

**IMPACTO ECONÓMICO Y SOCIAL DE
INTERCONEXIÓN SIC-SING**

INFORME FINAL

13 de Junio de 2013

Comisión Nacional de Energía

Gobierno de Chile

Trabajo realizado por los Departamentos Eléctricos y de Regulación Económica de la Comisión Nacional de Energía, con la colaboración de Javier Bustos Salvagno PhD Economía Universidad de Georgetown.

Resumen Ejecutivo

El presente informe tiene por objeto realizar una evaluación económica y social de la interconexión en transmisión entre los sistemas SIC y SING. Esta tarea posee múltiples dimensiones a considerar. La literatura internacional y nacional enseña que además de los beneficios y costos directos asociados a la operación del sistema eléctrico, lo cual ha sido tradicionalmente tenido en cuenta en la evaluación de toda expansión en transmisión, se hace necesario considerar el impacto en otros sectores de la economía así como en otras dimensiones del mercado eléctrico.

A partir de la experiencia internacional, una evaluación completa de toda expansión en transmisión a lo menos requiere considerar los siguientes cinco puntos:

- a) Impacto en costos y beneficios para el sector eléctrico, que incluyan costos de operación e inversión tanto en generación como en transmisión.
- b) Efectos sobre el nivel de competencia y riesgo del mercado eléctrico, en particular en el segmento de generación.
- c) Resiliencia ante shocks o contingencias no anticipables.
- d) Impactos sobre el Medio Ambiente
- e) Efecto sobre la composición de la matriz energética, en particular respecto de energías cuyo estímulo es parte explícita de la política energética (ERNC).

El presente informe incluye un análisis cuantitativo de aquellos tópicos donde sea posible obtener valores y estimaciones confiables, mientras que donde ello no fue factible, se llevó a cabo un análisis cualitativo, describiendo ventajas así como desventajas de los escenarios analizados. Al respecto, los ítems a)-d) han sido evaluados cuantitativamente, mientras que el punto e) incluye un desarrollo descriptivo, sin dejar de entregar una conclusión respecto del escenario más probable.

El punto a) ha sido analizado y cuantificado en el Plan de Expansión de Transmisión Troncal 2013-2014, elaborado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en enero 2013. En dicho documento se encuentran estimados los costos y beneficios directos de la interconexión para diferentes escenarios. Particularmente relevante en este punto son las diferencias de operación por tipo de central y combustible, así como cuantas centrales y demás infraestructura son posibles de ahorrar al sistema con la interconexión. El presente informe toma directamente la información disponible en el Plan de Expansión sin replicarla, no sólo en lo que respecta a este punto en particular, sino también como insumo para las estimaciones de los restantes ítems.

El punto b) es por demás relevante. La literatura internacional enfatiza que **toda expansión en transmisión debe incluir una estimación del impacto en reducción de poder de mercado**. Ello debido a que la congestión en transmisión así como la separación de sistemas eléctricos puede ser utilizado por generadores con múltiples centrales para comportarse estratégicamente en el mercado de contratos. El incremento en el tamaño del mercado a partir de una interconexión atrae nuevos participantes así como incrementa la intensidad de la competencia entre los

existentes. Adicionalmente, el incremento en competencia facilita que la reducción en riesgo del precio spot que una interconexión provoca, se traduzca en menores precios de contratos. La reducción en el riesgo de precio spot es capturada por la disminución en la varianza de los costos marginales promedio por nudo.

El presente informe utiliza un modelo de decisión de precios¹ para un generador en el mercado de contratos regulados y libres, y estima los diferenciales de precio promedio de contratos utilizando información histórica de dichos mercados. En conclusión, **producto de una disminución en el poder de mercado por mayor competencia esperada así como la reducción en el riesgo de contratación se traducen en menores márgenes de comercialización para los generadores**, que consecuentemente reducen los precios promedio de contratos.

Adicionalmente, dado que los precios promedio de los contratos libres cambian con una interconexión entre sistemas, se produce un fenómeno de “sustitución tecnológica” donde las empresas del sector productivo pueden sustituir el uso de combustibles fósiles por mayor uso de electricidad en el largo plazo. Esta sustitución constituye un beneficio económico indirecto producto de la consecuente disminución en importaciones de combustibles, menor necesidad de incrementos de capacidad de almacenamiento y transporte, entre otros. Utilizando elasticidades cruzadas de precio de largo plazo estimadas para la CNE² así como datos del Balance Energético, el presente informe calcula el ahorro en Petróleo, Gas y Diesel del sector Industrial Manufacturero y Minero producto de la interconexión. Asimismo, se consideran potenciales costos por dicho incremento en el consumo eléctrico. Finalmente, el informe incluye una discusión respecto a potenciales impactos en crecimiento y empleo de dicho cambio en precios.

El punto c) hace referencia a cómo el sistema enfrenta shocks no anticipables. Este informe incluye tres tipos diferentes de shocks: incremento de precios de combustibles, restricción en la disponibilidad de GNL y retrasos de centrales en un año respecto del plan de obras. Al respecto se procedió a utilizar los mismos datos del Plan de Expansión, agregando el shock no esperado en el año 2020.

El punto d) considera impactos en Medio Ambiente, circunscribiéndolos a cambio en el nivel de emisiones globales producto de tres fuentes: cambio en el uso de combustibles en generación eléctrica, sustitución tecnológica en industria y minería e incremento de la demanda eléctrica producto de menores precios promedio de contratos eléctricos. Cabe destacar que solamente se cuantificaron cambios en el uso de combustibles para generación eléctrica.

El punto e) incluye una descripción de las ventajas y desventajas de una interconexión sobre el desarrollo de generación en base a ERNC. Al respecto el presente informe se basa en estudios desarrollados para expansión de energía solar y eólica en el SING, así como efectos producto del cambio en precios de contratos.

¹ Bustos Salvagno, Javier (2012) “Bidding behavior in the Chilean electricity Market”. Tesis para PhD. en Economía, Georgetown University, Capítulo 2.

² Gómez-Lobo Andrés y otros (2009) "Estudio de Demanda Energética para el Sector Industrial Manufacturero y Minera de Chile"

En el presente análisis se trabaja bajo el supuesto que la interconexión aumenta la competencia en el mercado de contratos, tanto para clientes libres como regulados. Dicho incremento en competencia es introducido en el modelo de estimación mediante el aumento en el número de competidores por cada contrato de suministro. Al respecto, se han definido dos tipos de escenarios para el mercado de contratos libres con la interconexión, de acuerdo al número de competidores que podrían participar: un **escenario de menor o acotado aumento en la intensidad de la competencia**, donde el número de competidores es igual al promedio histórico sumando ambos sistemas eléctricos y un **escenario de mayor competencia en el mercado de contratos**, donde el número de competidores incluye el caso donde el número de competidores viene dado por el máximo histórico de los dos sistemas eléctricos combinados.

La valorización se realizó para el periodo 2020 - 2031 con una tasa de descuento del 10%. El criterio que se ha seguido a lo largo de todo el informe es obtener valores estimados conservadores. Todos los valores se encuentran al año 2020.

Los resultados obtenidos indican lo siguiente:

- A partir de la información del Plan de Expansión es posible apreciar que **la varianza en el precio spot para el periodo 2020 -2030 cae en promedio un 46% en el SIC y un 64% en el SING³**. Dicha reducción implica un menor riesgo de contratación
- Existe un potencial de reducción de poder de mercado en el mercado de contratos libres y regulados, que junto con la disminución en la variabilidad del precio spot producto de la interconexión, permite predecir márgenes de comercialización promedio más bajos que en el escenario sin interconexión. **Las reducciones en el margen de comercialización son mayores para clientes libres que regulados, así como proporcionalmente más importantes para el SING que para el SIC.**
- **Los precios promedio a contratos regulados podrían caer un 1.9% en el SIC y un 5.8% en el SING**, respecto del escenario sin interconexión.
- Los precios promedio a contratos libres, **en una situación de incremento acotado de competencia podrían reducirse en un 2% en el SIC y un 7% en el SING. En situación de alta intensidad en competencia podrían disminuir en 10.6% en el SIC y 15.1% en el SING.** Ambas situaciones respecto del escenario sin interconexión.
- La caída en precios promedio de suministro eléctrico ocasiona una sustitución en el sector productivo (industrial y minero) de uso de combustibles fósiles que representa un beneficio económico indirecto. **En un escenario de incremento de competencia bajo, la demanda de física de combustibles fósiles disminuye en promedio un 1%. Con alta competencia, disminuye en promedio un 5.5%.**
- El aumento en la cantidad demandada de electricidad constituye un costo adicional de operación en el sistema eléctrico. **El aumento en la demanda con menor incremento en competencia es 1.4% mientras que con mayor incremento en competencia es 3.7%.**

³ En el SING esto se debe a la variabilidad en la generación eólica.

- Producto de la disminución en márgenes de comercialización, es esperable que menores precios promedio de contratos impacten positivamente en el nivel de crecimiento del producto bruto interno del país.
- El sistema eléctrico que se constituye producto de **la interconexión es más resiliente a shocks no esperados como aumento de precios de combustibles, indisponibilidad de GNL y retraso de entrada de operación de centrales, salvo para un retraso en una central térmica en el SING.** La valorización de los shocks con probabilidades estimadas de ocurrencia suma un beneficio neto de 121 millones de USD.
- **Los niveles de emisiones de CO2 equivalente no se modifican de manera no significativa producto de la interconexión.** Esto se debe a que existe un incremento marginal en el uso de carbón como combustible, el cual es compensado por una disminución en el consumo de diesel y GNL.
- **El análisis no encuentra argumentos que indiquen que la interconexión podría impedir el desarrollo de ERNC,** sino que por el contrario con la interconexión se desarrollarían condiciones que podrían favorecer su penetración en la matriz eléctrica.
- Los cálculos de valor actual neto de beneficios y costos del proyecto arrojan que la interconexión es recomendable de ser realizada.
- **Con un escenario de incremento menor en competencia existen 3,210 millones de USD de beneficio neto de realizar la interconexión. Bajo un escenario de incremento mayor en competencia, los beneficios netos alcanzan 9,126 millones de USD.** A estos valores es necesario adicionar el resultado neto obtenido en el Plan de Expansión de Transmisión 2012-2013.
- En cuanto a las fuentes de dichos beneficios, la mayoría corresponde a reducción del margen de comercialización producto de menor poder de mercado y riesgo de contratación.
- En cuanto a la distribución de los beneficios, el excedente del consumidor aumenta por incremento de la eficiencia en el mercado y por reducción del margen en comercialización. Dicha reducción del margen no constituye una reducción del excedente de los productores toda vez que se trata de margen por poder de mercado y riesgo de contratación por sobre el precio competitivo.

Introducción

Este informe tiene por objeto realizar una evaluación económica y social del proyecto de interconexión en transmisión entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

El sistema eléctrico chileno enfrenta en la actualidad múltiples desafíos producto de diferentes circunstancias que ha debido atravesar en la última década. En el año 2014 se cumplirán diez años del inicio de la crisis del gas argentino, la cual llevó a una reconfiguración completa de la regulación del sector así como de las prácticas del mercado. Aún en transición, en la actualidad el sector eléctrico se encuentra con un escenario futuro potencial de precios altos, insuficiente infraestructura y congestión en múltiples segmentos del sector. El Plan de Expansión en Transmisión 2012-2013, donde se incluyó originalmente la interconexión entre SIC y SING, viene a ocuparse, al menos parcialmente, de estos desafíos.

El proyecto de interconexión entre sistemas SIC y SING no viene a solucionar todos los problemas del sector. Sin embargo, es necesario realizar una evaluación acabada de sus beneficios y costos, ya que toda expansión en capacidad de transmisión así como la conformación de mercados de mayor tamaño y cobertura implican efectos positivos que podrían conducir a un mejor funcionamiento del mercado eléctrico.

Este informe consta de tres secciones. Primero, una descripción de la metodología de evaluación a utilizar, así como de la literatura especializada en la que se basa. Debido a la ausencia de experiencia previa en evaluaciones de este tipo en el sector eléctrico chileno, se ha recurrido mayoritariamente a la experiencia internacional. Segundo, una explicación detallada de la evaluación realizada por área relevante, presentando los principales resultados y dejando para el Anexo todos aquellos cálculos intermedios que fueron necesarios. Tercero, una presentación de los resultados finales de la evaluación, así como sensibilidades de los mismos. En el Anexo se incluyen tablas y desarrollos teóricos relevantes.

Sección I: Revisión Metodológica

1. Literatura relacionada

Chile tiene una larga experiencia en evaluación económica y social de proyectos de infraestructura pública. Ejemplo de ello es el hecho que Mideplan diseña instrumentos metodológicos que son utilizados como marco dentro del Sistema Nacional de Inversiones. Dichas metodologías tienen como objetivo entregar herramientas para analizar la conveniencia de ejecutar o no una determinada iniciativa de inversión.

El documento elaborado por Mideplan "Metodología General de Preparación y Evaluación de Proyectos" de diciembre de 2006, explica que los primeros pasos en una evaluación parten por identificar el problema, áreas y población objetivo, proyectar oferta y demanda, e identificar alternativas de solución. La evaluación propiamente dicha puede realizarse mediante un análisis costo-beneficio, para lo cual es necesario la identificación, cuantificación y valoración de costos y beneficios, o costo-eficiencia. Nuestra evaluación sigue esta estructura como referencia general, dado que buena parte de la misma se ha utilizado para el Plan de Expansión en Transmisión 2012-2013 (Plan de Expansión en lo sucesivo). Sin embargo, dado que no hay experiencia en evaluación de expansiones de transmisión eléctrica según los criterios de Mideplan⁴, se hace necesario seguir una guía aplicada al problema específico.

En la literatura internacional eléctrica, es posible considerar la experiencia de California al respecto. Sobre la misma existen documentos de la California Energy Commission en 2004 "Economic evaluation of Transmission interconnection in a restructured market", así como del California Independent System Operator (CAISO) en 2004 "Transmission Economic Assessment Methodology (TEAM)". Estos trabajos explican que tradicionalmente, la evaluación de proyectos en transmisión compara el costo de construir una central cerca a los centros de carga versus el costo de construir una línea de transmisión a una central remota y operar dicho sistema de alta tensión. Dicho análisis, en el caso chileno, se ha incorporado en el Plan de Expansión que por mandato legal elabora la Comisión Nacional de Energía (CNE). Sin embargo, la evaluación económica de un proyecto de interconexión debe considerar otros aspectos según dicho documento, dado que un proyecto de transmisión involucra beneficios en las siguientes áreas: mayor estabilidad en precios y eficiencia en la operación del sistema producto de mayor competencia en el mercado de generación, incremento en la seguridad frente a contingencias/shocks durante condiciones anormales de mercado, cambios en los niveles de emisiones contaminantes, potenciales incrementos en la reserva de giro y posibilidad de aumentar la comercialización de energía renovable.

⁴ A partir del "Programa de Electrificación Rural" y el "Programa de Energización Rural y Social" del Ministerio de Energía, existe una larga experiencia en este tipo de evaluaciones para interconexión de zonas aisladas, por lo que Mideplan presenta una metodología para tal tipo de proyectos. Sin embargo, no es posible aplicar la misma metodología para un proyecto de la dimensión de la interconexión SIC-SING.

