

La Competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista en Chile

**Natalia Fabra,
Juan-Pablo Montero,
y Mar Reguant**

13 de enero de 2014

AGRADECIMIENTOS

Fabra (natalia.fabra@uc3m.es) es Profesora Titular en el Departamento de Economía en la Universidad Carlos III en Madrid; Montero (jmontero@uc.cl) es Profesor Titular en el Instituto de Economía en la Pontificia Universidad Católica de Chile (PUC-Chile); y Reguant (mreguant@stanford.edu) es Profesora Asistente en el Graduate School of Business en Stanford University. Nuestros agradecimientos a Pablo Varas y Thomas Krussig por todo su trabajo con la preparación de las bases de datos, construcción de distintas variables y constante apoyo en la elaboración del informe; y a Martin Osorio, Juan Cembrano, Sebastián Mocarquer, Salvador Valdés y a otros actores del sector por sus valiosos comentarios. Respecto a esto último nuestros especiales agradecimientos a Hugh Rudnick a quien consultamos constantemente en varios temas de la industria y con quien además Montero ya había trabajado explorando algunos de los temas que aquí se tocan en la tesis de Magister de Ingeniería de Pablo Varas y que se cita al final de este estudio.

Este trabajo ha sido requerido por la Fiscalía Nacional Económica. Ninguno de los autores es director o tiene acciones de compañías del sector eléctrico ni tampoco ha realizado un estudio relacionado, al menos en los últimos cinco años. También hay que mencionar que parte de los datos utilizados en este estudio son de carácter confidencial y fueron recibidos por uno de los autores del estudio cuando era miembro de la Comisión Asesora Presidencial de Desarrollo Eléctrico (CADE) justamente con el fin de estudiar la competencia en el sector. Los acotados plazos para la elaboración del informe de la CADE impidieron realizar entonces un análisis riguroso de esos datos y por lo mismo no fueron incluidos ni mencionados dentro de dicho informe. Por último, tanto las opiniones como posibles errores son de exclusiva responsabilidad de los autores y no comprometen de manera alguna a ninguna de las instituciones, comisiones y personas anteriormente señaladas.

Índice

Resumen	4
1. Introducción	6
2. El Mercado Eléctrico Mayorista y sus Desafíos	8
2.1. Descripción del mercado mayorista	8
2.2. El problema de inversión en activos de generación	10
2.3. La inversión y la competencia	12
3. La Experiencia Internacional	14
3.1. Reino Unido	15
3.1.1. Contratos por diferencias para las instalaciones bajas en carbono	17
3.1.2. Mercado de capacidad	19
3.2. España	20
3.2.1. Falta de competencia	20
3.2.2. Subastas para la fijación de las Tarifas de Último Recurso	22
3.3. Brasil	24
4. Licitaciones de Distribución	27
4.1. Descripción de las subastas	27
4.2. Descripción de los resultados de las subastas	28
4.3. Interpretación de los resultados de la subasta	33
4.3.1. El Modelo de Subastas	37
4.3.2. Colusión	42
4.3.3. Resumen	44
4.4. Recomendaciones sobre el diseño de las subastas	45
5. Subastas vs Negociaciones Bilaterales	49
5.1. Marco teórico	49
5.2. Datos	54
5.3. Análisis preliminar: los contratos libres	56
5.4. Comparación de contratos: estimación econométrica	60
6. Discusión de Resultados y Recomendaciones	64
Anexos	70

A. Mecanismo de Asignación en Licitaciones	70
A.1. Ejemplo: Criterio CNE	70
A.2. Un criterio alternativo	72
B. El Rol de la Indexación	72
B.1. ¿Qué tan indexados están los contratos?	72
B.2. Riesgos de la indexación a coste marginal	75
C. Figuras Adicionales	76
C.1. Ofertas por Bloques	76
C.2. Ofertas por Empresa	79
D. Clientes Libres de Mayor Tamaño	81
E. Resultados Económicos Adicionales	83
F. Volatilidad de ventas en contratos de clientes libres	86

RESUMEN

En este estudio se analiza el nivel de competencia en el mercado eléctrico mayorista en Chile. Prestamos especial atención al Sistema Interconectado Central (SIC) dada la disponibilidad de datos de licitaciones que permite aplicar nuestra metodología. No obstante, usamos datos del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) para algunos análisis de corte más comparativo.

