuciones de magnitud interesante, crecientes en la medida que los escenarios de interconexión se hacen más integradores, situación que debe ser verificada con estudios más específicos al respecto. No cabe duda que éste es un elemento que debiese ser incorporado en futuras negociaciones de intercambios de energía, en atención a los impactos positivos o negativos en la reducción del efecto invernadero que puede generar una determinada interconexión eléctrica.

Para estimar las emisiones de CO<sub>2</sub> en cada escenario se utilizaron factores de emisión “tipo” de CO<sub>2</sub> para las centrales térmicas convencionales que operan en cada sistema eléctrico según su tecnología (carbón, gas natural, diesel, etc.). Estos factores fueron obtenidos del informe del IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*). Para las centrales que operan con mezcla de combustibles fósiles se consideró el factor de emisión del combustible principal (Por ejemplo, para centrales diesel-fuel se considera el factor de emisión correspondiente al diesel, así como también para todos los derivados del petróleo). Los factores de emisión utilizados se presentan en la siguiente tabla.

**Factores por tecnología para estimación de emisiones CO<sub>2</sub>**

Tipo de Central	Factor de CO <sub>2</sub>	Unidad
Carbón	2.64	TonCO <sub>2</sub> /Ton
Gas Natural	0.06	TonCO <sub>2</sub> /MMBtu
Diesel	3.18	TonCO <sub>2</sub> /Ton

La siguiente tabla muestra las emisiones totales de CO<sub>2</sub> en cada escenario de interconexión durante el período de planificación considerado.

**Emisiones de CO<sub>2</sub> por Escenario periodo 2014-2022.**

Escenario	CO <sub>2</sub> Emitido (kTCO <sub>2</sub> )					Total	Diferencia respecto Escenario Base
	Bolivia	Chile	Colombia	Ecuador	Perú		
Base	40,154	190,996	61,910	21,370	75,001	389,431	0
1	40,154	190,996	64,756	16,599	77,356	389,860	429
2	40,154	113,541	71,627	23,255	107,498	356,075	-33,356
3	53,572	96,307	70,974	22,773	107,575	351,202	-38,229

La situación más favorable respecto del efecto invernadero para el conjunto de los países está representada por el escenario 3, debido a que, en dicho escenario, una cantidad importante de la generación eléctrica mediante el uso de carbón y diesel en el SING-Chile se reemplaza (respecto del escenario base) por generación eléctrica importada desde el resto de los países. Es decir, no obstante la

venta de energía a menores precios al mercado del SING-Chile provocaría, en términos esperados, un aumento de las emisiones de CO<sub>2</sub> en los otros países (situación que debiera estar considerada al momento de establecer costos de transferencias bajo un escenario de interconexión), dichas transacciones permitirían una disminución global de las emisiones totales de CO<sub>2</sub>.

En la siguiente tabla se muestran las emisiones totales de CO<sub>2</sub> para los escenarios con la sensibilidad de precios de oportunidad para el gas natural, durante el período de planificación considerado.

**Emisiones de CO<sub>2</sub> por Escenario periodo 2014-2022 Sensibilidad GN.**

CO <sub>2</sub> Emitido (kTCO <sub>2</sub> )							
Escenario	Bolivia	Chile	Colombia	Ecuador	Peru	Total	Diferencia respecto Escenario Base
Base	41,446	180,269	64,250	22,080	74,901	382,946	0
1	41,446	180,269	74,458	21,017	69,003	386,193	3,247
2	41,446	117,969	78,575	24,848	97,528	360,365	-22,580
3	40,489	119,711	78,094	24,520	97,330	360,145	-22,800

En el caso de la sensibilidad del Gas Natural, se puede ver que también que el escenario 3 constituye el mejor escenario en términos de emisiones, sin embargo las emisiones en dicho escenario son cercanas a las del escenario 2, ya que al pasar del escenario 1 al 2 es donde se registra la mayor baja de emisiones, las cuales corresponden a Chile.

Para la valorización de las emisiones de CO<sub>2</sub> en términos de bonos de carbono, se utilizó la proyección del “*European Climate Exchange*” para Diciembre del 2012, equivalente a 13.32 €/Ton, lo cual en dólares entrega un valor de 19.9 US\$/Ton (Octubre 2009). Los valores que se presentan en la siguiente tabla corresponden a la valorización del CO<sub>2</sub> desplazado por llevar a cabo los respectivos proyectos de interconexión. En los casos que se presenta un aumento en las emisiones de CO<sub>2</sub>, se considera que el desplazamiento de CO<sub>2</sub> es nulo, por lo tanto no se obtiene un beneficio al respecto.

**Valorización de CO<sub>2</sub> por Escenario periodo 2014-2022.**

Valorización CO <sub>2</sub> Desplazado con respecto Escenario Base (millones US\$)						
Escenario	Bolivia	Chile	Colombia	Ecuador	Peru	Total
Base	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	61	0	61
2	0	884	0	0	0	884
3	0	1,073	0	0	0	1,073

Se puede observar que tanto para los casos con y sin sensibilidad de Gas Natural los principales beneficios por concepto de desplazamiento de emisiones de CO<sub>2</sub> vienen dados por la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en Chile.



**Valorización de CO<sub>2</sub> por Escenario periodo 2014-2022 Sensibilidad GN.**

Valorización CO <sub>2</sub> Desplazado con respecto Escenario Base (millones US\$)						
Escenario	Bolivia	Chile	Colombia	Ecuador	Peru	Total
Base	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	13	77	89
2	0	699	0	0	0	699
3	10	682	0	0	0	692

**4.3.5 Beneficios totales**

En los siguientes cuadros se presentan los beneficios totales para cada uno de los escenarios de interconexión eléctrica analizados, junto con la sensibilidad de precios de gas natural.

El beneficio total corresponde a los beneficios obtenidos de los diferenciales entre los escenarios base y los escenarios de interconexión 1, 2 y 3, de los costos de inversión más los costos de operación y falla, es decir, de la función de costos sociales; agregando el beneficio obtenido por la venta de bonos de carbono según la valorización realizada de las toneladas de CO<sub>2</sub> desplazadas.

**Beneficios sociales totales por Escenario en Millones de US\$.**

Escenario	Beneficio Social	Beneficio Ambiental	Beneficio Total
Base	0	0	0
1	105	61	166
2	1,948	884	2,833
3	2,327	1,073	3,400

**Beneficios sociales totales por Escenario en Millones de US\$ (Sensibilidad GN).**

Escenario	Beneficio Social	Beneficio Ambiental	Beneficio Total
Base	0	0	0
1	298	89	387
2	1,266	699	1,965
3	1,172	692	1,864

Los resultados obtenidos muestran que en los escenarios 2 y 3 (que consideran la interconexión con Chile) los beneficios ambientales contribuyen aproximadamente en un 31 % de los beneficios totales en el caso de utilizar precios nacionales del gas y en 36 % en el caso de utilizar los precios de oportunidad del gas.

## 5 MARCO REGULATORIO PARA LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD

El desarrollo efectivo de transacciones internacionales de energía entre los países que participan del análisis de interconexiones eléctricas, requiere de la revisión de los aspectos regulatorios que viabilizan los intercambios comerciales de energía eléctrica. Identificar las diferencias y concordancias de los mercados eléctricos locales, permite visualizar las variables relevantes que deben ser abordadas para lograr una integración eléctrica en armonía con las particularidades de cada uno de dichos mercados.

### 5.1 Obstáculos y Asimetrías para el desarrollo de las interconexiones

Uno de los principales obstáculos para el desarrollo de las interconexiones y potenciales intercambios comerciales, es la eventual dependencia de energía eléctrica por el lado del potencial país comprador de los volúmenes de energía provenientes de otro país, lo cual desplazaría la instalación de capacidad de generación en su propio país, preocupación que se acrecienta si surgen eventos de no cumplimiento de las entregas comprometidas. Por otra parte, no respetar los compromisos que surgirían de los contratos de intercambio, en el sentido de no permitir la entrega al otro país independiente de las necesidades de la demanda del país oferente, puede provocar no cumplir los pagos comprometidos.

A continuación se resumen los principales obstáculos y asimetrías detectados para el desarrollo de las transacciones internacionales de electricidad entre los países de la región y se sugieren las soluciones para avanzar hacia una integración, al menos a nivel comercial, de los mercados eléctricos que operan en ella.

#### 5.1.1 Marco Institucional

El primer obstáculo que enfrenta el desarrollo de las transacciones internacionales de electricidad en la región es la ausencia de instituciones o instancias que permitan: a) proponer y adoptar las reglamentaciones comerciales y técnicas necesarias para viabilizar el mercadeo internacional de electricidad y operar los sistemas de interconexión internacional, incluyendo la armonización de las mismas con las reglamentaciones nacionales, b) programar, realizar y supervisar la realización de las transacciones internacionales y efectuar la liquidación comercial de las mismas, y c) coordinar una planificación indicativa de los sistemas interconectados de la región que coadyuve al desarrollo del mercado eléctrico regional.

En este sentido, se propone aprovechar la experiencia de la Decisión 536 para establecer un marco institucional que permita viabilizar las transacciones internacionales de electricidad en la región para tres instancias:

*Instancia Regulatoria:* El GTOR (Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores de la Comunidad Andina) podría ser la instancia en la cual se podrían proponer y adoptar las reglamentaciones requeridas para viabilizar las transacciones internacionales de electricidad. Sin embargo, para tal efecto convendría reforzar su capacidad operativa con un grupo técnico permanente apropiado.