En la literatura nacional, no existe mayor experiencia en la evaluación económica y social que incluya los aspectos mencionados en la experiencia de California. Una excepción de ello es el trabajo de PNUD (2010) y posterior resumen en Sauma y otros (2011) donde se evalúa los aspectos privados y sociales de la integración de los sistemas eléctricos en la comunidad andina.⁵ Este trabajo se enfoca en cuantificar beneficios económicos por el lado de la oferta medidos por la reducción del margen operacional (diferencia entre costo marginal del sistema y costo de operación), por el lado de la demanda calculado como reducción en el precio spot o costo marginal, ahorros de costos del sistema e impacto ambiental medido por disminución de emisiones contaminantes.

Hernán Ulloa (2012) en su trabajo "Interconexión SIC-SING y emisiones de carbono del sector eléctrico" utiliza la metodología de Sauma y otros (2011) para el caso específico que nos ocupa. Este trabajo posee un desarrollo en detalle de la cuantificación de emisiones GEI por central. Adicionalmente considera el análisis de sensibilidad con potenciales escenarios alternativos: impuestos a emisiones de CO₂, retraso de centrales y agresiva entrada de generación ERNC.

Los trabajos de Sauma y otros (2011) y Ulloa (2012) siguen la literatura internacional en cuanto a evaluación de costos del sistema y efectos ambientales. Sin embargo, a la hora de incluir efectos de oferta y demanda, se basan en márgenes de operación y variaciones de costo marginal. No consideran los efectos en términos de reducción de poder de mercado ni impactos de shocks no anticipados como California Energy Comisión (2004) recomienda.

En conclusión, con el objeto de obtener una evaluación económica y social acabada del proyecto de interconexión SIC-SING debemos incluir apartados no considerados por el Plan de Expansión. La siguiente sub-sección describe en detalle todos los ítems que serán considerados en el presente informe.

⁵ Este trabajo desarrolla la interconexión del SING con otros países de la comunidad andina, sin considerar una potencial interconexión SIC-SING. Sin embargo, en un anexo del trabajo original de los autores incluye la interconexión en un anexo.

2. Metodología

El presente informe incorpora la visión de la experiencia internacional así como continua expandiendo metodologías ya utilizadas en Chile. Para ello, se consideraran los siguientes tópicos relevantes para la evaluación económica y social.

- *Efecto sobre la competencia en el mercado de generación*

Uno de los aspectos destacados por la literatura internacional es el incremento en la competencia y consecuente reducción en el poder de mercado de los generadores incumbentes producto de una expansión en transmisión. Frank Wolak (2012) destaca que uno de los principales problemas de evaluar expansiones en transmisión es la inclusión de los beneficios en competencia. Un nuevo proyecto de transmisión tiene un efecto positivo de mitigación del poder de mercado de los generadores y debe ser incluido en su evaluación. Esto se debe a que, como en el caso de una interconexión, se incrementa el tamaño del mercado, el número de participantes se expande, y cada uno tiene una menor habilidad para ejercer poder de mercado que en el caso sin expansión. Una empresa de generación con múltiples centrales podría explotar la configuración de la red de transmisión de manera de reducir el tamaño del mercado geográfico donde sus centrales enfrentan competencia de otras firmas de manera de incrementar sus beneficios. Así la congestión en transmisión disminuye la competencia, mientras que una expansión en transmisión facilita la entrada de nuevos actores e incrementa la intensidad de la competencia en el sector.

Evidentemente Wolak (2012) apunta a un mercado regulado en EEUU cuando en realidad los mercados de generación de Norte América operan en forma diferente al mercado chileno. Sin embargo, como menciona el mismo Wolak (2012), el trabajo de Soledad Arellano y Pablo Serra (2008) extiende al caso chileno dicha posibilidad. Dichos autores muestran que dado que la capacidad de transmisión entre dos regiones impacta en el mix de tecnologías de generación (base o punta) que las empresas escogen al invertir, un incremento en la misma acerca el mix de generación al nivel socialmente óptimo.⁶

En el mercado de generación chileno, el despacho centralizado de centrales bajo costos de operación auditables por un operador independiente, tiene reducido el espacio para ejercicio de poder de mercado. Sin embargo, ello toma en cuenta sólo el rol del generador como productor, pero no así como comercializador. En efecto, las empresas de generación firman contratos de suministro de corto, mediano y largo plazo con clientes libres, y participan de subastas para contratos de largo plazo con clientes regulados. Es en el mercado de contratos donde existe la posibilidad que las empresas de generación ejerzan poder de mercado, producto de barreras a la entrada o congestión en el sistema de manera tal que se configure un mercado fragmentado. Por lo tanto, en caso de existir un mark-up o margen debido a ejercicio de poder de mercado, una

⁶ Arellano y Serra (2008) desarrollan un modelo teórico de dos tecnologías donde dos mercados abastecidos cada uno por un monopolio, que cuando se interconectan el poder de mercado se reduce.

disminución en dicho poder impactaría directamente los precios promedio de contratos libres y regulados.

Hasta el momento, ningún estudio en Chile ha incorporado este aspecto del mercado de generación en una evaluación de expansión en transmisión. Tanto Sauma y otros (2011) como Ulloa (2012) entienden que los beneficios de demanda se circunscriben a cambios en el precio spot o costo marginal del sistema. Según su enfoque, sólo reducciones en el costo marginal y su nivel de variabilidad implicarían beneficios para los clientes finales. En caso que los costos marginales no cambiaran significativamente, ello sería indicio de bajos beneficios económicos de una interconexión. Sin embargo, no están tomando en consideración la dinámica propia del mercado de contratos, donde el precio promedio de contratos no es necesariamente igual al costo marginal. Aún una reducción significativa en costos marginales y riesgo spot podría no traducirse en caídas significativas en precios para clientes finales si el mercado de contratos es poco competitivo.

En consecuencia, el presente estudio incorporará un modelo de decisión de precios para contratos libres y contratos regulados, basándose en información histórica de ambos sistemas eléctricos, con el objeto de cuantificar cambios en el margen de comercialización de contratos producto de la interconexión SIC-SING.

Asimismo, cambios en el margen de comercialización tendrán un impacto en cuanto a las decisiones de producción de otros sectores de la economía. Este fenómeno puede denominarse “sustitución tecnológica” donde las empresas productivas considerarán que menores precios eléctricos son suficientes para sustituir consumo esperado de combustibles fósiles. Este proceso requiere una planificación de largo plazo, donde efectivamente cambios circunstanciales de precios no es esperable que den como resultado una sustitución significativa. Sin embargo, dado que el proyecto de interconexión se está evaluando con varios años de anticipación, es posible considerarlo en la presente evaluación. Adicionalmente, se hace necesario incluir en el análisis la contrapartida a dicha sustitución: el aumento en la demanda eléctrica y sus efectos sobre los costos del sistema de generación.

Finalmente, cambios en precios implican efectos en variables macroeconómicas como crecimiento y empleo, las cuales afectan al país en su conjunto. Este informe no desarrolla una metodología propia para cuantificar dichos impactos, sino que se vale de la literatura existente para entregar valores referenciales.

- *Resiliencia a shocks no esperados*

Es importante incluir la posibilidad de contingencias que afecten el normal funcionamiento del sistema, más allá de las incluidas en el Plan de Expansión. Al respecto, es factible que existan shocks no anticipados al sistema, los cuales pueden favorecer o no los beneficios netos de una interconexión. La característica de "no anticipable" es relevante toda vez que se refieren a shocks que el sistema no puede prever con suficiente anticipación y debe hacer frente en el costo plazo.

Por ejemplo, es esperable que con una interconexión, un shock de oferta producto de restricciones en la cantidad generable de algunas centrales sea más fácil de administrar con un sistema interconectado. Sin embargo, es posible que el retraso de centrales reduzca los beneficios de una interconexión. La ponderación de los escenarios de acuerdo a probabilidades de ocurrencia puede dar un indicador de la resiliencia del sistema ante shocks inesperados.

El presente estudio incorporará los siguientes casos: incremento en precios de combustibles, restricciones no anticipadas de GNL y retraso en operación de centrales térmicas e hidroeléctricas respecto del plan de obras considerado en el Plan de Expansión.

- *Impacto sobre el Medio Ambiente*

Los impactos sobre el Medio Ambiente potencialmente pueden tener un signo ambiguo sobre los beneficios netos de una interconexión. Por una parte, en este ítem se cuantificará el cambio en las emisiones de CO₂ equivalente en generación eléctrica producto de la interconexión. Para ello se utilizará la información disponible en el Plan de Expansión respecto de generación por central y tipo de combustible utilizado, así como factores de emisiones obtenidos de la página web del Ministerio de Energía.

- Efecto sobre la matriz de generación: ERNC

Dado que existe explícitamente un objetivo de política energética de incrementar la presencia de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en la matriz eléctrica del país, es necesario considerar el efecto que la interconexión tendría sobre las mismas. En este punto se incluirá una discusión cualitativa en cuanto a las ventajas y desventajas de la interconexión para la incorporación de dichas tecnologías. Al respecto, se utiliza la literatura existente penetración de ERNC y barreras a su implementación, así como los resultados del presente estudio en cuanto a cambios esperados en precios que afectan directamente los incentivos a la inversión en ERNC.

- Impacto en costos del sector eléctrico

El Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Periodo 2012-2013 de enero del 2013, ha calculado los costos y beneficios para el sector eléctrico de la interconexión. En este punto usaremos los resultados de dicho Plan en cuanto a Costos de Operación, Inversiones en Generación e Inversiones de Transmisión.

Sección II: Evaluación Económica y Social

A continuación se desarrolla la metodología aplicada para la estimación de beneficios y costos esperados de cada escenario en cuanto a Competencia en el Mercado de Contratos, Resiliencia ante Shocks, Efectos en Medio Ambiente, Desarrollo de ERNC e Impacto en Costos del Sistema.

1. Competencia en el mercado de contratos

El mercado de contratos eléctrico se refiere al rol como comercializadoras de las empresas de generación. Mediante la firma de contratos de suministro, un generador estabiliza sus ingresos, los cuales tienen variabilidad dependiendo de la volatilidad en el precio spot. Esto es relevante dado que en un sistema adaptado, un generador firma un contrato que establezca sus ingresos para rentabilizar sus inversiones existentes o para obtener financiamiento para la construcción de nuevas centrales.

En la literatura, es posible citar el trabajo de Roubik y Rudnick (2009) quienes demuestran que los riesgos derivados de la incertidumbre en cuanto a cantidad de generación propia y costo de combustibles no son diversificables en el mercado de contratos, y consecuentemente sólo el riesgo del precio spot puede ser enfrentado mediante la firma de contratos de suministro. Ahora bien, este resultado asume un generador averso al riesgo, lo cual tiene implicancias en la decisión de precios de contratos. Por lo tanto, es necesario explicitar que **a partir de ahora trabajaremos con un modelo de decisión de precios para contratos en generación que asume aversión al riesgo.**

El efecto de la interconexión sobre el mercado de contratos, es esperable que afecte las decisiones de precios por dos canales. Primero, debido a una reducción en la variabilidad del precio spot, deriva en menor riesgo y podría traducirse en menores precios. En definitiva hay una **reducción en el riesgo de contratación**. Sin embargo, ello depende del nivel de competencia del mercado, ya que con generadores con alto poder de mercado dichas reducciones en riesgo podrían no traducirse en reducciones significativas de precios. El segundo canal, es efectivamente el nivel de competencia, el cual se modifica toda vez que el tamaño del mercado se incrementa y las empresas que operaban en un sistema pueden empezar a operar en el otro sistema. El incremento del tamaño del mercado de contratos no es menor, ya que incrementa el atractivo para futuros entrantes. Esto, sumado a una disminución en la congestión, deja espacio para una **reducción en el poder de mercado** de los incumbentes.

La modelación del poder de mercado en generación y la decisión de precios no es trivial. Idealmente es necesario considerar modelos complejos basados en teoría de juegos que puedan ser estimados estructuralmente. Sin embargo, la complejidad de encontrar la solución para dichos modelos muchas veces imposibilita su aplicación en forma generalizada. Una alternativa que menciona California Energy Comisión (2004) es utilizar un método de precio más mark-up basado en información histórica del mercado. Dada la simplificación de los supuestos de un modelo de

este estilo, se reduce la precisión en la cual es posible estimar reducciones en el poder de mercado de los participantes. Sin embargo, como menciona Wolak (2004), este tipo de estimaciones subestima los beneficios de una expansión en transmisión antes que sobreestimarlos.

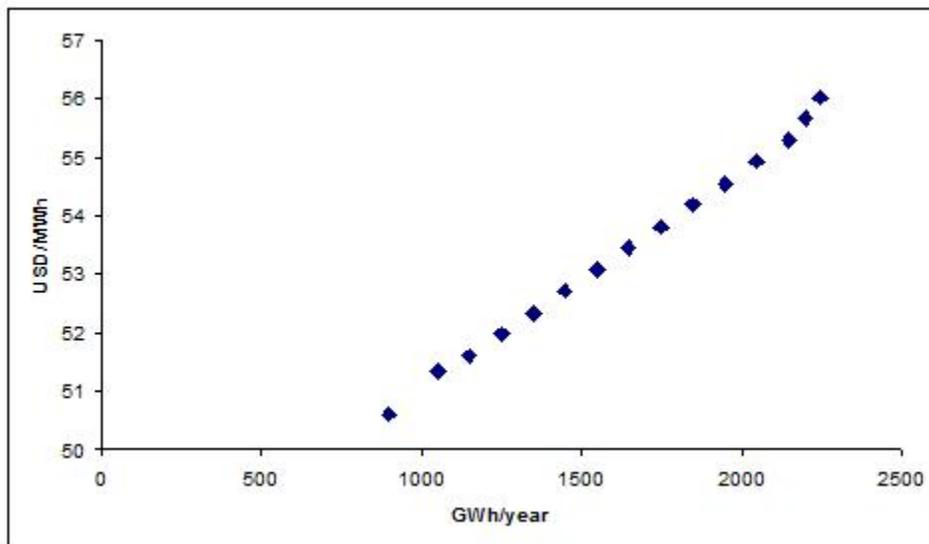
Nuestro marco teórico proviene de modelizar las decisiones de un generador a partir de teoría de juegos aplicada a subastas, y para las estimaciones empíricas utiliza información histórica y pública. En vista de lo mencionado en el párrafo precedente, es posible que nuestras estimaciones estén subestimando los beneficios de la interconexión en cuanto a reducción de poder de mercado, por lo cual podemos afirmar que son estimaciones conservadoras.

a. Licitaciones para clientes regulados

En Chile, los clientes regulados pagan precios fijados a través de licitaciones competitivas por lo que para evaluar el efecto que tendría la interconexión se requiere un análisis de la competitividad en dicho mercado. A continuación se presenta un modelo de decisión de precios de contratos en generación basado en Bustos Salvagno (2012)⁷.

La primera consideración a realizar es que en base a los datos reales de las licitaciones, es posible realizar aproximaciones lineales de las curvas de oferta presentadas en cada contrato por cada generador⁸. El Figura 1 exhibe como ejemplo una curva de oferta de Endesa por suministro para Chilectra en la licitación del 2006.