Junto con revisar experiencia internacional relevante y concluir que la actual falta de inversión en capacidad de generación base no debiera llevar a desatender posibles problemas de competencia, sino todo lo contrario, el estudio realiza dos análisis de competencia complementarios.

En primer lugar buscamos entender la forma en que las tres principales compañías generadoras compiten en las licitaciones de contratos de largo plazo de suministro a empresas distribuidoras. En segundo lugar explotamos el hecho que estas mismas empresas generadoras además de participar en las licitaciones están simultáneamente compitiendo en el mercado de contratos de largo plazo de suministro a clientes libres/industriales, el cual se rige mayoritariamente por negociaciones bilaterales. En relación al primer análisis, nuestros resultados indican que la forma de las ofertas en las licitaciones de distribución no son consistentes con competencia perfecta (entendiendo por esta última ofertas cercanas al coste de oportunidad de proveer energía). De la misma forma podemos descartar conductas del tipo colusivas (i.e., acciones concertadas para levantar precios). Encontramos en cambio una competencia imperfecta con un ejercicio de poder de mercado de tipo unilateral o no-cooperativo. Esto último no es del todo sorprendente dada la concentración de mercado y estrechez de oferta durante el período en que estas subastas han sido implementadas: las empresas tienen alta certidumbre de ser pivotaes (i.e., imprescindible para cubrir la totalidad de la demanda) en alguna fracción de la energía que ofrecen en cada una de las subastas en donde participan.

Los resultados del segundo análisis muestran que las empresas compiten más intensamente en las licitaciones que en el mercado de los clientes libres, *ceteris paribus*; y dentro de este último también se observan diferencias entre los distintos tipos de clientes libres siendo los de menor tamaño los que pagan mayores precios. A diferencia de lo expuesto en el análisis de las licitaciones, los datos de que disponemos no nos permiten precisar si parte de esta menor competencia podría ser explicada por prácticas concertadas (v.gr., asignación o repartición de clientes libres de menor tamaño) o más bien que podría ser totalmente explicada por conductas unilaterales u oligopolísticas. Hay dos razones que apoyan esto último. A diferencia de lo que ocurre en las licitaciones, en mercados que se despejan a través de negociaciones bilaterales es razonable esperar que los consumidores más pequeños enfrenten precios más altos producto de su menor poder negociador. El que los consumidores más pequeños en el SIC estén enfrentando precios más altos es consistente con otro de nuestros resultados de que la competencia en el SIC aparece menos intensa que en el SING, un sistema, este último, con similares niveles

de concentración que el SIC pero con clientes de mayor tamaño. En segundo lugar, las negociaciones bilaterales tienen asociadas fricciones y costes de búsquedas que se debieran reflejar en mayores precios.

Aparte de indicar la importancia de seguir indagando acerca de la competencia en el sector, el estudio concluye con recomendaciones de competencia siendo una importante el buscar la forma de extender el uso de subastas al mercado de los clientes libres, especialmente los de menor tamaño, y permitir a estos acceder, en la medida que se pueda, a participar directamente del mercado spot. Dado su efecto positivo sobre la competencia, nuestros resultados muestran que la autoridad debiera haber introducido las licitaciones de contratos de distribución mucho antes de lo que lo hizo en el 2006 e independiente de la existencia de una crisis. Por último, si bien hay margen para mejorar el diseño de las subastas, todo parece indicar que los problemas de competencia persistirían como resultado de la elevada concentración existente en el mercado y las elevadas barreras de entrada para nuevos agentes.

1 INTRODUCCIÓN

Entender el grado de competencia en los mercados mayoristas de generación eléctrica ha sido siempre un tema de interés para autoridades de competencia y analistas del sector alrededor del mundo; particularmente a partir de la reestructuración de dichos mercados en los años 90. Análisis específicos para distintos mercados incluyen, entre otros, Reino Unido (Wolfram, 1999), Australia (Wolak 2000), California (Borenstein et al., 2002) y España (Fabra y Toro, 2005). El foco de estos estudios y otros similares ha sido la competencia en el mercado mayorista spot (i.e., las así llamadas bolsas de energía), más precisamente, en el ejercicio de poder de mercado tanto en forma unilateral como en forma concertada y en la forma en que la contratación de largo plazo de la energía (v.gr., contratación forward) podría afectar dicha competencia.¹