*Instancia Operativa y Administradora:* Para la puesta en marcha de un esquema multilateral de transacciones entre los países correspondería conformar una instancia regional independiente administradora y operativa encargada del predespacho, despacho, posdespacho y liquidación de las mismas, con capacidad operativa y grupo técnico propios. En este estudio este organismo se le denomina Instancia Operativa y Administradora (IOA). Para el planteamiento e iniciación de operaciones del mismo, XM (Expertos en Mercados S.A. de Colombia) y CENACE (Centro Nacional de Control de Energía de Ecuador) podrían efectuar y supervisar las recomendaciones iniciales del caso con el fin de ser discutidas y adoptadas conjuntamente con los demás entes operadores y administradores de los mercados en los países.

*Instancia de Planeamiento Indicativo:* En el GOPLAN (Grupo Técnico de los Organismos Planificadores de los Sectores Eléctricos de los países miembros de la Comunidad Andina) podría institucionalizarse la preparación y coordinación de un plan de referencia regional que ilustre la prospectiva del desarrollo coordinado de los sistemas de generación y transmisión nacionales e internacionales y de los intercambios internacionales de electricidad.

### **5.1.2 Inversiones, cargos y servicios de transmisión**

Para el caso de los sistemas de transmisión locales, en todos los países la actividad de transmisión eléctrica está regulada para viabilizar la prestación de este servicio a los agentes nacionales participantes en el mercado y aun cuando estas pueden aplicarse o adaptarse al servicio de transmisión para importaciones y exportaciones no necesariamente aplicarían para el tránsito de la electricidad por el sistema de cada país. Este es un aspecto a regular si se quieren regionalizar las opciones de transacciones internacionales multilaterales entre los países de la región.

### **5.1.3 Transacciones de Electricidad en Intercambios de Oportunidad**

Los principales obstáculos y asimetrías identificadas para la realización de transacciones internacionales de electricidad en intercambios de Oportunidad o Flexibles, y las acciones posibles para resolverlas, son los siguientes:

- i. Los precios de oportunidad de la electricidad en países exportadores son superiores y en los países importadores inferiores cuando las transacciones regionales se incluyen en el despacho económico nacional contribuyendo a la formación del precio. Esta constituye una regla de mercado que se considera necesaria con el fin de garantizar la no discriminación entre los mercados nacionales (por ejemplo, los agentes compradores en un mercado nacional exportador tendrán el mismo precio ocasional que el precio de la energía exportada ocasionalmente). Este hecho no es favorable ni para los consumidores en el país exportador ni para los generadores en el país importador, por lo cual deben analizarse acciones apropiadas para establecer compensaciones en los mercados desfavorecidos con recursos provenientes de los beneficios que se obtienen de las transferencias internacionales de electricidad.
- ii. El acuerdo comercial de transacciones internacionales de electricidad entre Colombia y Ecuador es exclusivamente de transacciones de oportunidad, y ha generado apreciables rentas de congestión por limitaciones en la capacidad de transmisión para realizar los intercambios. Estas rentas han sido distribuidas entre los dos países mediante acuerdos específicos, como es la práctica normal para este tipo de transacciones, y ello ha originado discusiones, desacuerdos y negociaciones políticas. En el futuro estas rentas podrían redistribuirse por medio del mercado de contratos regionales para importación/exportación de electricidad, si se reglamentan el uso por parte de los agentes de la capacidad de interconexión entre estos dos países y los cargos correspondientes. Existe un potencial de intercambios de electricidad muy atractivo entre los países objeto del estudio pero, de no viabilizar los contratos para el intercambio internacional de la electricidad entre los agentes (al menos los del tipo "Financiero" y los "Flexibles"), las rentas de congestión seguirán generándose, sobre todo al incluirse la interconexión con Chile, pudiendo presentarse obstáculos similares a las indicadas antes entre Colombia y Ecuador para la distribución de las rentas de congestión.
- iii. Deben tenerse en cuenta consideraciones significativas de política energética para desarrollar interconexiones económicas entre Chile, Perú y Bolivia. Estos últimos dos países deberían evaluar sus potencialidades en gas natural y energía hidroeléctrica que pudiesen ser económicamente desarrollados para exportar electricidad a Chile u otros países.

- iv. Colombia con Panamá y Perú con Brasil se encuentran en el proceso de interconectar sus sistemas o lo están estudiando (incluyendo el desarrollo de potencial hidroeléctrico en el caso de Perú y Brasil) permitiendo intercambios bilaterales futuros de electricidad o con el Mercado Eléctrico Regional (MER) centroamericano. En tales casos, los acuerdos para el intercambio de electricidad se encuentran en discusión o estudio. Asimismo Colombia con Venezuela cuentan con interconexiones eléctricas y Chile con Argentina una central dedicada al SING en el segundo país. Este hecho podría introducir requisitos adicionales para el desarrollo de intercambios regionales entre los países objeto del Estudio.

**a) Transacciones de Electricidad en Intercambios Firmes**

Los principales obstáculos y asimetrías detectadas para la realización de transacciones internacionales de electricidad en intercambios firmes, y las acciones posibles para resolverlas, son los siguientes:

- Los criterios de confiabilidad de suministro de electricidad, las condiciones para declarar la escasez eléctrica y las prioridades para establecer eventuales racionamientos de electricidad difieren entre los países objeto del estudio. En particular en varios países se han regulado conceptos de capacidad o potencia firme, que deben respaldar los contratos firmes, mientras que en otros (i.e Colombia) se estableció el concepto de energía firme que se transa en un mercado separado. Estos elementos deberán homologarse, al menos para las transacciones internacionales, y armonizarse para la viabilización de la contratación en firme de dichas transacciones asociadas a energía y/o potencia.
- Las leyes, regulaciones y políticas que dan prioridad al suministro nacional de electricidad o controles de precios en el mercado mayorista (incluyendo subsidios a los combustibles usados para generación eléctrica) pueden imponer asimetrías que dificulten las transferencias regionales de electricidad. Las prioridades nacionales de suministro en caso de racionamientos y las metodologías para establecer condiciones de escasez o similares tendrían que armonizarse entre todos los países con el fin de viabilizar la contratación de intercambios internacionales “firmes” o permanentes. Para este efecto convendrá acordar el tratamiento no discriminatorio y bajo condiciones de igualdad de los contratos establecidos para el suministro nacional con respecto a los contratos de exportación de electricidad.
- Colombia y Ecuador tienen un acuerdo sobre transacciones internacionales de energía ocasional la cual se transa únicamente entre los operadores de los dos mercados (XM y CENACE), aún no se permiten intercambios regionales bilaterales entre agentes de los dos mercados (Generadores y Distribuidores-Comercializadores). Esto podría interpretarse como que los agentes tienen barreras para ingresar al enlace internacional. Este asunto podría ser analizado y revisado con el fin de permitir transacciones internacionales entre los agentes de los mercados de estos países y de los demás países de la región, con el fin de evitar un obstáculo potencial al desarrollo de las transacciones regionales y de posibles plantas eléctricas regionales futuras.
- Los contratos regionales de intercambios internacionales de electricidad en “firme” requieren tener asociados Derechos de Transmisión, como los son los que estarían asociados al desarrollo de plantas regionales nuevas. La asignación de dichos derechos requiere de la reglamentación correspondiente y de la previsión de medidas tendientes a evitar el posible abuso de poder de mercado por parte de los agentes participantes. Adicionalmente, sobre este aspecto convendrá establecer metodologías apropiadas para realizar pronósticos basados en el planeamiento de largo plazo de la expansión de los sistemas regionales de generación-transmisión con el fin de suministrar a los agentes información adecuada de las cantidades y precios de los Derechos de Transmisión que podrían asociarse a desarrollos potenciales de plantas regionales.

- La demanda individual de los distribuidores, comercializadores y grandes consumidores es generalmente pequeña, en forma tal que los procesos competitivos individuales de los agentes compradores podrían originar volúmenes menores de contratación de la electricidad, que no permitirían garantizar el desarrollo de plantas regionales de gran capacidad instalada (del orden de 300 MW o más). Por esta razón convendría implementar reglas y procesos competitivos para compras simultáneas coordinadas para múltiples agentes compradores que impliquen mayores volúmenes de compraventa de electricidad.

## 5.2 Requisitos para el desarrollo de las interconexiones internacionales

Para que el sector eléctrico de cada país pueda interactuar con los otros países sin afectar significativamente sus mercados eléctricos para no crear distorsiones ni trabas antieconómicas al desarrollo de las transacciones regionales de electricidad, se propone adoptar los requisitos que se resumen a continuación:

### 1) Permitir los intercambios internacionales y promover la eficiencia

- a) En lo posible, la normativa de cada país debe permitir las compras y ventas de energía eléctrica entre empresas ubicadas en distintos países,
- b) La normativa de cada país debe incentivar la eficiencia operativa y contractual, de forma tal de promover que la compra de energía eléctrica, particularmente para el cubrimiento de la demanda de los mercados regulados, sea al menor precio disponible independientemente de la localización de dicha generación, ya sea fuera o dentro del país.
- c) En concordancia con el punto anterior, la normativa de cada país debe incentivar que los beneficios obtenidos por las transacciones regionales de electricidad sean trasladados a los usuarios.

