



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

EMPIRICAL STUDIES OF COMPETITION IN THE CHILEAN ELECTRICITY MARKET

PABLO I. VARAS VALENZUELA

Tesis para optar al grado de

Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:

HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Santiago de Chile, (Agosto, 2013)

© 2013, Pablo Varas



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

EMPIRICAL STUDIES OF COMPETITION IN THE CHILEAN ELECTRICITY MARKET

PABLO I. VARAS VALENZUELA

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

RICARDO PAREDES

JUAN PABLO MONTERO

PEDRO GAZMURI SCHLEYER

Para completar las exigencias del grado de

Magister en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, (Agosto, 2013)

A Dios, mi familia y Mercedes

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quisiera agradecer a mi familia, en especial a mis padres, por haberme dado la posibilidad de estudiar Ingeniería Civil en la UC y por el interés que siempre mostraron en esta investigación. También a mis hermanos que me acompañaron a la distancia en estos siete años de estudio. A Mercedes, por su compañía durante todo el proceso de la tesis y por el ánimo dado en la etapa final. Gracias por apoyarme incondicionalmente en mis proyectos universitarios, de los cuales la presente tesis fue el broche final.

Al profesor Hugh Rudnick, por darme la oportunidad de investigar con el y desarrollar esta tesis. Gracias por su testimonio de humildad y genuino interés en aportar al desarrollo eléctrico de Chile. Al profesor Juan Pablo Montero, quien se involucró en profundidad en el proceso de estudio, y siempre tuvo tiempo para comentar resultados y guiarme en cómo seguir con los análisis. A Rodrigo Moreno, por facilitarme las bases de datos de sus investigaciones. A Javier Bustos, por la disposición a compartir conmigo su investigación. A Rodrigo Iglesias y Sebastián Mocarquer por su disposición a discutir resultados preliminares y por sus consejos, sugerencias y feedback.

A la Asociación de Generadoras A.G., por el apoyo que me entregaron para el desarrollo de la investigación, y a su Director de Estudios y Contenidos, Rodrigo Solis, por sus comentarios y ayuda durante el proceso de investigación.

A mis amigos, por la paciencia que más de alguna vez deben haber tenido conmigo, y por el interés que mostraron por este trabajo. Finalmente gracias a Dios, de quien en último término dependen todas las cosas.

INDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS	iii
INDICE GENERAL.....	iv
INDICE DE FIGURAS.....	viii
INDICE DE TABLAS	ix
RESUMEN.....	iii
ABSTRACT.....	iv
1. INTRODUCCIÓN	1
2. ESTADO DEL ARTE: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	4
2.1 Efectos de los contratos en el mercado spot y el poder de mercado	4
2.2 Estimaciones empíricas de poder de mercado.....	6
2.1 Competencia en el mercado chileno.....	8
2.2 Licitaciones de suministro de largo plazo en Chile.....	10
3. ANTECEDENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO	14
3.1 Institucionalidad y legislación.....	14
3.2 Sistemas interconectados.....	15
3.3 Lógica del mercado	16

3.4	Licitaciones de suministro de distribuidoras	18
3.5	Crisis del gas argentino	20
3.6	Condiciones de competencia en el mercado eléctrico chileno	24
4.	ANÁLISIS PROPUESTO	27
4.1	Impacto de la crisis de gas argentino en la competencia del mercado eléctrico chileno	28
4.2	Comparación de competencia en contratos de clientes libres y licitaciones de suministro de distribuidoras.	29
4.3	INFORMACIÓN DISPONIBLE	30
	Contratos de suministro clientes libres	31
	Licitaciones de suministro de distribuidoras	33
	Antecedentes económicos y otra información	34
	Costo de desarrollo y costos marginales.....	34
5.	IMPACTO DE LA CRISIS DE GAS ARGENTINO EN LA COMPETENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO	36
5.1	Metodología.....	36
	Modelo econométrico	37
	Descripción de variables y base de datos.....	37
5.2	Resultados	39

6. COMPARACIÓN COMPETENCIA EN CONTRATOS DE CLIENTES LIBRES Y LICITACIONES DE SUMINISTRO DE DISTRIBUIDORAS.....	46
6.1 Metodología.....	46
Modelo econométrico	47
Descripción de variables y base de datos.....	47
6.2 Resultados	49
7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	56
7.1 Escenarios considerados.....	56
7.2 Análisis crisis del gas	57
7.3 Análisis comparación contratos de clientes libres y distribuidoras.....	61
8. DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	66
8.1 Influencia de los costos marginales en los precios de los contratos.....	66
8.2 Diferencia de tipo de competencia en los contratos de clientes libres y licitaciones de suministro de distribuidoras	68
8.3 Actualidad del mercado eléctrico	70
9. CONCLUSIONES	72
10. BIBLIOGRAFÍA	76
ANEXOS	78

ANEXO N°1..... 79

INDICE DE FIGURAS

Figura 3-1. Exportaciones de Gas Natural Argentino a Chile 2000-2010. En millones de m ³ de 9300 kcal. (Cuevas, 2012).....	21
Figura 3-2. Promedio mensual costo marginal SIC y SING en \$/kWh	22
Figura 3-3. Participación por combustibles en generación eléctrica nacional 1999-2008.	23
Figura 3-4. Participación por tecnología en capacidad instalada nacional 1999-2008 ...	23
Figura 3-5. Capacidad instalada por empresa en el SING 2001-2011.....	25
Figura 3-6. Capacidad instalada por empresa en el SIC 2001-2011.....	25
Figura 3-7. Participación por empresa en ventas de contratos en el SIC 2001-2010.....	26
Figura 4-1. Análisis de representatividad de la muestra de contratos de clientes libres.	33
Figura 8-1. Evolución de razón Precio de Contrato y Costo Marginal.....	67
Figura 8-2. Comparación costo marginal máximo y mínimo de subsistemas SIC	68
Figura 11-1. Proyecciones de precio de carbón australiano de la CNE, según proceso de tarificación.....	80

INDICE DE TABLAS

Tabla 3-1. Estadísticas de los sistemas eléctricos chilenos.....	16
Tabla 3-2. Resumen de los resultados de los procesos de licitación SIC	19
Tabla 5-1. Resumen base de datos análisis crisis del gas	39
Tabla 5-2. Estimación MCO de análisis crisis caso base.....	41
Tabla 5-3. Estimación MCO de análisis crisis caso base con variables cuadráticas.....	42
Tabla 5-4. Estimación MCO de análisis crisis caso base sólo para el SING.	43
Tabla 5-5. Estimación MCO de análisis crisis con Costo Desarrollo amplificado	44
Tabla 6-1. Resumen base de datos análisis de comparación entre contratos de clientes libres y distribuidoras.....	48
Tabla 6-2. Estimación MCO de análisis de comparación entre contratos de clientes libres y distribuidoras caso base.....	50
Tabla 6-3. Estimación MCO de análisis de comparación entre contratos de clientes libres y distribuidoras caso base, diferenciando contratos de corto plazo.	51
Tabla 6-4. Estimación MCO de análisis de clientes libres y distribuidoras. Caso base con identificación de generadores líderes y contratos de corto plazo.....	53
Tabla 6-5. Estimación MCO de análisis de clientes libres y distribuidoras. Caso base con identificación de generadores líderes (sólo 2) y contratos de corto plazo.	53
Tabla 6-6. Estimación MCO de análisis de clientes libres y distribuidoras con costo de desarrollo amplificado.....	55

Tabla 7-1. Escenarios considerados de costo de inversión de central de carbón.....	56
Tabla 7-2. Análisis de sensibilidad caso base respecto de inicio efecto crisis.....	58
Tabla 7-3. Análisis de sensibilidad sobre estudio de la crisis del gas.....	59
Tabla 7-4. Análisis con firma de contratos dos años antes de suministro y adelantando efecto de crisis.....	60
Tabla 7-5. Estimación MCO de análisis de comparación entre contratos de clientes libres y distribuidoras caso base, para horario fuera de punta.	61
Tabla 7-6. Análisis de comparación licitación y contratos libres utilizando estimación CMg CNE.	62
Tabla 7-7. Análisis de sensibilidad de comparación contratos de clientes libres y distribuidoras.....	64
Tabla 11-1. Precios de Carbón (US\$/Ton) según proceso de tarificación para el período abril 2001 y abril 2006	80

RESUMEN

La competencia dentro de un determinado mercado es una condición deseable, dado que asegura la correcta asignación de recursos económicos y la existencia de precios que maximizan el bienestar social económico. El objetivo de la presente tesis es brindar evidencia empírica respecto de los niveles de competencia y existencia de poder de mercado en el sector eléctrico chileno. A la fecha los estudios que se han realizado han sido en base a simulaciones, y no en base a información de transacciones del mismo mercado.

A través de modelos econométricos se estudian los márgenes de los precios de energía de contratos de los clientes libres, con respecto al costo de desarrollo del sistema. En primer lugar se analiza el impacto de la crisis del gas argentino en los niveles de competencia, y luego se compara la intensidad de competencia de los generadores respecto de los contratos de clientes libres y de los procesos de licitación de las distribuidoras.

Se encuentra evidencia estadísticamente significativa para afirmar que los márgenes de los contratos aumentaron luego de la crisis del gas. Dicha variación no puede ser explicada de manera exclusiva por el cambio de tecnología de desarrollo luego de la crisis. Además, se encuentra evidencia respecto a que los generadores compiten de manera más intensa en las licitaciones de las distribuidoras que en los contratos de los clientes libres. Esta diferencia no se puede atribuir a las características de los clientes, dado que en ambos casos hay similares riesgos asociados.

Palabras clave: poder de mercado, competencia, mercado eléctrico.

ABSTRACT

The competition in a given market is a desirable condition, because it ensures the proper allocation of economic resources and the existence of prices that maximize economic welfare. The objective of this thesis is to provide empirical evidence about the levels of competition and the existence of market power in the Chilean electricity sector. To date, the studies that have been made are based on simulations models, and not based on information of market transactions.

By using econometric models we study the margins on energy prices of free customer's contracts, with respect to the cost of system development. First, we analyze the impact of the Argentine gas crisis on the levels of competition. Second, we compare the intensity of the competition among generators in free customer contracts and in distribution bidding processes.

We find significant statistical evidence to affirm that the margins of the contracts increased after the gas crisis. This variation can't be explained exclusively by the change of developing technology after the crisis. In addition, there is evidence to affirm that the generators compete more intensely in bids of distributors than in the free customer contracts. This difference can't be attributed to the characteristics of customers, since in both cases there are similar potential risks.

Keywords: market power, electricity market, competition.

1. INTRODUCCIÓN

Al ser Chile una economía en vías de desarrollo, su expansión económica requiere de un aumento proporcional del consumo eléctrico. En el último tiempo se ha planteado que en los próximos diez años sería necesario duplicar la potencia instalada del parque generador, si es que se quiere llegar a los estándares de las economías desarrolladas como Portugal.

En los últimos años el mercado eléctrico chileno ha presentado altas tarifas de energía comparadas con otros países de la región. Además de explicaciones relacionadas a la hidrología seca que se ha presentado y dependencia de la matriz eléctrica chilena de combustibles fósiles, cuyo precio se ha elevado considerablemente, una de las razones que se han planteado para explicar las altas tarifas es el posible ejercicio de poder de mercado de los grandes generadores presentes tanto en el SIC como en el SING.

Contar con un mercado competitivo en el segmento de generación fue uno de los principales supuestos de la reforma liberalizadora del sector eléctrico realizada en Chile durante los años 80.

Se entiende como poder de mercado la posibilidad de los productores de un determinado mercado de aumentar unilateralmente los precios del bien transado, por sobre los niveles competitivos que maximizan el bienestar social económico. La existencia de poder de mercado y bajos niveles de competencia conlleva importantes pérdidas económicas por el aumento no justificado de las tarifas. La energía al ser un insumo básico de gran parte de los sectores productivos del país aumenta directamente los costos productivos de industrias como la minera.

El poder de mercado en segmentos de generación eléctrica es un tema que ha sido trabajado ampliamente en la literatura académica. Se han realizado estudios empíricos para el mercado eléctrico de California (Wolak, 2003), Inglaterra y Gales (Green, 1999;

Sweeting 2007) y otros. Además, el comportamiento de los actores del segmento de generación también se ha sido ampliamente analizado de manera teórica (Allaz & Villa, 1994; Liski & Montero, 2005, Arellano & Serra, 2007).

Sin embargo, éste ámbito de investigación se ha desarrollado poco en Chile. Los estudios existentes en general utilizan modelos de simulación para analizar la conveniencia de la aplicación de ciertas políticas públicas (Villar & Rudnick, 2003; Arellano 2004), pero no se ha estudiado respecto de los niveles actuales de competencia.

El año 2011, el presidente Sebastián Piñera convocó a la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE), con el objetivo de estudiar y plantear una propuesta de desarrollo del sistema eléctrico con una mirada de largo plazo. Dentro de los temas abordados se encontraba el nivel de competencia del sector. Debido a las restricciones de tiempo, este tópico no pudo ser desarrollado en la suficiente profundidad y menos se pudo analizar de manera empírica.

El presente trabajo nace como la continuación de los estudios de competencia que se iniciaran en la CADE, aprovechando los primeros diagnósticos realizados por ella y la información empírica disponible. El principal objetivo de esta investigación es complementar los análisis iniciales de la CADE y brindar evidencia empírica para la discusión respecto del nivel de competencia y posible existencia de poder de mercado en el sector eléctrico chileno. Los análisis desarrollados utilizan información de los pagos realizados en el marco de los contratos entre clientes libres y generadoras, información no disponible hasta la fecha para este tipo de estudios. En efecto los datos utilizados fueron entregados por la CNE y son confidenciales.

Se analizan dos hipótesis independientes respecto de la existencia competencia perfecta en el mercado eléctrico chileno. En primer lugar, de ser un mercado competitivo no debería haber diferencias importantes en los márgenes de los contratos de clientes libres antes y después de la denominada “crisis del gas argentino”. En segundo lugar, bajo la

misma condición, se esperaría que el grado de competencia de los generadores fuese similar tanto en el contexto de los contratos de clientes libres del SIC como en los procesos de licitación de distribuidoras realizadas en los últimos años. Ambas hipótesis son analizadas a través de modelos econométricos.

El trabajo se estructura de la siguiente manera. En el capítulo 2 se revisa el estado del arte respecto de los estudios de poder de mercado y competencia en mercados eléctricos. Se exponen los estudios que realizan análisis empíricos como desarrollos teóricos, y también se abordan los estudios relacionados al mercado chileno. De esta manera se revisan las metodologías utilizadas para su posible aplicación en el presente estudio.

En el capítulo 3 se realiza una revisión del mercado eléctrico chileno, tanto a nivel de institucionalidad como de las características particulares de éste. Se contextualiza lo que fue la “crisis del gas” argentino y además se explica el proceso de licitaciones de suministro de distribuidoras. Además se traen a colación las dudas sobre los niveles de competencia y se muestran los niveles de concentración del mercado.

En el capítulo 4 se describen los análisis propuestos, además de detallar la información disponible para desarrollar dichos análisis. En los capítulos 5 y 6 se especifican las metodologías utilizadas para cada análisis, para luego mostrar los resultados obtenidos.

En el capítulo 7 se desarrollan los análisis de sensibilidad para comprobar la robustez de los resultados, para luego discutirlos y comentarlos en el capítulo 8. Finalmente en el capítulo 9 se recogen las principales conclusiones de los estudios realizados, además de plantear posibles líneas de investigación de interés para profundizar en la materia en el futuro.

2. ESTADO DEL ARTE: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Existe abundante literatura de estudios en mercados eléctricos respecto a mediciones de poder de mercado, nivel de competencia, comportamiento estratégico de los agentes, además de otros tópicos relacionados. Debido a esto, se realiza una revisión considerando los distintos ámbitos estudiados en la literatura. El objetivo es analizar qué conceptos y metodologías pueden ser de utilidad para el objetivo de la presente investigación.

2.1 Efectos de los contratos en el mercado spot y el poder de mercado

En general en los diferentes mercados eléctricos existen dos formas de vender energía: a través de contratos de largo plazo (*forwards*) o a través del mercado de corto plazo (o mercado spot). En el primer caso el generador se compromete a vender cierta cantidad de energía a un precio determinado por cierto período. En cambio, el mercado spot es el mercado donde se transa energía de manera instantánea para que se puedan cumplir los compromisos de suministro del sistema.

Pueden presentarse condiciones de poder de mercado tanto en los contratos de largo plazo como en el mercado spot en forma independiente, así como en el desarrollo conjunto de ambos. Se han desarrollado investigaciones que analizan ambos mercados en forma desacoplada y conjunta.

Una línea de investigación muy relevante es el efecto que tienen los contratos de largo plazo en los niveles de competencia y poder de mercado en el mercado spot. Los modelos con los que se estudia esta interacción en general se basan en un juego de dos etapas. Primero se analizan los contratos y luego se resuelve el mercado spot.

Allaz & Vila (1993) hace un desarrollo teórico con el que muestra que no es condición necesaria la existencia de incertidumbre en algunas variables del mercado para que

exista una etapa de ventas forward que sea beneficiosa para los generadores. Dado que las ventas forward afectan las ganancias marginales en el mercado spot, concluye que este mercado puede mejorar la eficiencia de las decisiones de producción en un duopolio que juega a la Cournot, es decir que compiten en las cantidades producidas y la decisión de producción de cada competidor asume como dada la producción de la competencia. En su modelo asume predicción perfecta y equilibrio eficiente del mercado forward, es decir, el precio forward como función de la posición forward, debe ser igual al precio que resulta de la competencia a la Cournot en el mercado spot dada esas posiciones. Muestra que si sólo uno de los productores puede vender en el mercado forward, podrá escoger su ventas en esta etapa, de tal forma que el equilibrio que se alcance en la segunda etapa lo beneficie, aumentando sus ganancias totales. Esto genera incentivos estratégicos para vender en el mercado forward. Si ambas firmas pueden vender forward, se reducen los incentivos para aumentar los precios en el mercado spot jugado a la Cournot, y querrán vender en el mercado forward para aumentar su resultado en el mercado spot. Además concluye que si hay sucesivas etapas de ventas forward, las firmas terminarán contratadas completamente previo al inicio del mercado spot, por lo que no habrán incentivos a aumentar los precios por sobre el costo marginal.