Figura 1: Ofertas presentadas por Endesa para contrato con Chilectra en 2006, USD/MWh



Fuente: Bustos Salvagno (2012)

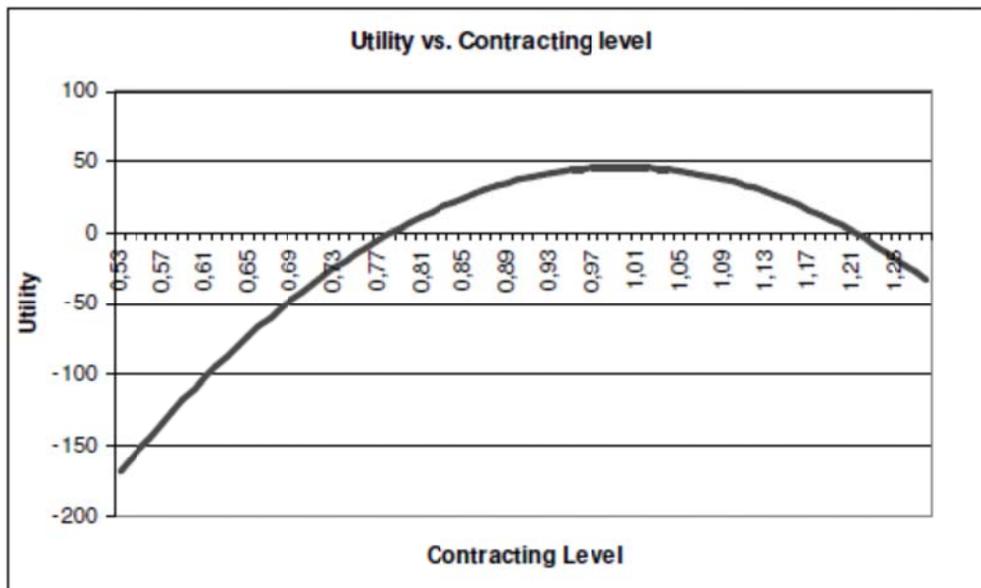
⁷ Este trabajo utiliza la literatura existente sobre subastas de múltiples unidades para obtener las ofertas óptimas desde el punto de vista del generador.

⁸ En la literatura eléctrica en general se trabaja con aproximaciones lineales. En este caso particular, Bustos Salvagno (2012) encuentra que el ajuste por R^2 de las aproximaciones lineales es del 95% en promedio para todas las curvas de oferta presentadas en las licitaciones por clientes regulados.

La forma de la curva, la cual se repite en otras generadoras y otros contratos, muestra un patrón distintivo. Una generadora ofrece una porción significativa del contrato a un precio determinado (en la Figura 1 ello corresponde a casi 1.000 GWh), y a partir de este punto pide un precio creciente por mayores cantidades. Dado que estos son contratos de largo plazo donde la capacidad de corto plazo no restringe al oferente, no podemos decir que ello se debe a restricciones de capacidad física. En realidad, se debe a restricciones de **capacidad contractable**: la cantidad de energía que una generadora está dispuesta a proveer sin que deba afrontar una posición más riesgosa en el mercado de contratos. Una posición de riesgo para una generadora significa tener que suministrar un contrato sin disponer de generación propia en el mismo momento, por lo cual queda expuesta al riesgo de que el precio spot supere el precio de su contrato.

Cada generadora es esperable que defina una capacidad contractable en función de su nivel de aversión al riesgo y beneficios esperados. Roubik y Rudnick (2008) muestran un ejemplo que se reproduce en la Figura 2, de un generador con una función de utilidad con aversión al riesgo constante, el cual puede determinar el nivel de contratación óptimo en base a la generación propia esperada. En síntesis, el riesgo del precio spot y la aversión al riesgo del generador produce curvas de oferta como las descritas por la Figura 1, donde más allá del nivel de contratación óptimo el generador pide un "premio por riesgo" que debe incluirse en el precio.

Figura 2: Curva de utilidad de una generadora por nivel de contratación

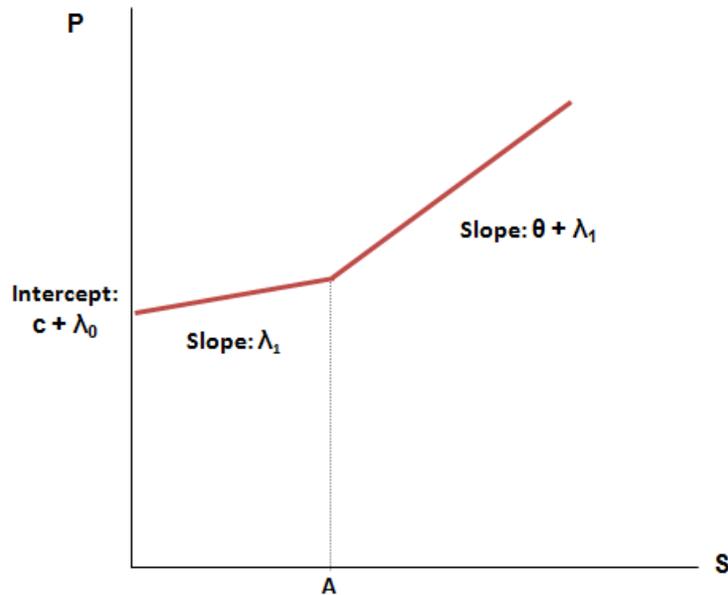


Fuente: Roubik y Rudnick (2009)

Considerando estas características, es posible desarrollar un modelo teórico de oferta óptima para un generador por un contrato de suministro con una distribuidora para clientes regulados, el cual puede dividirse en múltiples unidades con tamaño definido. En el Anexo 1 se desarrollan los detalles del modelo donde en forma reducida, que no por ello pierde generalidad, un generador

presenta un precio con tres componentes: precio spot esperado, un margen que depende de la probabilidad de adjudicarse una porción del contrato y el costo de sobre-contratación, en caso que la cantidad ofrecida supere la capacidad contratable. En definitiva, este modelo teórico nos permite replicar los datos reales de las licitaciones de suministro, ya que la representación gráfica de la curva de oferta óptima es la que se exhibe en la Figura 3, y consecuentemente será utilizado en la estimación empírica.

Figura 3: Representación de curva de oferta óptima de acuerdo a Modelo Teórico



Fuente: Bustos Salvagno (2012)

Para el mercado de contratos libres, es posible suponer que el mismo modelo teórico aplica, dado que es frecuente que los clientes libres llamen a licitación por el suministro requerido. Sin embargo será necesario hacer adaptaciones a la estimación empírica, dado que no se dispone de la misma cantidad y tipo de datos que para clientes regulados. Aun así, no es necesario cambiar el modelo teórico para extenderlo al mercado de clientes libres.

Estimación empírica de parámetros del mercado

Con el objeto de estimar los coeficientes estructurales del mercado de contratos regulados, se procedió a utilizar la información histórica de licitaciones realizada en el SIC y SING durante el periodo 2006 - 2011. Los datos nos dan 322 combinaciones de precio y cantidad ofertadas. El objetivo es encontrar los determinantes del precio presentado por generador por sub-bloque de energía en dichas licitaciones.

La estimación utilizada es la siguiente:

$$PR_{ijt} = \beta_0 Ps_t + \beta_1 MR_{ijt} + \beta_2 CC_{ijt} + \beta_3 X_j + \beta_4 Z_i + \omega_{ijt}$$

La variable endógena PR es el precio por sub-bloque j del generador i en el momento t . Dicho precio está ajustado por factores de modulación para llevarlos todos a la misma barra o nudo de comparación (Quillota 220 kV en SIC y Crucero 220 kV en SING). Las variables exógenas son el precio spot esperado al momento de inicio del contrato Ps , el mark-up del generador MR , la energía contratada A , las características del contrato (duración, tiempo hasta el inicio del suministro, distribuidora, sistema eléctrico) en X y características del generador (incumbente o no) en Z .

El margen MR depende de la probabilidad de adjudicarse el sub-bloque de energía correspondiente. Por ello este mark-up se modelará por una función polinomial del número de generadores participantes en la licitación de cada contrato en particular, N , lo cual es comúnmente realizado en la literatura de subastas. A partir de validación cruzada se escogió el polinomio de grado tres como el de mejor ajuste a los datos. En consecuencia, el número de participantes tiene una relación no lineal con el precio. Aunque se perciba contra intuitivo, es posible que más competidores incrementen el precio. La evidencia de las licitaciones del SIC muestra que en algunas circunstancias más competidores incrementan el precio promedio, dado que los entrantes son más aversos al riesgo o deben afrontar costos de sobre-contratación mayores que los incumbentes.⁹ Cabe destacar, que si la interconexión reduce los niveles de riesgo de contratación, este efecto debería de tender a anularse. Sin embargo, los datos históricos que este informe utiliza no permitirían replicar ese efecto, y en consecuencia cabe destacar que esto subestima los beneficios de una interconexión.

La variable Ps se definió como el costo de desarrollo esperado de largo plazo, al momento de presentación de las ofertas en la licitación. Dado que en el largo plazo el precio spot debería converger al costo de desarrollo, este debería ser el precio spot de largo plazo. La mejor información disponible para ello, son los informes de Precio de Nudo de la CNE del momento de la licitación. Dado que esto depende de las expectativas del generador, se utilizaron dos escenarios: costo de desarrollo optimista y pesimista, así como un escenario promedio entre los dos. En el Anexo 1 se explicitan los costos de desarrollo calculados así como los parámetros asumidos para su cálculo.

Para capturar el riesgo de sobre-contratación se usó la forma de la curva de oferta ya que provee información valiosa del nivel de contratación óptima de cada generador. El punto de quiebre de la curva, de acuerdo al modelo teórico presentado, indica el punto de contratación óptimo. Por lo tanto es posible calcular los niveles de (S-A) de cada sub-bloque. Sin embargo dicha diferencia puede estar distorsionada por el tamaño de cada generador. Por ello, según Bustos Salvagno

⁹ La quiebra de la generadora Campanario por un contrato adjudicado en una licitación en el 2009, da cuenta de los riesgos que un entrante debe asumir.

(2012) es posible utilizar la variable $CC = (S-A)/E$ donde E es la energía firme del generador¹⁰. De esta manera, esta variable indica el nivel de sobrecontratación como porcentaje de la energía firme o generable. Cabe señalar que para los incumbentes esta variable es en promedio un 4%, mientras que para los entrantes en promedio es un 25%, llegando incluso al 145% en algunos casos.

En definitiva, el modelo estimado supone que el precio presentado por un generador corresponde al precio spot de largo plazo más un margen de comercialización por poder de mercado y riesgo de contratación. Separar éstas componentes del margen de comercialización tiene gran dificultad empírica. En el presente informe se ha optado por aproximar el mark-up por poder de mercado a partir del polinomio de N , mientras que el riesgo de contratación se aproxima por la variable CC .

La Tabla 1 incluye los resultados de la regresión lineal, utilizando costos de desarrollo promedio entre el escenario optimista y pesimista presentados en el Anexo 1.¹¹ Puede observarse un alto ajuste, donde las principales variables del modelo son significativas estadísticamente.

Proyección de precios en base a parámetros estimados

De acuerdo a nuestro modelo teórico, existen tres efectos que modifican los precios promedio de los contratos en el caso con interconexión. En primer lugar, la intensidad de la competencia se modifica al incrementarse el tamaño del mercado y la posibilidad de nuevos participantes. El segundo efecto se debe a la disminución en el riesgo del mercado spot, producto de menor volatilidad en el precio spot. El tercer efecto incluye cambios en el precio spot esperado. El primer efecto será analizado por separado más adelante, por lo que a continuación haremos un breve análisis de los costos marginales esperados para el periodo 2020 -2030.

De acuerdo a las simulaciones efectuadas en el Plan de Expansión, los costos marginales promedio anuales de los escenarios de interconexión (SICII-SINGII y SICIII-SINGII) son marginalmente más bajos que los escenarios sin interconexión (SICII, SICIII y SINGII). Ello puede apreciarse en el Grafico 1. Sin embargo, las diferencias mayores se encuentran en los niveles de varianza, los cuales se reducen significativamente bajo los escenarios de interconexión. En el Gráfico 2 se muestra la evolución de la desviación estándar mensual de los costos marginales.

¹⁰ La energía firme se tomó de los anuarios del CDEC-SIC y se calcula como la energía a todo evento que puede generar una central. Esto es especialmente importante en sistemas hidroeléctricos donde la energía firme se calcula para un escenario seco. La misma metodología se replicó para las centrales en el SING incluyendo coeficientes de indisponibilidad.

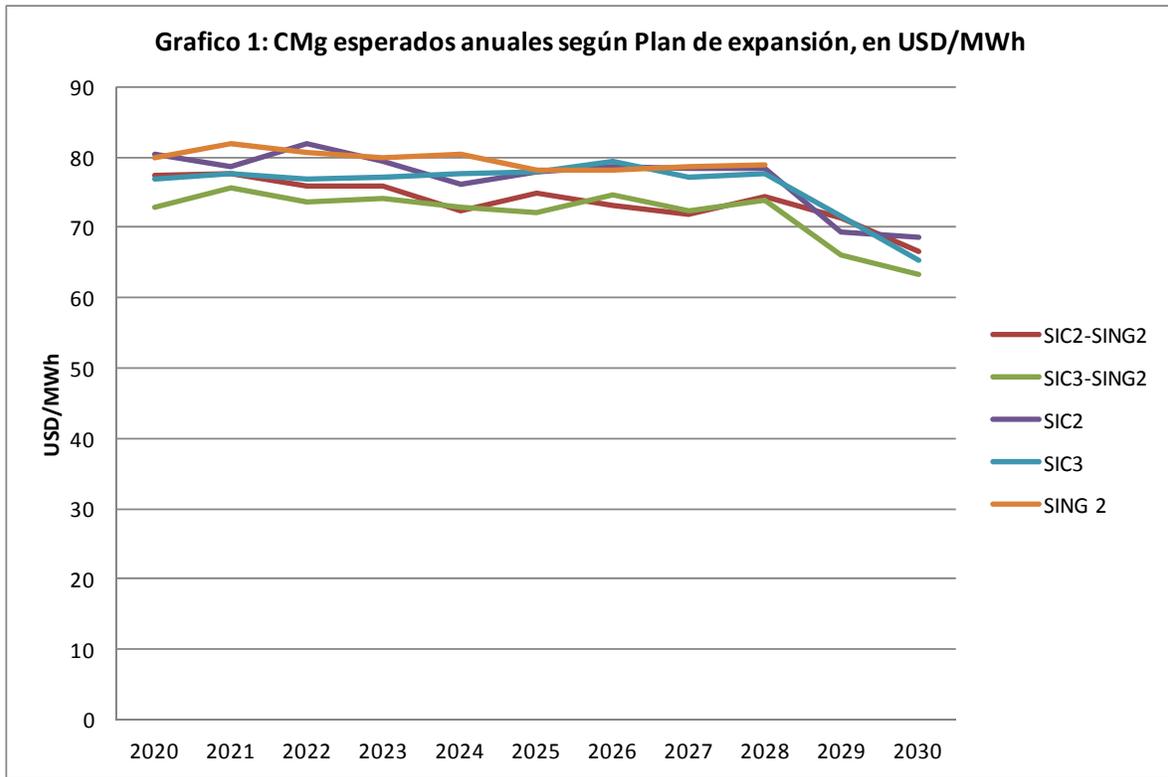
¹¹ Cabe destacar que en esta regresión no se incluyeron las ofertas realizadas en licitaciones donde hubo un sólo oferente por el contrato, y que provenía de una licitación declarada desierta con anterioridad. Esto debido a que dichas observaciones podrían sesgar los resultados al ser previsible la reducida competencia que enfrentaron tales ofertas.