### 2) No discriminación y reciprocidad

- a) Proceder de acuerdo al principio de no discriminación respecto de demandantes y oferentes de los países, permitiendo a las empresas habilitadas comprar de una empresa de otro país y vender a una empresa de otro país, haciendo uso de las interconexiones internacionales.
- b) Las limitaciones a los intercambios en las interconexiones internacionales, y por lo tanto a las transacciones regionales, deben basarse en criterios de calidad y seguridad acordados para la región. Esto significa que no se impondrán trabas (ya sean físicas o tarifarias) a los intercambios de energía eléctrica que involucren a empresas localizadas en otros países, excepto en los casos en que estas transferencias afecten la seguridad y calidad de servicio, de acuerdo a los criterios acordados, o la seguridad o integridad de personas o instalaciones.

### 3) Respetar los contratos

En la medida que los contratos son la herramienta que permitirán viabilizar el desarrollo de plantas de generación regional y a través de ellas la expansión de la transmisión regional, deben ser administrados cuando corresponda como un compromiso firme con la misma prioridad de cumplimiento que para los contratos nacionales. Esto cumple con el principio de no discriminación y permite convertir la seguridad de abastecimiento de un ámbito nacional a un ámbito de cubrimiento y respaldo regional. En consecuencia, los compromisos que surjan de acuerdos libres de un agente del país y una empresa de otro país deben ser respetados en ambos países salvo condiciones de falta de capacidad de transmisión o restricciones por los criterios de calidad y seguridad. A nivel de los acuerdos regionales se deberá establecer las excepciones en que se habilita la interrumpibilidad de los contratos en función de los tipos de transacción (firmes de largo plazo o no firmes).

**4) Despacho económico incluyendo la oferta y demanda que originan las transacciones regionales de electricidad**

La generación y demanda que surjan de los intercambios regionales de electricidad deben ser tratados como generación y demanda adicional que se agregan en cada mercado nacional, con su precio ofertado cuando corresponda. Las operaciones regionales que resulten de los contratos y de las operaciones de oportunidad deben ser incorporadas como compromisos de inyección y retiro en cada país en la correspondiente interconexión internacional.

**5) Respetar la coordinación operativa y del Servicio de Transmisión Regional**

Las instalaciones pertenecientes a los sistemas de interconexión internacionales deberán ser operadas por los operadores nacionales bajo las condiciones acordadas a nivel regional.

**6) Respetar los criterios generales de seguridad y calidad que se acuerden a nivel regional**

Se deben establecer las normas y procedimientos operativos y técnicos para definir los valores a asignar a los parámetros de desempeño (tensión, frecuencia, etc.) y las reglas de coordinación de la operación para mantener los criterios acordados. Los procedimientos y normas de operación técnica de cada operador deben incorporar los requisitos técnicos en las redes de interconexión internacional, incluyendo el compromiso de mantener normas y procedimientos operativos y técnicos que den prioridad a los criterios acordados, así como procedimientos en la programación y el tiempo real que garanticen su cumplimiento.

**7) Acceso abierto a la transmisión**

Permitir el acceso abierto a la capacidad remanente de la red de transmisión del país, y establecer tarifas basadas en costos económicos y no discriminatorios.

**8) Recursos para Coordinación de la Operación**

Contar con los sistemas de medición y enlaces de comunicación necesarios para realizar la tarea de administración de los intercambios, coordinación de la interconexión, y para mantener la operación dentro de los márgenes de seguridad y calidad acordada.

**9) Acceso abierto a la información**

El acceso a la información relevante del sistema y de los mercados debe estar garantizado en los acuerdos regionales mediante los cuales se deberán establecer el conjunto de información mínima que cada operador nacional debe poner a disposición. Para cumplir este requisito, los acuerdos regionales deberán definir ese conjunto de información mínima y establecer el compromiso que cada país habilite su Base de Datos, con dicha información, para que puedan acceder todos los agentes de los mercados de la región.

### **5.3 Beneficios esperados de los intercambios internacionales**

Los principales beneficios que se esperan obtener de la institucionalización de las regulaciones y viabilización de los intercambios y transacciones internacionales de electricidad son los siguientes.

- Mayor competencia en los mercados eléctricos de corto plazo al incorporarse más oferentes en los mercados nacionales, permitiendo ahorros en los costos de operación, mantenimiento y combustibles asociados a la generación eléctrica en la región.
- Mejor calidad de servicio, producto de una infraestructura de transmisión con respaldo entre países vecinos y aplicación sistemática gradual de criterios uniformes regionales de calidad y seguridad

- Mejora en los modos de compartir servicios auxiliares, reservas y respaldos, llevando también a mejoras en la calidad del servicio.
- A más largo plazo, cuando se considere oportuna la contratación de intercambios internacionales y se logre una mayor integración del mercado regional, se podrán obtener beneficios por mayor competencia en los mercados eléctricos de largo plazo permitiendo ahorros en los costos de expansión de la capacidad de generación eléctrica en la región.

Las regulaciones y los esquemas de mercado asociados a los intercambios internacionales deben establecer los mecanismos para que estos beneficios sean compartidos tanto por los agentes que participan en los mercados de electricidad, quienes podrán desarrollar negocios más atractivos, como por todos los consumidores, sean clientes de los mercados regulados o grandes consumidores, para los que las regulaciones nacionales permitan el acceso a compras a nivel mayorista.

## 6 DISEÑO COMERCIAL DE LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA

En la medida que los países se vayan integrando eléctricamente (es decir, a medida que se vayan acoplando los mercados locales), las rentas de congestión irán disminuyendo paulatinamente, hasta eventualmente desaparecer cuando se logre una integración completa de los países. Este hecho hace que no sea factible financiar los enlaces internacionales en el largo plazo mediante las rentas de congestión. Es por ello, que es necesario otro tipo de mecanismo que incentive a los agentes del mercado a invertir en dichas interconexiones internacionales en el largo plazo. Dicho mecanismo debería basarse en la fuerza de las señales de mercado para incentivar a los agentes generadores y distribuidores/comercializadores en el ámbito de las transacciones internacionales a invertir en la interconexión eléctrica de los países de la Comunidad Andina, lo que sugiere conectar dicho mecanismo con los contratos de largo plazo.

Existen diversas alternativas de como implementar un mecanismo que incentive las inversiones en las interconexiones internacionales. El mecanismo propuesto se basa en el establecimiento de contratos de corto y largo plazo, asociados con un sistema de derechos financieros de transmisión internacional que sean transables (o, eventualmente, un sistema de tarifas internacionales de transmisión), los que coexistirían con transacciones de oportunidad.

### 6.1 Mercado regional de contratos

La idea fundamental detrás de la proposición de establecer un mercado regional de contratos de largo plazo es el dotar a los agentes generadores y distribuidores/comercializadores de los países de instrumentos para manejar los riesgos de suministro y precio de la energía a nivel regional y posibilitar las inversiones de largo plazo en la infraestructura regional de generación y transmisión. Este mercado comprende los contratos de largo plazo entre agentes de los mercados nacionales de inyección y retiro de energía eléctrica en los nodos de la red regional previamente establecidos, validados por los Operadores de los Sistemas y/o Mercados (OS/M) locales y sujetos a las reglas para su administración y despacho establecidas entre las partes.

De acuerdo con la firmeza de entrega de la energía comprometida se proponen dos tipos de contratos regionales de largo plazo:

- (i) Contratos Firmes, que establecen prioridad de suministro para la parte compradora de conformidad, y,
- (ii) Contratos No Firmes que no establecen prioridad de suministro para la parte compradora. Los Contratos No Firmes podrán ser de dos tipos:

- a. Financieros, los cuales no afectan el pre-despacho regional y sólo se tienen en cuenta para efecto de la conciliación de transacciones, y,
- b. Físicos Flexibles, los cuales son compromisos físicos de energía que pueden ser flexibilizados en el pre-despacho regional mediante ofertas de oportunidad asociadas a los contratos.<sup>4</sup>

Los términos, precios y condiciones de los contratos regionales serán libremente pactados entre las partes compradora y vendedora y deberán especificar los precios y los volúmenes de energía contratados a nivel horario. Ambas partes de un contrato regional deberán informar diariamente, a través de sus respectivos OS/M, el tipo de contrato y suministrar la información establecida de acuerdo con el tipo de contrato.

Los contratos deberán incorporar claramente aspectos tales como:

- (i) El pago por transmisión,
- (ii) La existencia o no de pagos por no cumplimiento del contrato, tanto por motivo de fuerza mayor como otros,
- (iii) Las condiciones que se deben cumplir para considerar fuerza mayor para el no cumplimiento de los contratos,
- (iv) La forma en que se compensará (si es que existe compensación) el aumento de emisiones de CO<sub>2</sub> en el país exportador, y
- (v) La forma en que se compensará (si es que existe compensación) el aumento de emisiones de contaminantes locales en el país exportador.

Dado que los precios de los contratos son libremente pactados, ellos reconocerán todos los costos asociados, independiente del método de tarifificar electricidad que exista en cada mercado local. Sin embargo, estas diferencias regulatorias o tarifarias podrían desalinear los incentivos económicos de los contratos de corto y largo plazo, haciendo que los generadores y/o distribuidores/comercializadores incorporen una prima por mayor riesgo asociada a los contratos, lo que encarece el intercambio internacional.