Green (1999) analiza la interacción entre el mercado de contratos de largo plazo y el mercado spot (de estructura *pool*) en el mercado eléctrico de Inglaterra y Gales. Asume demanda residual lineal y que una porción lo suficientemente grande de los compradores son neutrales al riesgo con expectativas racionales, lo que hace que el precio de los contratos sea equivalente al precio spot esperado. Concluye que a mayor cobertura de sus ventas a través de contratos, menor son los incentivos para ejercer poder de mercado, porque sus ganancias de un mayor precio spot, están acotadas a la porción no contratada de sus ventas. Si se asume que todos los compradores son adversos al riesgo, el precio de los contratos puede exceder el precio spot esperado, aumentando los incentivos a vender en el mercado de contratos. Si una firma generadora es neutral al riesgo no querrá vender contratos de largo plazo, a menos que esta decisión afecte la estrategia del rival.

Liski & Montero (2005) obtienen resultados que a diferencia de Green (1999) y Allaz & Vila (1993), muestra que el mercado forward puede permitir un comportamiento estratégico de parte las firmas, contradiciendo las creencias generales sobre los beneficios en pos de la competencia que genera la existencia de un mercado forward. La diferencia de su metodología es que considera un mercado en que las firmas interactúan repetidamente, de manera infinita, tanto en el mercado spot como en el mercado forward. El mercado forward permitiría comportamientos colusivos, que no podrían existir de no haber mercado forward. La razón es que el poder vender forward amplía el rango de factor de descuento en el cual el nivel máximo de colusión puede darse en equilibrio.

El análisis identifica dos efectos de la introducción del mercado forward, una pro competencia y la otra contra competencia, que dependiendo de la estructura del mercado, es cuál predomina sobre la otra, pudiendo generar un efecto neto positivo o negativo en torno al nivel de competencia del mercado. El efecto positivo consiste en que las ventas forward disminuyen la posibilidad del comportamiento colusivo debido a que es menor la cantidad de energía no contratada para posibles acciones no competitivas. Por otro lado, el mercado forward hace que a las firmas les sea menos atractivo no actuar colusivamente, debido que las ventas a través de los contratos reducen la participación de mercado que la firma que no sigue el comportamiento estratégico puede obtener en el período en que se desvía del equilibrio colusivo. Hace posible un comportamiento estratégico que no es posible en un mercado spot puro.

2.2 Estimaciones empíricas de poder de mercado

Hay una cantidad importante de estudios sobre poder de mercado y competencia en mercados eléctricos, que buscan evidenciar empíricamente la existencia de poder de mercado en alguna industria en particular durante un período definido. En general se compara el precio de energía efectivo con respecto al costo de oportunidad que presentan los generadores, siendo en general su propio costo de operación o el costo

marginal del sistema. Los mercados estudiados son del tipo *pool*, en el cual los diferentes generadores realizan apuestas de pares precio-cantidad de energía al operador del sistema. Estas ofertas se presentan diariamente, para bloques horarios definidos por el regulador. De esta manera el operador construye una curva de suministro de mínimo costo para satisfacer la demanda. Esta estructura da la posibilidad de la existencia de un poder de mercado de corto plazo, en el sentido que los generadores definen de manera estratégica sus apuestas y el uso de su capacidad disponible.

Sweeting (2007) estudia el ejercicio de poder de mercado en las ventas mayoristas del mercado eléctrico de Inglaterra y Gales entre los años 1995 y 2000. El análisis se realiza a través de dos metodologías. Por un lado, compara los precios resultantes del pool con estimaciones referenciales de precios competitivos de energía. Estos los calcula a través de simulaciones del mercado estudiado, y el precio de comparación es el promedio de 25 simulaciones. Las diferencias resultan ser significativas en la mayoría de los trimestres del período analizado, por lo cual los generadores habrían ejercitado de manera significativa poder de mercado desde el año 1997. En la segunda metodología compara las apuestas y los costos de las empresas generadoras, y analiza si cada generador está maximizando utilidades escogiendo sus apuestas como la mejor respuesta a las ofertas de los otros generadores. Concluye que los generadores habrían aumentado sus ganancias de corto plazo, haciendo bajas apuestas para aumentar su generación y de esta manera aumentar sus ingresos. Su análisis no toma en cuenta las restricciones de transmisión, y de hecho las ignora cuando calcula el precio competitivo para hacer la comparación

Wolfram (1999) estudia el poder de mercado del mercado spot de la industria eléctrica británica entre los años 1992 y 1994. Los márgenes los calcula comparando cada precio de equilibrio del mercado, con su estimación del costo marginal del sistema al nivel de demanda respectivo. Considera que los estudios que han analizado el poder de mercado a través del equilibrio de la curva de oferta del sistema, no logran describir de manera correcta el comportamiento en el mercado spot y los precios han sido menores que los que se han estimado. Los resultados muestran que los generadores están ofreciendo

precios superiores a sus costos marginales, pero no han aprovechado completamente la inelasticidad de la demanda que enfrentan a los niveles estimados por los modelos oligopólicos estándar. Al enfrentar una demanda residual inelástica, los generadores podrían aumentar significativamente los precios por sobre los niveles competitivos. Además los generadores enfrentan incentivos para retener capacidad de generación y así aumentar los precios, incrementando sus pagos relacionados a la potencia. Por otro lado, los generadores también estarían restringiendo los precios para desincentivar la entrada de nuevos actores y también propiciar acciones del regulador. Encuentra poca evidencia sobre el efecto de los contratos de los generadores con los precios del pool.

Wolak (2003) analiza el poder de mercado de la industria eléctrica en California entre los años 1998 y 2000. Se centra en la medición de los incentivos de las principales generadoras del estado para ejercer poder de mercado. Estima la elasticidad-precio de la demanda residual horaria enfrentada por cada generador, evaluada al precio al que se despeja el mercado en ese horario. De esta manera puede medir cuál es el incremento de precio que puede realizar el generador, por sobre el costo marginal y calcular el índice de Lerner horario de cada firma. Los resultados muestran que el comportamiento colusivo de los generadores es innecesario para explicar el ejercicio de poder de mercado y los altos precios vistos en dicho período. Los generadores al enfrentar demandas residuales pueden ofrecer precios que maximicen sus utilidades subiendo los precios muy por sobre el costo marginal de su unidad generadora más cara.

2.1 Competencia en el mercado chileno

En el caso del mercado chileno, las ventas entre los generadores y los clientes se realizan a través de contratos de largo plazo, y el número de transacciones es sustancialmente menor a que en los casos expuestos anteriormente. Es por esto que se debe considerar un período de tiempo extenso para tener suficiente información como para realizar un análisis robusto. Debido a que el costo de oportunidad para un generador es comprar sus requerimientos de energía en el mercado spot, el precio esperado en este mercado

debiese ser el punto de comparación de los precios de los pagos de energía, de contratos de largo plazo, para analizar la existencia de poder de mercado.

Cabe destacar que, dado el marco regulatorio chileno, las oportunidades de ejercer poder de mercado en el mercado de corto plazo son muy limitadas. Esto, por cuanto la operación de cada sistema interconectado es responsabilidad del denominado Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), organismo que debe operar el sistema con un adecuado nivel de seguridad y minimizando los costos de operación, sujeto a las restricciones físicas del sistema y su red de transmisión. Las empresas deben proveer la información para este efecto y el CDEC opera el sistema con independencia de los contratos y de los intereses de cada agente en particular. Podrían presentarse comportamientos estratégicos de las empresas en la entrega de información, materia que es cautelada por el conjunto de los agentes del mercado competitivo.

En ese contexto, esta investigación se centra en analizar posibles comportamientos estratégicos en el mercado de los contratos de largo plazo.

Algunas investigaciones a través de simulaciones profundizan en qué sucedería en el ámbito de la competencia si Chile tuviese una estructura de mercado *pool* y otras analizan el posible comportamiento estratégico de las firmas generadoras a través de desarrollos teóricos. Arellano & Serra (2007) estudian cómo los generadores podrían ejercer poder de mercado a través de sus decisiones de inversión en centrales de tecnología base o de punta. Desarrollan un modelo teórico que considera un mercado de dos firmas, dos tecnologías (de base y de punta), bajo estructura de despacho de las unidades generadoras según menor costo de operación y sujeta a *peak load pricing*¹. Su análisis considera un juego de dos etapas. En la primera se realizan las decisiones de inversión en capacidad, tipo y cantidad, y la segunda en la que se resuelve el mercado

¹ Esquema de tarificación, ampliamente usado en el sector eléctrico, que establece que el costo marginal de aumentar la capacidad del sistema, en su totalidad debe ser cargado a los usuarios que consumen en períodos de punta (peak), esto bajo el supuesto que ellos explican el necesario aumento de capacidad.

spot. Concluyen que si las firmas compiten a lo Cournot, pueden ejercer poder de mercado a través de lograr una participación de la tecnología de punta por sobre lo socialmente óptimo, lo que aumenta el promedio del precio de energía pagado por la demanda. En relación a los contratos de largo plazo, encuentran resultados similares a Green (1999) y Allaz & Vila (1993), en el sentido que a mayor nivel de contratación de los generadores, menos los incentivos de ejercer poder de mercado porque una menor porción vendría de las ventas en el mercado spot. Sin embargo, este análisis no ha tenido respaldo empírico,

Villar & Rudnick (2003) analizan el efecto de contratos en la mitigación de poder de mercado en un sistema hidrotérmico con estructura de bolsa (*pool*) con apuestas horarias. El modelo considera que las pequeñas firmas son tomadoras de precio y que tanto las centrales termoeléctricas como hidroeléctricas pueden actuar de manera estratégica. La simulación considera una modelación estática para las centrales termoeléctricas, y modelación dinámica para centrales hidroeléctricas. Considera equilibrios de Nash-Cournot y utiliza los datos reales del mercado chileno. Los contratos en el modelo, tanto físicos como financieros, son definidos de manera exógena y se simula para distintos niveles de contratación de las firmas. Las simulaciones del modelo utilizan datos reales del parque generador e hidrologías del SIC. Sus resultados muestran que existe un sobreprecio con respecto al precio que se obtiene al considerar un mercado competitivo. Las firmas con capacidad hidroeléctrica usan menos agua en los horarios de mayor demanda para poder aumentar los precios durante dichos períodos. Sin embargo, a mayor nivel de contratación, la posibilidad de ejercer este poder de mercado disminuye, siendo menores también los precios del sistema.

2.2 Licitaciones de suministro de largo plazo en Chile

Como se explica en Moreno et al (2010) las subastas (o licitaciones) de contratos de suministro de largo plazo de energía eléctrica están siendo una alternativa que se está implementando cada vez más en diferentes países a nivel mundial. Las subastas fueron

implementadas en Chile para los contratos de las empresas distribuidoras, buscando aumentar los niveles de competencia del mercado. Un ámbito de estudio en desarrollo es el nivel de efectividad y logro que tuvo esta política.

Roubik & Rudnick (2009) estudian posibles determinantes del comportamiento estratégico de los generadores en las subastas de energía. Desarrollan un modelo de simulación que consiste en un juego estático, utilizando conceptos de teoría de portafolio, que busca evaluar el supuesto de que la aversión al riesgo de los generadores afecta directamente el comportamiento estratégico de las compañías generadoras en subastas de contratos de suministro de largo plazo (LTSC por sus iniciales en inglés). Asume que los generadores se pueden modelar según sus costos de operación, preferencias de riegos y energía anual esperada, y que compiten en dos mercados: el de contratos y el mercado spot. En relación al portafolio óptimo de inversión, de ventas en el mercado spot y en el mercado de contratos, los riesgos relacionados a los costos de generación y de ser despachados, son riesgos sistemáticos del mercado, y el riesgo relacionado al precio spot es diversificable. De esta manera el portafolio óptimo es independiente de la incertidumbre del despacho y los costos de generación, y sólo depende de la aversión al riesgo de la firma, la incertidumbre del precio spot y que la diferencia esperada entre el precio spot y el precio de los contratos. Al simular su modelo con datos reales del mercado chileno, los resultados muestran la utilidad de las LTSC para hacer cobertura de los riesgos del mercado. También muestran que la utilidad marginal por un aumento en el nivel de contratación de una empresa es decreciente, existiendo un punto óptimo de contratación. Al simular escenarios con diferentes niveles de aversión al riesgo para las firmas consideradas, el comportamiento estratégico de los generados varía significativamente, disminuyendo los precios al aumentar la aversión al riesgo.

Bustos (2012) analiza empíricamente los procesos de licitaciones de suministro de las distribuidoras en Chile. Utilizando un modelo de subasta de bienes divisibles, desarrolla un marco teórico que explica el comportamiento de los generadores en las subastas en

términos del precio spot esperado y su nivel de contratación. Por sobre su capacidad física al momento de contratación, lo relevante es la capacidad de contratación, entendiéndola como el mínimo de capacidad no contratada del generador al momento de la subasta. Si una firma realiza apuestas por sobre su nivel de capacidad de contratación enfrentará un mayor riesgo debido a que le afectarán en mayor medida las variaciones del precio del mercado spot. El objetivo del estudio es identificar empíricamente el efecto de esta mayor exposición al riesgo en las apuestas de los generadores. En base a información oficial disponible de las ofertas realizadas para cada bloque de energía licitado entre los años 2006 y 2010, construye la curva de oferta implícita en las apuestas de cada generador. Como precio spot esperado para cada proceso de licitación, calcula el costo de desarrollo de una central de carbón según la información vigente en ese momento sobre las proyecciones de precio de carbón y costos de inversión de una central de este combustible. Utiliza un modelo econométrico en que la variable dependiente es el precio de cada oferta, las variables independientes son el precio spot proyectado, la cantidad de energía ofertada, la capacidad de contratación, y otras variables de control.

Los resultados muestran que las variables más importantes para explicar el comportamiento en la subasta de las generadoras es el precio spot esperado y su capacidad de contratación. Calcula el costo de sobre contratación el que es alrededor de US\$ 185 por cada punto porcentual por sobre la capacidad física del generador, costo que aumenta para los generadores pequeños y para los no incumbentes. En algunas subastas también se desprende que grandes generadores incumbentes tienen pequeñas capacidades de contratación, lo que se puede relacionar con una elección estratégica de este indicador de parte de ellos. Si bien no está dentro de los objetivos de este estudio, dada la estructura del modelo econométrico, se podría considerar que se logra identificar el margen de las ofertas de suministro respecto al precio spot esperado, controlando por otras variables que podrían influir en los márgenes respectivos. Eso sí, para estudiar el poder de mercado existente, se debiesen considerar sólo las ofertas que fueron efectivamente adjudicadas.

Se puede apreciar que los análisis respecto de competencia en el mercado eléctrico chileno son limitados. Son pocas las investigaciones que han tratado de dar luces sobre si existe o no un comportamiento estratégico o no competitivo de los actores. Las investigaciones son limitadas en cuanto a las preguntas que se plantean. Más que preguntarse qué sucede actualmente, son en relación a qué sucedería en distintos escenarios analizados.

En general no son en base a la estructura y ordenamiento actual del mercado eléctrico chileno, sino que son análisis sobre escenarios hipotéticos, más que sobre el mercado actual. Además, la mayoría de los análisis son a través de simulaciones con ciertos datos del mercado chileno como inputs, pero no en base a información de los precios de las transacciones efectivas observadas en el mercado. Uno de los valores de la presente investigación es poder analizar los precios efectivos pagados por el suministro de electricidad a través de contratos de largo plazo.

3. ANTECEDENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

El sistema eléctrico chileno fue uno de los primeros en el mundo en ser liberalizado y crear un verdadero mercado eléctrico. Antes del año 1978, el sistema eléctrico era prácticamente un monopolio estatal en los niveles de generación, transmisión y distribución. Después de ese año, se inició un proceso profundo de reforma del sector eléctrico. Se buscaron establecer condiciones de eficiencia en la operación y desarrollo del sistema y al Estado se le asignó un rol subsidiario y de regulación². El Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería de 1982, fue la primera “ley eléctrica” que instituye la nueva estructura del sistema eléctrico.

3.1 Institucionalidad y legislación

Actualmente el mercado eléctrico chileno está regido por el Decreto con Fuerza de Ley N°4, Del Ministerio de Economía, Minería y Reconstrucción del año 2006, también conocido como Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante LGSE). Este cuerpo legal refunda el Decreto con Fuerza de ley de 1982, con todas las modificaciones posteriores que se le han realizado.

El Ministerio de Energía es el órgano superior del Estado en las funciones de gobierno y administración del sector energía, y por ende del sector eléctrico. Este ministerio es el responsable de las políticas y normas del sector, además de entregar las concesiones para centrales hidroeléctricas, líneas de transmisión, subestaciones, y otras. La Comisión Nacional de Energía, dependiente del Ministerio de Energía, es el organismo técnico que tiene como misión velar por un “servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica”³. Dentro de sus funciones está analizar los precios vigentes, fijar normas técnicas que rigen a las empresas eléctricas, asesorar en materia de

² Bernstein (1988) describe cómo y por qué se realizaron estos cambios estructurales.

³ Decreto de Ley N° 2.224 de 1978

políticas públicas a las autoridades pertinentes, entre otras. Además es su responsabilidad desarrollar el “plan de obras”, una planificación indicativa del sistema, considerando nuevos proyectos de generación y obras de transmisión. Es decir, el Estado no participa como actor, ni como planificador, sólo de manera indicativa, y las decisiones de inversión son realizadas por los propios agentes privados.

La LGSE divide el mercado en tres segmentos: generación, transmisión y distribución. Mientras los dos últimos son monopolios regulados, el primero está pensado como un mercado competitivo de libre entrada. Se caracteriza por estar sujeto a una tarificación del tipo marginalista, donde el parque generador se opera de manera centralizada a mínimo costo.

La legislación diferencia los clientes finales libres y regulados. Aquellos cuya potencia conectada sea superior a 2 MW, son clientes libres y los de potencia conectada inferior a 500 kW son clientes regulados. Aquellos que tengan una potencia conectada mayor a 500 kW y menor a 2 MW, pueden escoger entre ambos regímenes. Los clientes libres deben contratar, a través de una negociación bilateral, su suministro eléctrico de manera directa con las empresas generadoras. Los clientes regulados están sujetos a los precios fijados por la CNE.