Tabla 1: Regresión lineal para obtener coeficientes estructurales del mercado de contratos

Variables	Costos de Desarrollo Promedio
Q	0.001 <i>0.001</i>
CC	0.095*** <i>0.031</i>
Tiempo al inicio	0.117** <i>0.047</i>
Duración contrato	0.411 <i>0.414</i>
Distribuidor 1	-19.124*** <i>5.123</i>
Distribuidor 2	-7.247** <i>3.03</i>
Distribuidor 3	-3.567 <i>3.145</i>
Distribuidor 5	-17.500*** <i>5.179</i>
Gx Incumbente	-6.044*** <i>1.65</i>
Sistema	-14.041*** <i>4.243</i>
N	-35.473*** <i>12.827</i>
N ²	12.136*** <i>4.077</i>
N ³	-0.996*** <i>0.346</i>
Ps	1.452*** <i>0.093</i>
Observaciones	322
R ² ajustado	0.991

* p<.1,** p<.05; ***p<.01

Notación: *Q* es igual a los GWh en el contrato licitado; *CC* es el costo de contratarse por encima de la capacidad de contratación; *Tiempo* a inicio es el número de semanas entre la presentación de ofertas y el inicio del contrato; *Duración* en años del contrato; *Distribuidora* $x = 1$ si el contrato corresponde a ella, 0 de otra manera; *Incumbente* = 1 si es Endesa, Gener, Colbun, Guacolda y E-CL, 0 de otra manera; *Sistema* = 1 si es SIC, 0 si SING; *N* = número de participantes en la licitación del contrato (no de todo el proceso); *Ps* es el costo de desarrollo al momento de la licitación bajo el escenario declarado.



Los cambios entre los distintos escenarios planteados se aprecian en la Tabla 2. Los costos marginales se reducen cerca de un 5% con la interconexión en el SIC y cerca de 8% en el SING durante el periodo 2020-2030. Sin embargo, el cambio más relevante se da en la variabilidad de los mismos. La varianza mensual cae entre más del 40% en el SIC y más del 56% en el SING.¹² Cabe destacar que las proyecciones de márgenes de comercialización que se presentarán en la sección subsiguiente no incluyen diferencias en costos marginales esperados por tipo de escenario, para que las diferencias estimadas no estén influidas por esta circunstancia sino por reducción en poder de mercado y riesgo de contratación solamente.

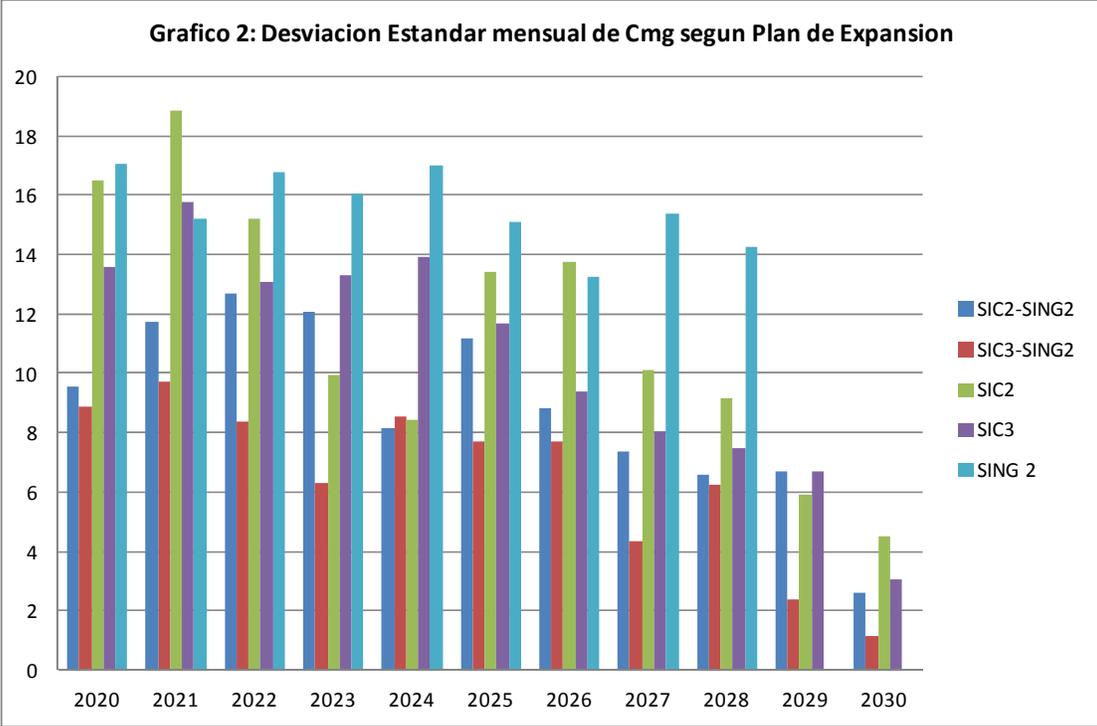
Tabla 2: Cambio en comportamiento de precio spot bajo los distintos escenarios modelados¹³

SIN	CON	Δ Cmg	Δ varianza
SIC II	SICII-SINGII	-4.3%	-40.2%
SIC III	SICIII-SINGII	-5.3%	-51.9%
SING II	SICII-SINGII	-7.4%	-56.4%
SING II	SICIII-SINGII	-9.7%	-71.8%

¹² En el SING la varianza en costos marginales se debe a la inclusión de generación eólica en las simulaciones del Plan de Expansión.

¹³ Cabe señalar que las diferencias en niveles de costos marginales no explican los resultados que se presentarán a continuación, dado que se ha trabajado con escenarios donde no existen diferencias en niveles, sino en variabilidad del precio spot.

En consecuencia, es esperable que los contratos bajo el caso con interconexión tengan un significativo menor riesgo por volatilidad en el precio spot. A pesar que este no es el único riesgo que enfrenta un generador, para los efectos del presente análisis este es el único que se considerará. Según indican Roubik y Rudnick (2009) es el único riesgo diversificable mediante la firma de contratos de suministro.



A continuación presentamos los resultados de las proyecciones realizadas para los escenarios con y sin interconexión. Para todas las proyecciones sólo se tomaron las variables con coeficientes significativos a un 10% (con al menos un * en la Tabla 1). Se asumió un costo de desarrollo en base a carbón a partir del año 2020 de 78.8 USD/MWh, de acuerdo al informe de precios de nudo de Abril 2013. Dada la disminución en el riesgo por menor variabilidad en el spot, se redujo el valor medio de sobrecontratación en un 50% ya que según la Tabla 2 las varianzas caen en promedio en esa magnitud. Todas las demás variables estadísticamente significativas se mantuvieron en sus medias.

El efecto de menor riesgo de contratación se observa en que a igual número de participantes, el margen de comercialización en el SIC es 1.07 USD/MWH más bajo con la interconexión. Para observar el efecto de competencia es necesario definir la cantidad de participantes esperada en las licitaciones. Por ejemplo, para la diferencia entre el caso sin interconexión con el máximo histórico de participantes en un contrato en el SIC (6 firmas) y el caso con interconexión con sólo una firma más es de 4.2 USD/MWh. El efecto completo de la interconexión abarca ambos efectos, sumando 5.25 USD/MWh, a los cuales se les debe incluir el mayor costo de la transmisión. Dado que la interconexión implica un mayor costo de transmisión, se ha supuesto un costo de transmisión adicional de 1.5 USD/MWh, el cual podría considerarse una cota superior para el

mismo. En definitiva el resultado neto sería una reducción de 3.75 USD/MWh en el margen de comercialización, producto de la interconexión para el SIC.

En el caso sin interconexión, es esperable que el número de generadores participantes fluctúe entre el promedio histórico (4 para el SIC) y el máximo histórico (6 para el SIC). En el caso del SING, dado que hay muy pocas observaciones respecto de la única licitación que se llevó adelante en el 2009, se tomó directamente el valor medio de ambos sistemas. Para el caso con interconexión, la sola presencia de firmas del SIC y del SING en el mismo mercado eleva la participación en una a dos firmas adicionales, algo que no es posible de esperar en el caso sin interconexión. El promedio de diferencias entre todos estos casos se presenta en la Tabla 3.

Tabla 3: Margen Promedio Proyectados de Contratos a Clientes Regulados, en USD/MWh

Diferencia en margen promedio USD/MWh		Cambio porcentual en precios promedio	
SIC	SING	SIC	SING
-1.88	-5.92	-1.9%	-5.8%

La diferencia en el margen de comercialización a favor del caso con interconexión para el SIC es de 1.88 USD/MWh, mientras que para el SING es de 5.92 USD/MWh.

b. Contratación de clientes libres

Estimación empírica de parámetros del mercado

El mercado de clientes libres no posee información pública que pueda utilizarse de la misma manera que para clientes regulados. Sin embargo, la CNE dispone de información privada suministrada por las empresas de generación para el cálculo del precio medio de mercado, como insumo de las cuentas finales a cliente regulado. Las empresas informan diversos antecedentes contractuales con los cuales es posible calcular el precio medio por contrato y realizar una estimación lineal de los principales determinantes de dicho precio, de la misma manera que se hizo con los clientes regulados.

El principal problema es que aquí sólo se dispone de un punto de toda la curva de oferta, que corresponde al precio medio. Por lo tanto, no es posible utilizar el punto de quiebre de la curva de oferta como se realizó anteriormente para identificar el nivel de contratación óptimo. Por ello utilizaremos como proxy de la energía contractable, la energía firme anual de cada generador al momento de inicio del contrato.

Los datos de contratos libres corresponden al periodo Noviembre 2009 a Febrero 2013. Esto nos da un total de 182 contratos. Es de conocimiento en el sector que durante este periodo, buena parte de los contratos se han firmado incluyendo una cláusula de indexación a costo marginal, o simplemente precio igual a costo marginal más mark-up. Para que nuestro precio medio no esté

influido por dicha indexación, hemos tomado sólo el primer mes de cada contrato que se firmó durante ese periodo. El modelo a estimar es el siguiente:

$$PL_{ijt} = \beta_0 Ps_t + \beta_1 E_{it} + \beta_2 ML_{ijt} + \beta_3 X_j + \beta_4 Z_i + \omega_{ijt}$$

La variable endógena es el precio medio libre PL del generador i , para el contrato j , en el momento t . Los determinantes son el precio spot Ps , la energía firme o contratable E , el mark-up del generador ML , características del contrato (duración, cliente, sistema eléctrico) en X y características del generador (incumbente o no) en Z .

El modelo de comportamiento de un generador es similar en el mercado de contratos regulados y en el mercado de contratos libres. Más allá de la negociación bilateral que ocurre con grandes clientes, es de esperar que éstos de alguna manera liciten sus necesidades de una forma similar al caso de las distribuidoras. Sin embargo, ambos mercados implican riesgos y niveles de competencia diferentes por lo que el mark-up y el riesgo en contratación serán diferentes.

Tal y cómo aproximamos en el caso regulado, el mark-up se modelará por una función polinomial del número de generadores participantes en un mercado. Aquí surge una dificultad, dado que no conocemos el número de generadores alternativos que consideró un cliente en particular. Como método por aproximación se definieron los actuales mercados geográficos, para lo cual se establecieron seis sub-mercados en base a las barras de retiro de cada uno de los contratos: Quillota, Cardones, Itahue, Charrúa, Valdivia y Crucero. Dichos sub-mercados se consideraron los más representativos dada la información disponible. Es posible asegurar que todos los generadores con compromisos de retiro en dichas barras pertenecían a un mismo sub-mercado, por lo que es posible calcular el número de firmas participantes por sub-mercado. A partir de validación cruzada se escogió el polinomio de grado cuatro como el de mejor ajuste a los datos.

Para controlar por las características no observables de los clientes, se definieron 4 grupos de clientes, principalmente en base al tamaño de sus consumos: grandes, medianos y pequeños.¹⁴ El cuarto grupo incluyó los contratos para abastecer clientes libres en distribución de las empresas distribuidoras, los cuales por su localización en la red tienen características diferentes.

La variable Ps se definió de manera distinta al caso regulado. Tomando en consideración que una parte importante de los contratos libres post-2008 se han fijado alrededor del valor del costo marginal del sistema, se utilizaron dos variables: costo marginal del mes de inicio del contrato y el promedio de costos marginales de 4 meses antes del inicio del contrato.¹⁵

¹⁴ En el SIC, se definieron como cliente grandes aquellos con consumos de energía promedio del 2006 al 2009 mayor al 3% del sistema, clientes medianos a aquellos entre 3% y 1% y a clientes pequeños aquellos con consumos menores al 1%. En el SING, los clientes grandes corresponden a consumos superiores al 10% del sistema, los medianos a consumos de 10% a 2% y los pequeños con consumos menores a 2%.

¹⁵ También se realizaron estimaciones con costos de desarrollo esperados al momento del inicio del contrato, así como costos marginales promedio esperados para los próximos 4 años según el informe de precios de nudo vigente sin cambios significativos en los principales resultados, pero con mayor error de medición.

Cabe destacar que la variable *E* no es significativa a pesar de tener el signo esperado. Esto puede deberse a que los contratos libres del periodo histórico analizado (2009-2013) fueron firmados con cláusulas que traspasaban buena parte del riesgo del precio spot al cliente, mediante indexaciones a costo marginal. En consecuencia, no sería posible obtener estimaciones confiables del riesgo de contratación en clientes libres con dichos datos. Sin embargo, nuestras estimaciones sólo estarían subestimando el impacto en precios de una interconexión, donde por la vía de una mayor competencia las condiciones contractuales podrían cambiar en beneficio de los clientes.

Tabla 4: Regresión lineal para obtener coeficientes estructurales del mercado de contratos libres

Variables	Costos Marginales	
	Mes	4 meses
Libre grande	-19.292	-25.092*
	12.573	12.803
Libre mediano	-2.868	-7.259
	15.208	15.484
Libre pequeño	29.125***	23.952**
	10.378	10.712
Duración	-0.028*	-0.031*
	0.017	0.017
Incumbente	-26.168	-24.374
	16.931	17.215
Sistema	-2.773	-0.617
	16.941	17.432
N	109.035***	106.382***
	18.586	19.144
N ²	-27.293***	-25.541***
	6.25	6.398
N ³	2.550***	2.346***
	0.665	0.678
N ⁴	-0.081***	-0.074***
	0.022	0.023
E	-1.001	-0.89
	0.824	0.841
Ps	0.562***	0.475***
	0.124	0.126
Observaciones	181	181
R2 ajustado	0.904	0.901

* $p < .1$; ** $p < .05$; *** $p < .01$

Notación: *Libre* $x = 1$ si el contrato le corresponde, 0 de otra manera; *Duración* en años del contrato; *Incumbente* = 1 si es Endesa, Gener, Colbun, Guacolda y E-CL, 0 de otra manera; *Sistema*

= 1 si es SIC, 0 si SING; N = número de participantes en los sub-mercados definidos; P_s = costo marginal bajo el escenario declarado.

Proyección de precios en base a parámetros estimados

Con el objeto de estimar los márgenes esperados con y sin interconexión, se debió definir el número de generadores participantes. En ambos escenarios se definieron tres casos potenciales. Sin interconexión, para el SIC se utilizó el promedio histórico de dicho sistema (8.5) como valor bajo, el promedio país para el valor medio (9.5) y un valor de 10.5 para el caso alto. Para el SING se utilizó sólo el valor promedio histórico dado la poca cantidad de datos que podrían distorsionar demasiado los resultados. Con interconexión, se definieron también tres casos considerando que el SING agrega al menos 3 firmas al SIC¹⁶, trabajando finalmente con 12, 13 y 14 generadoras.¹⁷ La inclusión del caso de 14 firmas compitiendo con la interconexión produce una caída muy significativa en los márgenes esperados. A efectos de no estar sobreestimando el efecto de mayor competencia se definieron dos escenarios. Un alto aumento en competencia incluye el caso de 14 generadoras con la interconexión en el promedio calculado. Un bajo aumento en competencia no lo incluye.