Chile no ha escapado a este tipo de consideraciones aunque el foco ha sido distinto ya que el mercado mayorista spot, a diferencia de los mercados anteriores, no se rige por una bolsa de energía sino por un despacho a menor coste según lo que determine el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) a partir de los costes informados (y auditados) por las firmas generadoras. En principio, entonces, el mercado mayorista spot se despeja hora a hora en forma perfectamente competitiva dada una cierta capacidad instalada. Pero tal como advierten Arellano y Serra (2007), que el despacho en el mercado spot sea a mínimo coste no garantiza la ausencia de poder de mercado en mercados concentrados. Ellos explican que las firmas pueden estratégicamente afectar el tipo y cantidad de inversiones con la consecuencia de mayores precios. En un trabajo más reciente, sin embargo, los mismos Arellano y Serra (2010) explican que los incentivos al ejercicio del poder de mercado disminuyen de forma importante si las compañías están altamente contratadas.² Similares conclusiones se alcanzan en otros estudios, que ponen de manifiesto que tanto la capacidad agregada de generación como su distribución entre las empresas (esto es, el grado de concentración) pueden acentuar los problemas de poder de mercado (Fabra, von der Fehr y de Frutos, 2011).

En el mercado mayorista en Chile las compañías generadoras están efectivamente altamente contratadas con contratos de largo plazo que fluctúan entre unos pocos años y 20 años o más. Esto podría generar que los equilibrios de mercado fueran altamente competitivos. De hecho, la ley eléctrica de 1981 está construida precisamente sobre esta premisa: que la competencia por un alto número de contratos de largo plazo entre empresas generadoras y grandes clientes o clientes libres (v.gr., empresas mineras, instalaciones industriales, grandes instalaciones comerciales, etc.) debiera llevar a precios competitivos, los cuales serían a su vez tras-

¹El trabajo de Allaz y Vila (1993) no sólo muestra que la contratación forward lleva a las firmas a competir más intensamente en el mercado spot sino también que las propias firmas generadoras tienen incentivos a contratarse forward. Estudios posteriores muestran que la contratación forward puede además facilitar el sostenimiento de equilibrios colusivos (Liski y Montero, 2006).

²El ejercicio de Arellano y Serra (2010) es poco útil en el contexto chileno donde la ley exige que el total de la demanda, incluyendo clientes libres/industriales y distribuidoras, tiene que estar cubierta con contratos de largo plazo de suministro.

pasados a los clientes regulados (en su mayoría residenciales) utilizando para ello una banda de precios que acota la distancia entre los precios pagados por los grandes clientes y por los consumidores regulados.

Según el diagnóstico reciente de la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico creada en el año 2011, la realidad del mercado mayorista chileno dista de ser un mercado perfectamente competitivo (CADE 2012, pp. 107-109). Este diagnóstico de insuficiente competencia se desprende con más fuerza del análisis de Moreno et al (2012) para las licitaciones que fueron realizadas por las compañías distribuidoras a partir del 2006 una vez aprobada la Ley Corta II del 2005.³ Algunos argumentan que esta “falta de competencia” está fuera del control de las empresas existentes y se debe más bien a barreras de entrada (levantadas por autoridades y/o grupos de interés) para la construcción de nuevos proyectos de generación, tanto de empresas existentes como de potenciales entrantes (CADE 2012, p. 108); otros argumentan que son las propias empresas existentes las que estratégicamente (por ejemplo, reteniendo derechos de aguas con el objetivo de “elevar el coste de los rivales”) retardan el ingreso de sus nuevos proyectos, muy en la línea de lo que plantean Arellano y Serra (2007); mientras que otros también podrían plantear que más allá de las decisiones de inversión, las empresas pueden ejercer poder de mercado en el mercado de contratos de largo plazo tanto en el ámbito de las negociaciones bilaterales con clientes libres como en el de las licitaciones de las empresas distribuidoras. No se especifica, en todo caso, si este poder de mercado sería ejercitado en forma unilateral –y especialmente facilitado por la estrechez de la oferta– o en forma concertada. El objetivo central de este estudio es precisamente entender cuál o cuáles son los mecanismos que están operando detrás de esta supuesta falta de competencia en el mercado mayorista, si es que existe, y plantear cambios que ayuden a su solución.