3.2 Sistemas interconectados

Espacialmente, el sistema eléctrico chileno está compuesto por cuatro sistemas que suministran energía eléctrica en el territorio continental nacional. En la

Tabla 3-1 se muestran estadísticas sobre los sistemas eléctricos chilenos y los totales nacionales. Los dos sistemas más importantes son el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), quienes representan el 26% y el 73% de la capacidad instalada nacional respectivamente.

Tabla 3-1. Estadísticas de los sistemas eléctricos chilenos.

Sistema interconectado	Generación bruta (GWh)	Potencia instalada (MW)	Demanda máxima (MW)
SING	15.889,2	4.582,6	2.162,0
SIC	46.142,0	12.715,2	6.881,4
Aysén	130,1	41,0	21,1
Magallanes	276,3	99,0	50,3
Total Nacional	62.437,6	17.437,8	9.114,8

Según se indicara, los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) son los organismos encargados de coordinar la operación de las instalaciones eléctricas de cada sistema. Los CDEC están conformados por un directorio que tiene representantes de empresas generadoras, transmisoras y clientes libres. Los costos de operación de las centrales son auditados, lo cual permite de manera efectiva despachar las centrales por mérito a mínimo costo.

En el SING las ventas a clientes industriales representan el 89% de las ventas, principalmente empresas mineras, y la termoelectricidad representa el 99,7% de la generación total. En el caso del SIC el 69,4% de las ventas son a clientes residenciales, el 30,6% a clientes industriales. La hidroelectricidad tiene una participación mayoritaria, del 45,9% en la capacidad instalada del SIC, la termoelectricidad representa el 52,3% y las centrales eólicas el restante 1,8%⁴.

3.3 Lógica del mercado

Las empresas generadoras pueden vender energía de dos maneras: a través de contratos de largo plazo con clientes libres o en el mercado spot. Cuando una empresa generadora

⁴ Anuario Estadístico 2011, CDEC-SIC.

tiene compromisos de energía, producto de sus contratos, mayores que su generación, se denomina como deficitaria, y cuando su generación es mayor que sus compromisos, se denomina excedentaria. El mercado spot se denomina al mercado donde los generadores transan energía de tal manera de poder cumplir con sus compromisos, es decir las excedentarias le venden a las deficitarias. Estas transacciones son supervisadas por el CDEC respectivo. Es importante destacar que ni los clientes libres ni las distribuidoras pueden comprar energía en el mercado spot, y su suministro eléctrico sólo puede ser a través de contratos con generadores.

La estructura de mercado establecida en Chile está basada en los desarrollos teóricos de Boiteux (1949). El objetivo es lograr una operación de mínimo costo en el sistema y generar las condiciones de mercado para promover un ambiente de competencia entre los generadores. Para esto es fundamental la tarificación de la energía a precio marginal. Debido a esto es que se establece que las transferencias entre generadores sean al costo marginal de sistema, de tal manera de que los generadores enfrente un precio acorde al costo económico de la energía disponible.

Dado que la venta de energía a costo marginal no le permite a las empresas generadoras lograr equilibrio financiero, dado por los costos de operación y los costos de instalación, es que la legislación considera un pago a las centrales por poner su capacidad de generación a disposición del sistema. Boiteux (1949) muestra que bajo condiciones de optimización permanente del parque generador según la demanda, los ingresos obtenidos por las centrales por la venta de toda su generación al precio marginal instantáneo y la venta de su potencia al precio de desarrollo de una central de punta, son equivalentes a los costos de capital de instalación de la central más los costos de operación. Dicho pago por la potencia corresponde al costo de expansión del parque generador (costo de desarrollo) y es proporcional a la potencia firme de cada central, es decir, a la máxima potencia que puede inyectar en función de su indisponibilidad probable.

Los contratos entre los generadores y los clientes libres son de largo plazo porque las centrales eléctricas, al tener un alto costo de instalación, requieren cierta certeza de ingresos para disminuir los riesgos de la inversión. Se esperaría que, en un ambiente competitivo, el precio de energía consignado en los contratos sea equivalente al costo marginal esperado del sistema en el largo plazo, dado que ese será el costo de oportunidad del generador para cumplir sus obligaciones de suministro.

Un antecedente relevante es la complejidad actual de los contratos de suministro entre generadores y clientes libres. Los contratos no sólo incluyen un pago por la venta de energía, sino que además considera el pago por potencia, indexaciones de los precios considerados según la variación de ciertos indicadores, etc. Además, el precio de la energía puede variar según las condiciones del mercado o según otros criterios establecidos en el contrato.

3.4 Licitaciones de suministro de distribuidoras

En mayo del año 2005 se promulgó la ley N°20.018, mejor conocida como Ley Corta II. El objetivo de dicha ley fue responder a la necesidad de aumentar la seguridad de suministro de energía frente a incertidumbres externas de los combustibles utilizados para la generación eléctrica, condicionado por la crisis del gas argentino. Este fortalecimiento requería abordar las dificultades que enfrentaban las inversiones eléctricas, aumentar mecanismos para responder a contingencias y diversificar la matriz eléctrica. Durante esa época existía un congelamiento de inversiones en nuevas centrales, las empresas distribuidoras estaban teniendo problemas para renovar sus contratos de suministro y además existía cierta incertidumbre regulatoria en algunos ámbitos.

La principal modificación fue eliminar el precio regulado para las empresas distribuidoras, que hasta la fecha era calculado por la CNE, y reemplazarlo por el precio resultante de licitaciones de suministro para dichas empresas. De esta manera se busca

dar relevancia a señales económicas de largo plazo, de manera que los precios de energía reflejen las expectativas de costos de generación que enfrentarán los generadores. Las licitaciones son *pay as bid*, el proceso es abierto y competitivo y se adjudica al menor precio ofertado. Cada proceso tiene un precio máximo de energía de adjudicación, o precio techo. Un punto importante es que la facturación es de la energía realmente consumida. En el SIC se han realizado al año 2011 cuatro procesos de licitación. En tres de ellos se debió realizar un segundo llamado porque no se licitó toda la energía requerida. En cada proceso, las empresas distribuidoras participantes licitan “bloques” de energía, el cual está definido vía una cantidad de energía (GWh/año), un plazo determinado (años), inicio y término, y además un punto de suministro.

En la Tabla 3-2 se muestra un resumen del proceso de licitación. Se puede apreciar que si bien en los dos primeros procesos se obtuvieron bajos precios, en el tercer y cuarto proceso los precios de adjudicación aumentaron significativamente. Uno de las expectativas más relevantes respecto a las licitaciones era la entrada de nuevos actores al mercado y la realización de nuevas inversiones en capacidad. Ninguno de los dos puntos se logró de manera satisfactoria.

Tabla 3-2. Resumen de los resultados de los procesos de licitación SIC

Proceso	Nº Llamado	Fecha adjudicación	Energía adjudicada (GWh/año)	% adjudicada de Energía licitada	Precio Medio Adjudicado (US\$/MWh)
Primer	Primer	nov-06	11,851	90%	52.8
Primer	Segundo	ene-07	1,130	81%	54.5
Segundo	Primer	nov-07	5,700	37%	59.8
Segundo	Segundo	mar-08	1,800	18%	65.8
Tercer	Primer	feb-09	7,110	89%	104.3
Tercer	Segundo	jul-09	850	100%	99.5
Cuatro	-	mar-11	2,000	82%	90.03

3.5 Crisis del gas argentino

Chile y Argentina firmaron una serie de acuerdos económicos que posibilitaron la importación de gas natural argentino, entre los que se encuentra el Protocolo de Integración Económica de 1991, y el “Protocolo de Interconexión Gasífera” de 1995, que eliminó ciertas limitaciones a la exportación desde Argentina e hizo más atractivo el desarrollo de negocios relacionados⁵. Para Chile, uno de los objetivos de este acuerdo era disminuir la dependencia de la hidroelectricidad, dado que durante la sequía de los años 1998-1999 los precios aumentaron significativamente, incluso llegando al racionamiento eléctrico.

Dado que se esperaba que la disponibilidad de gas natural se mantuviera en el largo plazo, ésta había sido asumida por los agentes como la tecnología de expansión del sistema. En el período en que existió suministro de gas se construyeron centrales de alta potencia instalada en el SIC. Algunas fueron Nueva Renca (370 MW), San Isidro (373 MW), Nehuenco II (382 MW) y Candelaria (269.5 MW).

En marzo del año 2004 se inician los recortes de gase desde Argentina. En el año 2002, el gobierno argentino había decidido congelar las tarifas del gas natural para consumo interno, lo que desalentó nuevas exploraciones de parte de empresas privadas, mientras aumentaba significativamente el consumo. Para privilegiar el consumo interno, dada que no hubo un aumento de oferta de gas natural que siguiera el aumento del consumo, el gobierno argentino decidió comenzar a disminuir los envíos de gas a Chile. Si bien en un comienzo se suponía que los recortes serían transitorios, terminaron siendo permanentes. Las exportaciones de gas natural de argentina disminuyeron más de un 50% entre el año 2004 y 2007, llegando a ser muy bajas el año 2008 (Figura 3-1).

⁵ Cuevas (2012) ofrece una contextualización detallada sobre los inicios de la importación de gas argentino y la posterior crisis provocada por el término de envíos desde el vecino país.

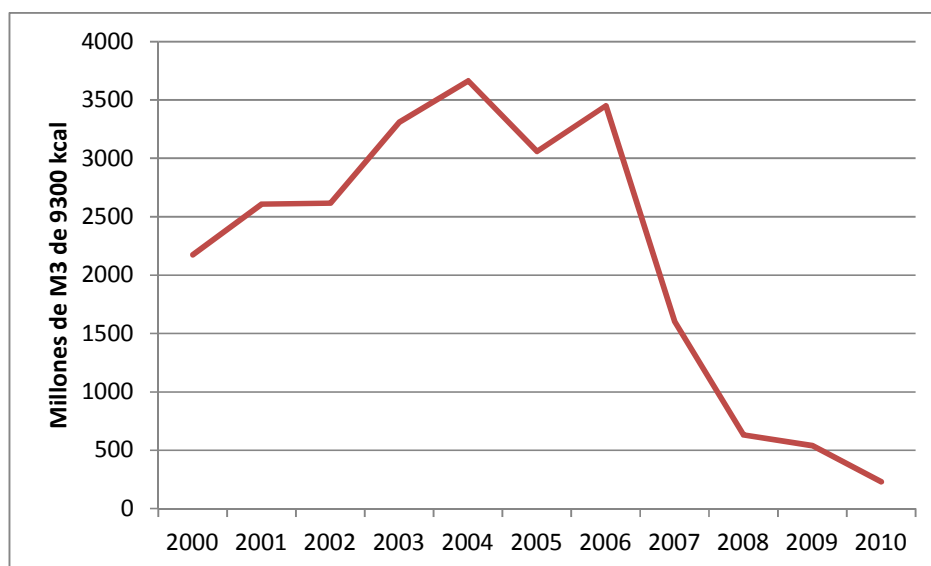


Figura 3-1. Exportaciones de Gas Natural Argentino a Chile 2000-2010. En millones de m3 de 9300 kcal. (Cuevas, 2012)

El impacto que tuvieron los cortes de gas en los precios de la energía fue muy relevante. En la Figura 3-2 se muestra el promedio mensual del costo marginal del SIC y SING. Si previo a los cortes el costo marginal de ambos sistemas era en torno a los 20 \$/kWh, en plena crisis alcanzó valores incluso de 150 \$/kWh. El aumento de precios, además de significativo, fue muy rápido.

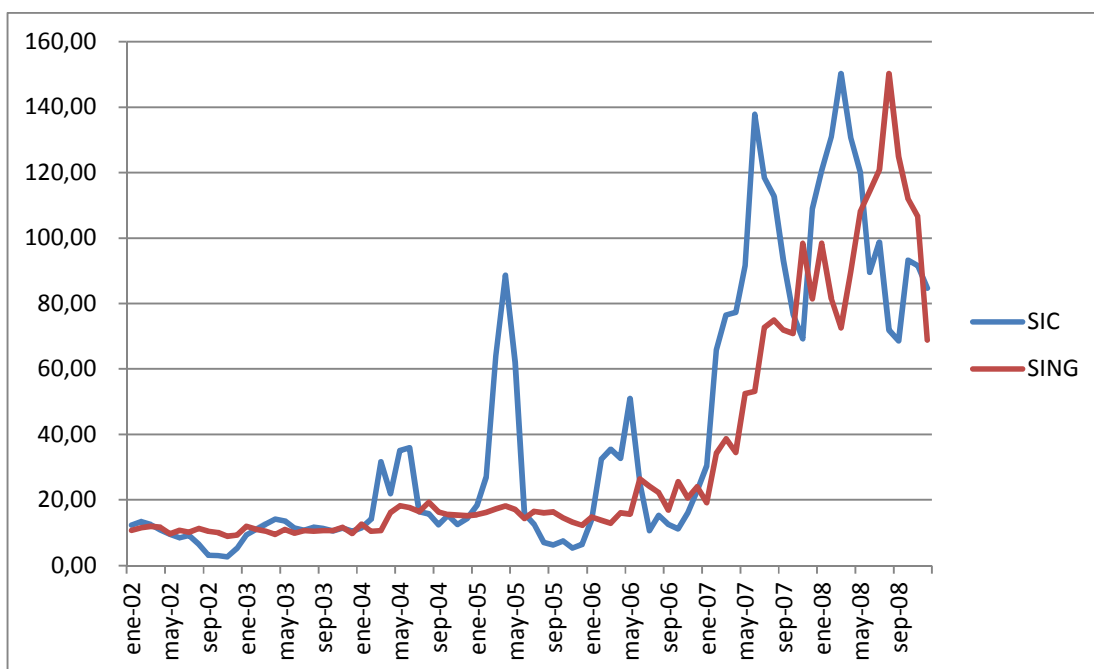


Figura 3-2. Promedio mensual costo marginal SIC y SING en \$/kWh⁶

Galetovic et al (2004) analizan los costos económicos de la crisis del gas argentino. Calculan que el costo de expandir el sistema con centrales a carbón es 11,7 US\$/MWh más caro que expandirlo a través de centrales a gas natural. Sus estimaciones eran que las pérdidas por no contar con gas natural, tanto para las centrales como para la expansión del sistema, serían del orden de US\$ 350 millones al año.

Para el año 2004, la generación eléctrica en base a gas natural representaba el 36.1% del sistema nacional. Luego del inicio de los cortes, su participación disminuyó a un 10.8% para el 2007 y un 5.6% para el año 2008. En la Figura 3-3 se muestra la participación por combustible en la generación eléctrica nacional entre los años 1999 y 2008.

⁶ SIC: Nodo Alto Jahuel y SING Nodo Crucero.

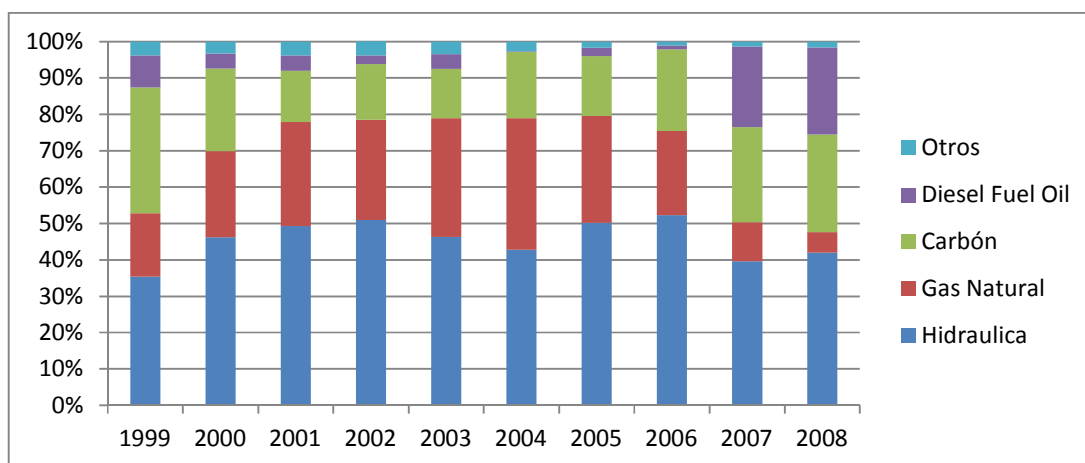


Figura 3-3. Participación por combustibles en generación eléctrica nacional 1999-2008.

Como se explicó anteriormente, dado que se esperaba que existiera alta disponibilidad de gas natural en el largo plazo, su participación en la capacidad instalada en el sistema eléctrico chileno, aumentó considerablemente desde los inicios de su importación desde argentina. En la Figura 3-4 se muestra la participación de cada tecnología en el total de capacidad instalada en el sistema eléctrico chileno. Si en el año 1999, su participación era de un 22.9% al año 2007 representaba el 36.8% de la capacidad instalada nacional.