Las partes de los contratos regionales serán las únicas responsables por el cumplimiento de la totalidad de las obligaciones y compromisos adquiridos en los contratos. Los contratos regionales sólo podrán celebrarse entre agentes de diferentes países miembros. La parte vendedora y/o compradora de un contrato regional deberá tener las suficientes garantías de pago para respaldar las transacciones en el mercado de oportunidad regional, cargos de servicios de transmisión y otros cargos que pudiesen resultar del cumplimiento del contrato.

En la medida que se haga más importante la integración energética de la Comunidad Andina (es decir, en la medida que se incremente el nivel de inversiones en las interconexiones internacionales y, consecuentemente, el volumen de las TIE) es posible que se alteren los incentivos a invertir en generación de los generadores en cada uno de los mercados locales (esto podría inducir a algunos generadores a considerar la posibilidad de construir mega-centrales capaces de abastecer una porción importante de la región, pero que no son económicamente factibles si se limita su abastecimiento sólo al mercado local). Esto, sin lugar a dudas, influenciaría no sólo los despachos económicos, sino también la estructura de precios de cada uno de los mercados eléctricos locales, aún cuando los contratos de intercambio de energía sean puramente financieros.

---

<sup>4</sup> Es probable que los contratos firmes se concreten más tardíamente que los otros tipos de contratos, una vez que los mercados estén más integrados (maduros).



**a) Contratos Firmes**

En un contrato firme la parte vendedora se compromete a vender energía firme a la parte compradora en el nodo de retiro designado en el contrato. La energía vendida en un contrato firme regional hará parte de las transacciones internacionales y será considerada como energía firme en el país donde se ubica el nodo de retiro de la parte compradora, conforme a criterios de seguridad a ser adoptados por las partes.

La energía firme deberá ser abastecida por la parte vendedora ante todo evento que NO constituya fuerza mayor. El concepto de situaciones de fuerza mayor o de escasez de la energía eléctrica en los mercados mayoristas y los criterios que eventualmente se aplicarían para priorizar el suministro local, compensando a los agentes distribuidores y grandes clientes no abastecidos de acuerdo a los contratos de suministro suscritos entre las partes, es una pieza clave del éxito del sistema de contratos firmes regionales. Por ello, se recomienda unificar dichos criterios entre los países participantes de estos contratos.

La energía comprometida en un contrato firme regional no podrá ser comprometida en un contrato nacional. La cantidad de energía firme a contratar deberá estar autorizada por la entidad reguladora nacional del país donde se encuentra localizada la parte vendedora o compradora, con base en criterios regionales de energía firme establecidos por las autoridades regulatorias de los países. Las entidades reguladoras y el OS/M de cada país, calcularán la cantidad de energía firme que puede ser transada en contratos regionales, por períodos de tiempo apropiados para cada país.

En un contrato firme regional, una de las partes (designada en el contrato) deberá ser el titular de los derechos de transmisión entre los respectivos nodos de inyección y retiro del contrato, en el sentido del nodo de inyección hacia el nodo de retiro.

De la existencia de contratos firmes regionales podría surgir la conveniencia de modificar sustancialmente los esquemas de pago por potencia firme (o de suficiencia) al interior de cada país. Por ejemplo, un país en donde se importa una cantidad muy importante de energía firme, podría tener mayores beneficios si modifica su esquema de pagos por suficiencia de modo de privilegiar reservas en giro de energía que permitan un respaldo rápido y seguro en caso de cualquier contingencia en las transacciones internacionales.

**b) Contratos No Firmes**

Los Contratos No Firmes son compromisos de inyección y retiro de energía de la red regional que no tienen prioridad de suministro para la entrega de energía en el nodo de retiro de la parte compradora. Los Contratos No Firmes pueden ser de tipo Financiero o de tipo Físico Flexible. Un Contrato No Firme de tipo Financiero no tiene asociado ningún tipo de oferta al mercado de oportunidad regional, no afecta el pre-despacho regional y sólo se tiene en cuenta para la conciliación de transacciones.

Los Contratos No Firmes de tipo Físico Flexible son compromisos físicos que son flexibilizados mediante ofertas al mercado de oportunidad regional, u ofertas de flexibilidad, efectuadas tanto por la parte compradora del contrato en el nodo de retiro como por la parte vendedora en el nodo de inyección. Las partes de un Contrato No Firme Físico Flexible deberán efectuar ofertas de flexibilidad al mercado de oportunidad por cantidades de energía iguales o menores al máximo compromiso contractual por período de mercado.

Las transacciones de energía mediante Contratos No Firmes de tipo Financiero no requieren la adquisición de derechos financieros de transmisión. Sin embargo, una de las partes del contrato podrá adquirirlos si no han sido previamente asignados. Las transacciones de energía mediante Contratos No Firmes de tipo Físico Flexible requieren la adquisición de derechos financieros de transmisión por alguna de las partes del contrato.

En caso que se estableciera un sistema de tarifas internacionales de transmisión, un Contrato No Firme de tipo Físico Flexible podría adicionalmente tener asociada una oferta de pago máximo por Cargos Variables de Transmisión (CVT, tema que se trata más adelante), donde se informa la máxima disponibilidad a pagar por los cargos por el diferencial de precios nodales asociados a la energía comprometida en el contrato.

Los Contratos No Firmes de tipo Físicos Flexibles no tienen prioridad de suministro en los mercados nacionales; los compromisos contractuales podrán ser reducidos parcial o totalmente en el pre-despacho debido a restricciones físicas en la capacidad de transmisión o por cumplimiento de criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales.<sup>5</sup>

## 6.2 Mercado de oportunidad regional

El Mercado de Oportunidad Regional tiene por objeto ofrecer a los agentes un ámbito formal y organizado para realizar intercambios de energía a nivel regional con base en ofertas de oportunidad de inyección y retiro de energía. Es un mercado de corto plazo y se basa en ofertas para inyectar o retirar energía por período, en los nodos de la red regional, las cuales se presentarían con un día de anticipación a la operación del Mercado.

Las transacciones de energía en el mercado de oportunidad regional no requieren la adquisición de derechos financieros de transmisión. Las ofertas de los agentes del mercado son informadas por los OS/M nacionales, junto con las ofertas de flexibilidad y/o las eventuales ofertas de pago máximo por CVT asociadas a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles.

Las transacciones en el mercado de oportunidad regional son producto de:

- (i) Un pre-despacho de inyecciones y retiros de energía en los nodos de la red regional, de acuerdo con un modelo de optimización de la operación económica del Sistema Eléctrico Regional, teniendo en cuenta las restricciones de la red y las ofertas recibidas; y
- (ii) La operación en tiempo real, durante la cual las inyecciones, retiros e intercambios reales de energía pueden desviarse de las transacciones programadas en el pre-despacho por eventos, regulación o contingencias en la red.

El máximo volumen de las transacciones en el mercado de oportunidad regional está restringido por la capacidad de transmisión disponible las interconexiones internacionales, considerando los límites de transferencia de la red eléctrica debido a criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales.

## 6.3 Cargos de transmisión regional

Independiente del tipo de contrato regional que se establece, se debe definir la forma como se financiará la red regional. En primer lugar, se propone definir la red de transmisión regional (Red Regional) como la red que permite realizar las transacciones internacionales de electricidad. Es decir, la Red Regional estaría formada por todas aquellas líneas que sirven a los intercambios internacionales, y comprende tanto las líneas internacionales como las nacionales que enlazan los nodos de inyección con los nodos de retiro asociados a los agentes que realizan, o pueden realizar, las transacciones internacionales. Se propone considerar parte de la Red Regional al conjunto de todas las líneas de tensión 115 kV o superior que crucen fronteras entre los países de la región y aquellas líneas nacionales que puedan influir significativamente en los flujos internacionales, con independencia de la propiedad de las mismas. El

---

<sup>5</sup> Los Contratos No Firmes de tipo Físicos Flexibles con ofertas de pago máximo por CVT serían reducidos parcial o totalmente hasta que el diferencial de precios entre los nodos de retiro e inyección del contrato satisfaga las condiciones de la oferta.

grado de injerencia que tendrá la regulación regional en las redes de transmisión nacional debiese ser el mínimo necesario para garantizar que el Servicio de Transmisión Regional se realice conforme los objetivos adoptados por los países.

Para financiar la red regional se puede utilizar un sistema de derechos financieros de transmisión internacional que sean transables o un sistema de tarifas internacionales de transmisión. Se sugiere implementar en un principio un sistema de derechos financieros de transmisión internacional que sean transables.

#### **a) Sistema de derechos financieros de transmisión internacional**

Los derechos de transmisión empoderan a quien los posee a transmitir electricidad a través de la red. Estos derechos pueden ser físicos o financieros. Si son físicos, los derechos están asociados al flujo físico en un determinado enlace. De este modo, si un agente posee un derecho de transmisión físico sobre un enlace, dicho agente tiene el derecho a usar la capacidad de transmisión o a bloquear el uso de dicha capacidad de parte de otro agente. Por el contrario, en el caso de los derechos financieros, si el dueño de los derechos de transmisión no usa la capacidad de transmisión, el operador del sistema puede reasignar dicha capacidad a otro agente. En caso de utilizar un sistema de derechos transables de transmisión internacional, se propone el uso de derechos financieros de transmisión (DFT), puesto que los derechos físicos facilitan el ejercicio de poder de mercado al impedir la participación competitiva de agentes que no poseen los DFT.