Para cumplir este objetivo el estudio se organiza de la siguiente forma. En la próxima sección, Sección 2, se entrega una breve descripción del mercado mayorista en Chile con particular atención al Sistema Interconectado Central (SIC) que abarca el 75 % de la energía consumida en Chile y para el cual disponemos de datos que nos permiten aplicar nuestra metodología. Esta sección concluye con una advertencia: la actual falta de inversión en capacidad de generación no debiera llevar a desatender posibles problemas de competencia, sino todo lo contrario. La Sección 3 revisa experiencias internacionales sobre cómo se organizan estos mercados en otros países, resaltando las diferencias y similitudes respecto de nuestro mercado así como las prácticas que se pudieran adoptar para mejorar su funcionamiento. En la Sección 4 partimos describiendo las licitaciones de contratos de largo plazo de suministro a empresas distribuidoras para el período 2006-2011 y, apoyándonos en la teoría de subastas, planteamos y testeamos hipótesis acerca de la conducta de competencia de las principales compañías generadoras en estas licitaciones. En la Sección 5 utilizamos una base de datos (confidencial) con

³Bustos (2013) también realiza un análisis de las subastas pero su objetivo más bien es en explorar si las ofertas de las empresas en equilibrio son menos agresivas en la medida que el nivel de contratación aumenta. El autor encuentra apoyo para dicha hipótesis.

información sobre los contratos de largo plazo entre generadoras y clientes libres. Estos datos nos permiten comparar si hay diferencias en la intensidad de la competencia en las licitaciones en relación con el mercado de contratos de largo plazo de clientes libres/industriales, el cual se rige mayoritariamente por negociaciones bilaterales.⁴ También exploramos si hay diferencias entre los precios pagados por clientes libres de distintos tamaños. El estudio concluye en la Sección 6 con un resumen y discusión de resultados y con recomendaciones sobre las medidas que potencialmente podrían contribuir a mejorar el nivel de competencia en el sector eléctrico Chileno.

2 EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA Y SUS DESAFÍOS

Esta sección parte con una descripción del mercado eléctrico chileno, sigue con una mención a la actual coyuntura de falta de inversión, para terminar explicando que dicha coyuntura no debiera llevarnos a desatender los temas de competencia, sino todo lo contrario.

2.1 DESCRIPCIÓN DEL MERCADO MAYORISTA

El sistema eléctrico chileno está compuesto por cinco sistemas que suministran energía eléctrica en el territorio continental nacional. En la Tabla 2.1 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), que representan el 26 % y el 73 % de la capacidad instalada nacional respectivamente. Los tres sistemas restantes, si bien pequeños, no son sistemas interconectados ya que están compuestos por subsistemas no interconectados entre sí.

Tabla 2.1: Estadísticas de los sistemas eléctricos chilenos.

Sistema Interconectado	Generación bruta (GWh)	Potencia instalada (MW)	Generación máxima (MW)
SING	16,751.1	4,145.8	2,167.4
SIC	48,795.7	13,332.2	6,991.9
Los Lagos	16.4	5.4	3.0
Aysén	149.8	46.7	25.5
Magallanes	286.6	103.4	50.6
Total Nacional	65,999.6	17,633.5	9,238.4

Notas: Elaboración propia basado en las estadísticas publicadas por la Comisión Nacional de la Energía. Año 2012.

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.

⁴Una exploración inicial a este tema se encuentra en la tesis de maestría de Pablo Varas bajo la supervisión de los profesores Montero y Rudnick. Para más, ver Varas (2013).

En el caso del SIC el 69,4 % de las ventas son a clientes residenciales, y el 30,6 % restante a clientes industriales. La hidroelectricidad tiene una participación del 45,9 % en la capacidad instalada del SIC, la termoelectricidad representa el 52,3 %, y las centrales eólicas el restante 1,8 %.⁵

La legislación diferencia los clientes finales entre libres y regulados. Los clientes libres son aquellos cuya potencia conectada es superior a 2 MW, y los regulados aquellos con potencia conectada inferior a 500 kW (todos los clientes residenciales son clientes regulados). Aquellos clientes con potencia comprendida entre 500 kW y 2 MW pueden escoger entre ambos regímenes. Los clientes regulados, incluidos los residenciales, están sujetos a los precios fijados por la CNE, que tanto para el SIC como el SING dependen además de los precios resultantes de las licitaciones.