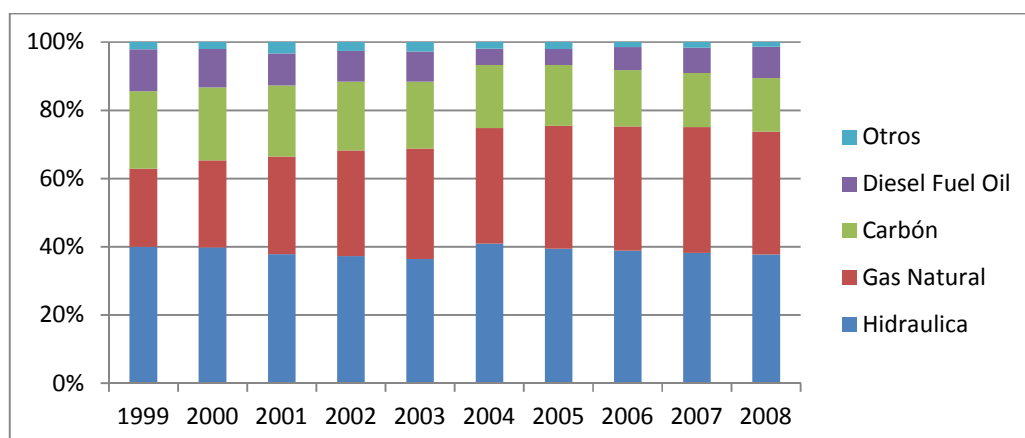


Figura 3-4. Participación por tecnología en capacidad instalada nacional 1999-2008

3.6 Condiciones de competencia en el mercado eléctrico chileno

Uno de los cuestionamientos más recurrentes al mercado eléctrico chileno es la falta de competencia que existe en el segmento de generación y el posible poder de mercado que pueden estar ejerciendo algunas compañías. En los últimos años los precios de energía de ambos sistemas, pero en especial en el SIC, han sido muy superiores al costo de expansión del sistema, que dada la indisponibilidad del gas se considera que es el carbón. Ningún nuevo actor relevante ha entrado al mercado, salvo a través de traspasos de propiedad de compañías ya existentes. La tesis de falta de competencia se funda principalmente por los niveles de concentración que presenta el mercado de generación y los altos precios de energía del SIC en el último tiempo.

El año 2011, el presidente Sebastián Piñera convocó a una Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE), conformada por académicos y expertos del ámbito eléctrico para que estudiaran y plantearan una propuesta de desarrollo del sistema eléctrico con una mirada de largo plazo. Uno de los temas que trabajó dicha comisión fue sobre el nivel de competencia del sector. Sin embargo, el informe presentado por dicha comisión no fue concluyente al respecto.

En relación a la capacidad instalada, tanto el SIC como el SING han presentado históricamente altos niveles de concentración. En el caso del SING, entre los años 2001 y 2009, las cuatro empresas principales representaban en torno del 100% de la capacidad instalada del sistema, y el 2011 alcanzaron el 96% (Figura 3-5). En el caso del SIC las cuatro principales empresas, entre los años 2001 y 2011, han representado en torno al 90% de la capacidad instalada total (Figura 3-6). Si se analiza la participación de las empresas generadoras en las ventas de contratos en el SIC durante el mismo período el

panorama es muy similar (Figura 3-7). Las cuatro empresas más grandes han mantenido una participación en total en torno al 90%⁷.

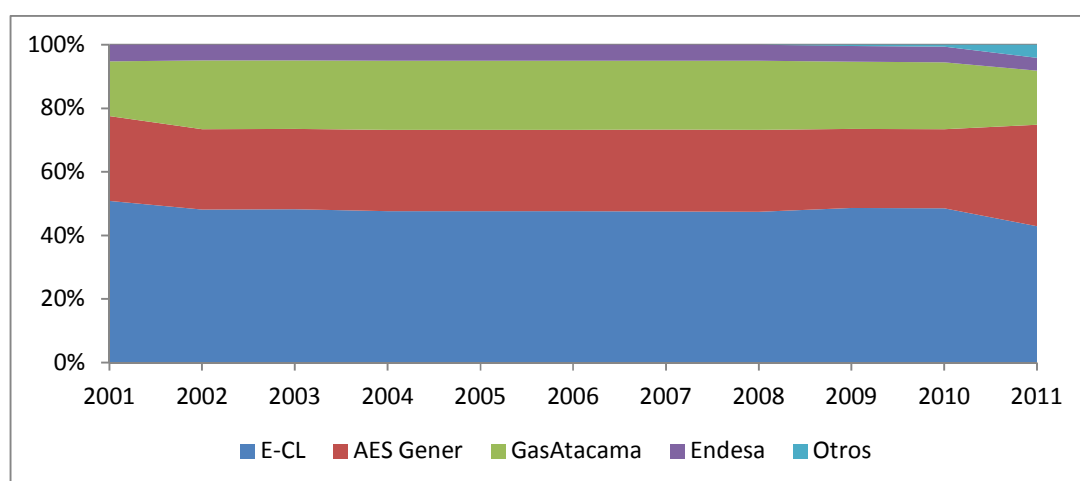


Figura 3-5. Capacidad instalada por empresa en el SING 2001-2011⁸.

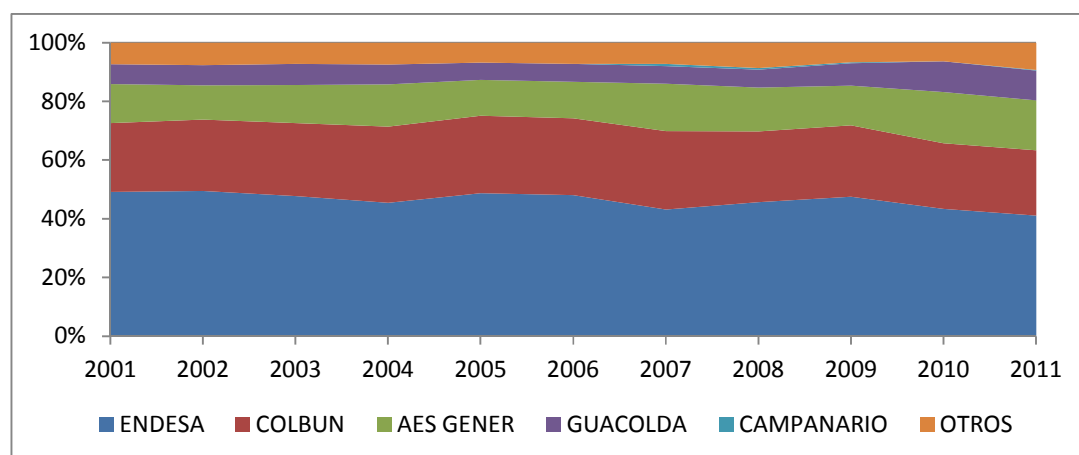


Figura 3-6. Capacidad instalada por empresa en el SIC 2001-2011.

⁷ Los valores están consolidados por grupos empresariales. Los criterios de agrupación se detallan en el anexo 1.

⁸ Endesa participa en un 50% en la propiedad de GasAtacama.

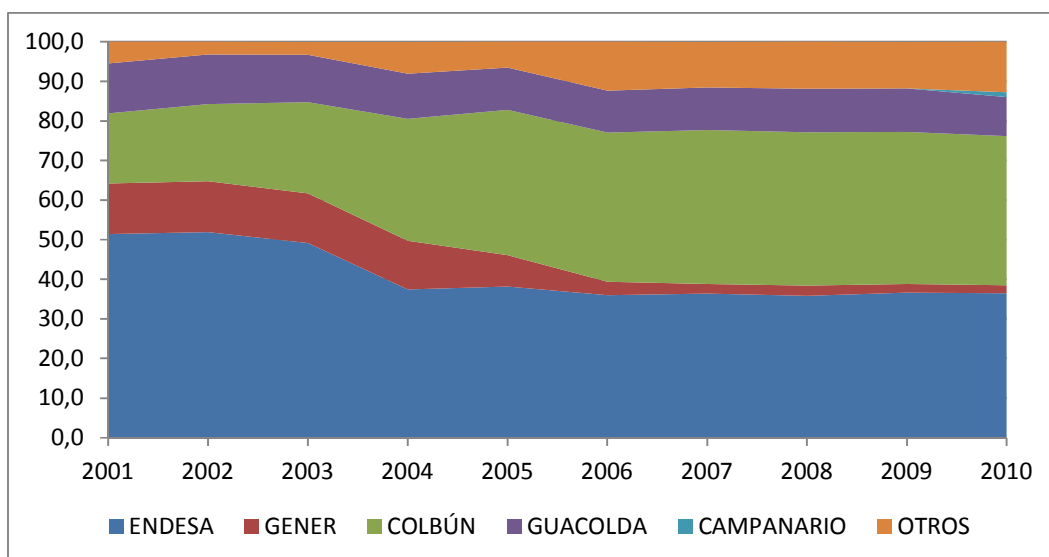


Figura 3-7. Participación por empresa en ventas de contratos en el SIC 2001-2010.

4. ANÁLISIS PROPUESTO

En el debate público se plantea recurrentemente que los niveles de concentración del mercado eléctrico chileno, como se mostró en la sección anterior, son evidencia suficiente de la baja competitividad de este. Sin embargo, altos niveles de concentración en un mercado no son condición necesaria de precios no competitivos.

Es por lo anterior, que el objetivo de la presente investigación es analizar empíricamente la existencia de poder de mercado y nivel de competencia en el segmento de generación del mercado eléctrico chileno. Se busca entregar una respuesta empírica y de mayor profundidad, a la constante discusión sobre el nivel de competencia de este mercado.

Como se indicara antes, dada la estructura del mercado eléctrico chileno, se dificulta un comportamiento estratégico por parte de las empresas generadoras en el corto plazo, debido que la operación de sus centrales es decidida por el CDEC correspondiente. Es por esto que el esfuerzo se centra en realizar análisis de poder de mercado de largo plazo, referidos a los precios de las tarifas eléctricas pagados a través de contratos.

Para esto se propone realizar dos estudios diferentes. En el primer se analiza el impacto de la crisis del gas en la competencia del mercado eléctrico chileno. El segundo análisis consiste en comparar el nivel de competencia en el mercado de contrato de clientes libres con el mercado de licitaciones de suministro de distribuidoras.

En ambos análisis se utiliza una metodología similar. A través de modelos econométricos se busca evidenciar un comportamiento estratégico de los generadores. Siguiendo Sweeting (2007) y Wolfram (1999) se utiliza como indicador de poder de mercado los márgenes de los precios de los contratos respecto el costo de desarrollo del parque generador. Debido a que los contratos son de largo plazo, la comparación se debe realizar con respecto al costo esperado de suministrar dicho contrato en el largo plazo, lo que equivale al costo de oportunidad que enfrentará un generador para suministrar sus

contratos, el que siguiendo Boiteux (1949) equivale al costo de desarrollo de una central eficiente.

4.1 Impacto de la crisis de gas argentino en la competencia del mercado eléctrico chileno

A la fecha, todavía se presenta la crisis de gas argentino como una de las principales razones de las altas tarifas eléctricas existentes en Chile. El aumento de las tarifas se debería a que el parque generador debió responder a la indisponibilidad de un combustible económico como el gas, donde se debió comenzar a generar en base a carbón y petróleo. Además del shock inicial de indisponibilidad de gas, y por ende tener que generar con tecnologías caras para satisfacer a la demanda, a la fecha el mercado todavía no se habría adaptado a las nuevas condiciones del mercado.

El análisis realizado consiste en comparar los márgenes, respecto del costo de desarrollo de una central a carbón, de los contratos de suministro de clientes libres del SIC y el SING, previos al inicio de los cortes de suministro de gas, con los márgenes observados desde dicho inicio. En este sentido se busca evidencia sobre si existen diferencias estadísticamente significativas entre los márgenes observados antes y después de la crisis del gas. El objetivo no es analizar si de manera absoluta existía competencia antes o después de la crisis, sino más bien hacer un análisis relativo sobre si aumentó o disminuyó el grado de competencia.

Si bien los inicios de los cortes de suministro se iniciaron el año 2004, al principio se pensó que la situación sería transitoria. De hecho, el impacto en el costo marginal del SIC y del SING fue bajo. Sin embargo, con el paso del tiempo los envíos de gas siguieron disminuyendo y ya en mayo del 2007 el costo marginal del sistema aumentó significativamente. En el análisis se considera ese mes como el inicio de la crisis del gas.

4.2 Comparación de competencia en contratos de clientes libres y licitaciones de suministro de distribuidoras.

Además de ofrecer mejores condiciones para enfrentar riesgos a las nuevas inversiones en generación, uno de los objetivos de introducir las licitaciones de suministro de distribuidoras, fue el aumentar las condiciones de competencia e incentivar la entrada de nuevos actores al mercado. Tanto en los contratos de clientes libres como en los procesos de licitación compiten los mismos actores (empresas generadores) por el suministro de energía. Los mismos actores compiten en dos instancias diferentes del mercado eléctrico.

El objetivo de este análisis es estudiar si hay diferencias estadísticamente significativas en el comportamiento de los mismos actores, en estas dos diferentes instancias. Si los actores son los mismos, y la estructura de ambas instancias no implica diferencias de riesgo, el nivel de competencia debiese ser similar. Para esto, se comparan los márgenes de largo plazo de los contratos de clientes libres, respecto de los márgenes de los contratos resultantes de los procesos de licitaciones.

Cabe destacar que los contratos producto de los procesos de licitaciones son más estándar y están definidos por las condiciones del mismo proceso. Por ejemplo, los indicadores de la indexación están establecidos en las bases de la licitación. Un factor que los hace más riesgosos para las empresas generadoras es que el pago es por la energía consumida de manera efectiva, y no hay compensación si es que es menor que la energía licitada originalmente.

Una diferencia importante es la anticipación con la que se firma uno y otro contrato. En el caso de los clientes libres, depende del caso y puede variar entre los dos años y seis meses. En el caso de las licitaciones, este tiempo es el equivalente entre la adjudicación de la licitación y el inicio de suministro. Es un dato conocido, mientras que en el de los clientes libres es un dato reservado entre las partes.

Ambas instituciones de mercado tienen ciertos riesgos asociados, de posible impacto similar en el precio, por lo cual se asume que las tarifas eléctricas son comparables en ambas instancias.

Un tema importante es que los contratos de clientes libres son de energía y de potencia, por lo cual el precio medio de energía es un precio monómico. En cambio, las licitaciones son sólo de energía y el precio de pago por la potencia está definido según las condiciones de cada licitación y los precios de potencia de punta definidos por la CNE en cada proceso de cálculo de precio de nuevo. Es por esto que para hacer una correcta comparación, se debe calcular el precio monómico equivalente de los contratos de las licitaciones.

4.3 INFORMACIÓN DISPONIBLE

Para el análisis empírico que se realiza en la presente investigación es fundamental contar con la información necesaria para poder realizar un análisis estadístico robusto. Es por esto que en la presente sección se describen los datos, y sus respectivas fuentes, que serán utilizados en los análisis.

Existe una amplia cantidad de información disponible sobre el mercado eléctrico chileno, en especial relativa a los antecedentes históricos y de operación, datos y costos de centrales y otros tópicos, tanto del SIC como del SING. Una de las responsabilidades de los respectivos CDEC es sistematizar y publicar dicha información. Sin embargo, la información relativa a los precios de energía pagados de manera efectiva por los clientes libres es bastante limitada. En efecto una de las razones por las cuales las investigaciones empíricas sobre poder de mercado y competencia en el sector eléctrico en Chile son limitadas, es la poca información disponible.

Existen dos ámbitos de información que son imprescindibles para el análisis propuesto. Por un lado, información que individualice y caracterice los contratos entre los

generadores y los clientes (tanto libres como distribuidoras), además de información que caracterice a los propios generadores y clientes. Por otro lado, es necesaria información que permite estimar el costo de desarrollo del parque generador.

Contratos de suministro clientes libres

La información relativa a los contratos de suministro de los generadores y clientes libres del SIC y del SING es obtenida desde la Comisión Nacional de Energía (CNE). Para cada proceso de fijación tarifaria para clientes regulados, realizado cada seis meses, la autoridad debe calcular el “Precio Medio de Mercado” (PMM), que representa el promedio del precio de energía de los contratos entre clientes libres y generadores, informados por estos últimos a la CNE. Los precios informados por los generadores corresponden a un promedio de una ventana de cuatro meses.

Para la investigación se dispone de la información utilizada por la CADE del SIC y del SING para las ventanas comprendidas entre marzo de 1997 y febrero de 2011. Como se planteó anteriormente esta información es confidencial. Para cada ventana, se dispone de la información de todos los contratos vigentes a esa fecha. Cada contrato es individualizado con la siguiente información:

- Empresa generadora, con un código para cada generador, que no identifica la empresa real.
- Nombre del cliente libre comprador
- Punto de Venta, correspondiente al nudo del sistema en el cual se realiza el retiro de energía
- Nivel de tensión, en kV, al que se realiza la venta de energía
- Subestación troncal más cercana al punto de venta
- Precio de la factura (en pesos) del contrato para el período de la ventana correspondiente. Y cantidad de energía transada (en MWh) en el mismo período.

- Precio Medio de Energía (PME) del contrato (en \$/kWh), calculado como la división entre el precio de la factura de la ventana correspondiente, y la cantidad de energía vendida en el mismo período.
- Nivel de potencia del contrato (en MW)
- Fecha de inicio y fin del contrato.

Para cada ventana, también está disponible el PMM respectivo. Es importante destacar que la base de datos utilizada tiene algunas inconsistencias así como datos faltantes, en casos aislados. Por ende, debió realizarse algunos ajustes menores. Es importante destacar que con la base de datos ajustada se puede hacer un seguimiento histórico a los contratos de clientes libres del SIC y del SING.

Para validar la base de datos, se realizan dos análisis. Por un lado, se comparó el PMM calculado con dicha información y el PMM publicado de manera oficial por la CNE, los cuales coinciden en todos los períodos. El segundo análisis consistió en comparar el nivel de ventas de los contratos de clientes libres comprendidos en la base de datos, y las ventas de energía informadas por los respectivos CDECs.

En la Figura 4-1 se grafica la representatividad de la muestra de contratos de clientes libres obtenida de la información de la CNE, teniendo como referencia las ventas de energía a clientes libres reportadas por la Dirección de Operaciones de los respectivos CDECs para el período comprendido en cada ventana. Las diferencias se pueden deber a datos faltantes de algunos contratos y también a la forma de catalogar los contratos de clientes libres. Se puede apreciar que en el caso del SING, para todos los procesos de tarificación desde abril 1999 (ventana entre sept-98 y feb-99), el nivel de representatividad de la muestra es mayor a 80%, excepto para el proceso de noviembre de 2004, en que cae a 60%. En el caso del SIC, la información disponible en el CDEC es sólo desde el proceso de octubre 2003, y sólo desde octubre de 2004 alcanza una representatividad del 80%.