Un DFT constituye un tipo de seguro para los generadores y/o distribuidores/comercializadores de vender energía en un cierto nodo al precio de la energía en el nodo en que fue producida. El DFT se valora como la diferencia entre los precios nodales de retiro y de inyección multiplicada por la cantidad de energía contratada en dicho DFT.

Una de las ventajas de un mecanismo de DFT transables en el mercado es que la definición de la red regional pierde relevancia, puesto que todos los cambios que vayan surgiendo en la topología de la red regional se irán incorporando en el valor de transacción de los DFT. Una potencial desventaja de este tipo de mecanismo es la asignación de los derechos. Una posibilidad es subastarlos y distribuir los beneficios de las subastas entre los propietarios de las redes utilizadas para realizar las transacciones internacionales, a prorrata de las inversiones en transmisión realizadas. La asignación de dichos derechos requiere de la reglamentación correspondiente y de la previsión de medidas tendientes a evitar el posible abuso de poder de mercado por parte de los agentes participantes. Adicionalmente, se deberían establecer metodologías apropiadas para realizar pronósticos basados en el planeamiento de largo plazo de la expansión de los sistemas regionales de generación-transmisión con el fin de suministrar a los agentes información adecuada de las cantidades y precios de los DFT que podrían asociarse a desarrollos potenciales de plantas regionales.

#### **b) Sistema de tarifas internacionales de transmisión**

Alternativamente al sistema de derechos financieros de transmisión internacional se podría establecer un sistema de tarifas internacionales de transmisión. Para establecer las transacciones internacionales y determinar la componente variable de los cargos de transmisión internacional se propondría utilizar un sistema de precios nodales para determinar el que se denominaría Cargo Variable de Transmisión (CVT), que pagaría cada transacción internacional de inyección y retiro de electricidad. Los precios nodales representan los precios marginales de corto plazo de la energía en cada nodo de la red regional donde se inyecte y extraiga la energía transada y deben reflejar los costos asociados con las pérdidas marginales de energía y las restricciones de transmisión.

Todas las transacciones internacionales de energía que se lleven a cabo, bien sean en el Mercado de Contratos Regional o en el Mercado de Oportunidad Regional, deberían pagar cargos variables de Transmisión como parte de los cargos por servicios de transmisión, con base en los precios nodales, en

la siguiente forma: a) Las transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional pagarán implícitamente el CVT por cuanto se conciliarán a los precios nodales puesto que las inyecciones (ventas) y retiros (compras) de energía no cubiertas por contratos reciben y pagan respectivamente el precio en el nodo de inyección y retiro correspondiente y b) El CVT aplicable a cada transacción contractual se pagará explícitamente como la diferencia entre los precios nodales de retiro y de inyección multiplicada por la cantidad de energía transada (pudiendo ser positivo o negativo, según el caso).

El total de los Cargos Variables de Transmisión recolectados se distribuirá entre los propietarios de las redes utilizadas para realizar las transacciones internacionales, como parte de la remuneración de transmisión, a prorrata de las inversiones en transmisión realizadas.

El Sistema de Precios Nodales proporciona señales eficientes para el despacho económico a nivel regional y genera automáticamente un monto de dinero, surgido de los precios diferentes en cada nodo de la red regional, el cual se asigna a la remuneración de la transmisión, constituyendo el denominado Ingreso Tarifario. Teniendo en cuenta la diversidad de las regulaciones nacionales vigentes para tarificación de la transmisión, la creación de precios nodales se propone para el sólo efecto de la tarificación del uso de la red para las transacciones internacionales (red regional).

No obstante, este Ingreso Tarifario resulta insuficiente para cubrir los costos medios de transmisión, ya que, debido a las economías de escala en transmisión de electricidad, los costos marginales resultan inferiores a los costos medios. Si bien los precios nodales son variables en el tiempo, su monto no es en general muy importante, permitiendo cubrir solamente una fracción del costo de capital y de operación y mantenimiento de las líneas. Sólo en caso de congestiones importantes y sostenidas pueden tomar valores más elevados.

Se requiere entonces complementar el Ingreso Tarifario a través de cargos fijos, de modo de lograr remunerar adecuadamente las inversiones en este segmento del mercado, para asegurar que las ampliaciones que sean requeridas, aparezcan y lo hagan en el momento óptimo.

Los montos que se reconocerán a los propietarios de las instalaciones que forman parte de la red regional y la forma en que estos montos serán recaudados mediante cargos de transmisión, dependerá del tipo de instalaciones de que se trate, distinguiendo: (i) las ampliaciones planificadas, (ii) las ampliaciones de riesgo, y (iii) las instalaciones existentes. Para cada caso será necesario establecer, de común acuerdo entre los países participantes, tanto la metodología para determinar la remuneración total a reconocer para cada elemento de la red (cuánto se debe pagar a cada propietario de dichas instalaciones), como la metodología de asignación (consistente en cargos fijos).

Un mecanismo de tarifas internacionales de transmisión tiene la ventaja de dar las señales de inversión adecuadas a las empresas generadoras, las que tendrían incentivos a invertir en centrales eficientes, impulsando a dichas generadoras a establecer contratos de largo plazo de venta de energía entre países. Esto haría que el mercado por sí mismo tienda hacia la integración eléctrica de los países. Sin embargo, una de las dificultades de este tipo de mecanismo es la relevancia que toma la definición de la red regional, la que puede ser muy clara al comienzo, pero puede comenzar a ser cuestionada a medida que surgen seccionamientos de los enlaces internacionales con consumos locales importantes emplazados en dichos seccionamientos.

Otra desventaja importante de un sistema de tarifas internacionales de transmisión es el hecho de que la capacidad de transmisión en el enlace internacional no está asegurada para ningún agente del mercado, eventualmente incluso para aquellos agentes que poseen Contratos Firmes de intercambio de energía. En dicho caso, la capacidad de transmisión debería ser asignada entre los agentes del mercado a prorrata en base a los contratos establecidos.

## 6.4 Rentas de Congestión

Si por alguna razón se decidiera financiar las interconexiones internacionales mediante el uso de rentas de congestión (mecanismo que no es sugerido de implementar en forma permanente debido a la falta de incentivos de largo plazo de dicho mecanismo), se aconsejaría la creación de un fondo público, administrado por las autoridades regulatorias de todos los países de la Comunidad Andina, destinado a usar parte de las rentas de congestión para financiar las inversiones necesarias en la interconexión de los sistemas eléctricos de los países. El único propósito de dicho fondo público debiese ser el de financiar inversiones que aumenten la capacidad de transmisión eléctrica en las interconexiones internacionales de la Comunidad Andina (ya sea a través de nuevas interconexiones internacionales o a través de mejoras a las líneas ya existentes).

En esa situación, se sugiere asignar una parte de las rentas de congestión en los enlaces internacionales (por ejemplo, 40%) al fondo público para financiar las interconexiones internacionales y la parte restante de las rentas de congestión en todos los enlaces internacionales de la Comunidad Andina, a financiar algunos impactos económicos adversos que sufren algunos países con la integración eléctrica. Para esto último, se sugiere el siguiente procedimiento:

1. Cada país que esté interconectado estima mensualmente los costos marginales sistémicos con y sin las interconexiones internacionales;
2. Luego, se aprueban dichas estimaciones de parte de las autoridades regulatorias (o sus representantes) de todos los países que están interconectados;
3. Se valorizan los impactos económicos adversos que sufren los países por la integración eléctrica multiplicando el diferencial del costo marginal sistémico (aumento del costo marginal sistémico con TIE respecto al sin TIE) por la demanda local y sumando la valorización de los perjuicios ambientales producidos por el aumento de emisiones.
4. Se valorizan los impactos económicos positivos que perciben los países por la integración eléctrica multiplicando el diferencial del costo marginal sistémico (disminución del costo marginal sistémico con TIE respecto al sin TIE) por la demanda local y sumando la valorización de los beneficios ambientales producidos por la reducción de emisiones.
5. Si las rentas de congestión no destinadas al fondo público no superan los impactos económicos adversos, esta parte de las rentas de congestión se asigna completamente a los países con impactos económicos adversos a prorrata de la valorización de dichos impactos adversos.
6. Si las rentas de congestión no destinadas al fondo público superan los impactos económicos adversos, se asigna a cada país con impactos económicos adversos una cantidad igual a la valorización de dichos impactos adversos y el resto de esta parte de las rentas de congestión se asigna a cada país con impactos económicos positivos a prorrata de la valorización de dichos beneficios.

No obstante la propuesta anterior, cabe destacar respecto del procedimiento aludido que el cálculo de los costos marginales sistémicos con y sin las interconexiones internacionales es un ejercicio que posee importantes complejidades en su implementación, en particular, en sistemas hidrotérmicos con capacidad de regulación, en los cuales se asigna valor a los recursos hídricos mediante costos de oportunidad y/o valores estratégicos. Además, dicho cálculo se torna más complejo en la medida en que los países están más integrados eléctricamente.