Los clientes libres, en cambio, deben contratar a través de negociaciones bilaterales su suministro eléctrico de manera directa con las empresas generadoras (o en su defecto con la empresa distribuidora si se ubica dentro del área de concesión de ésta última). Una lista con los clientes libres de mayor tamaño, aquellos que integran los CDECs, y sus potencias de conexión se encuentran en el Anexo D de este estudio. El grueso de los clientes libres que no están en el Anexo D, cerca de 650 para el SIC, corresponde a clientes libres de menor tamaño (menor a 5 MW; aunque hay un par de excepciones) que se abastecen directamente desde la red de distribución. Hay sólo unos pocos que son abastecidos directamente desde sistemas de transmisión pero que no son integrantes de los CDECs.

Las empresas generadoras pueden vender energía de dos maneras: a través de contratos de largo plazo suscritos con clientes libres o en licitación de distribución, o en el mercado spot. Cuando una empresa generadora tiene compromisos de energía, producto de sus contratos, superiores a su generación, dicha empresa se denomina *deficitaria*. Por el contrario, cuando sus compromisos son inferiores a su generación, le empresa se denomina *excedentaria*. El mercado spot es aquél en el que los generadores transan energía para poder cumplir con sus compromisos, es decir, las empresas excedentarias venden su electricidad 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.

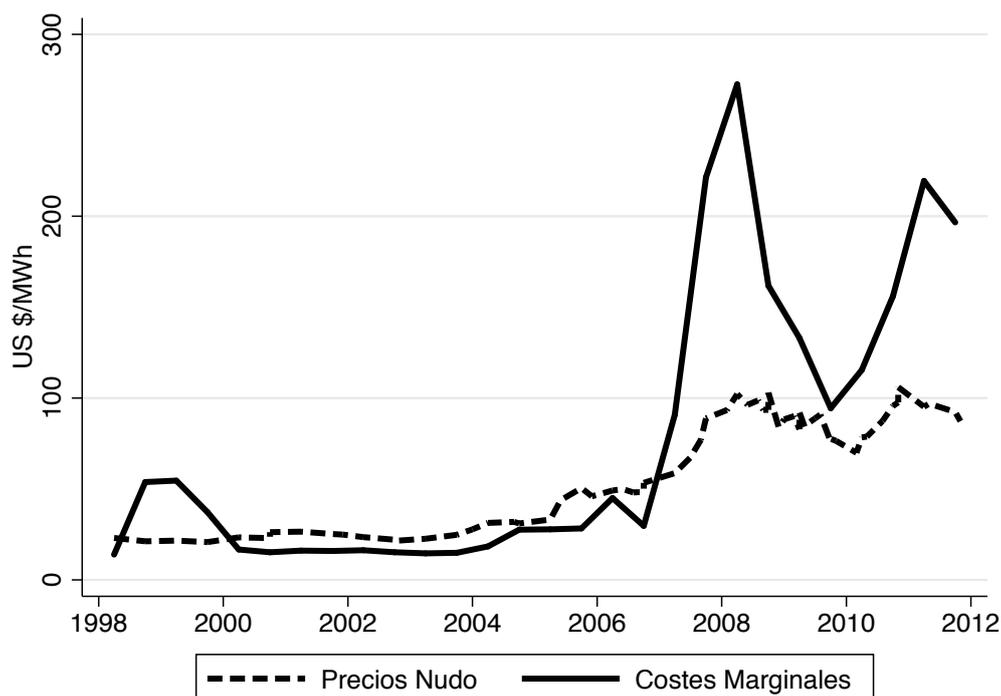
La Figura 2.1 muestra, respectivamente, la evolución de los precios que rigen para los clientes residenciales, los llamados precios nudo,⁶ y los precios en el mercado spot es decir, los costes marginales de la última planta en ser despachada. El alza a partir del 2006 es producto de los recortes de gas natural desde Argentina.

Los mercados tanto en el SIC como en el SING son altamente concentrados. Ningún nuevo actor relevante ha entrado al mercado en los últimos años, salvo a través de cambios en la

⁵Anuario Estadístico 2011, CDEC-SIC.