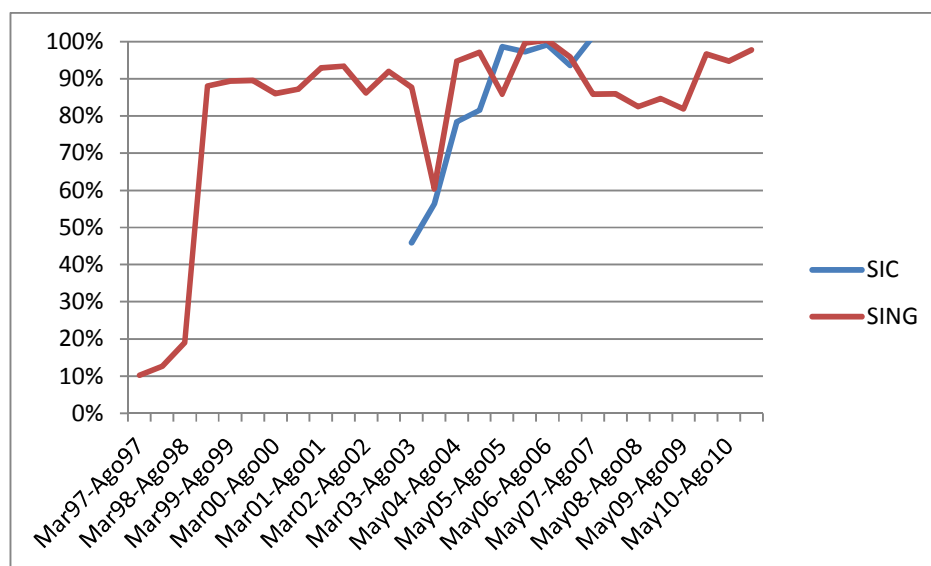


Figura 4-1. Análisis de representatividad de la muestra de contratos de clientes libres.

Licitaciones de suministro de distribuidoras

La información relativa a los procesos de licitación de suministro de las distribuidoras es completamente pública. En el sitio web de la CNE están disponibles las bases de los procesos, las ofertas económicas presentadas para cada uno de ellos y las respectivas actas de adjudicación.

En cada proceso, para cada bloque de energía licitado, se tiene la información de la empresa distribuidora que licita, duración en años del bloque de energía, inicio de suministro y punto de venta. Además se tiene el detalle de las ofertas precio y cantidad de energía, presentadas por las empresas generadores participantes.

Además, en las bases de cada proceso de licitación, se incluye información respecto de los factores de carga de cada bloque de suministro, tanto para el horario de punta como el fuera de punta. Con esta información y el precio de la potencia de punta, reportados para cada nudo en los decretos de precio de nudo, se puede calcular el precio monómico equivalente de los contratos resultantes de las licitaciones.

Antecedentes económicos y otra información

Como se planteó anteriormente, los respectivos CDECs tienen disponible información al detalle de la operación histórica del SIC y SING, además de información de capacidad instalada y generación de cada empresa generadora por central. También se cuenta con información sobre el precio del dólar y el Índice de Precio del Consumidor (IPC) considerados por la CNE para los procesos de tarificación.

Información relevante es la referida a los factores de penalización calculados en cada proceso de tarificación de precio de nudo. También se cuenta con los factores de modulación para los procesos de licitación, incluidos en el decreto de tarificación de la CNE.

Costo de desarrollo y costos marginales

Para el cálculo del costo de desarrollo de una central de carbón, se cuenta con las estimaciones y proyecciones de precio de carbón realizadas por la CNE para cada proceso de tarificación⁹. Durante el período de análisis, cambia la metodología e información entregada por la CNE. Para los procesos de abril del 2001 y abril del 2004, la CNE considera centrales a gas como centrales de expansión en el plan de obras. Además, calcula el costo total de un proceso de importación de carbón desde siete países diferentes, estimando el precio en cancha para centrales representativas. A partir del proceso de octubre del año 2004, la CNE considera centrales a carbón dentro del plan de obras de expansión del parque generador. Entre dicho proceso y el de abril del año 2006, la CNE no entrega información sobre el proceso de importación, sin embargo considera un precio de 60 US\$/Ton como precio de combustible para las centrales de carbón.

⁹ Información disponible en los Informes de Precio de Nudo de la CNE.

Desde el proceso de tarificación de octubre del año 2006, la CNE entrega proyecciones de largo plazo del precio en cancha de carbón australiano¹⁰.

Como segunda referencia se utilizan las proyecciones del costo de desarrollo de una central a carbón en Estados Unidos, realizadas por la U.S. Energy Information Administration y publicadas en la *Annual Energy Outlook* para el período de análisis¹¹.

Es importante destacar que no se logró obtener información, para los períodos estudiados, de proyecciones de largo plazo del costo de inversión de una central a carbón en Chile. La información disponible en general es, para un año en particular, cuál es el costo de inversión de una central pero no la proyección, variando mucho dependiendo de la fuente. Es por esto que no se logró construir un registro histórico de proyecciones de costos de inversión. Para las estimaciones de costo de desarrollo se asume cierto costo de inversión, el cual para el caso base es de 2.000 US\$/KW. Debido a la gran importancia en el cálculo del costo de desarrollo que tiene este dato, los resultados se sensibilizan para varios escenarios con distintos costos de inversión.

A través del CDEC se cuenta además con el promedio mensual de costo marginal de todas las barras del SIC y SING para todo el período de análisis.

¹¹ Debido al desfase temporal de la publicación, se corrige el costo de desarrollo por el CPI para el período respectivo reportado por la FED.

5. IMPACTO DE LA CRISIS DE GAS ARGENTINO EN LA COMPETENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

A continuación se describe la metodología utilizada para analizar el impacto de la crisis de gas argentino en los niveles de competencia y poder de mercado en el mercado eléctrico chileno. Luego de describir el modelo econométrico y las variables utilizadas, se presentan los principales resultados y los análisis de sensibilidad y robustez.

5.1 Metodología

Para este análisis se consideran los contratos firmados desde noviembre del año 2002 hasta febrero del año 2011. Esto se debe a que el costo marginal del SIC antes de ese período fue muy bajo, lo cual puede distorsionar el análisis de largo plazo de los contratos firmados en dicho período. Además previo a noviembre del año 2002 no se tiene certeza del nivel de representatividad de la muestra de contratos de clientes libres del SIC.

Se considera como inicio de la crisis del gas argentino el mes de mayo del año 2007. Se busca analizar si la magnitud de los márgenes previos a la crisis del gas son estadísticamente diferentes de los márgenes observados después del inicio de la crisis. La comparación de los precios de cada contrato es respecto del costo de desarrollo del sistema al momento de la firma del contrato.

Para aislar el efecto de la indexación, para cada contrato se utiliza sólo la información de la primera observación de suministro. Esto entendiendo que dado el poco tiempo que transcurre entre la firma del contrato y el inicio del suministro, la variación producto de la indexación se espera que sea baja. Dado que no se tiene certeza de cuándo es firmado cada contrato, se considera que en promedio es un año antes del inicio de suministro. Es por esto que el costo de desarrollo utilizado para realizar la comparación es el costo de desarrollo de una central a carbón proyectado un año antes del inicio de suministro de

cada contrato. Sólo se consideran los contratos cuya primera observación coincide con el período de tarificación en el cual fue firmado, o si es en el inmediatamente posterior.

Modelo econométrico

Siguiendo a Bustos (2012) se plantea un modelo econométrico en el cual la variable dependiente es el precio medio de energía de cada contrato en su primera observación. Como variables independientes se considera el costo de desarrollo de comparación de cada contrato, identificación de si el contrato fue firmado antes o después del inicio de la crisis, a qué sistema interconectado pertenece cada contrato y variables de control. Como variables de control se considera el tamaño, según energía transada, y duración del contrato.

El precio medio de energía de cada contrato, se corrige según el factor de penalización de la subestación troncal del punto de venta, para el período de la primera observación. De esta manera se corrige el efecto de las pérdidas por transmisión en los precios observados.

El modelo de análisis es el siguiente:

$$PME_i = CostoDesarrollo_i + Crisis_i + SI_i + VControl_i + \varepsilon$$

Descripción de variables y base de datos

A continuación se describen las variables utilizadas y en la Tabla 5-1 se describe la base de datos utilizada para el análisis de la crisis del gas.

- PME: Precio medio de energía de cada contrato en su primera observación.

- Costo de desarrollo (CD): Para cada contrato se calcula el costo de desarrollo de una central a carbón estimado al momento de la firma del contrato¹². Se asume un costo de inversión de 2.000 U\$\$/kW de potencia instalada.
- Tamaño: Cantidad anual de energía transada en el contrato, en GWh/año. Se estima en base a la energía transada en la primera observación del contrato.
- Largo: Duración del contrato en años. Se estima según las fechas de inicio y término de suministro del contrato reportado por la CNE.
- SIC: Variable para identificar el sistema interconectado al que pertenece cada contrato, SIC o SING. Se utiliza una variable dummy, en la cual el valor 1 significa que es un contrato perteneciente al SIC y 0 al SING.
- Crisis: Variable para identificar si el contrato fue firmado antes o después de noviembre del 2006, fecha considerada como el inicio de la crisis del gas. Se utiliza una variable dummy, en la cual 1 significa que el contrato se firmó después de iniciada la crisis, y 0 que se firmó antes.

La base de datos considera 101 contratos, de los cuales 75 son del SIC y 26 son del SING, y 56 contratos fueron firmados antes de la crisis del gas y 45 después de iniciada la crisis.

¹² En el anexo N°1 se detalla la forma de cálculo.

Tabla 5-1. Resumen base de datos análisis crisis del gas

Variable	Obs.	Promedio	Des. Est.	Min	Max
PME	101	102.6	73.5	19.24	306.1
CD	101	58.59	11.10	45.5	81.6
Largo	101	7.96	4.2	1	15
Tamaño	101	125.44	249.2	0.6	1476.5
SIC	101	0.74	0.44	0	1
Crisis	101	0.46	0.05	0	1

5.2 Resultados

La ecuación estimada a través de mínimos cuadrados ordinarios se presenta a continuación.

$$PME = \beta_1 * CD + \beta_2 * Tamaño + \beta_3 * SIC + \beta_4 * Largo + \beta_5 * CD * Crisis + \varepsilon$$

El modelo estimado no considera constante, dado que de considerarla se subestiman los demás coeficientes, en especial el del costo de desarrollo, haciendo más compleja la interpretación de los resultados. Dado esto, no tiene sentido interpretar el R^2 de Fisher.

En las tablas de resultados se reporta la estimación de cada coeficiente, su error estandar y a qué niveles de significancia los coeficientes son estadísticamente significativos¹³.

¹³ La significancia estadística de los coeficientes, es decir, que estadísticamente son diferentes de cero, se analiza utilizando el tradicional test de hipótesis basado en el “estadístico t”. Para cada parámetro

En este caso, se analiza la significancia estadística y magnitud del coeficiente de la variable interacción de costo de desarrollo (CD) y crisis. De ser significativo dicho coeficiente, existiría una diferencia en los márgenes de los contratos antes y después del inicio de la crisis, que no se explicaría por las características de dichos contratos ni por el sistema interconectado al cual pertenece, ni por variaciones del costo de desarrollo. De no ser significativo, no existirían diferencias estadísticas en los márgenes previos y posteriores a la crisis del gas. Tanto la variable de identificación de la crisis como del sistema interconectado se incorporan al modelo en interacción del costo de desarrollo, para de esta forma estimar la diferencia de márgenes en porcentajes sobre el costo de desarrollo.

Se espera que tanto la variable Tamaño como Largo tengan un coeficiente negativo, dado que a mayor cantidad de energía comprometida en un contrato y mayor duración de un contrato, se espera que el generador esté dispuesto a ganar un margen menor. Sobre el coeficiente del Costo de Desarrollo, se espera que tenga signo positivo y sea mayor que uno dado que el precio contrato debiese ser al menos el costo marginal esperado de largo plazo, que equivale al costo de desarrollo del sistema.

En la Tabla 5-2 se muestran los resultados de la estimación del modelo planteado. La estimación es en su conjunto significativa¹⁴. Este es estadísticamente significativo en su conjunto, y debido que no tiene constante, la interpretación del R^2 no es relevante.

estudiado, valores del estadístico t alejado de cero, es evidencia en contra de que sea igual a cero. En la presente investigación se realiza inferencia estadística al 10%, 1% y 0.1% de nivel de significancia, el cual se relaciona con la probabilidad de rechazar que el parámetro estudiado sea cero, cuando en realidad lo es. A menos nivel de significancia, este error es menor.

¹⁴ Respecto de los supuestos del modelo de regresión línea, por construcción el modelo analizado es lineal en las variables independientes, se puede asumir que no hay omisión sistemática de información y la base de datos es casi censal en los contratos firmados para el período analizado. Además, se cumple que hay más observaciones que coeficientes estimados (condición de identificación). Respecto de la endogeneidad, no se omiten variables utilizadas en los modelos de referencia, y a través de análisis gráficos, se puede asumir que la varianza del error es constante en los regresores.

Tabla 5-2. Estimación MCO de análisis crisis caso base.

Variable	Estimaciones
Tamaño	-0.018 (0.201)
Largo	-4*** (1.21)
CD	2.18*** (0.281)
CD*SIC	-0.394* (0.202)
CD*Crisis	0.819*** (0.211)
Obs.	101
R ² adj.	0.85

*** $p \leq 0.001$ ** $p \leq 0.01$ * $p \leq 0.1$. Errores estándar entre paréntesis.

En primer lugar se aprecia que los coeficientes estimados tienen el signo esperado. Tanto el Largo como Tamaño tienen coeficiente negativo, sin embargo sólo el primero es significativo al 10% de significancia. El coeficiente de costo de desarrollo también es positivo y mayor que la unidad.

El coeficiente de identificación del SIC, también es de signo negativo y significativo, lo que se traduce en que en promedio los márgenes respecto del costo de desarrollo del SING, durante el período analizado son mayores que los del SIC. El coeficiente relacionado al inicio de la crisis también es significativo, incluso al 0,1% de significancia.

Con esta estimación se evidenciaría que luego de la crisis, el nivel de competencia disminuyó considerablemente. Si bien parte de este aumento de márgenes se puede deber al cambio de la tecnología de expansión del sistema, que pasó de ser gas a carbón, y por ende con la metodología estudiada los márgenes previos a la crisis estarían siendo subestimados, este factor no podría explicar el orden de magnitud de las diferencias de los márgenes

Dado que el efecto que podrían tener el Tamaño y el Largo de los contratos en sus márgenes no necesariamente sería lineal, se incorpora al modelo base ambas variables en su forma cuadrática. En la Tabla 5-3 se muestran los resultados estimados.

Tabla 5-3. Estimación MCO de análisis crisis caso base con variables cuadráticas.

Variable	Estimaciones
CD	2.69*** (0.230)
Largo	-10.78* (5.61)
Largo ²	0.404 (0.327)
Tamaño	-0.053 (0.052)
Tamaño ²	0.000 (0.00)
CD*SIC	-0.462* (0.211)
CD*Crisis	0.686 ** (0.230)
Obs.	101
R ² ajustado	0.85

*** $p \leq 0.001$ ** $p \leq 0.01$ * $p \leq 0.1$. Errores estándar entre paréntesis.

Se puede apreciar que las variables Largo y Tamaño, en nivel y en forma cuadrática tienen el signo esperado. Sin embargo, sólo la variable Largo en nivel es estadísticamente significativa y al 6% de significancia. Sin embargo, se siguen estimando diferencias significativas entre los márgenes post y pre crisis.

Es importante destacar que en este análisis la estimación de costo de desarrollo es utilizada como un proxy del costo oportunidad enfrentado por los generadores para abastecer el contrato. En este sentido, no es relevante la estimación de CD en si, sino lo que importa es que tenga un comportamiento similar. No se debe interpretar el coeficiente estimado del Costo de Desarrollo como margen. De este coeficiente lo relevante es el signo y el orden de magnitud.

Las licitaciones de suministro de las distribuidoras comenzaron luego del inicio de la crisis del gas. Es por esto, que para aislar su posible efecto en las diferencias de márgenes identificados, se realizan estimaciones considerando solamente las observaciones del SING de la base de datos, dado que las licitaciones han sido más limitadas en este caso. En la Tabla 5-4 se muestran las estimaciones para este caso. Se puede observar que las diferencias de márgenes pre y post crisis mantienen su significancia estadística, incluso al 0.1% de significancia, lo que permitiría aislar el efecto de las licitaciones entre otros efectos. Es importante destacar que el tamaño de la muestra disminuye significativamente, dado que de los 101 contratos considerados en el análisis, sólo 26 corresponden al SING.

Hay que tener precaución al momento de analizar el coeficiente de la variable Costo de Desarrollo. Sería un error interpretar las estimaciones de dicho coeficiente como una estimación del margen efectivo de los contratos incluidos en la base de datos. Como se planteó anteriormente, para el análisis realizado interesa un proxy del costo oportunidad enfrentado por los generadores para abastecer sus contratos, y en este sentido más que la magnitud específica de dicho costo oportunidad, es necesario una variable que tenga un comportamiento similar a este. Para limpiar el efecto de la sobre estimación de los márgenes (coeficiente de la variable CD), se realiza una nueva estimación del modelo, pero se amplifica la variable CD lo suficiente como para que su coeficiente estimado sea 1¹⁵.

Tabla 5-4. Estimación MCO de análisis crisis caso base sólo para el SING.

¹⁵ Para esto los Costos de Desarrollo estimados se amplificaron por el coeficiente de la variable CD de la estimación del caso base (Tabla 5-2).

Variable	Estimaciones
CD	2.05*** (0.295)
Largo	-4.72*** (1.25)
Tamaño	-0.019 (0.019)
CD*Crisis	0.568 *** (0.231)
Obs.	26
R ² ajustado	0.86

*** p≤0.001 ** p≤0.01 *p≤0.1. Errores estándar entre paréntesis.

En la Tabla 5-5 se muestran las nuevas estimaciones. Como es de esperarse los signos y significancia de las variables no cambia, pero la magnitud de los coeficientes de variables asociados a Costo de Desarrollo, cambia de manera importante. En particular, se puede apreciar que el efecto estimado de la Crisis en los márgenes de los contratos antes y después de la crisis disminuye de 81.9% a 37.5%. Con la amplificación realizada los resultados se limpian en parte de las desviaciones de las estimaciones del costo oportunidad.