Cabe recalcar que un mecanismo de este tipo (que financie las interconexiones internacionales mediante el uso de rentas de congestión) no funcionará correctamente en el largo plazo puesto que, una vez que los mercados alcancen un cierto nivel de integración en el cual las rentas de congestión no son suficientes como para financiar las anualidades de los costos de inversión y operación y mantención de

los enlaces internacionales (y/o compensar a los países que observan un alza en sus costos marginales sistémicos debido a las TIE), disminuirán los incentivos a invertir en enlaces internacionales y, consecuentemente, podrían reducirse significativamente los incentivos a firmar contratos de largo plazo para intercambiar energía entre agentes de distintos países.

## 7 CONCLUSIONES

Se ha desarrollado un estudio que analiza la interconexión eléctrica entre cinco países de la región andina: Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú. Cada uno de estos países tiene una realidad diversa desde el punto de vista económico, político, social, cultural y de perspectivas de desarrollo. Por este motivo, el desafío de lograr una integración eléctrica a nivel regional, que permita el fortalecimiento conjunto de la sostenibilidad energética, se transforma en un esfuerzo cuya complejidad recoge y depende de dicha diversidad, que por cierto, es la base de la riqueza esencial de los países andinos.

Los importantes esfuerzos que han sido planteados a través del trabajo en los distintos encuentros integradores entre los países de la región, y en concreto a través de la Decisión CAN N° 536, la cual constituye el marco jurídico comunitario para la armonización y facilitación de las interconexiones e intercambios de electricidad, han permitido obtener avances relevantes en la materia, asimismo, logran entregar un esquema concreto y sostenible para los potenciales escenarios de intercambios energéticos.

Uno de los principales aspectos del análisis desarrollado en el presente estudio, reviste en la importancia que tienen los supuestos utilizados en la modelación de la optimización de los sistemas eléctricos involucrados, en cada uno de los escenarios analizados. En efecto, la definición de las proyecciones de los precios de combustibles, la disponibilidad de los insumos de generación, la estructura de la oferta futura de generación eléctrica, las estimaciones de crecimiento de demanda eléctrica y otro tipo de consideraciones, son determinantes en el comportamiento de las principales variables resultantes que definen la dinámica de los mercados eléctricos involucrados.

Es relevante señalar que la esencia de los objetivos planteados para el presente estudio intenta determinar aquellos puntos de interconexión que, junto a instalaciones de transmisión eléctrica técnicamente factibles, permitan establecer esquemas aproximados para el funcionamiento de mercados eléctricos interconectados que operen en armonía con las regulaciones y mecanismos comerciales locales.

A continuación se indican los principales puntos de conclusiones obtenidos en el presente estudio:

### 7.1 Características, Costos y Beneficios de la Interconexión Eléctrica

El análisis y diseño de los enlaces de transmisión propuestos en el presente estudio, se basó en el dimensionamiento de capacidades que tomaran en cuenta posibilidades de concreción en el horizonte de estudio, asimismo, el uso de tecnologías eficientes para los niveles de transferencias esperados. Cabe dejar establecido, que la valorización de los costos de dichas instalaciones de transmisión es un ejercicio aproximado que toma en cuenta información actualizada de costos generales en la región.

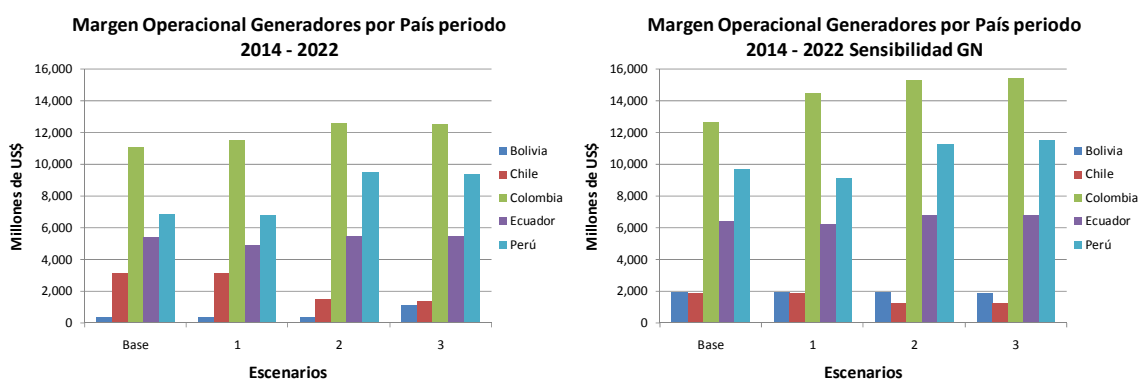
**Enlaces Internacionales de Transmisión Propuestos.**

Interconexión	Puntos de interconexión	Longitud [km]	Características	Fecha Entrada	Costo Inversión [miles de US\$]
Colombia-Ecuador	San Marcos - Jamondino 500 kV (Colombia) - Pifo 500 kV (Ecuador)	551	1.500 MW - 500 kV, AC 60 Hz.	Abr-14	210,942
Ecuador-Perú	Yaguachi 500 (Ecuador) - Trujillo 500 kV (Perú)	638	1.000 MW - 500 kV, AC 60 Hz.	Ene-15	174,427
Perú-Chile	Montalvo 500 (Perú) - Crucero 500 kV (Chile)	645	1.500 MW - 500 kV, HVDC	Ene-16	401,646
Bolivia-Chile	Chuquicamata 220 kV (Chile) - Chilcobija - Tarija 230 kV (Bolivia)	489	340 MW - 230 kV, AC 50 Hz.	Ene-17	163,735

Con el diseño de los proyectos de interconexión eléctrica entre los países involucrados, se establecieron escenarios de interconexión cuya definición se basó en el desarrollo de las actuales interconexiones para posteriormente incorporar los demás enlaces de acuerdo a plazos de construcción que pueden resultar con mayor incertidumbre. Junto con ello, y resultado de las recomendaciones de las diversas contrapartes durante el desarrollo del estudio, se modeló una sensibilidad a los escenarios definidos, que introduce precios de oportunidad de gas natural en todos los países involucrados. El objetivo de dicha sensibilidad fue establecer los niveles de dependencia de los niveles de precios de dicho hidrocarburo en los resultados económicos en cada uno de los escenarios analizados.

Una vez obtenidos los escenarios de análisis, la simulación de la operación económica de largo plazo de los sistemas eléctricos involucrados, entregó resultados económicos que permitieron cuantificar los efectos desde el punto de vista privado, a través de la obtención del margen operacional de cada uno de los generadores de los sistemas involucrados.

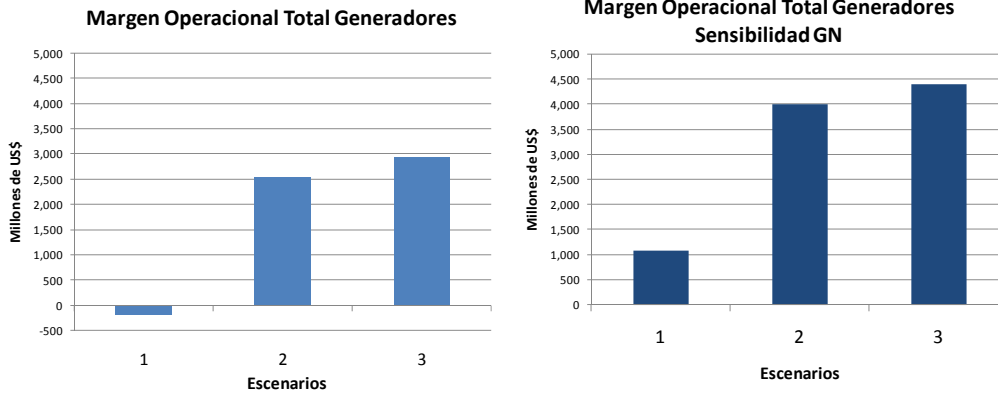
En la siguiente figura se muestra los resultados del margen operacional total para cada país, en valor actual al 2014, para los escenarios analizados junto con la sensibilidad de GN. Se observa cómo cada grupo de generadores por país obtiene resultados mayores o menores en la medida que se ponen en servicio los enlaces internacionales.



### Comparación Margen Operacional Resultante – Centrales Generadoras

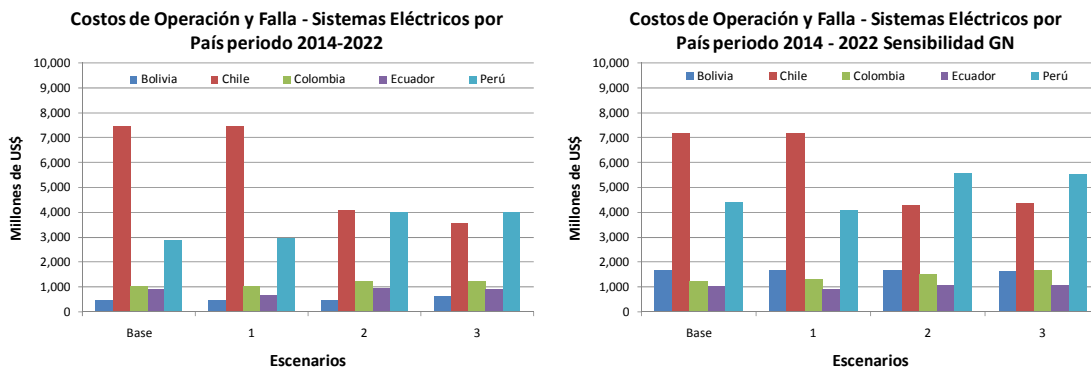
Al comparar los resultados totales de margen operacional de todos los países, en cada escenario de interconexión propuesto, versus el escenario base, se obtiene que el segmento de generación logra importantes ganancias en los escenarios 2 y 3, es decir, donde Chile se interconecta con Perú y luego con Bolivia respectivamente. Los niveles de ganancias obtenidos por el segmento privado dentro del análisis realizado permiten establecer que existen importantes oportunidades de negocio para aquellos propietarios e inversionistas en generación eléctrica, en particular para Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú.