⁶Nótese que a diferencia de los precios spot (o costes marginales del sistema) que sólo incluyen energía, los precios nudo son precios monómicos, es decir, incluyen energía y potencia. Aproximadamente el 65 a 70 % de un precio monómico corresponde a energía y el resto a potencia.

Figura 2.1: Evolución de los precios en el SIC en US \$/MWh.



Fuente: Información publicada por la Comisión Nacional de la Energía. Año 2013.

propiedad de compañías ya existentes. La Figura 2.2 muestra la evolución de la capacidad instalada, tanto el SIC como el SING, en los últimos años. 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 2012 alcanzaron el 96 %. En el caso del SIC las tres principales empresas (Endesa, AES Gener y Colbún),⁷ entre los años 2001 y 2012, han representado en torno al 90 % de la capacidad instalada total. 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. Las tres empresas más grandes han mantenido una participación en total en torno al 90 %.

En el resto del estudio nos enfocaremos principalmente el SIC, no sólo porque es el sistema que concentra la gran mayoría del consumo y por lo tanto la mayor cantidad de datos disponibles sino también porque es donde existen las licitaciones de distribución que son parte central de nuestro estudio de competencia tanto cuando las analizamos en forma separada como cuando las comparamos con las negociaciones bilaterales de los clientes libres.

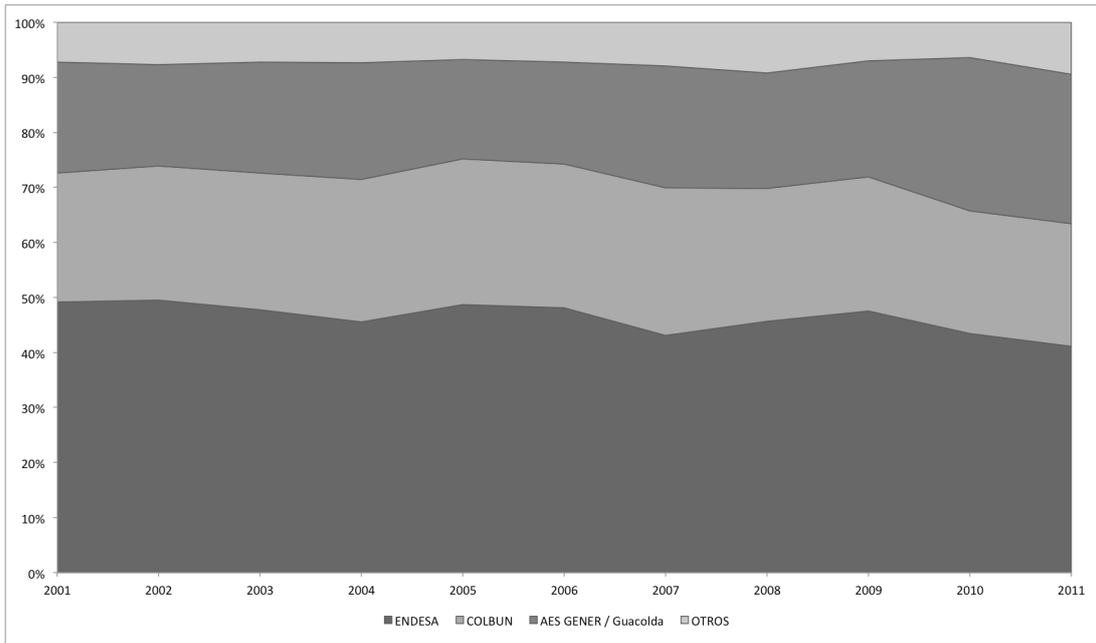
2.2 EL PROBLEMA DE INVERSIÓN EN ACTIVOS DE GENERACIÓN

En un par de informes muy recientes encargados por la Confederación de la Producción y el Comercio (CPC), Bernstein et al (2013a y 2013b) explican que la disminución en el ritmo de inversiones en grandes centrales de base (i.e, hidro y termoeléctricas) está incidiendo en un no-