Tabla 5-5. Estimación MCO de análisis crisis con Costo Desarrollo amplificado

Variable	Estimaciones
CD	1 *** (0.129)
Largo	-4.00*** (1.21)
Tamaño	-0.016 (0.02)
CD*SIC	-0.18* (0.093)
CD*Crisis	0.375 *** (0.096)
Obs.	101
R ² ajustado	0.85

*** p≤0.001 ** p≤0.01 *p≤0.1. Errores estándar entre paréntesis.

Una de las dos hipótesis planteadas en esta investigación es que de existir competencia perfecta, los márgenes de los contratos respecto de su costo oportunidad se debiesen haber mantenido en niveles similares antes y después de la crisis del gas. Los resultados obtenidos son evidencia suficiente para afirmar que los márgenes de los contratos aumentaron luego de la crisis. Dada la inelasticidad de la demanda eléctrica, ante una situación de estrechez de oferta, habrían existido espacios para que los generadores aumentaran los precios de energía sin coludirse necesariamente entre ellos, y ejercer poder de mercado unilateral.

.

6. COMPARACIÓN COMPETENCIA EN CONTRATOS DE CLIENTES LIBRES Y LICITACIONES DE SUMINISTRO DE DISTRIBUIDORAS.

A continuación se describe la metodología utilizada para comparar el comportamiento de las empresas generadoras en los contratos de clientes libres y licitaciones de suministro de distribuidoras. Se realiza una presentación similar al análisis anterior.

6.1 Metodología

Para este análisis se consideran las ofertas adjudicadas en los cuatro primeros procesos de licitación, considerando tanto primer como segundo llamado. Estas licitaciones fueron adjudicadas entre noviembre del año 2006 y marzo del año 2011. Con estas ofertas, para cada bloque licitado, se construyen contratos equivalentes, entre la respectiva empresa distribuidora y cada empresa generadora que tenga ofertas adjudicadas para el respectivo bloque. Este contrato equivalente se individualiza con el total de energía comprometida en sus ofertas adjudicadas, el precio medio de energía de dichas ofertas, la duración en años (definido para el bloque), fecha de presentación, empresa distribuidora y empresa generadora. Se estiman los precios monómicos equivalentes para cada contrato, según el factor de carga para el horario de punta reportado en las bases de cada proceso, y el precio de potencia de punta reportado por la CNE, vigente al momento de la adjudicación.

Se consideran los contratos del SIC que inician su suministro durante el año 2007, dado que si se asume que fueron firmados un año antes del inicio de suministro, su firma es en el mismo período que el proceso de adjudicación de las licitaciones estudiadas. Los contratos son tratados de la misma manera que para el análisis de la crisis del gas. Para este análisis se toman las mismas consideraciones respecto de trabajar con las primeras observaciones de los contratos firmados.

Modelo econométrico

Para este análisis también se utiliza un modelo similar a Bustos (2012). La variable dependiente es el precio medio de energía de cada contrato, tanto de cliente libre como de distribuidora, y las variables independientes son el costo de desarrollo de comparación, variables de control y una variable de identificación de si el contrato es de cliente libre o distribuidora.

El precio medio de energía de cada contrato de distribuidora, se corrige según el factor de modulación respectivo y los precios medios de los contratos libres son corregidos según el factor de penalización respectivo. De esta manera en ambos casos se aísla el efecto de pérdidas por transmisión en los precios observados.

El modelo utilizado es el siguiente:

$$PME_i = CostoDesarrollo_i + Vcontrol_i + ContratoCL_i + \varepsilon$$

Descripción de variables y base de datos

A continuación se describen las variables utilizadas:

- PME: Para los contratos de clientes libres corresponde al precio medio de energía de cada contrato en su primera observación. Para los contratos equivalentes de distribuidoras, corresponde al promedio del precio de las ofertas correspondientes.
- Costo de desarrollo (CD): Para cada contrato se calcula el costo de desarrollo de una central a carbón estimado al momento de la firma del contrato o la adjudicación de la licitación según corresponda¹⁶. Se asume un costo de inversión de 2.000 U\$\$/kW de potencia instalada.

¹⁶ En el anexo N°1 se detalla la forma de cálculo.

- Tamaño: Cantidad anual de energía transada por el contrato. En el caso de los clientes libres se estima en base a la energía transada en la primera observación del contrato. En el caso de los contratos de licitación, es la suma de energía comprometida en cada contrato equivalente.
- Largo: Duración del contrato en años. Para los clientes libres se estima según las fechas de inicio y término de suministro del contrato reportado por la CNE. Para los contratos de las distribuidoras es según las condiciones del bloque respectivo.
- Contrato CL: Variable para identificar si el contrato corresponde a un cliente libre o a una distribuidora. Se utiliza una variable dummy que vale 1 si corresponde a uno de cliente libre y cero a uno de distribuidora.

En la Tabla 6-1 se describe la base de datos utilizada para en análisis de comparación de competencia entre los contratos libres y licitaciones. La base de datos considera 79 contratos, 40 contratos de clientes libres y 39 contratos adjudicados mediante licitaciones de suministro de distribuidoras.

Tabla 6-1. Resumen base de datos análisis de comparación entre contratos de clientes libres y distribuidoras.

Variable	Obs.	Promedio	Des. Est.	Min	Max
PME	79	117.11	57.3	48.8	306.1
CD	79	68.8	8.01	53	82.4
Largo	79	9.5	4.5	1	15
Tamaño	79	413.2	561.5	2	2000
ContratoCL	79	0.5	0.06	0	1

6.2 Resultados

La ecuación estimada a través de mínimos cuadrados ordinarios se presenta a continuación. Se utiliza una estructura similar a la del análisis anterior, y se espera el mismo comportamiento de los coeficientes estimados de las variables de control.

$$PME = \beta_1 * CD + \beta_2 * Tama\tilde{n}o + \beta_3 * Largo + \beta_4 * ContratoCL * CD + \varepsilon$$

Se busca analizar la significancia estadística y magnitud del coeficiente de la variable que identifica si el contrato es de cliente libre. Esta variable se incorpora al modelo de interacción con el costo de desarrollo, para así estimar la diferencia en los márgenes entre ambos tipos de contratos en porcentaje sobre el costo de desarrollo respectivo. De ser significativo dicho coeficiente, existiría una diferencia entre los márgenes de los contratos de clientes libres y contratos de distribuidoras, que no se explicaría por las características de cada contrato. De no ser significativo, no habría diferencias estadísticas en los márgenes de los contratos de clientes libres y los de las distribuidoras.

Es importante que el modelo estimado controle por tamaño del contrato, dado que una diferencia entre los contratos de los clientes libres y de las distribuidoras es la distribución de la energía comprometida en ellos. En general los contratos de las distribuidoras son de mayor energía, sin embargo hay varios contratos de clientes libres en la base de datos utilizada que son comparables en tamaño a los de las distribuidoras.

En la Tabla 6-2 se muestran los resultados de la estimación del modelo. Este es estadísticamente significativo en su conjunto, y debido que no tiene constante, la interpretación del R^2 no es relevante.

Tabla 6-2. Estimación MCO de análisis de comparación entre contratos de clientes libres y distribuidoras caso base.

Variable	Estimaciones
CD	2.46*** (0.295)
Tamaño	-0.006 (0.001)
Largo	-5.65*** (1.49)
CD*ContratoCL	0.291 (0.203)
Obs.	79
R ² ajustado	0.92

*** $p \leq 0.001$ ** $p \leq 0.01$ * $p \leq 0.1$. Errores estándar entre paréntesis.

Los coeficientes de las variables Tamaño y Largo tienen el signo esperado, siendo estadísticamente significativa solamente la segunda. Respecto del coeficiente del costo de desarrollo, también tiene el signo esperado y es mayor que la unidad. Se puede apreciar que los signos de las variables son iguales a los del análisis anterior, sin embargo los coeficientes estimados son diferentes. La diferencia de tamaño de contrato entre ambos tipos de contratos no influye en el análisis.

El coeficiente de la interacción entre contrato y costo de desarrollo no es significativo a ningún nivel de significancia relevante. Esto se traduce que de manera estimada y en promedio, no existe una diferencia significativa en los márgenes de los contratos de clientes libres con los márgenes de las licitaciones de las empresas distribuidoras.

Dado que todos los contratos producto de las licitaciones de las distribuidoras considerados en el análisis son de largo plazo, a diferencia de los contratos de los clientes libres en que hay algunos de corto plazo, se estima un modelo en el que se reemplaza la variable “largo” por la variable que identifica a aquellos contratos de clientes libres que son de 5 años o menos de duración. En la Tabla 6-3 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 6-3. Estimación MCO de análisis de comparación entre contratos de clientes libres y distribuidoras caso base, diferenciando contratos de corto plazo.

Variable	Estimaciones
CD	1.44*** (0.127)
Tamaño	-0.008 (0.001)
CD*CortoPLazo	0.935*** (0.17)
CD*ContratoCL	0.314* (0.168)
Obs.	79
R ² ajustado	0.93

*** $p \leq 0.001$ ** $p \leq 0.01$ * $p \leq 0.1$. Errores estándar entre paréntesis.

El coeficiente de la variable relacionada al costo de desarrollo es positivo y mayor que la unidad, además de estadísticamente significativo. El coeficiente de variable tiene el signo esperado pero no es estadísticamente significativa. En el caso del coeficiente de la variable “Corto plazo”, es estadísticamente significativa y positiva, lo que implica que de manera estimada y en promedio, los contratos de corto plazo tienen márgenes respecto del costo de desarrollo, mayores que los de corto plazo. Como se comentó en el análisis anterior, esto se debe a que estos contratos tienen a la vista el costo marginal de corto plazo del sistema, el cual es permanentemente mayor que el costo de desarrollo de largo plazo. La variable que identifica a los contratos de clientes libres también es significativa, lo que se traduce de manera estimada y en promedio, existe una diferencia en los márgenes de los contratos de clientes libres en comparación con los márgenes implícitos en las licitaciones.

En un mercado con unos pocos actores que concentran gran parte de la participación de mercado y otros varios actores que tienen pequeñas participaciones, se esperaría que existiese una diferencia en los márgenes obtenidos por las empresas, según su nivel de participación. Es por esto que se agrega al análisis una variable dummy para identificar a

los contratos que pertenecen a los cuatro generadores con mayor participación de mercado en el SIC¹⁷. Por otro lado, se diferencia entre los contratos de corto plazo y aquellos de largo plazo. Los primeros, definidos como los de una extensión menor o igual a cinco años, en vez de tener un costo oportunidad igual costo de desarrollo, tienen el costo marginal de corto plazo del sistema por lo cual se espera precios mayores. Se incluye otra variable dummy que identifica aquellos contratos de corto plazo. Para realizar un análisis similar a los anteriores, esta variable se incorpora al modelo en interacción con la que identifica a los contratos de clientes libres y el costo de desarrollo de referencia.

En la Tabla 6-4 se muestran los resultados obtenidos haciendo estas consideraciones adicionales. Los generadores de mayor participación de mercado no obtendrían márgenes superiores que el resto de los generadores. Debido a la importante diferencia entre los dos líderes del mercado, y aquellos generadores que son los terceros y cuarto en participación, se replica el análisis anterior considerando cómo líder sólo a Colbún y Endesa. En este caso, cuyos resultados se muestran en la Tabla 6-5, tampoco hay diferencias estadísticamente significativas entre los márgenes percibidos por las dos generadoras de mayor participación de mercado y el resto de las empresas. En ambos casos se siguen encontrando diferencias estadísticamente significativas en los márgenes de los contratos de clientes libres y de los contratos producto de las licitaciones.

¹⁷ Corresponden a Endesa, Colbún, Gener y Guacolda.

Tabla 6-4. Estimación MCO de análisis de clientes libres y distribuidoras. Caso base con identificación de generadores líderes y contratos de corto plazo.

Variable	Estimaciones
CD	1.49*** (0.135)
Tamaño	-0.01 (0.01)
Corto*CD	0.89*** (0.174)
CD*ContratoCL	0.34* (0.17)
Gen_líder	-11.28 (9.51)
Obs.	79
R ² ajustado	0.93

*** $p \leq 0.001$ ** $p \leq 0.01$ * $p \leq 0.1$. Errores estándar entre paréntesis.

Tabla 6-5. Estimación MCO de análisis de clientes libres y distribuidoras. Caso base con identificación de generadores líderes (sólo 2) y contratos de corto plazo.

Variable	Con constante
CD	1.47*** (0.129)
GWh_año	-0.002 (0.01)
Corto*CD	0.915*** (0.17)
CD*ContratoCL	0.56* (0.167)
Gen_líder2	-13.89 (9.7)
Obs.	79
R ² ajustado	0.93

*** $p \leq 0.001$ ** $p \leq 0.01$ * $p \leq 0.1$. Errores estándar entre paréntesis.

Si bien existen diferencias en las características de los clientes libres y las empresas distribuidoras, y por ende en sus respectivos contratos, éstas no justificarían diferencias

significativas de precios. Por un lado, al ser de libre negociación entre las partes existe cierta heterogeneidad en los contratos de clientes libres, como los parámetros e indicadores de la indexación, condiciones, plazos, etc. Un antecedente que aumenta el nivel de riesgo de estos clientes, es la posibilidad de quiebra de la industria. En el caso de las empresas distribuidoras, éstas tienen un mercado cautivo por lo cual este riesgo no existiría o al menos sería menor. Sin embargo, los contratos libres generalmente incluyen cláusulas para cubrirse de posibles riesgos, como compensaciones por cierre, por menor consumo del pactado, y otras situaciones.

Los distintos riesgos respecto a cada uno se compensan en una evaluación sobre cuál es más riesgoso que el otro. De esta manera, dado que son los mismos actores que participan en ambas instituciones del mercado eléctrico, se esperarían tarifas eléctricas, y en particular márgenes de similar magnitud. Sin embargo, se evidencia que los márgenes de los contratos de clientes libres son sistemáticamente superiores a los de las distribuidoras.

Al igual que en el análisis del efecto de la crisis del gas, se realizan estimaciones con el Costo de Desarrollo amplificado de tal forma que su coeficiente sea uno¹⁸. En la Tabla 6-6 se muestran las nuevas estimaciones. Se puede apreciar que los signos y significancia no cambian, sin embargo la magnitud de la diferencia estimada entre los márgenes de los contratos y licitaciones disminuye de manera importante. Dicho coeficiente sigue siendo significativo al 6.6% de significancia, y la diferencia estimada y en promedio de los márgenes sería del 22%.

¹⁸ El Costo de Desarrollo se amplificó por el coeficiente estimado en el análisis del caso base (Tabla 6-2).

Tabla 6-6. Estimación MCO de análisis de clientes libres y distribuidoras con costo de desarrollo amplificado.

Variable	Estimaciones
CD	1*** (0.088)
CD*Corto	-0.007*** (0.118)
Tamaño	-0.008 (0.009)
CD*ContratoCL	0.218* (0.117)
Obs.	79
R ² ajustado	0.93

*** $p \leq 0.001$ ** $p \leq 0.01$ * $p \leq 0.1$. Errores estándar entre paréntesis.

La segunda hipótesis planteada en esta investigación es que de existir competencia perfecta, los márgenes de los contratos de clientes libres debiesen ser similares que los márgenes de los contratos producto de las licitaciones de suministro de las distribuidoras. Los resultados obtenidos son evidencia suficiente para afirmar que los márgenes de los contratos de clientes libres son superiores a los contratos de las distribuidoras.

7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Debido a la relevancia para el análisis realizado, y por ende de las posibles conclusiones, del costo de desarrollo que se tiene como referencia, se realiza una sensibilización de los resultados en torno a los supuestos de su cálculo.

7.1 Escenarios considerados

En primer lugar se consideran seis escenarios de posibles costos de inversión. Dado que existen diversos valores consideradores en la literatura y en los reportes de instituciones relacionadas, se opta por considerar cuatro valores referenciales para todo el período de análisis. Además se considera dos escenarios, respecto al efecto que tuvo la escasez de turbinas para centrales termoeléctricas a carbón que hubo en el año 2009. En la Tabla 7-1 se muestra el detalle de los escenarios de costo de inversión considerados en el análisis de sensibilidad.

Tabla 7-1. Escenarios considerados de costo de inversión de central de carbón.

Escenarios	Costo de inversión (US\$/kW)	Comentario
Caso 1	1.850	Constante
Caso 2	2.000	Constante
Caso 3	2.350	Constante
Caso 4	2.500	Constante
Caso 5	1.850-2.000	Aumento en 2009
Caso 6	1.850-2.500	Aumento en 2009

En segundo lugar, se consideran dos escenarios respecto de la anticipación con la cual se firman los contratos de clientes libres. Este supuesto es relevante dado que modifica los datos con los cuales se estima el costo de desarrollo con el cual se compara cada contrato. Dado que el costo de desarrollo relevante es el estimado al momento de la

firma, es relevante con cuántos años de anticipación se firmó. Se consideran dos escenarios alternativos: que cada contrato se firmó dos años antes y que se firmó el mismo año del inicio de suministro. En particular, para el cálculo del costo de desarrollo respectivo varía el costo de inversión y las estimaciones de precio de carbón consideradas.

En tercer lugar, además de considerar las estimaciones propias del costo de desarrollo, se incluyen en el análisis los costos de desarrollo calculados por la U.S. Energy Information Administration y publicadas en la Annual Energy Outlook. Si bien el costo de desarrollo de una central en Estados Unidos es diferente que el de Chile, la variación de ambos costos es similar, dado que está sujeta a los mismos determinantes.

A continuación se muestran los análisis de sensibilidad para los dos estudios realizados. Para aumentar la robustez del análisis, se evalúan escenarios en los cuales varían tanto los supuestos sobre el costo de inversión como la anticipación con que se firman los contratos.

7.2 Análisis crisis del gas

Si el caso base se sensibiliza respecto de desde cuándo se espera que la crisis tenga efecto en los contratos (i.e. desde qué contratos la variable crisis es 1), se mantienen los resultados. En la

Tabla 7-2 se muestran los resultados para el caso en que el efecto se espera afecte desde mayo del 2007, noviembre 2006 (caso base) y mayo del 2006. Se puede observar que en

los tres casos se encuentra evidencia estadísticamente significativa respecto de las diferencias de los márgenes antes y después de la crisis.