Por lo tanto, la venta de energía eléctrica, cuantificada en términos de los ingresos por las inyecciones de las centrales generadoras al sistema, valorizadas a costo marginal y restando los costos de operación de las centrales térmicas, permiten visualizar que desde el punto de vista privado, las interconexiones regionales deberían instalarse como alternativas razonables en las perspectivas del negocio energético. Lo anterior es un punto relevante en la idea de profundizar y entregar señales que le den viabilidad a los proyectos de interconexión eléctrica entre los países de la región.



**Comparación Margen Operacional Total – Centrales Generadoras.**

La interconexión eléctrica entre los países permite transferir los costos de producción de los sistemas eléctricos, esto es porque la optimización resultante de la operación económica despachará aquellas plantas de generación con los menores costos variables del pool de centrales conectadas a los sistemas. Por este motivo, los costos de operación y falla de largo plazo, en particular para Chile (SING) disminuyen en la medida que se interconecta, primero a Perú (Escenario 2) y luego a Bolivia (Escenario 3), en contraposición, los costos para aquellos países exportadores de energía eléctrica se ven aumentados por el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, dado por los enlaces internacionales. Se ilustra en la siguiente figura, los valores de costos de operación y falla de cada sistema eléctrico para cada uno de los países en cada uno de los escenarios, junto con la sensibilidad de GN.



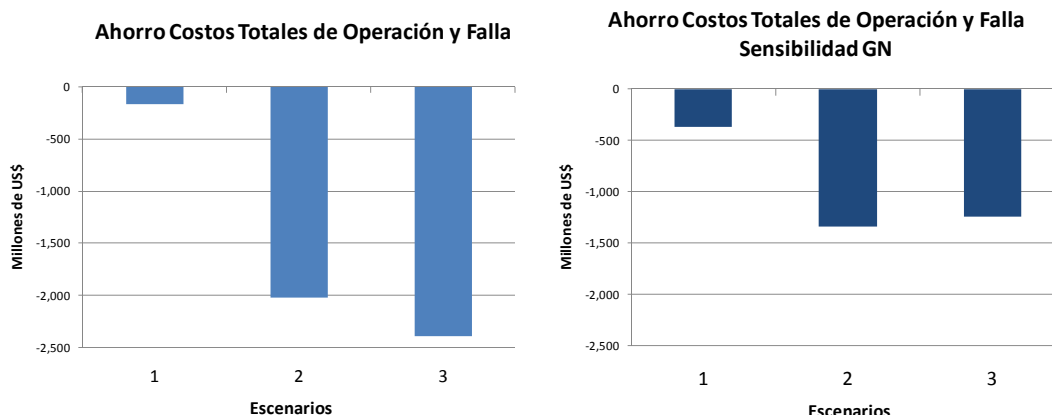
**Comparación de Costos de Operación y Falla por Sistema Eléctrico.**

Sin embargo, en términos totales, el desarrollo de interconexiones eléctricas internacionales entrega beneficios para los países involucrados, esto se ve claramente reflejado en los resultados totales obtenidos para los costos de operación y falla esperados en cada uno de los sistemas eléctricos involucrados. En otras palabras, los enlaces internacionales y la operación económica de los sistemas eléctricos en los escenarios de análisis, entrega importantes ahorros en los costos totales de producción de generación eléctrica.

En la siguiente figura se observa la comparación de los ahorros de costos en cada escenario de interconexión eléctrica, observándose el efecto que produce la conexión de Chile a los sistemas

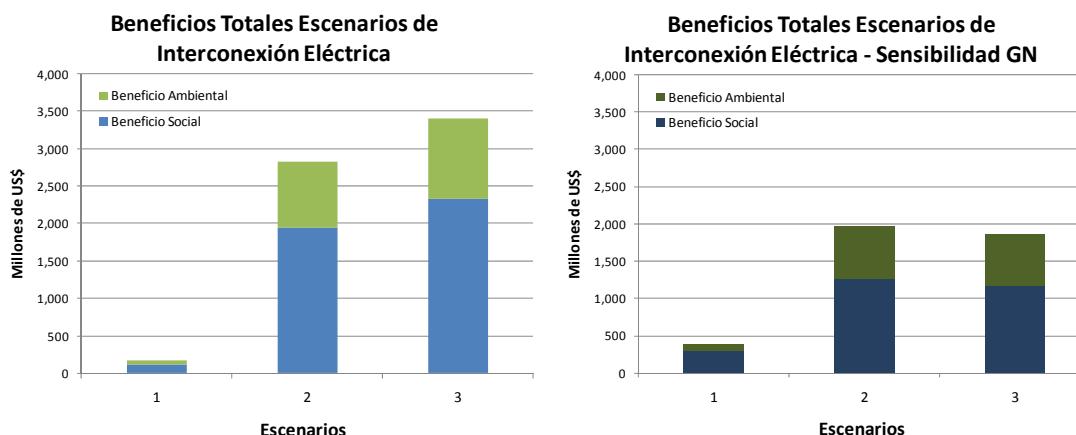


eléctricos andinos. En otras palabras, los ahorros generados son en gran medida debido a la incorporación de Chile (SING) en el pool de oferta/demanda de los países andinos.



**Ahorro en Costos de Operación y Falla Totales.**

Finalmente, al cuantificar y rescatar tanto los beneficios sociales, dado por los ahorros de costos de operación, descontados los costos de inversión de los enlaces de transmisión en cada escenario, como los beneficios obtenidos al valorizar los desplazamientos de CO<sub>2</sub> que resultan de la interconexión, se logra determinar los beneficios totales que resultan de las interconexiones eléctricas propuestas en cada escenario analizado.



**Beneficios Totales de las Interconexiones Eléctricas.**

A la luz de todos los hallazgos del estudio, es posible resumir tres conclusiones centrales desde una perspectiva económica, respecto del desarrollo de interconexiones eléctricas internacionales entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú:

- Al interconectar los sistemas eléctricos locales, se producen fuerzas de mercado relevantes, las que permiten que existan beneficios para todos los mercados eléctricos involucrados, aunque con diferentes niveles para cada uno de ellos. Esta posibilidad de obtener una situación win-win

entre los países que se interconectan eléctricamente es un incentivo tremendamente poderoso para acelerar la integración eléctrica de la Comunidad Andina.

- Las interconexiones eléctricas entregan interesantes y sustantivas señales al segmento de generación eléctrica. Las ganancias encontradas permiten sugerir que los enlaces internacionales pueden generar oportunidades de negocio relevantes y así profundizar la idea de conectar los mercados eléctricos, definiendo los mecanismos que ayuden a la factibilidad de los proyectos.
- La interconexión eléctrica de los países de la Comunidad Andina con Chile produce beneficios muy importantes, los que ampliamente superan los costos de inversión, operación y mantenimiento y perjuicios ambientales. Esto sugiere considerar la integración con Chile como un aspecto clave a considerar en la planificación de las interconexiones internacionales.
- La existencia de diferencias relevantes en los precios de los insumos de generación podrían representar una barrera para la integración eléctrica. Sin embargo, aún bajo estas condiciones restrictivas, existe la posibilidad de obtener una situación win-win entre los países que se interconectan eléctricamente. Esta conclusión se refleja en los puntos a continuación los mecanismos y alternativas recomendadas para lograr armonizar los efectos económicos de una eventual interconexión internacional.

## 7.2 Objetivos, Principios y Requisitos para la Interconexión Eléctrica

Tomando en consideración el avance previsible en la integración eléctrica regional y las dificultades y experiencias regionales sobre el avance de dicha integración, el proyecto de desarrollo de la interconexión entre los países andinos y Chile se plantea para alcanzar progresivamente los siguientes dos objetivos:

- **Objetivo inicial:** incrementar la economía y la calidad del servicio eléctrico en los países participantes y compartir beneficios mediante la aplicación de reglas claras para los intercambios internacionales de Oportunidad e implementación de instrumentos que permitan manejar los riesgos asociados al precio de la electricidad a nivel regional consistentes en contratos “Financieros” asociados a los intercambios internacionales, y
- **Objetivo de mediano y largo plazo:** fortalecer y hacer más eficiente el abastecimiento eléctrico regional mediante la implementación de instrumentos que permitan manejar riesgos asociados al precio y al suministro de electricidad a nivel regional consistentes en contratos de intercambios internacionales “Flexibles” y “Firmes”, éstos últimos implementados en forma tal que posibiliten el desarrollo de la capacidad generadora regional y coadyuven al refuerzo de las interconexiones internacionales.