Como se mencionó anteriormente, la variable E de energía firme no es significativa estadísticamente, por lo que en principio no se incluyó ningún efecto de reducción en riesgo por menor volatilidad en el precio spot. Sin embargo, sería esperable que una vez que el mercado de contratos se estabilice el riesgo de precio spot sea en parte asumido por los comercializadores y no completamente por los clientes libres. En consecuencia, es posible que si no incluimos dicha variable, estemos subestimando exageradamente los potenciales efectos de la interconexión. Por esto es que se incluyeron estimaciones con y sin el coeficiente de E , y se promediaron los resultados.

En cuanto a los costos marginales esperados utilizados es necesario realizar una aclaración. Los resultados del Plan de Expansión entregan diferencias en los costos marginales esperados por escenario¹⁸. Sin embargo, en teoría, dado que en ambos casos los sistemas estarían adaptados, deberían de converger al mismo precio cercano al costo de desarrollo de largo plazo. Por lo tanto, se tomó la decisión de realizar estimaciones sin diferencias en costos marginales esperados. Para ello se utilizó el costo de desarrollo de largo plazo de 78.8 USD/MWh, como el caso del mercado de contratos regulados.

¹⁶ Del promedio de 5 firmas que participa en el SING, dos ya se encuentran presentes en el SIC.

¹⁷ Dado que las estimaciones realizadas se basan en datos históricos, considerar una expansión mayor en firmas producto de la interconexión no es posible. Mayor entrada puede llevar a situaciones donde el margen necesario sería negativo, lo cual indica que no es rentable para un potencial entrante.

¹⁸ Los diferentes costos marginales de acuerdo a las estimaciones del Plan de Expansión para el periodo 2021-2028 son: SICII-SINGII 74.51 USD/MWh; SICIII-SINGII 73.65 USD/MWh; SICII 78.68 USD/MWh; SICIII 77.71 USD/MWh; SINGII 79.63 USD/MWh. Las mismas se deben a la diferente colocación de la unidad de desarrollo de largo plazo en los diferentes escenarios con y sin interconexión.

La Tabla 5 incluye los márgenes promedio esperados para los escenarios sin interconexión y con interconexión. En todos los casos se incluye el costo de un mayor pago por transmisión de 1.5 USD/MWh, el cual podría considerarse una cota superior para el mismo.

Tabla 5: Margen Promedio Proyectado en Contratos Libres, en USD/MWh

Casos	Diferencia en margen promedio USD/MWh		Cambio porcentual en precios promedio	
	SIC	SING	SIC	SING
Alto aumento en competencia	-14.49	-21.76	-10.59%	-15.10%
Bajo aumento en competencia	-2.75	-10.02	-2.01%	-6.95%

c. Valorización de los efectos en el mercado de contratos

Una vez que tenemos los márgenes promedio para cada caso, es posible valorizar el efecto a partir de las demandas esperadas para clientes libres y regulados. Las demandas reguladas y libres se obtuvieron del plan de expansión. Sin embargo, se descontaron los contratos regulados ya adjudicados, con vigencia posterior al 2020. En cuanto a los contratos libres, dado que no se dispone del tamaño de los contratos firmados con vencimiento posterior al 2020, se calculó la proporción de energía facturada como libre con dicho vencimiento durante el periodo 2009-2012 y se aplicó dicho porcentaje al total de la demanda libre proyectada. Para el SIC corresponde a un 15% y para el SING un 25%.

A continuación en la Tabla 6 se presenta el flujo de ahorro por diferencia de márgenes promedio de comercialización para todo tipo de clientes. Se incluye el mayor costo de transmisión. Se presentan dos resultados. Un caso con alto incremento en competencia y otro caso con bajo aumento en competencia. El primero se denominará incremento mayor en competencia y el segundo incremento menor en competencia. Cabe destacar que a partir del año 2029 no se dispone de estimaciones de demanda, por lo que se utiliza la proyectada para el 2028 y se repite hasta el 2031. Por esta razón se repiten los valores para tales años en la Tabla 6.

a. Sustitución Tecnológica

El cambio en el precio de los contratos libres producto de la reducción en márgenes de comercialización que permite la interconexión lleva a considerar un efecto adicional al ahorro en gasto eléctrico de hogares, comercios, servicios e industrias. Dado que la electricidad baja de precio, **las empresas pueden sustituir procesos productivos intensivos en otros energéticos y reemplazarlos por mayor consumo eléctrico**. Ello constituye un ahorro para el sistema productivo que redundará en menores importaciones de combustibles fósiles, así como menores costos de inversión en almacenamiento y transporte de estos combustibles.

Para estimar el efecto de un cambio en el precio de los contratos libres es necesario conocer como es dicho proceso de sustitución tecnológica. El trabajo "Estudio de Demanda Energética para el Sector Industrial Manufacturero y Minera de Chile" elaborado por Andrés Gómez-Lobo y otros para la CNE en julio de 2009 incluye estimaciones de elasticidades cruzadas entre electricidad y otros combustibles (Petróleo, Gas, Gasolina) a partir de datos de la Encuesta Nacional Industrial Manufacturera (ENIA).¹⁹ Las elasticidades calculadas a nivel nacional fueron 0.66 para Gas, 0.76 para Petróleo y 0.78 para Gasolina. Sin embargo, dado que dicho estudio obtiene elasticidades regionales, éstas se han utilizado para obtener impactos por sistema.²⁰

Tabla 6: Valorización de diferencias en márgenes de comercialización, en millones de USD

AÑOS	Δ Mayor en Competencia	Δ Menor en Competencia
2020	777.0	264.0
2021	826.0	284.9
2022	882.5	312.3
2023	935.3	335.0
2024	997.3	365.6
2025	1,066.8	402.6
2026	1,125.1	427.4
2027	1,200.1	468.7
2028	1,255.4	489.3
2029	1,255.4	489.3
2030	1,255.4	489.3
2031	1,255.4	489.3

A partir de la variación esperada en el precio medio de los contratos libres obtenida en la Tabla 5, podemos calcular el cambio en la demanda esperada de combustibles. Para ello primero debemos obtener una demanda base que correspondería al caso sin interconexión. Dicha demanda base se obtuvo a partir de una proyección del consumo de energéticos secundarios del sector Industrial Manufacturero y Minero en base a datos del Balance Nacional de Energía (BNE), elaborado por el Ministerio de Energía.²¹ Con la demanda base, se aplicó el cambio porcentual en el precio medio de los contratos libres de suministro eléctrico junto con la elasticidad de largo plazo²² calculada en

¹⁹ Dicho estudio obtiene elasticidades de corto y de largo plazo a partir de la estimación de un modelo logístico lineal para demandas de combustibles a partir de datos agregados por sector CIU, incluidos en la ENIA durante el periodo 1995 - 2006.

²⁰ Los datos utilizados se incluyeron en el Anexo 2.

²¹ Se calculó la tasa de crecimiento anual de consumo de Petróleo, Diesel y Gas durante el periodo 2007-2011 y se extrapola asumiendo dicha tasa constante para el periodo 2019-2033. Bajo el grupo "Gas" se incluyeron las siguientes categorías del BNE: Gas Refinería, Gas Corriente, Gas Alto Horno, Gas Natural.

²² Se utilizó la elasticidad de largo plazo debido a que es esperable que las empresas del sector comiencen a adecuar sus procesos productivos una vez que se anuncie la interconexión, lo que inmediatamente debería

el arriba mencionado estudio, dando por resultado el cambio en la demanda de tres combustibles alternativos a electricidad: Petróleo, Diesel y Gas²³. Dado que tenemos dos escenarios de cambios en precios promedio de contratos libres, obtuvimos ahorros para el escenario de aumento bajo de competencia y alto de competencia.

La Tabla 7 incluye los efectos de ahorro en combustibles valorizados a precios de Informe de Precios de Nudo Octubre 2012. Es posible que los precios que deban pagar industrias sea diferente a los precios del sector eléctrico, el cual es un gran comprador de dichos combustibles. Sin embargo, ante la imposibilidad de disponer de precios esperados confiables para industria y minería, se utilizaron los provistos por el Plan de Expansión.

Tabla 7: Ahorro en combustibles por sustitución tecnológica, en millones de USD

Año	Δ Mayor en Competencia	Δ Menor en Competencia
2020	195.06	50.74
2021	204.79	53.25
2022	215.01	55.88
2023	225.76	58.65
2024	232.08	60.27
2025	238.58	61.93
2026	245.28	63.64
2027	252.17	65.40
2028	259.26	67.22
2029	266.56	69.08
2030	274.07	71.00
2031	281.81	72.97

Implícitamente, el presente análisis de sustitución tecnológica asume que los precios de los combustibles fósiles no cambian producto de la menor demanda.

b. Cambio en la cantidad demandada de electricidad

Es necesario hacer el punto relativo al cambio que el precio de la electricidad, producto de la reducción en márgenes de comercialización, tendría sobre el mismo consumo de electricidad. Dado que **la sustitución tecnológica requiere mayor consumo de electricidad dado un menor consumo de combustibles**, sería esperable un incremento en la demanda de electricidad en industria manufacturera y minera. Ello podría implicar mayores costos de producción para el

cambiar las expectativas de precios esperados de suministro eléctrico. Sin embargo, con el objeto de obtener estimaciones conservadoras, se utilizaron las cotas inferiores de los intervalos de confianza definidos en el mencionado estudio.

²³ Gómez-Lobo y otros (2009) calculó elasticidades cruzadas para Petróleo, Gas y Gasolina. A efectos de calcular el efecto de sustitución tecnológica en Diesel se utilizó la elasticidad promedio de Gas y Petróleo.

sector eléctrico. En orden a considerar este efecto, en el ámbito de clientes libres y regulados, se procedió a calcular el cambio en la demanda regulada y libre producto de los cambios en el precio promedio de los contratos, dada la elasticidad de demanda obtenida de la literatura especializada.²⁴ Las elasticidades utilizadas se encuentran en el Anexo 2.

Tabla 8: Aumento en consumo eléctrico por caída en precios promedio de contratos, en GWh

Año	Δ Menor en Competencia		Δ Mayor en Competencia	
	Regulados	Libres	Regulados	Libres
2020	112.77	798.57	112.77	2,509.75
2021	144.10	841.72	144.10	2,646.28
2022	200.33	886.02	200.33	2,787.60
2023	235.15	932.03	235.15	2,934.11
2024	300.44	979.67	300.44	3,086.30
2025	350.55	1,029.35	350.55	3,244.28
2026	388.32	1,079.93	388.32	3,406.19
2027	491.50	1,130.27	491.50	3,568.70
2028	510.79	1,181.85	510.79	3,735.46
2029	510.79	1,181.85	510.79	3,735.46
2030	510.79	1,181.85	510.79	3,735.46
2031	510.79	1,181.85	510.79	3,735.46

El incremento en la cantidad demandada de electricidad implica mayores costos de operación en el sector eléctrico. Para valorizarlas se calculó el costo medio de operación del escenario SIC II – SING II. Nuevamente es necesario repetir valores a partir del año 2029 dada la ausencia de demanda proyectada más allá de dicho año en el Plan de Expansión.

c. Impacto en variables macroeconómicas

²⁴ Para la elasticidad de clientes libres se utilizó el estudio de Gomez-Lobo y otros (2009) mientras que para elasticidad de clientes regulados se utilizó el cálculo de Agostini, Plottier y Saavedra (2009) así como de Benavente y otros (2005).

Hasta el momento se ha analizado el impacto de menor poder de mercado y disminución en el riesgo de contratación sobre los precios promedio de contratos, así como el incentivo que ello produce a sustituir producción en base a combustibles fósiles por electricidad. El cambio en precios promedio de contratos tiene a su vez un impacto macroeconómico ya que afecta los costos de producción de diversos sectores de la economía nacional.

Uno de los principales sectores económicos afectados es el sector minero, el cual utiliza el 35% del consumo eléctrico del país según datos del Balance Nacional de Energía 2011.²⁵ En consecuencia, es esperable que mejores condiciones de contratación de suministro eléctrico permitan incrementar la producción en el sector minero. Cabe señalar la relevancia y el fuerte impacto que tiene el costo del suministro eléctrico dentro de los costos totales de la industria minera, siendo la electricidad uno de los insumos estratégicos requeridos tanto para la operación como para la expansión de los mismos.

Al respecto, es posible utilizar información disponible de la Comisión Chilena del Cobre (COCHILCO) para enumerar qué proyectos mineros podrían retrasarse o abandonarse producto de la situación actual de precios de suministro eléctrico.

Tabla 9: Proyectos Mineros de Cobre con retraso²⁶

Proyectos en la Minería de Cobre	Inversión en MMUSD	Años de retraso	Nueva fecha esperada de puesta en marcha
Inca de Oro	600	2	2016
Santo Domingo	1.242	1	2017
San Antonio Óxido	963	2	2017
Quebrada Blanca Hipógeno	5.590	1	2018
Ralincho	3.900	1	2019
Andina Fase II	6.441	2	2021
El Morro	3.900	0	2018
Cerro Casale	6.000	2	2019

Fuente: COCHILCO

En conjunto, estos proyectos suman 35.136 millones de USD en inversiones que podrían no realizarse producto de problemas de suministro eléctrico. En efecto, se estima que los nuevos proyectos podrían contar con una cartera de oferta de suministro eléctrico más competitiva respecto al precio del contrato de suministro que obtendrían en un escenario sin interconexión, lo cual constituye un factor económico que contribuye a la materialización de dichos proyectos.

²⁵ De este sector, el principal consumidor corresponde a la minería del cobre con un 90%.

²⁶ Informe de Actualización de la Cartera de Proyectos de Inversión en Minería. Diciembre 2012. Comisión Chilena del Cobre, Dirección de Estudios y Políticas Públicas.

Este dato, representativo de la realidad de uno de los sectores económicos más importantes de la economía nacional, aún nos dice poco respecto del impacto en la economía como un todo. Una forma de calcular la cota máxima de un cambio en precios eléctricos sobre la economía es a través de la Matriz Insumo Producto que determina el Banco Central. A modo de estimación del efecto indirecto de la interconexión en cuanto a precios de contratos de suministro eléctrico, se evaluó el aporte al PIB nacional de la realización de los proyectos de la Tabla 9, bajo el supuesto de contar con una oferta de suministro eléctrico competitivo que facilitaría la materialización de la etapa de construcción, su operación y la exportación de su producción.²⁷

Estimado el aumento de las exportaciones de la industria del cobre en un horizonte de 10 años²⁸ y utilizando la última Matriz Insumo Producto informada por el Banco Central para el año 2010, se calcula el cambio del PIB producto del aumento de las exportaciones de cobre respecto a un año base. El resultado del cálculo realizado entrega un aumento del PIB del 4,6% al año 2021 producto del aumento de las exportaciones de la industria del cobre, asociado a nuevos proyectos mineros cuya factibilidad de explotación económica está fuertemente influida por precios competitivos de suministro eléctrico.