Tabla 7-2. Análisis de sensibilidad caso base respecto de inicio efecto crisis

Variable	Mayo 2007	Noviembre 2006	Mayo 2006
Tamaño	-0.008 (0.017)	-0.018 (0.201)	-0.018 (0.02)
Largo	-2.48* (1.107)	-4*** (1.21)	-5.07 (1.27)
CD	1.74*** (0.263)	2.18*** (0.281)	2.49*** (0.289)
CD*SIC	-0.473* (0.181)	-0.394* (0.202)	-0.306 (0.211)
CD*Crisis	1.25*** (0.195)	0.819*** (0.211)	0.48* (0.218)
Obs.	101	101	101
R ² adj.	0.88	0.85	0.83

*** $p \leq 0.001$ ** $p \leq 0.01$ * $p \leq 0.1$. Errores estándar entre paréntesis.

En la

Tabla 7-3 se resumen los resultados de la estimación por MCO del análisis de la crisis del gas para los diferentes escenarios considerados. Es importante destacar que en todos ellos ambas variables de interés son significativas.

La variable referida a la interacción a la diferencia de los márgenes producto de la crisis, es significativa a un 0.1% de significancia tanto para el caso base como cuando se asume

que los contratos se firman el mismo año. Cuando los contratos son firmados con dos años de anterioridad del inicio de suministro, la variable crisis no es estadísticamente significativa. Sin embargo, si para este último caso se asume que el efecto crisis se inicia el en mayo del 2006, la variable crisis vuelve a ser significativa. Los resultados de este análisis se muestran en la Tabla 7-4.

A medida que aumenta el costo de inversión supuesto, y por ende el costo de desarrollo de referencia, la diferencia en los márgenes antes y después de la crisis disminuye. Sin embargo, incluso en un escenario en que se considera un costo de inversión alto, la diferencia de margen varía entre 35% y 51%.

Tabla 7-3. Análisis de sensibilidad sobre estudio de la crisis del gas.

Escenario	Años antes de	Escenario	Costo	Variables relevantes	
firma		Inversión		CostoDesarrollo*SIC	CostoDesarrollo*Crisis
2		Caso 1	-0.236 (0.266)	0.037 (0.268)	
2		Caso 2	-0.229 (0.256)	0.07 (0.258)	
2		Caso 3	-0.213 (0.236)	0.131 (0.237)	
2		Caso 4	-0.206 (0.228)	0.151 (0.229)	
2		Caso 5	-0.254 (0.265)	-0.024 (0.268)	
2		Caso 6	-0.304 (0.265)	-0.204 (0.27)	
1		Caso 1	-0.414* (0.210)	0.822*** (0.219)	
1		Caso 2	-0.394* (0.202)	0.819*** (0.210)	
1		Caso 3	-0.354* (0.186)	0.807*** (0.191)	
1		Caso 4	-0.339* (0.18)	0.8*** (0.184)	
1		Caso 5	-0.458* (0.18)	0.808*** (0.184)	

		(0.21)	(0.22)
1	Caso 6	-0.514*	0.729***
		(0.209)	(0.222)
0	Caso 1	-0.306*	1.09***
		(0.164)	(0.184)
0	Caso 2	-0.296*	1.08***
		(0.158)	(0.177)
0	Caso 3	-0.274*	1.05***
		(0.146)	(0.160)
0	Caso 4	-0.266*	1.04***
		(0.141)	(0.154)
0	Caso 5	-0.306*	1.08***
		(0.164)	(0.185)
0	Caso 6	-0.311*	1.04***
		(0.166)	(0.190)
0	AEO	-0.63***	0.99***
		(0.18)	(0.207)
1	AEO	-0.597**	0.837***
		(0.212)	(0.221)
2	AEO	-0.451	2.38
		(0.273)	(0.451)

*** p≤0.001 ** p≤0.01 *p≤0.1. Errores estándar entre paréntesis.

Tabla 7-4. Análisis con firma de contratos dos años antes de suministro y adelantando efecto de crisis.

Escenario	Variables relevantes		
Años antes de	Escenario	CostoDesarrollo*SIC	CostoDesarrollo*Crisis
firma	Costo Inversión		
2	Caso 1	-0.379 (0.240)	0.597* (0.245)
2	Caso 2	-0.359 (0.231)	0.6* (0.239)
2	Caso 3	-0.318 (0.212)	0.608** (0.218)
2	Caso 4	-0.303 (0.205)	0.607** (0.21)
2	Caso 5	-0.410* (0.214)	0.547** (0.251)
2	Caso 6	-0.506* (0.243)	0.4 (0.256)
*** p<0.001 ** p<0.01 *p<0.1. Errores estándar entre paréntesis.			

*** p≤0.001 ** p≤0.01 *p≤0.1. Errores estándar entre paréntesis.

7.3 Análisis comparación contratos de clientes libres y distribuidoras

Como se planteó anteriormente, para el cálculo del precio monómico de los contratos de las licitaciones de suministro de las distribuidoras, se consideró el factor de carga implícito para las horas de punta. Dado que la demanda máxima sucede en los horarios fuera de punta, se realizan las estimaciones del caso base asumiendo los precios monómicos de los contratos de las licitaciones para los horarios fuera de punta. En la Tabla 7-5 se muestran estos resultados. Se puede apreciar que las estimaciones son muy similares cuando se considera el factor de carga del horario de punta para el cálculo del precio monómico de las licitaciones. En este caso también se obtienen diferencias significativas en los márgenes de los contratos de clientes libres respecto a los de las distribuidoras.

Tabla 7-5. Estimación MCO de análisis de comparación entre contratos de clientes libres y distribuidoras caso base, para horario fuera de punta.

Variable	Estimaciones
CD	1.46*** (0.127)
Tamaño	-0.008 (0.009)
CD*CortoPLazo	0.93*** (0.17)
CD*ContratoCL	0.294* (0.168)
Obs.	79
R ² ajustado	0.93

*** $p \leq 0.001$ ** $p \leq 0.01$ * $p \leq 0.1$. Errores estándar entre paréntesis.

Los resultados se sensibilizan utilizando otro *proxy* del costo oportunidad de los generadores. En la Tabla 7-6 se muestran las estimaciones utilizando el Costo de Marginal estimado por la CNE para el SIC, en los procesos de tarificación de precio de nudo. Para los contratos de clientes libres, se utilizan las estimaciones del proceso de tarificación de un año antes del inicio del suministro. Para las licitaciones se consideran las estimaciones de CMg de la CNE para el año de inicio de suministro, en el proceso de tarificación correspondiente a la fecha de presentación de las ofertas.

Se estiman dos casos: considerando el costo marginal estimado para el año de inicio de suministro y el año siguiente. Se puede apreciar que los coeficientes estimados de las variables tienen los signos esperados. En el primer caso no se identifican diferencias estadísticamente significativas, y en el segundo caso sí.

Tabla 7-6. Análisis de comparación licitación y contratos libres utilizando estimación CMg CNE.

Variable	CMg CNE Inicio	CMg CNE Inicio +1
Tamaño	-0.015 (0.014)	-0.021 (0.013)
Largo	-2.07 (1.83)	-2.6* (1.53)

CMg	1.51*** (0.297)	1.67*** (0.251)
CMg*ContratoCL	0.052 (0.22)	0.19* (0.159)
Obs.	79	79
R ² adj.	0.82	0.86

*** p≤0.001 ** p≤0.01 *p≤0.1. Errores estándar entre paréntesis.

En la Tabla 7-7 se resume el análisis de sensibilidad para la comparación de los contratos de clientes libres y distribuidoras para todos los escenarios considerados. El modelo estimado incluye la incorporación de las variables que identifica los contratos de corto plazo. La variable que identifica la diferencia de márgenes entre ambos contratos es significativa en casi todos los escenarios estudiados al menos al 10% de significancia. Según las estimaciones, los contratos de clientes libres tendrían márgenes entre 26% y 76% mayores que los contratos de las distribuidoras.

Al igual que en el análisis anterior, a medida que aumenta el costo de inversión supuesto y por ende el costo de desarrollo de referencia, los sobre márgenes de los contratos de clientes libres disminuyen. Sin embargo, en un escenario en que se considera un costo de inversión alto, el sobre margen de estos contratos varía entre 26% y 47%, considerando la estimación propia del costo de desarrollo. Si se considera el reportado por el Anual Energy Outlook, este margen varía entre 26% y 72%, y en los tres casos es estadísticamente significativo.

Tabla 7-7. Análisis de sensibilidad de comparación contratos de clientes libres y distribuidoras.

Escenario Años antes de firma	Escenario Costo Inversión	Variables relevantes CostoDesarrollo*ContratoCL
2	Caso 1	0.26 (0.16)
2	Caso 2	0.26 (0.155)
2	Caso 3	0.24* (0.145)
2	Caso 4	0.24* (0.14)
2	Caso 5	0.29* (0.157)
2	Caso 6	0.36* (0.11)
1	Caso 1	0.32* (0.17)
1	Caso 2	0.31* (0.17)
1	Caso 3	0.30* (0.16)
1	Caso 4	0.29* (0.15)
1	Caso 5	0.34* (0.17)
1	Caso 6	0.38* (0.163)
0	Caso 1	0.47* (0.18)
0	Caso 2	0.46* (0.18)
0	Caso 3	0.42* (0.16)
0	Caso 4	0.41* (0.16)
0	Caso 5	0.46* (0.18)
0	Caso 6	0.42* (0.173)
0	AEO	0.24* (0.14)
1	AEO	0.47** (0.15)

2	AEO	0.72*** (0.174)
*** $p \leq 0.001$ ** $p \leq 0.01$ * $p \leq 0.1$. Errores estándar entre paréntesis.		

8. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

8.1.1 Influencia de los costos marginales en los precios de los contratos.

Dada la situación de desadaptación del sistema eléctrico chileno, en especial de la estrechez de oferta e incertidumbre asociada al sector, el costo marginal del sistema se presenta como una señal económica relevante al momento de analizar los precios de los contratos de largo plazo. En particular, dados los aumentos significativos del costo marginal en los últimos años, en general se asume que este tipo de contrato estaría indexado al costo marginal, o incluso, los generadores podrían estar cobrando precios equivalentes a los costos marginales a sus clientes.

Para analizar la relación entre el costo marginal y el precio de los contratos, hay que tener en consideración que cada contrato tiene un costo marginal relevante diferente, siendo éste el costo marginal de la subestación troncal asociada a cada uno de ellos. En un sistema interconectado, cuando se producen congestiones de líneas de transmisión se generan diferentes subsistemas, lo que se traduce en la existencia de un costo marginal local, dado que la transferencia de energía entre dos nodos a través de una línea, llegó a su límite.

Se analiza la evolución de la razón $\frac{PME}{CMg}$ entre los períodos, considerando el costo marginal de la subestación troncal asociada a cada contrato, para aquellos contratos que tengan más de dos observaciones en el período analizado. Este análisis se muestra en la Figura 8-1. De ella se pueden concluir que en primer lugar no existe una relación 1:1 entre el costo marginal y el precio de los contratos, es decir no hay indexación perfecta del Precio de los Contratos al Costo Marginal. De existir la relación planteada anteriormente, se esperaría un comportamiento plano de la relación analizada y cercana a la unidad. En segundo lugar, se evidencia que existe una heterogeneidad de los márgenes de los contratos respecto del costo marginal de la subestación respectiva en cada ventana, existiendo en algunos casos diferencias en torno al 30 y 40%. Esta

información iría en contra del supuesto que los precios de los contratos en el período analizado corresponden principalmente al costo marginal.

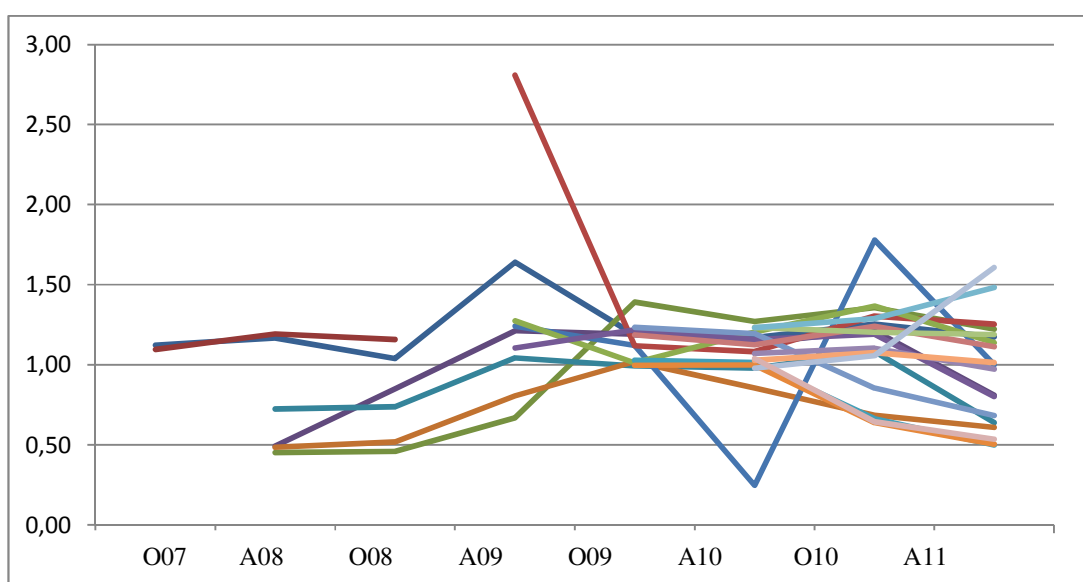


Figura 8-1. Evolución de razón Precio de Contrato y Costo Marginal ($\frac{PME}{CMg}$).

Una segunda forma de abordar la posible influencia de los costos marginales de las subestaciones respectivas en los precios de los contratos, es analizando la magnitud de la diferencia entre los costos marginales de las diferentes subsistemas. En la Figura 8-2 se compara el máximo y mínimo costo marginal por subsistema del SIC para el período de análisis. Se puede apreciar que la diferencia entre el costo marginal máximo y mínimo, por ventana, es en torno al 20%, sólo en un período siendo cercano al 40%. En este sentido, las posibles diferencias entre los precios de los contratos debido a los costos marginales de los subsistemas asociados, tiene una banda superior correspondiente a la diferencia entre el caso con mayor y menos costo marginal. Este argumento tampoco sería útil para explicar las diferencias observadas en los contratos de suministro y en la comparación respecto de las distribuidoras.

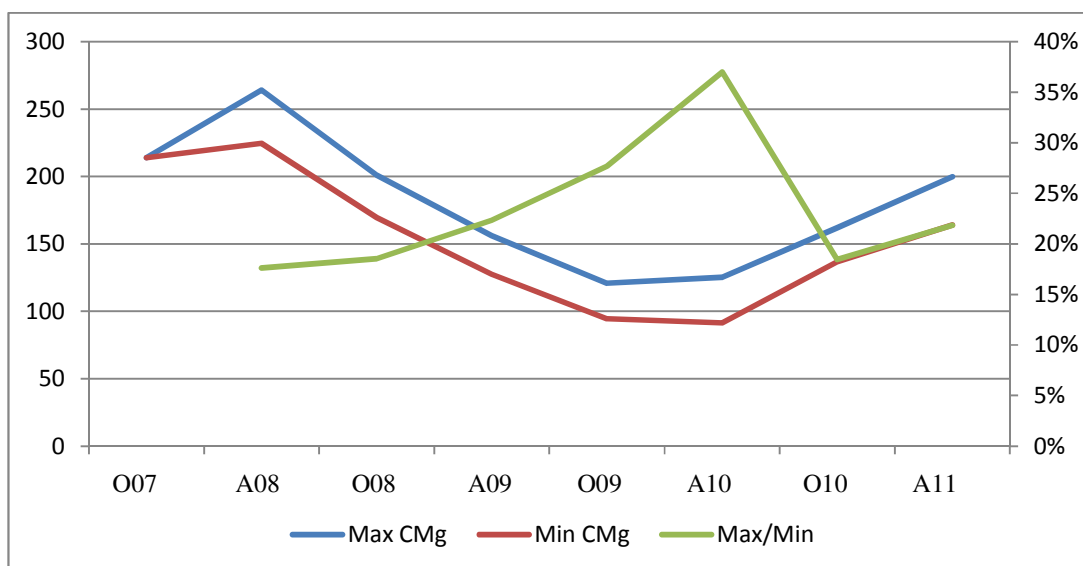


Figura 8-2. Comparación costo marginal máximo y mínimo de subsistemas SIC

8.2 Diferencia de tipo de competencia en los contratos de clientes libres y licitaciones de suministro de distribuidoras

La diferencia en la intensidad de competencia identificada respecto del mercado de contratos de largo plazo y las licitaciones de suministro, no tiene su explicación en las características propias de ambos contratos, dado que como se argumentó anteriormente, estas diferencias en algunos casos aumentan el riesgo de los clientes libres, pero en otros aumentaría el de las distribuidoras.

Por ejemplo, en el caso de los clientes libres la indexación es parte de la negociación, en cambio en las licitaciones es definida por el regulador por lo cual en el segundo caso el generador debe asumir un mayor riesgo. Por otro lado, el riesgo de quiebra es mayor con los clientes libres que en el caso de las distribuidoras. Un último ejemplo es respecto de la cantidad de energía contemplada en cada tipo de contrato. En el caso de los clientes libres, los contratos tienen diferentes cláusulas de compensaciones si el consumo es significativamente mayor o menor al acordado. En cambio, si una distribuidora consume

menos energía que la contemplada en el contrato, no hay compensaciones para el generador por lo cual hay un riesgo mayor para este. De esta manera, si se toman en cuenta todas las diferencias, se llegaría a la conclusión que ambos tipo de contratos son comparables.

Como se mostró anteriormente, la diferencia de niveles de competencia tampoco se debe a la posible indexación de los contratos de largo plazo a este. Se evidenció que si bien puede haber relación, no permitiría explicar de manera directa las diferencias en los márgenes respecto del costo de desarrollo del sistema identificado.