El estudio se concentró en la forma de alcanzar estos objetivos mediante la implementación de un servicio de transmisión regional mediante una red de transmisión con múltiples propietarios, capaz de efectuar los intercambios internacionales de electricidad, y de una estructura y organización normativa, operativa y comercial que encuadre y defina las transacciones comerciales en la región, mediante un proceso de implementación gradual basado en tres principios básicos:

- **Reciprocidad** entre los Gobiernos para avanzar hacia la armonización de las reglas de los mercados de electricidad en los países buscando compatibilizar las condiciones y criterios básicos.
- **Competencia** con reglas de mercado objetivas, transparentes y no discriminatorias.
- **Gradualidad** para el desarrollo y fortalecimiento de las redes de interconexión e implementación del marco regulatorio y de los procesos comerciales asociados a los intercambios internacionales de electricidad

Para que el sector eléctrico de cada país pueda interactuar con los otros países sin afectar significativamente sus mercados eléctricos para no crear distorsiones ni trabas antieconómicas al desarrollo de las transacciones regionales de electricidad, se propone adoptar los requisitos que se resumen a continuación:

- Permitir los intercambios internacionales y promover la eficiencia
- No discriminación y reciprocidad
- Respetar los contratos
- Respetar los criterios generales de seguridad y calidad que se acuerden a nivel regional
- Acceso abierto a la transmisión
- Recursos para Coordinación de la Operación
- Acceso abierto a la información

### 7.3 Obstáculos y asimetrías

Sobre los aspectos institucionales y regulatorios pueden resumirse las siguientes conclusiones relativas a posibles obstáculos y asimetrías que se precisará resolver progresivamente para lograr una mayor integración eléctrica en la región:

- El primer aspecto por resolver se origina por la necesidad de una mayor institucionalización para el desarrollo de tres actividades principales: a) la armonización regulatoria, b) la coordinación operativa y comercial de las transacciones internacionales, y c) la coordinación de una planificación indicativa de los sistemas interconectados de la región. Se propone aprovechar la experiencia de la Decisión 536 para establecer un marco institucional que permita viabilizar las transacciones internacionales de electricidad en la región por medio de tres instancias de índole regional: Regulatoria, Operativa y Administradora y Planificadora
- El segundo aspecto se refiere a la promoción y viabilización de las inversiones en las interconexiones: las inversiones en estos sistemas han sido financiadas con un apoyo básicamente de la actividad de transmisión nacional, con enfoque principalmente estatal y con sus costos asignados a las demandas nacionales. En el futuro se requeriría implementar esquemas de cargos o peajes explícitos aplicables al uso las interconexiones internacionales y los sistemas nacionales, dentro de un concepto de “red regional”, para poder extender hasta los agentes generadores y distribuidores/comercializadores el ámbito de las transacciones internacionales y así viabilizar la posible participación privada en estas inversiones.
- El tercer tema se refiere a la necesidad de resolver los obstáculos y asimetrías identificadas para la realización de las transacciones internacionales de oportunidad, a saber:
  - i. Los precios de oportunidad de la electricidad en países exportadores se incrementan y en los países importadores se reducen, por lo cual deben analizarse acciones apropiadas para establecer compensaciones en los mercados desfavorecidos, con recursos provenientes de los beneficios que se obtienen de las transferencias internacionales de electricidad.
  - ii. Las transacciones de oportunidad pueden generar apreciables rentas de congestión por limitaciones iniciales en la capacidad de interconexión, cuya distribución puede tornarse compleja (como ha sido el caso de Colombia y Ecuador). Estas rentas podrían distribuirse considerando aplicaciones para compensar pérdidas financieras originadas por el impacto de los intercambios en los precios de los mercados, para crear un fondo

para promover temporalmente las interconexiones y por medio del mercado de contratos regionales para importación/exportación de electricidad.

- El cuarto aspecto consiste en solucionar las dificultades regulatorias y de política asociadas a la implementación, a más largo plazo, de las transacciones en intercambios firmes bajo contratos:
  - i. Se deben compatibilizar y armonizar los criterios para respaldar el suministro de energía por medio de los conceptos de capacidad y energía firme que han sido adoptados por los países.
  - ii. Las prioridades nacionales de suministro en caso de racionamientos y las metodologías para establecer condiciones de escasez o similares tendrían que armonizarse entre todos los países con el fin de viabilizar la contratación de intercambios internacionales “firmes” o permanentes, incluyendo su tratamiento no discriminatorio.
  - iii. Se deben permitir y reglamentar las transacciones internacionales entre los agentes de los mercados de los países de la región, con el fin de evitar un obstáculo potencial al desarrollo de las transacciones regionales y de posibles plantas eléctricas regionales futuras.
  - iv. Los contratos regionales de intercambios internacionales de electricidad en “firme” requieren tener asociados Derechos de Transmisión para lo cual se requiere de la reglamentación correspondiente.
  - v. La demanda individual de los agentes es generalmente menor y convendría implementar reglas y procesos competitivos para compras simultáneas coordinadas para múltiples agentes compradores que impliquen mayores volúmenes de compraventa de electricidad.
  - vi. Algunos generadores y distribuidores localizados en diferentes países son controlados por las mismas compañías privadas, lo cual implicaría la necesidad de supervisar los contratos de energía firme con el fin de evitar integración en los negocios de generación y distribución, la cual podría llegar a afectar a los consumidores finales.
  - vii. Debe promoverse el restablecimiento de la confianza en el suministro de energía después de las reducciones en el suministro de gas natural de Argentina a Chile. viii) Deben tenerse en cuenta consideraciones de política energética para desarrollar las interconexiones internacionales (por ejemplo, Perú y Bolivia cuentan con potencialidades en gas natural y energía hidroeléctrica que pudiesen ser económicamente desarrollados para exportar electricidad a otros países).
  - viii. Colombia con Panamá y Perú con Brasil se encuentran en el proceso de interconectar sus sistemas o lo están estudiando (incluyendo el desarrollo de potencial hidroeléctrico en el caso de Perú y Brasil), lo cual podría introducir requisitos adicionales para el desarrollo de intercambios regionales en firme entre los países objeto del estudio.

Respecto del diseño comercial de los intercambios de energía, es necesario algún mecanismo que incentive a los agentes del mercado a invertir en las interconexiones internacionales en el largo plazo. Dicho mecanismo debería basarse en la fuerza de las señales de mercado para incentivar a los agentes generadores y distribuidores/comercializadores en el ámbito de las transacciones internacionales a invertir en la interconexión eléctrica de los países de la Comunidad Andina, lo que sugiere conectar dicho mecanismo con los contratos de largo plazo. Si bien existen diversas alternativas de como implementar un mecanismo que incentive las inversiones en las interconexiones internacionales, se propone un mecanismo basado en el establecimiento de contratos de corto y largo plazo, asociados con un sistema de derechos financieros de transmisión internacional que sean transables (o, eventualmente,

un sistema de tarifas internacionales de transmisión), los que coexistirían con transacciones de oportunidad.

## 7.4 Recomendaciones en Políticas

Para lograr que efectivamente los sistemas eléctricos de los países involucrados logren establecer mecanismos de comercialización conjunta y coordinada se deben cumplir etapas estratégicas desde el punto de vista institucional, regulatorio y distributivo. Además, cada una de estas etapas tendrá obstáculos y situaciones que deben ser resueltas, para que los agentes dispuestos a sostener contratos internacionales de compra o venta de energía eléctrica, o aquellos inversionistas interesados en la construcción y explotación de enlaces de transmisión internacionales, logren la confianza para desarrollar dichos proyectos. Para alcanzar los objetivos propuestos se han identificado las siguientes recomendaciones asociadas al desarrollo eléctrico regional:

- A. *Establecer derechos y obligaciones de los Gobiernos:* Requiere acuerdo de política para avanzar hacia la integración eléctrica regional. En este sentido se requiere de la voluntad política de los países, para incluir en sus políticas energéticas de largo plazo y dentro de sus análisis de planificación, los potenciales escenarios de interconexión eléctrica.
- B. *Desarrollar las interconexiones internacionales y reforzar las nacionales:* Requiere diseñar reglas y acuerdos que viabilicen las inversiones en infraestructura de interconexión internacional y refuerzo nacional, de manera oportuna y sostenible dentro de un período preestablecido, permitiendo la participación privada.
- C. *Consolidar instancias regionales apropiadas y establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para el mercado eléctrico regional:* Requiere establecer las instancias de regulación, operación y administración de las transacciones y diseñar e implementar un marco reglamentario apropiado para las transacciones internacionales de electricidad, incluyendo la institucionalización supranacional de la planificación indicativa regional.
- D. *Crear condiciones e incentivos para propiciar calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de electricidad en la región:* Requiere compartir experiencias sobre reglas operativas y consensuar soluciones, logrando criterios comunes en la región de calidad y seguridad en la operación de los sistemas.
- E. *Establecer un ámbito para el desarrollo de los intercambios internacionales de electricidad:* Requiere el diseño de: i) transacciones internacionales de oportunidad para el intercambio internacional de electricidad incluyendo contratos del tipo “financiero”, y ii) transacciones internacionales de contratos del tipo “interrumpible” y “firme” para el intercambio internacional de electricidad.
- F. *Propiciar que los beneficios de las transacciones internacionales de electricidad lleguen a los consumidores de los países de la región:* Requiere establecer mecanismos para trasladar a las tarifas de los consumidores los beneficios asociados a las transacciones internacionales de electricidad.