El cálculo anterior adolece de múltiples inconvenientes. La correcta estimación del impacto en variables macroeconómica del precio de suministro eléctrico requiere una modelización acorde del funcionamiento de la economía nacional. Al respecto, existe escasa literatura de investigación en Chile sobre el impacto de los precios eléctricos sobre variables macroeconómicas como crecimiento, inversión y empleo. Una excepción relevante es el reciente trabajo de Agurto, Fuentes, García y Skoknic (2013) quienes estiman el impacto del atraso en inversiones en generación eléctrica en el SIC a partir de un modelo macroeconómico dinámico de equilibrio general. El atraso en inversiones ocasionaría según los autores un incremento en precios que representaría una pérdida significativa del Producto Bruto Interno. Así por ejemplo, considerando un escenario óptimo sin retrasos respecto a uno con retrasos en inversiones, se incrementarían los precios promedio de contratos en un 8% anual, lo que traería aparejado una caída acumulada de 2.8% en el PIB durante el periodo 2012-2019. En términos de empleo, la caída sería de un 3.7%.

No es posible extrapolar directamente los resultados de Agurto Fuentes, García y Skoknic (2013) al caso de la interconexión ya que no representan cuál es el impacto del precio de la energía eléctrica sobre la economía, sino que se focaliza en cómo los atrasos en inversiones, materializados en cambios de precios, afectan el crecimiento del país. Sin embargo, dado que nuestras estimaciones de caídas en precios promedio de contratos se encuentran dentro del mismo orden de magnitud, sería esperable que el impacto en el PIB no difiera demasiado. Por lo tanto sería esperable que el

²⁷ Evidentemente es posible que parte de esta cartera de proyectos se lleve a cabo aún sin una interconexión. Sin embargo, este cálculo nos brinda una cota máxima esperada de impacto en el crecimiento del país, toda vez que no sólo proyectos mineros pueden verse retrasados o desechados por problemas de suministro eléctrico.

²⁸ El aumento en las exportaciones físicas se realizó a partir de las características de producción estimada de cada proyecto según el informe de Cochilco.

escenario de menores precios promedio de contratos producto de la interconexión tenga un impacto no despreciable en crecimiento de la economía nacional.

d. Otras consideraciones

El presente informe se enfoca en el impacto de la interconexión sobre la competencia en el segmento de generación, más específicamente en el mercado de contratos. Sin embargo, el mercado eléctrico está integrado también por los segmentos transmisión y distribución. En ambos segmentos no se ha considerado pertinente la estimación de algún efecto significativo producto de la interconexión, toda vez que dadas las condiciones de monopolio regulado que ostentan en la legislación eléctrica chilena, las condiciones de competencia no se verían mayormente afectadas.

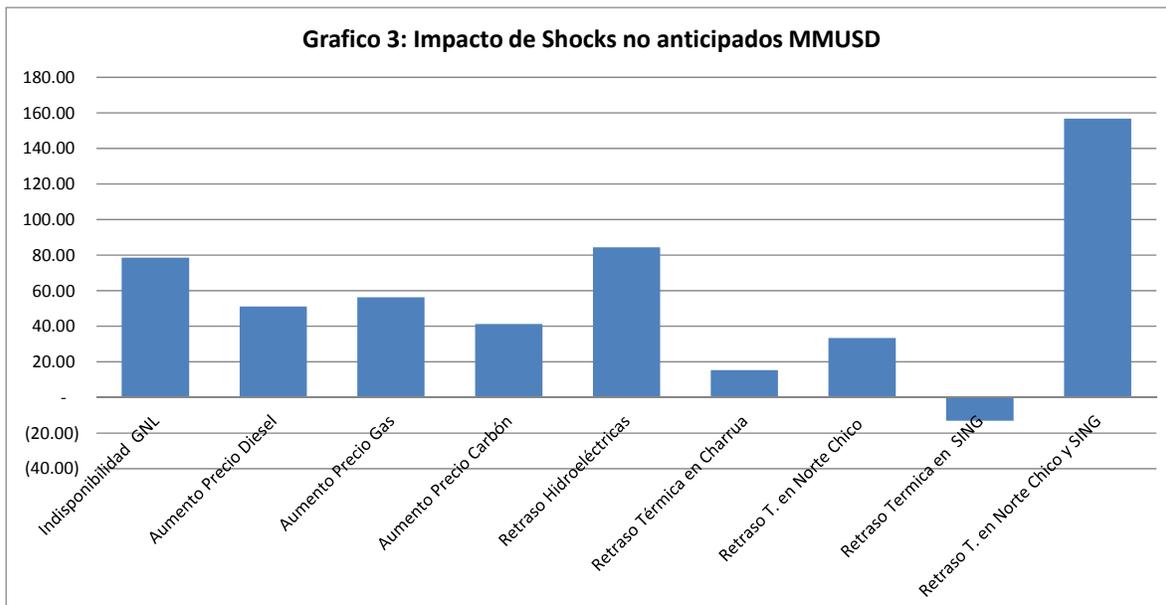
El hecho que los precios medios de contratos se reduzcan producto de la interconexión aumentaría la demanda eléctrica de clientes existentes, con lo cual es posible que se incrementen los costos de distribución. Sin embargo, dichos costos son eventualmente reconocidos en la fijación tarifaria de VAD cada cuatro años, por lo que no afectarían el negocio de distribución. A su vez, esto no implicaría un aumento de tarifas dadas las economías de escala del segmento y el hecho que una mayor demanda rentabiliza aún más las inversiones existentes de las empresas.

2. Resiliencia ante Shocks

Una de las virtudes que se buscan en un sistema eléctrico es que el mismo sea seguro y confiable, aún ante la presencia de shocks que no pueden ser anticipados. Al respecto nos referimos a eventos que impactan en la operación del sistema eléctrico sin que sea posible prepararse para su impacto con la debida antelación. Este tipo de eventos tiene un efecto acotado en el tiempo hasta que el sistema vuelve al equilibrio, donde el grado de resiliencia se encuentra dado por el impacto en los costos de operación del sistema eléctrico. En el presente informe se incluyen múltiples situaciones no anticipables que permiten evaluar que tan resiliente es el sistema eléctrico con y sin interconexión.

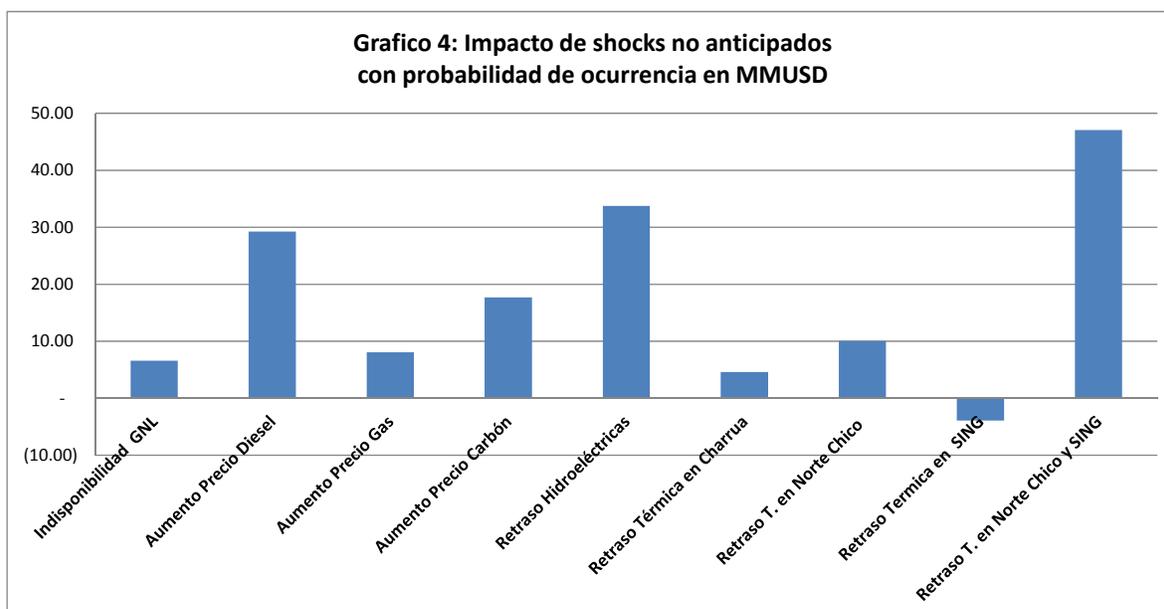
En primer lugar se incluyó una restricción de cuatro meses en la *disponibilidad de GNL* en el año 2020. En segundo lugar se consideró un *incremento del precio de los combustibles* para generación térmica, del 15% sobre el valor estimado en el Plan de Expansión para el año 2020. En tercer lugar se consideró el *retraso en un año de la entrada en operaciones de centrales* hidroeléctricas y térmicas en diversas localizaciones. Dichos cambios fueron simulados como shocks no anticipables bajo los parámetros del Plan de Expansión y los resultados fueron obtenidos mediante el software OSE 2000. En todos ellos, hay una evaluación sólo respecto de diferencias de costos de operación con respecto al caso sin interconexión. El único escenario evaluado es SIC II - SING II. Todos los valores han sido colocados a Abril 2020 y corresponden al valor actual neto del periodo 2020-2029 a una tasa de descuento del 10%.

El Gráfico 3 exhibe el diferencial entre el escenario base (sin shocks) que se encuentra dado por los resultados del Plan de Expansión y el escenario de shock correspondiente.



Con el fin de hacer comparables estos efectos es necesario considerar la probabilidad de ocurrencia de cada shock. Para ello se ha recurrido a la evidencia histórica cuando ha sido posible. Por ejemplo, tomando en cuenta los datos de índices de precios de combustibles del 2005 al 2012

que lleva la CNE para indexación de contratos regulados²⁹, es posible establecer las probabilidades de ocurrencia de un shock de precios en cada combustible igual o mayor al 15% en un año. Dichas probabilidades son 0.57 para el Diesel, 0.43 para el Carbón y 0.14 para el Gas. Para el caso de la restricción cuantitativa de GNL, es difícil de calcular un valor dado que no ha pasado históricamente. Por lo pronto se asignará una probabilidad de un episodio en todo el periodo de análisis (0.08). Un problema diferente surge de considerar el retraso de centrales. Sería posible evaluar el retraso de centrales térmicas e hidroeléctricas en el pasado a partir de los planes de obra semestrales que elabora la CNE. Sin embargo, la evidencia reciente indica múltiples retrasos que podrían no deberse a factores exógenos y que serían anticipables, contraviniendo el supuesto del presente ejercicio. En consecuencia se decidió incluir una probabilidad de 0.25 para retraso en centrales, tanto térmicas como hidroeléctricas. Los resultados se observan en el Gráfico 4.



3. Impactos en Costos del Sistema según Plan de Expansión

El Plan de Expansión del sistema de transmisión troncal 2012-2013 incluye una valorización de costos de operación, inversiones en generación e inversiones en transmisión para diferentes escenarios de interconexión y sin interconexión de los sistemas SIC y SING. Dicha valorización indica los beneficios y costos directos para los sistemas eléctricos producto de la interconexión. En consecuencia, el presente informe utiliza directamente dichos valores para cuantificar el impacto en costos del sistema.

²⁹ <http://www.cne.cl/licitacion-de-suministro-para-distribuidoras/antecedentes-generales>

4. Efectos sobre el Medio Ambiente

Los efectos sobre el Medio Ambiente de una interconexión entre sistemas eléctricos son relevantes dado que la misma modifica el despacho de centrales de generación, consecuentemente cambiando el uso de combustibles y los niveles de emisiones correspondientes.³⁰ Este informe, a su vez, se concentrará en el análisis de emisiones globales, dejando de lado el impacto en emisiones locales.³¹

A priori no es evidente si el nivel de emisiones de CO₂eq disminuye o aumenta con la interconexión entre sistemas.³² Sin embargo es posible considerar que el impacto esperado es de menor grado dado que los planes de obra en los escenarios con interconexión y sin interconexión prácticamente no difieren. Por lo tanto de existir diferencias, las mismas estarán dadas por mayor o menor generación en base a carbón (combustible con mayor nivel de emisiones CO₂eq), diesel y GNL.

Con el objetivo de realizar una estimación de este efecto se procedió al cálculo de la cantidad física de combustible utilizada para generación eléctrica. En la Tabla 11 se presenta el diferencial de uso de combustibles producto de la interconexión, obtenida de las salidas del programa OSE 2000 utilizado como base del Plan de Expansión. Puede apreciarse que el uso de carbón aumenta en promedio un 2.5%, mientras que el diesel y GNL se reducen en un 12.8% y un 4.8% promedio.³³

En vista de estos resultados, resulta de reducida eficacia el cálculo de emisiones de CO₂eq, dado que el aumento de emisiones por generación a carbón es compensado por la reducción en la generación a diesel y GNL. Esto se debe a la configuración del plan de obras incluido en el Plan de Expansión. En caso que el desarrollo futuro de centrales incluya una mayor preponderancia en GNL que la ya considerada, otras tecnologías o reemplazo de unidades de larga data, es posible esperar escenarios donde se produzca el cambio inverso, reduciendo la generación en carbón y aumentando en el resto de los combustibles.

³⁰ Existen otros impactos sobre el medio ambiente, producto de la línea de interconexión a construirse. Sin embargo, dicha línea requerirá de una evaluación ambiental separada una vez que se decida su construcción, lo cual asegura un estudio en detalle de su impacto, el cual excede el alcance del presente informe.

³¹ Evidentemente, existen contaminantes locales que pueden tener efectos muy significativos, como ser en material particulado (PM 10 y PM 2.5) en zonas declaradas saturadas. Cabe mencionar que una reducción en el precio promedio de contratos eléctricos, como el obtenido en la sección 2.1, permitiría a los hogares sustituir consumo de energéticos como leña, los cuales inciden fuertemente en los niveles de contaminación local. Sin embargo, un análisis de ese tipo excede los alcances del presente informe.

³² Por ejemplo, el trabajo de Ulloa (2012) indica que el nivel de emisiones de CO₂ equivalentes (CO₂eq) se reduciría levemente a nivel país, aunque aumentaría en el SIC.

³³ Cabe destacar que a dichos cambios deberían sumarse el menor uso de combustibles producto de la sustitución tecnológica así como el incremento en costos de operación por aumento de demanda, desarrollados en la sección 2.1, sin embargo el volumen neto de los mismos es no significativo.

Tabla 11: Cambio porcentual en el uso de combustibles producto de la interconexión

Año	SIC II - SING II		
	Carbón	Diesel	GNL
	%	%	%
2020	3.5%	-6.8%	-4.5%
2021	3.3%	-15.1%	-2.2%
2022	2.8%	-16.0%	-2.0%
2023	2.4%	-4.7%	-3.7%
2024	2.3%	-11.1%	-7.7%
2025	2.4%	-8.0%	-5.0%
2026	2.3%	-13.5%	-4.4%
2027	2.2%	-16.5%	-6.7%
2028	2.1%	-15.4%	-4.7%
2029	2.1%	-15.4%	-4.7%
2030	2.1%	-15.4%	-4.7%
2031	2.1%	-15.4%	-4.7%

Sin embargo a continuación se presenta una aproximación al monto de emisiones según la configuración del Plan de Expansión. A partir de la energía producida por cada unidad se multiplica la generación por el consumo específico de combustible de la unidad utilizado en el Plan de Expansión, un factor de emisiones y el poder calorífico del combustible correspondiente. La metodología utilizada se encuentra en el Anexo. Como resultado **se obtuvo que a nivel país las emisiones no variarían**, o a lo sumo aumentarían en un 0.2% anual, lo cual se encuentra dentro del margen de error.³⁴ En consecuencia, en el presente informe no se valorizará el efecto en emisiones producto que no existen antecedentes que indiquen que el efecto en emisiones sea significativo.