El mayor nivel de competencia en el caso de las licitaciones, respecto de los contratos de largo plazo, se puede deber a la naturaleza y la manera en que se compite en cada caso. Por un lado en las licitaciones, al ser abiertas y simultáneas, permite que todos los generadores del sistema puedan competir por los contratos licitados, competencia que se da de manera simultánea y por los mismos contratos, cuyas condiciones no entran en la negociación y son previamente establecidas. En cambio, en el proceso de definición de un contrato de cliente libre, a diferencia de un proceso de licitación, se da en un esquema de negociación bilateral y secuencial, en la cual no compiten todos los actores del sistema sino los contactados por el cliente libre, ni tampoco de manera simultánea, lo que disminuye la presión hacia la baja de las propuestas de precio. Esta menor intensidad de competencia permitiría la obtención de mayores precios en este tipo de contratos. Otra razón que podría explicar los diferentes niveles de competencia es que en comparación al mercado de clientes libres, en los procesos de licitación es más fácil la entrada de nuevos actores, por lo cual en ellas los generadores podrían ser más agresivos, ofreciendo menores precios, lo cual podrían compensar en los contratos con los clientes libres.

8.3 Actualidad del mercado eléctrico

En los últimos años han comenzado a operar pocas nuevas centrales de una potencia instalada considerable. El aumento de capacidad instalada, en especial en el SIC, ha sido principalmente a través de turbinas diésel. Recién el 2011 en el SING comenzaron a operar nuevas centrales superiores a 200 MW, como las centrales Angamos, Hornitos y Andina; todas ellas termoeléctricas a vapor y carbón. En el SIC entre el 2010 y 2012 comenzaron a operar tres nuevas centrales de alta potencia instalada: La Confluencia (Hidroeléctrica – 163 MW), La Higuera (Hidroeléctrica – 160 MW) y Nueva Ventanas (Termoeléctrica carbón – 272 MW).

Varios proyectos eléctricos han sufrido importantes atrasos en su desarrollo y comienzo de operación, o incluso han sido abortados. Por ejemplo, el proyecto HidroAysén (hidroeléctrica de 2.750 MW) que en un comienzo estaba planificado que comenzaría a inyectar energía al sistema el año 2018, a la fecha todavía no inicia su construcción. El proyecto Castilla, una central termoeléctrica de 2.100 MW que se instalaría en la Región de Atacama, luego de cuatro años de tramitación ambiental, enfrentó la decisión de la Corte Suprema de Chile, que rechazó el permiso ambiental previamente otorgado al proyecto. La Central Santa María, de Colbún (termoeléctrica de 342 MW), cuyo permiso ambiental fue otorgado el año 2007, recién el año 2012 pudo iniciar su operación comercial debido a retrasos producto de problemas con el contratista, además de recursos judiciales presentados en su contra. En este sentido, el contexto actual del mercado eléctrico ha provocado una situación de no amenaza de entrada de nuevos actores al sistema y no aumento de capacidad instalada, debido que los proyectos eléctricos de gran envergadura están presentando serios retrasos y dificultades para su desarrollo. Esto puede estar siendo aprovechado por los incumbentes para fijar precios por sobre los niveles competitivos esperados. Es importante destacar que este poder de mercado se podría estar ejerciendo de manera unilateral o de manera concertada entre los generadores. La evidencia encontrada en esta investigación no permite distinguir entre las dos formas.

Altos niveles de concentración de mercado, como los presentados por la industria eléctrica chilena en el segmento de generación, no son una condición necesaria para que exista poder de mercado o problemas de competencia. Lo relevante es analizar la “desafiabilidad” del mercado, en el sentido que los incumbentes del mercado eléctrico actúen como si tuvieran la amenaza de que si fijan precios sobre los niveles de competencia, nuevos actores entrarán al mercado. Sin embargo, por la situación descrita anteriormente, actualmente el mercado eléctrico chileno no sería desafiado, permitiendo que los incumbentes puedan fijar precios sobre los niveles de equilibrio.

9. CONCLUSIONES

Los estudios y análisis respecto a la existencia de poder de mercado y nivel de competencia en el mercado eléctrico chileno a la fecha, no se han focalizado en la realidad concreta, sino que se han centrado en analizar el posible impacto de diferentes medidas bajo otras estructuras de mercado. Esto debido a la no disponibilidad de información empírica que pudiera caracterizar dicho poder de mercado. En la presente investigación se realizan análisis y estudios empíricos, en base a información histórica del mercado eléctrico chileno de los contratos de clientes libres y de las distribuidoras.

Se logra constituir una base de datos con información respecto de los contratos de clientes libres que permite hacer un seguimiento histórico de ellos para el período entre el año 1997 e inicios del año 2011. Cada contrato es individualizado con un suministrador, cliente, inicio y término del contrato, potencia comprometida, energía transada, precio de la factura y precio medio de energía. En los análisis desarrollados sólo se tiene en consideración la primera venta de energía de los contratos firmados en los períodos de interés, por lo cual queda para futuras investigaciones el poder aprovechar y depurar los estudios de competencia utilizando la información provista por la evolución de los precios medios de energía. En particular interesa considerar en el análisis la indexación de los precios de energía de cada contrato. Esta información de indexación no está disponible en forma explícita en la base de datos.

Esta investigación, según antecedentes disponibles, sería la primera que da sustento empírico, más allá de medidas de concentración también analizadas, respecto a la no existencia de competencia perfecta en la industria eléctrica chilena. De existir competencia perfecta en el mercado eléctrico chileno, los márgenes de los contratos no debiesen variar antes y después de la crisis del gas, y los márgenes de los contratos de clientes libres debiesen tener magnitudes similares a los contratos producto de las licitaciones de suministro de las distribuidoras.

Se estudian los márgenes de los contratos de clientes libres, respecto del costo de desarrollo estimado de una central de carbón al momento de la firma de cada contrato. Esta estimación de costo de desarrollo se utiliza como proxy del costo oportunidad enfrentado por los generadores para satisfacer sus contratos. Lo relevante es que la estimación utilizada tenga un comportamiento similar al que tendría el costo oportunidad.

El estudio se realiza a través de modelos econométricos y el análisis considera el efecto que pueden tener en los márgenes características de los contratos como el período del contrato y tamaño de energía comprometida. Se analiza el impacto que tuvo en los niveles de competencia del sistema eléctrico chileno la denomina “crisis del gas” del año 2004 y las diferencias de comportamiento de los generadores entre las licitaciones de suministro de distribuidoras y contratos de clientes libres.

Se encuentra evidencia estadísticamente significativa del aumento que tuvieron los márgenes de los contratos de clientes libres luego del inicio de la crisis del gas. Si bien este evento significó que cambiase la tecnología de expansión del sistema, pasando de gas natural a carbón, este aumento del costo de desarrollo no es suficiente para explicar la diferencia de los márgenes identificados. Además del aumento significativo del costo marginal, tanto en el SIC como en el SING, la baja entrada de nuevas centrales eficientes y la consiguiente estrechez de oferta de energía, sumado a la incertidumbre general en torno al sector eléctrico, ha permitido a los generadores poder obtener precios de contratos superiores a los que se esperarían en un sistema adaptado y competitivo.

Luego, se analizan los márgenes de los contratos de clientes libres y los contratos implícitos de las licitaciones de suministro de las distribuidoras. Dada la comparabilidad de ambos contratos y que son los mismos generadores que compiten en ambas instituciones de mercado, se esperaba que los niveles de competencia fuesen similares. Se identifican diferencias significativas en los márgenes de ambos tipos de contrato, siendo superiores los márgenes de los contratos de clientes libres. Estas diferencias no se

explican por características como la energía comprometida y la extensión de los contratos. Esta diferencia se podría deber a la forma en que se compite por cada tipo de contrato. Mientras en las licitaciones se da una competencia simultánea entre todos los generadores que quieran participar, en los contratos de clientes libres producto de la negociación bilateral no simultánea, la intensidad de competencia es menor. Si bien los altos costos marginales del SIC pueden influir en los precios de los contratos, se evidencia que la influencia es limitada por lo cual los mayores márgenes de los contratos de clientes libres no se pueden atribuir a este punto.

Los resultados obtenidos en ambos análisis son evidencia preliminar para desestimar la existencia de competencia perfecta en el mercado eléctrico chileno. Estos no permiten dimensionar el nivel real de competencia, pero si afirman que habría ejercicio de poder de mercado de parte de los generadores. Los resultados son robustos, dado que en ambos análisis se sensibilizan los resultados según los supuestos relacionados al cálculo de costo de desarrollo estimado, considerando tres escenarios posibles de tiempo entre la firma del contrato y el inicio de suministro. Los contratos se firmarían dos años antes, un año antes o el mismo año del inicio de suministro. Además se consideran varios valores posibles de costo de inversión de una central a carbón. En todos los escenarios considerados se mantienen los resultados obtenidos a un nivel de significancia del 10%.

Para aumentar el nivel de competencia del mercado eléctrico chileno, es necesario realizar las reformas necesarias tendientes a fomentar el ingreso de nuevos actores al sistema. Dado los altos precios de energía, existen incentivos perversos para las empresas incumbentes a no desarrollar nuevas inversiones, dado que esto significaría la disminución de los precios. Los efectos en la competencia que pueden tener los altos niveles de concentración, tanto en el SIC como en el SING, pueden ser prevenidos si los actuales incumbentes se ven amenazados por la entrada de posibles actores. Dado los problemas que han existido para el desarrollo de nuevas inversiones, se podría considerar que actualmente el mercado eléctrico no es desafiante, lo que permitiría a los generadores obtener precios por sobre los niveles competitivos.

Se debiese fomentar que los clientes libres se coordinaran para el desarrollo de licitaciones de alta convocatoria para la adjudicación de sus contratos de suministro. De esta forma los precios obtenidos se podrían asemejar de mayor manera a los obtenidos en las licitaciones de las empresas distribuidoras.

Una línea de investigación que dejan planteada los análisis realizados, es realizar el desarrollo teórico la naturaleza, razones y efectos de estos dos esquemas diferentes de negociación y contratación. En el ámbito regulatorio sería de interés explorar mecanismos de supervisión del nivel de competencia del mercado de generación.

10. BIBLIOGRAFÍA

Sweeting, A., 2007. "Market Power In The England And Wales Wholesale Electricity Market 1995-2000," *Economic Journal*, vol. 117(520), pages 654-685, 04.

Wolak, F., 2003. "Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets: The California Market, 1998–2000," *American Economic Review*, vol. 93(2), pages 425-430, May.

Wolfram, C., 1999, Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market, *The American Economic Review*, Vol. 89, No. 4, pp. 805-826, September.

Green, R.J., 1999, "The Electricity Contract Market in England and Wales" *Journal of Industrial Economics*, Vol XLVII, No 1, pp.107-124

Allaz B. & Vila JL., "Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency," *Journal of Economic Theory*, vol. 59(1), pages 1-16, February 1993.

Arellano, MS. & Serra, P., 2007. "A model of market power in electricity industries subject to peak load pricing," *Energy Policy*, vol. 35(10), pages 5130-5135, October

Villar J., & Rudnick H., "Hydrothermal market simulator using game theory: Assessment of market power," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18 pp. 91–98, Feb. 2003.

Roubik, E. & Rudnick, H., Assessment of generators strategic behavior in long term supply contract auctions using portfolio concepts, 2009 *IEEE Bucharest PowerTech*, 2009

Moreno R., Barroso L. A., Rudnick H., Mocarquer S., Bezerra B., Auction Approaches of Long-Term Contracts to Ensure Generation Investment in Electricity Markets: Lessons from the Brazilian and Chilean Experiences, *Energy Policy*, Vol 38, N 10, October 2010, pp. 5758–5769

Bustos, J. Bidding behavior in the Chilean electricity market, Working paper, 2012.

Liski, M. & Montero, JP, 2006. "Forward trading and collusion in oligopoly," *Journal of Economic Theory*, vol. 131(1), pages 212-230, November.

Arellano, M.S., 2004. "Market Power in Mixed Hydro-Thermal Electric Systems", *Econometric Society 2004 Latin American Meetings* 211.

Bernstein, S., 1988. "Competition, marginal cost tariffs and spot pricing in the Chilean electric power sector," *Energy Policy*, vol. 16(4), pages 369-377, August.

Boiteux, M. 1949, "La tarification des demandes en pointe: Application de la théorie de la vente au cout marginal" Revue Générale d'Electricité, 58:321-40.

Galetovic, A., & Inostroza, JR., & Muñoz, C., 2004. "Gas y Electricidad: ¿qué hacer ahora? (Gas and electricity: What should we do now?)," Documentos de Trabajo 198, Centro de Economía Aplicada, Universidad de Chile.

Cuevas, R. (2012). Los congresos de Chile y Argentina ante la crisis del gas, 2004-2009. Disponible en <http://tesis.uchile.cl/handle/2250/110828>

Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico, Informe Final, Noviembre 2011.

U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook. 2007-2011

CNE, Informe Técnico Definitivo Fijación Precio de Nudo SIC y SING. 2001-2011

Diario Oficial de la República de Chile, Decreto de Precio de Nudo. 2007-2011

CDEC-SIC, Anuario Estadístico 2002-2011

CDEC-SIC, Promedio diario de Costo Marginal 2007-2011

CDEC-SING, Anuario Estadístico 2002-2011

CNE, Balance de Energía 2001-2011

CNE, Resultados procesos de Licitación de Suministro de Distribuidoras. Documentos disponibles en: <http://www.cne.cl/licitacion-de-suministro-para-distribuidoras/antecedentes-generales>

ANEXOS

11. ANEXO N°1

A continuación se describe la metodología utilizada para estimar los costos de desarrollo utilizados en la investigación. Se estima el costo de desarrollo de una central a carbón.

Sobre los precio de carbón, se utilizan los precios y estimaciones reportadas por la CNE en sus informes de Fijación de Precio de Nudo. Los valores considerados son precios en cancha. La información disponible en cada proceso se puede dividir en tres períodos.

Para los procesos de tarificación entre abril 2001 y abril 2004, la CNE estima el costo de un proceso de importación de carbón para tres centrales relevantes. Para esta investigación se considera el mayor precio de carbón australiano reportado por la CNE. Sólo desde octubre del 2004, la CNE contempla centrales a carbón en el plan obras del SIC. Entre dicho proceso de tarificación y abril 2006, la CNE sólo reporta el precio de combustible de las centrales a carbón contempladas en sus cálculos, que equivale a 60 US\$/Ton y no reporta estimaciones de largo plazo. Para los cálculos de la presente investigación, para los procesos entre dichos períodos se considera ese precio de combustible.

Finalmente, desde octubre del 2006 la CNE reporta proyecciones de largo plazo del carbón australiano, las cuales son consideradas íntegramente en esta investigación.

En la Tabla 11-1 se muestran los precios de carbón para los procesos de tarificación entre abril 2001 y abril 2006. En la Figura 11-1 se muestran las proyecciones de precio de carbón australiano de la CNE, según proceso de tarificación entre octubre 2006 y abril 2011.

Tabla 11-1. Precios de Carbón (US\$/Ton) según proceso de tarificación para el período
abril 2001 y abril 2006

Proceso de tarificación	Precio Carbón (US\$/Ton)
Abril 2001	48.27
Octubre 2001	50
Abril 2002	47.54
Octubre 2002	39.8
Abril 2003	42.05
Octubre 2003	46.38
Abril 2004	72.93
Octubre 2004	60
Abril 2005	60
Octubre 20 05	60
Abril 2006	60

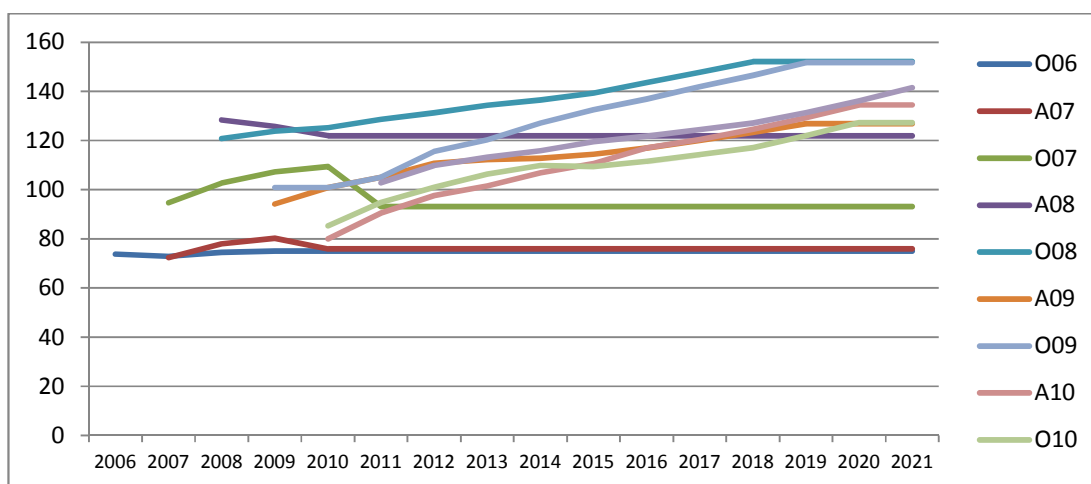


Figura 11-1. Proyecciones de precio de carbón australiano de la CNE, según proceso de tarificación

Para cada contrato considerado en ambos análisis, se estima un costo de desarrollo según cuándo fue firmado, el inicio y término de suministro. A cada contrato se le asigna un precio de carbón representativo, equivalente al promedio ponderado (con una tasa de descuento del 10%) de los precios de carbón estimados para el período de suministro del contrato respectivo.

Para el cálculo del costo de desarrollo se consideran los siguientes supuestos:

- Consumo específico: 0.37 Ton/MWh
- Tamaño: 200 MW
- Vida útil: 25 años
- Costo Variable no Combustible: 2.83 mills/KWh
- Factor de planta: 90%.
- Cuatro posibles costos de inversión: 1.850, 2.000, 2.350 y 2.500 US\$/MW.

Para el cálculo del costo de desarrollo, se estima el valor presente de los costos de operación e inversión de la central según los supuestos descritos anteriormente.

Esta estimación sería perfectible mediante la obtención de mayor detalle de las estimaciones de largo plazo del precio del carbón para el período de análisis, como también de las otras variables asociadas al costo de desarrollo como costo de inversión, entre otros conceptos.