³⁴A partir de proyecciones realizadas en base a datos de IEA en el informe “CO₂ Emissions from Fuel Combustion”. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,32870,en.html>

5. Efectos sobre la matriz energética y la proporción de ERNC

Una interconexión entre los sistemas SIC y SING tiene un impacto en la matriz energética chilena desde múltiples fuentes. Como hemos visto en la Sección 2.1, un cambio en precios promedio de suministro eléctrico produce una sustitución de uso de combustibles fósiles a favor de mayor consumo eléctrico en el sector productivo. Sin embargo, dicho incremento en el consumo eléctrico supone un cambio en el uso de combustibles para su generación, como vimos en la sección 2.4. El efecto final sobre la misma depende de la magnitud de dichos efectos.

En la presente sección nos interesa analizar el impacto sobre la matriz eléctrica más que sobre la matriz energética del país, a sabiendas de que la promoción de las energías renovables no convencionales (ERNC) es un objetivo explícito de la política energética del país.

Los pool de centrales ERNC posibles para cada escenario en el Plan de Expansión en el periodo bajo análisis es la misma. El desarrollo de los planes de obra se encuentran adaptados por lo que en este aspecto se desarrollan de manera similar. Ello limita nuestro análisis y por lo tanto no es posible realizar una evaluación cuantitativa del impacto en términos de capacidad instalada.

Sin embargo es posible realizar una aproximación cualitativa al desarrollo esperado en tecnologías renovables dados potenciales efectos sobre el funcionamiento de los sistemas una vez que se realice una interconexión.

Existe evidencia del potencial renovable de generación en el SING que aún no ha sido aprovechado. El Resumen Anual 2012 del Centro de Energías Renovables dependiente del Ministerio de Energía indica que en el sistema de evaluación ambiental se proyecta una capacidad en cartera de 5.186 MW, de los cuales 3.546 MW, son solares, 1.590 MW eólicos y un proyecto geotérmico por 50 MW. Sin embargo, a diciembre de 2012, el SING poseía una capacidad instalada total de 3.983 MW donde 14,9 MW son hidráulicos y 1,4 MW solares.³⁵ De dicha cartera de proyectos, el Ministerio de Energía³⁶ destaca dos polos de generación solar y eólica en Pozo Altomonte y Calama con 1.188 MW de capacidad en estudio. Entre las razones que explican la reducida penetración de ERNC en este sistema se encuentran el hecho que la generación solar fotovoltaica requiere respaldo y la variabilidad de la generación eólica requiere flexibilidad del parque generador térmico para mantener reservas operativas.

Efectivamente existen restricciones para el incremento en la capacidad de generación renovable en el SING, algo reconocido por el coordinador de despacho. Un estudio elaborado por la Dirección de Operaciones del CDEC-SING en el año 2012³⁷ calculó los efectos técnicos y económicos de una mayor presencia de energía eólica y solar en el SING. Dicho informe menciona que dichas

³⁵ En cuanto a generación, durante el mismo periodo se generaron 80 GWh, 99,4% de 4 centrales mini hidráulicas y un 0,6% de una central solar.

³⁶ Presentación "Segundo Pilar Estrategia Nacional de Energía: Impulso a las Energías Renovables", 24 de Octubre de 2012

³⁷ "Efectos técnico-económicos de la integración de energía eólica y solar en el SING" CDEC-SING, Dirección de Operaciones, 10-12-2012.

restricciones existen para efectos de gestionar grandes bloques de energía de característica variable. A diferencia de la generación eólica, la generación fotovoltaica presenta baja variabilidad y un perfil diario estable durante el año. La generación eólica, en cambio, registra alta variabilidad con perfiles diarios diferentes dentro de cada mes, con lo cual se debe contar con los consiguientes requerimientos de reservas.

El mencionado estudio establece que “estas restricciones obedecen principalmente a limitaciones técnicas que presenta la mayor parte del parque generador, en cuanto a bajos rangos de regulación y bajas tasas de toma y bajada de carga, y en segundo lugar, a la ausencia de herramientas que permitan realizar un control más eficiente para la operación en tiempo real, tales como modelos predictivos y herramientas de despacho (AGC, entre otros), en particular, considerando la variabilidad intra-horaria del recurso renovable analizado, que se suma a la variabilidad de la demanda industrial del SING.”

El CDEC-SING analizó diferentes niveles de penetración de ERNC en base a generación eólica y solar, encontrando que los únicos escenarios que cumplen con seguridad (refiriéndose a evitar la operación de EDAC) y calidad de servicio (refiriéndose a no sobrepasar la banda de frecuencia según lo establecido por la Norma Técnica en su artículo 5-31) son: 150 MW eólico en Calama Oeste y 150 MW solar en San Pedro de Atacama. Dicho estudio enuncia que es posible instalar hasta 300 MW eólico y 450 MW solar, pero ello no cumpliría las condiciones de seguridad y calidad de servicio, y adicionalmente requeriría entre 150 y 200 MW de reserva de giro y un despacho AGC como mínimo.

En cuanto al impacto en costos de operación, el caso de 150 MW de solar y 150 MW de eólico disminuye dichos costos sólo si hay baja variabilidad y alto factor de planta en generación eólica. En caso contrario es necesario un AGC. En general, la incorporación acotada de ERNC genera un beneficio económico para el sistema. Sin embargo, los costos operacionales pueden ser superiores a la condición sin ERNC en caso que sean necesarios mayores requerimientos de reserva y debido al menor factor de planta del perfil variable.

Ahora bien, una interconexión entre los sistemas SIC y SING permitiría respaldar la generación variable con los aportes de energía del SIC. Ello reduciría los costos de penetración de ERNC en el SING, impactando positivamente en los costos del sistema.³⁸ En este sentido, la interconexión favorecería una matriz eléctrica con mayor presencia ERNC.

³⁸ Más allá de los beneficios directos de una mayor penetración en base a ERNC, los servicios conexos al desarrollo de estas tecnologías pueden ser significativos. El estudio “Consultoría Estratégica en Promoción de Chile como Asentamiento para la Industria de Servicios Conexos de las ERNC” elaborado por Evalueserve Research para el Centro de Energías Renovables explicitó los impactos económicos asociados al desarrollo de energías ERNC en Chile. Por ejemplo, el servicio de fabricación y ensamble de góndolas eólicas tendría una demanda conexa local estimada de USD 305-599 millones para el año 2016 y USD 507-639 para el año 2025, mientras que en módulos fotovoltaicos para los años 2016 y 2025 se esperaría una demanda de USD 0-168 y USD 169-1.279 respectivamente.

Cabe señalar que esta no es la única vía en que la interconexión impacta el desarrollo en energías renovables. Hemos visto que una interconexión tiene un efecto en precios promedio de contratos, aún cuando los costos marginales de generación se mantengan inalterados entre los escenarios con y sin interconexión. Toda reducción en precios implica un menor incentivo a invertir por parte de un generador, sea este renovable o no. Por lo tanto, ello podría significar un efecto negativo para el desarrollo de ERNC. Sin embargo, vale la pena recalcar que dicho efecto es acotado ya que la reducción en precios promedio de contratos estimada en la sección 2.1 se debe a una reducción en el poder de mercado de los incumbentes y una transferencia a los clientes de la disminución en el riesgo de contratación producto de una menor variabilidad del precio spot. La menor variabilidad del precio spot sin duda facilita que un generador se atreva a invertir en tecnologías intermitentes como las ERNC dado que el riesgo de contratación disminuye significativamente. Adicionalmente, toda reducción en poder de mercado implica menores barreras a la entrada de nuevos actores, lo cual puede ser potencialmente aprovechado por nuevas empresas de generación ERNC. Un mercado de contratos más competitivo implica un “premio” menor para un entrante pero al mismo tiempo facilita su entrada.

En síntesis, no es posible realizar una evaluación cuantitativa del impacto en el desarrollo de ERNC producto de la interconexión en base a la información resultante del Plan de Expansión en Transmisión. Un estudio por separado excede los límites del presente informe. Sin embargo, a partir de un análisis descriptivo de la situación en el SING, así como de los potenciales impactos por cambios de precios y niveles de emisiones globales, es posible afirmar que una interconexión entre los sistemas eléctricos no perjudicaría el objetivo de política energética de mayor penetración de ERNC, sino que en realidad existen factores que podrían favorecer su crecimiento en el país.

Sección III: Resultados de la Evaluación

1. Criterios de Evaluación

A la hora de evaluar los beneficios y costos asociados al proyecto de interconexión definido por el Plan de Expansión en Transmisión 2013-2014, es necesario acordar un criterio de evaluación. CAISO (2004) así como Awad y otros (2010) aseguran que existen tres criterios potenciales de evaluación: Test Social, Test Social Modificado y el Test de los participantes. El Test de los participantes evalúa sólo los beneficios netos de aquellas partes que deben pagar por el proyecto. Visto y considerando que podría estar bajo análisis dicha distribución, el presente informe no toma en cuenta el Test de los participantes. En ambos test de sociales se evalúan los beneficios netos de consumidores y productores, sin importar quien pague por el proyecto. La diferencia entre ambos criterios es que el Test Social Modificado no incluye las rentas debidas a poder de mercado oligopólico por parte de los productores. En este enfoque, dicha renta es una ineficiencia que se reduce producto de la expansión en transmisión, por lo que no puede ser tomada en cuenta como una pérdida para los productores. Dado que la mayor parte de los beneficios de la interconexión evaluados en este informe se encuentran en la reducción de poder de mercado y riesgo de contratación, se utilizará como criterio de decisión el Test Social Modificado, en la misma línea de CAISO (2004).³⁹

2. Cálculo de VAN

Una vez que se dispone de un criterio para la evaluación de los beneficios sociales netos de la interconexión, se presenta a continuación el cuadro resumen de la valorización de los diferentes beneficios y costos sociales del proyecto de interconexión al año 2020.⁴⁰

Tabla 12: Valor Actual Neto de Beneficios y Costos asociados a proyecto de Interconexión

Millones USD	Reducción en margen	Sustitución combustibles	Aumento Demanda	Resiliencia a shocks	VAN
Δ Mayor en Competencia	7,811.40	1,741.47	(548.31)	121.74	9,126.30
Δ Menor en Competencia	2,841.74	452.11	(205.13)	121.74	3,210.47

En consecuencia, el resultado del presente informe en cuanto a evaluación del impacto económico y social recomienda la realización del proyecto de interconexión. Cabe señalar que el resultado del Plan de Expansión en cuanto a reducción en costos de operación y menor necesidad de inversión

³⁹ Los cálculos correspondientes al Test Social al igual que una explicación más detallada de los mismos se incluyen en el Anexo 4 como referencia.

⁴⁰ Cabe destacar que estos valores fueron descontados a una tasa del 10% anual.

en generación y transmisión producto de la interconexión no ha sido agregada en el cuadro anterior.

3. Sensibilizaciones

En esta sección final se incluirán algunas sensibilizaciones a los resultados presentados en la Tabla 12. Para ello realizaremos dos cambios relevantes: la tasa social de descuento y la valorización de los costos de aumento de demanda eléctrica.

En primer lugar, si cambiamos la tasa de descuento el VAN se ve fuertemente modificado. Por ejemplo, siguiendo la recomendación de tasa social de descuento de Mideplan con un 6%, los beneficios netos producto de reducción en margen de comercialización, sustitución de combustibles y aumento en demanda eléctrica ascienden a 3,724 millones de USD con un incremento menor en competencia y a 10,649 con un incremento mayor en competencia. Por lo tanto, una menor tasa de descuento incrementa los beneficios netos del proyecto.

En segundo lugar, es posible que al valorizar el incremento de demanda eléctrica a costo medio de generación estemos subestimando algún costo no incluido en el aumento de capacidad necesaria para abastecer la demanda. En consecuencia, una posibilidad es realizar la valorización a costo de desarrollo del sistema (78.8 USD/MWh). Esto nos da una cota superior para el aumento de tales costos. Como resultado, en aumento bajo de competencia se reduce a 2,649 millones de USD, mientras que con alto aumento en competencia obtendríamos 7,650 millones de USD.

Dado que no se encuentran costos no cuantificados en términos de desarrollo de ERNC y nivel de emisiones de CO₂eq significativos que pudieran disminuir los beneficios netos de la Tabla 12, así como sensibilizaciones que contradigan lo presentado por la misma, la evaluación del proyecto de interconexión recomienda la realización del proyecto.

ANEXOS

ANEXO 1: Competencia y Riesgo de Contratación

1. Modelo de decisión de precios

A continuación se replica parte del trabajo de Bustos Salvagno (2012)⁴¹ que se utilizará como modelo teórico de decisión de precios en el mercado de contratos. Se asume N generadores compitiendo por un contrato de tamaño Q , que es divisible en múltiples unidades. Cada generador i presenta una curva de oferta no decreciente $S_i(p)$. Cada generador i posee información privada del precio spot esperado c_i , y posee un nivel de capacidad contratable exógena A_i . La distribución de probabilidades del precio donde se equilibra el mercado es $H(p, S(p), A)$, y se define como la probabilidad para la cual existe exceso de demanda. De manera simple, esta es la probabilidad de adjudicarse parte de la demanda dadas las ofertas de la competencia.

$$H(p, S_i(p), A_i) = Pr[S_i(p) \leq Q - \sum_{j \neq i}^N S_j(p)]$$

Se define una función de pagos de la generadora como el beneficio de suministrar el contrato al precio de equilibrio P^c . La función entre corchetes corresponde al área bajo la curva de oferta, neta del costo de obtener la energía para el suministro al precio spot esperado⁴². La desutilidad por riesgo de sobre-contratarse se define como una función cuadrática (para mantener el supuesto de linealidad en la función de oferta óptima según lo que se observó en los datos reales), donde el parámetro θ puede interpretarse como la aversión constante al riesgo o el costo marginal de sobre-contratarse.

$$\Pi_i[S_i(p), P^c, A_i] = \left[\int_{\underline{p}}^{P^c} S_i(p) dp - S_i(P^c)c_i \right] - \frac{\theta}{2} (S_i(P^c) - A_i)^2$$

Cada generador maximiza la siguiente expresión que incluye la distribución de probabilidades de todos los precios posibles.

$$\max_{S_i} \int_{\underline{p}}^{\bar{p}} \Pi[S_i(p), p, A_i] dH(p, S_i(p))$$

⁴¹ Para mayores detalles consultar el trabajo original en: <https://sites.google.com/site/rjb92georgetown/>

⁴² En una subasta a precio discriminatorio (donde el oferente recibe un precio diferente por cada unidad ofrecida), los ingresos del oferente son iguales al área bajo la curva de oferta.

Las condiciones de Euler-Lagrange de optimización nos llevan a la curva óptima que presenta una generadora, la cual depende del nivel de contratación, dado el premio por riesgo de sobrecontratarse.

$$p = \begin{cases} c_i + \left[\frac{H(p, S_i(p))}{-H_p(p, S_i(p))} \right] & \text{if } S_i \leq A_i \\ c_i + \left[\frac{H(p, S_i(p))}{-H_p(p, S_i(p))} \right] + \theta(S_i - A_i) & \text{if } S_i > A_i \end{cases}$$

Tomando en cuenta que las curvas de oferta pueden aproximarse en forma lineal, el mark-up también debe ser lineal. Por lo tanto, a continuación se define una función λ como el mark-up que es no decreciente. En caso que λ_1 tienda a cero, tendremos una porción de la curva a precio constante, y a partir del punto A, creciente en cantidades.

$$\frac{H(p, S_i(p))}{-H_p(p, S_i(p))} = \lambda(S_i) = \lambda_0 + \lambda_1 S_i$$

2. Costos de Desarrollo en base a carbón

SIC	Escenario Optimista				Escenario Pesimista			
	USD/Ton	USD/Kw	P. potencia	CD	USD/Ton	USD/Kw	P. potencia	CD
oct-06	75.01	1600	7.55	53.56	75.01	1700	7.55	55.28
feb-07	75.01	1700	7.55	55.28	75.83	1800	7.55	57.31
oct-07	84.49	1800	8.01	59.96	93.15	1850	8.01	64.08
feb-08	93.15	1900	8.01	64.94	121.89	1900	8.01	75.75
ene-09	115.47	2300	8.55	79.51	140.26	2300	8.55	88.83
jul-09	115.47	2300	8.83	79.15	129.99	2300	8.83	84.61
mar-11	114.69	2350	9.27	79.14	123.66	2350	9.27	82.51

SING	Escenarios			
	USD/Ton	USD/Kw	P. potencia	CD
abr-09	115.47	2300	8.52	80.73
oct-09	129.99	2300	8.49	86.23

Costos de Inversión:

Oct-06 a Abr-08 según presentaciones del ministerio y de la CNE

Oct-08 a Abr-11 según informe de precio de nudo

Precio insumos:

Promedio 2010/2011 al 2020 y 2013/2014 al 2020

La diferencia entre optimista y pesimista es que informe de precio de nudo se usa. El próximo más alto es el pesimista

Parámetros:

Potencia	250 MW
Factor de Planta	0.84 -
Vida Útil	30 años
Precio Potencia	7.5 USD/kW/mes
FacPot	0.8
Peaje Anual	7 MUSD/Año

ANEXO 2: Sustitución Tecnológica y Cambio en demanda de electricidad

1. Datos utilizados para cálculo de sustitución tecnológica

- a. Según datos del Banco Central de PIB regional 2012, los sectores industrial manufacturero y minero tienen la siguiente distribución regional

	Regiones	%
SIC	III-X, XIV, RM	60.68%
SING	I, II, XV	37.96%

- b. Según Estudio CNE preparado por Gómez-Lobo y otros (2009) las elasticidades regionales para sustitución de combustibles por electricidad son:

	Regiones	Elasticidad		
		petróleo	diesel	gas
SIC	Centro, Sur	0.49	0.54	0.52
SING	Norte	0.37	0.17	0.36

2. Aumento costos operativos del sector eléctrico en millones de USD

Año	Δ Menor competencia	Δ Mayor competencia
2020	21.58	62.10
2021	30.26	85.65
2022	31.21	85.84
2023	31.47	85.46
2024	31.22	82.59
2025	29.05	75.69
2026	27.73	71.67
2027	26.85	67.22
2028	25.47	63.88
2029	22.35	56.06
2030	22.35	56.06
2031	22.35	56.06

ANEXO 3: Metodología de Cálculo de emisiones de CO2eq

Para el cálculo de la cantidad física de combustible utilizada para generación eléctrica y las emisiones de CO2eq asociadas al uso del combustible, se utiliza el siguiente procedimiento a partir de la energía producida por cada unidad según los datos entregados por las salidas de OSE 2000 del Plan de Expansión:

- Paso 1: Cálculo del consumo de combustible por unidad

Se procedió a multiplicar la generación de cada unidad, en MWh, por el consumo específico de combustible de la unidad utilizado en el Plan de Expansión, de acuerdo a la siguiente fórmula:

Consumo de Combustible [ton ó dam³ ó m³] = Generación Eléctrica [MWh] * Consumo Específico [(ton ó dam³ ó m³)/MWh]⁴³

- Paso 2: Cálculo de emisiones de CO2eq

Con la cantidad de combustible por cada unidad, las emisiones de CO2eq asociadas se calculan utilizando la siguiente fórmula:

Emisiones de CO2 eq [kg] = Consumo de Combustible [ton ó dam³ ó m³] * Poder Calorífico [GJ/(ton ó dam³ ó m³)] * Factor de Emisión [CO2 eq kg /GJ]⁴⁴

Una vez calculados la cantidad de combustible utilizado y de emisiones de CO2eq por unidad, se hace una agrupación por tipo de combustible (carbón, gas natural o diesel) y por año.

⁴³ Para el caso del carbón utilizado en generación eléctrica del SING, la cantidad física calculada con la fórmula anterior se corrige a la base calórica utilizada en el manual de procedimiento de declaración de precios del CDEC-SIC.

⁴⁴ <http://huelladecarbono.minenergia.cl/index.html>

ANEXO 4: Criterios de evaluación para VAN

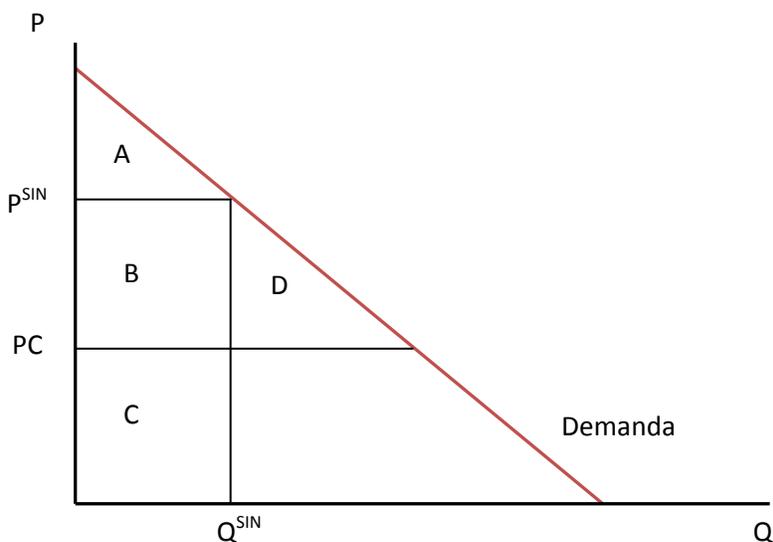
A la hora de evaluar los beneficios y costos asociados al proyecto de interconexión definido por el Plan de Expansión en Transmisión 2013-2014, es necesario acordar un criterio de evaluación. El enfoque de excedentes o social puede ser calculado como la suma del cambio en el excedente de los consumidores y el excedente de los productores. Para ello es necesario realizar algunos supuestos simplificadores.

En la Figura 4 se exhibe un ejemplo simple a partir del cual se calculará el beneficio social neto del proyecto en cuestión. Se asume una demanda lineal donde existe un equilibrio con un precio sin interconexión P^{SIN} superior al precio de competencia PC , debido a poder de mercado y riesgo de contratación, y costos lineales iguales a PC^{45} .

En el caso sin interconexión, el excedente del consumidor es el área del triángulo A, mientras que para el productor el cuadrado B es el mark-up por poder de mercado y riesgo de contratación, el cual coincide con su excedente. El área D corresponde al costo social producto de la distorsión en precios, por encima del precio de competencia.

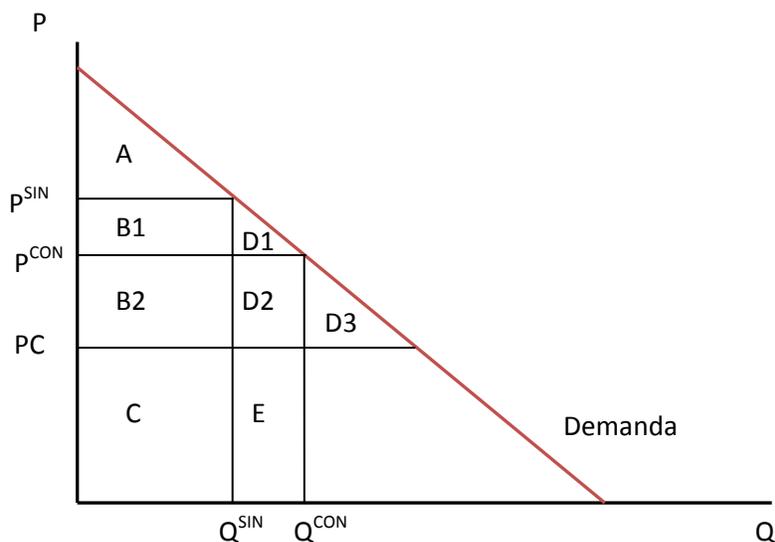
Veamos ahora qué sucede con una reducción en precios producto de la interconexión. La Figura 5 incluye el cambio de precios, la cual tiene dos efectos relevantes. Primero, el costo social se reduce dado que el excedente del consumidor aumenta en las áreas B1 + D1, mientras que el excedente del productor se reduce en B1 pero aumenta en D2. En definitiva el costo social de la distorsión de precios se reduce en las áreas D1 + D2 y queda solamente en D3.

Figura 4: Excedentes de Consumidor y Productor con costos y demanda lineales



⁴⁵ El precio competitivo puede asociarse al costo de desarrollo de largo plazo. Sin embargo, ello sólo es posible si además de competencia perfecta, no existe riesgo de contratación.

Figura 5: Cambio en Excedentes de Consumidor y Productor producto de la interconexión



Estas áreas pueden ser cuantificadas ya que corresponden a los siguientes valores:

$$D1 = (P^{SIN} - P^{CON}) \times (Q^{CON} - Q^{SIN}) / 2$$

$$D2 = (P^{CON} - PC) \times (Q^{CON} - Q^{SIN})$$

Según el test Social Modificado, el beneficio social neto de rentas estaría dado por las áreas B1+D1, la cual corresponde al incremento en el excedente del consumidor. Dado que se ha supuesto un costo lineal, el excedente del productor no cambia con la reducción en precios.⁴⁶

Adicionalmente es posible evaluar que sucede en los mercados de bienes sustitutos, como el de combustibles fósiles para el sector productivo. En primer lugar se debe reconocer que el precio con y sin interconexión no cambia para dichos combustibles, ya que dependen de los mercados internacionales de petróleo, carbón y GNL, donde la demanda chilena no influye en su determinación. En consecuencia, toda reducción en el consumo de dichos combustibles representa un beneficio neto que puede calcularse como: $P \times (Q^{SIN} - Q^{CON})$.

⁴⁶ Ello no significa que con una curva de costos creciente, el excedente del productor disminuiría. Por el contrario, la caída en precios reduce su renta de poder de mercado y riesgo, pero las mayores ventas incrementan su excedente. Dado que este test no incluye dichas rentas, una curva de costos creciente implica mayores excedentes para los productores. Por lo tanto, el supuesto de costos lineales en realidad subestima el beneficio neto del productor.

Valor social neto según Test Social (incluye rentas en excedente del productor)

a. Mayor incremento en intensidad de competencia

$$D = (P^{SIN} - P^{CON}) \times (Q^{CON} - Q^{SIN}) / 2 = 214.92 \text{ millones USD}$$

$$E = (P^{CON} - PC) \times (Q^{CON} - Q^{SIN}) = 1,057.15 \text{ millones USD}$$

El VAN total alcanza los 2,586.98 millones de USD

b. Menor incremento en intensidad de competencia

$$D1 = (P^{SIN} - P^{CON}) \times (Q^{CON} - Q^{SIN}) / 2 = 31.75 \text{ millones USD}$$

$$D2 = (P^{CON} - PC) \times (Q^{CON} - Q^{SIN}) = 449.10 \text{ millones USD}$$

El VAN total alcanza los 849.58 millones de USD

Referencias

Agostini Claudio, Cecilia Plottier y Eduardo Saavedra (2009) "La Demanda Residencial por Energía Eléctrica en Chile", mimeo, Universidad Alberto Hurtado.

Agurto Renato, Fernando Fuentes, Carlos García y Esteban Skoknic (2013) "Impacto macroeconómico del retraso en las inversiones de generación eléctrica en Chile". Estudio financiado por la Asociación Gremial de Generadoras de Chile.

Arellano Soledad y Pablo Serra (2008) "The Competitive Role of the Transmission System in Price-Regulated Power Industries" *Energy Economics*, vol. 30, 1568-1576.

Awad M., K. Casey, A. Geevarghese, J. Miller, M., , A.F. Rahimi, A. Sheffrin, M. Zhang, E. Toolson, G. Drayton, B. Hobbs, F. Wolak, (2010) "Economic Assessment of Transmission Upgrades: Application of the California ISO Approach," IEEE Power and Energy Society.

Benavente, José Miguel, Alexander Galetovic, Ricardo Sanhueza y Pablo Serra (2005) "Estimando la demanda residencial por electricidad en Chile: el consumo es sensible al precio", Cuadernos de Economía, Vol 42, pp 33-61.

Bustos Salvagno, Javier (2012) "Bidding behavior in the Chilean electricity Market". Tesis para PhD. en Economía, Georgetown University, Capitulo 2.

California Energy Commission (2004) "Economic evaluation of Transmission interconnection in a restructured market", informe preparado para California Energy Commission por Consortium of Electric Reliability Technology Solutions.

CAISO (2004) "Transmission Economic Assessment Methodology (TEAM)" de California Independent System Operator, Junio 2004.

CDEC-SING (2012) "Efectos técnico-económicos de la integración de energía eólica y solar en el SING" Dirección de Operaciones CDEC-SING,, 10-12-2012.

COCHILCO (2012) "Informe de Actualización de la Cartera de Proyectos de Inversión en Minería" Comisión Chilena del Cobre, Dirección de Estudios y Políticas Públicas, Diciembre 2012.

Evalueserve Research (2009) "Consultoría Estratégica en Promoción de Chile como Asentamiento para la Industria de Servicios Conexos de las ERNC", elaborado para el Centro de Energías Renovables, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile.

Gómez-Lobo Andrés, José Miguel Benavente y Javiera Vásquez (2009) "Estudio de Demanda Energética para el Sector Industrial Manufacturero y Minera de Chile" estudio elaborado para la CNE.

Mideplan (2006) "Metodología General de Preparación y Evaluación de Proyectos", Mimeo.

Ministerio de Energía (2012) " Segundo Pilar Estrategia Nacional de Energía: Impulso a las Energías Renovables", Presentación 24 de Octubre de 2012.

Roubik Eduardo y Hugh Roudnick (2009) "Assessment of generators strategic behavior in long term supply contract auctions using portfolio concepts", Paper aceptado para presentación en 2009 IEEE Bucharest Power Tech Conference.

Sauma Enzo, Samuel Jerardino, Carlos Barria, Rodrigo Marambio, Alberto Brugman y José Mejía (2011) "Electric-systems integration in the Andes community: Opportunities and threats" Energy Policy , 39 (2), 936-949.

Ulloa, Hernán (2012) "Interconexión SIC-SING y emisiones de carbono del sector eléctrico", Tesis de Magister en Ciencias de Ingeniería, Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile.

PNUD (2010) "Estudiopara Análisis de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú.

Wolak, Frank (2004) "Valuing Transmission Investment in A Wholesale Market Regime", Presented to the California Independent System Operation TEAM Meeting, February 3, 2004.

Wolak, Frank (2012) "Measuring the competitiveness benefits of a transmission investment policy: the case of the Alberta electricity market", mimeo, preparado para Alberta Electric System Operator.