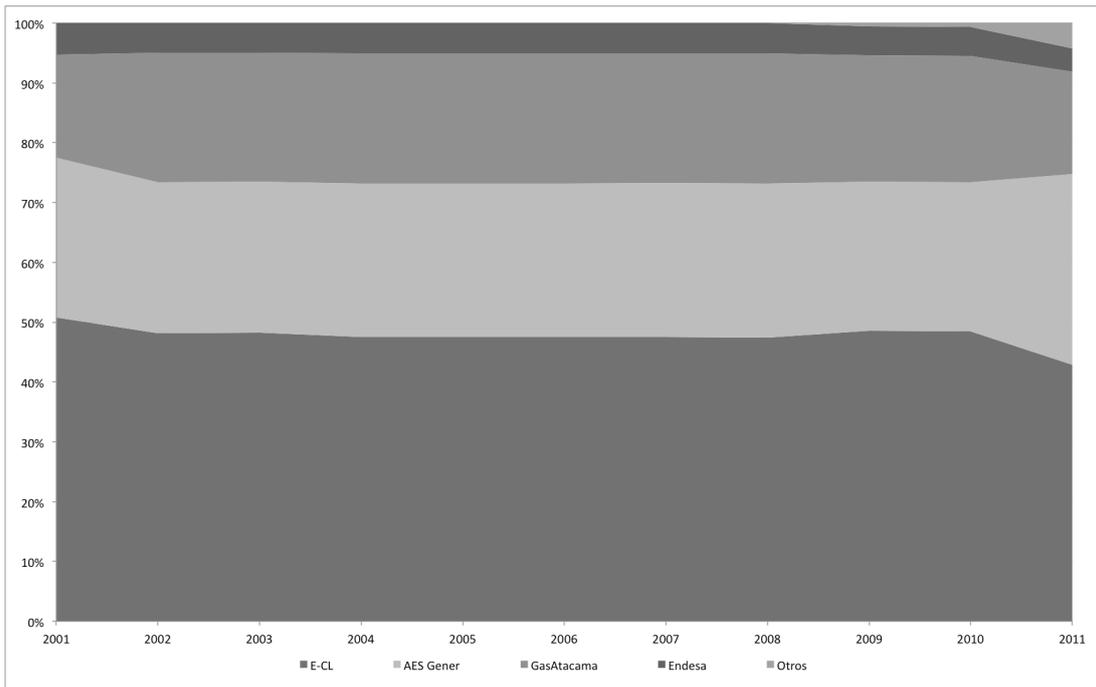
⁷A menos que se diga otra cosa, en este estudio Guacolda es considerada como parte de Gener por tratarse de una empresa coligada en que AES Gener es dueña del 50 %.

Figura 2.2: Evolución de la Capacidad de Generación.

(a) Sistema SIC



(b) Sistema SING



Fuente: Elaboración propia.

table aumento de los precios de la electricidad y una creciente dificultad de las empresas distribuidoras y clientes industriales para renovar sus contratos de suministro. Según argumentan, el problema no es la falta de interés en invertir por parte de las empresas generadoras existentes y/o potenciales entrantes, sino la dificultad para concretar proyectos debido a la creciente oposición de grupos ciudadanos y a las trabas administrativas, políticas y judiciales que se han ido generando. Entre las razones se encuentran la pérdida de confianza en la institucionalidad,

la falta de espacios de participación, la capacidad de algunos grupos de oponerse a proyectos por motivos ambientales y otros, la desinformación en materia energética, una comunidad local menos dispuesta a aceptar inversiones con una distribución geográfica no equitativa de costes y beneficios, y una creciente competencia por usos alternativos del territorio.

Los informes de la CPC plantean una serie de recomendaciones tanto de mediano como de largo plazo para reactivar las inversiones en centrales de base. Las recomendaciones son múltiples y apuntan, entre otros, a implementar mecanismos de compensaciones a comunidades afectadas por la instalación de centrales, mejorar la planificación del uso del territorio nacional frente a alternativas que compiten (i.e., conservación, desarrollo eléctrico, etc), agilizar y transparentar la tramitación y obtención de permisos ambientales y otros, a resolver obstáculos que enfrenta la expansión de los sistemas de transmisión, y por último, perfeccionar las licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras.

En relación a este último punto, los autores hacen hincapié en el rol que pueden tener las licitaciones para consumos posteriores a 2020 en estimular la competencia, si es que efectivamente facilitan la llegada de nuevos actores al mercado, lo que hasta ahora no se ha producido.⁸ En particular, se refieren a la importancia que tendría el que dichas licitaciones pudieran ser convocadas lo antes posible, en atención a los largos períodos que requiere el desarrollo de nuevos proyectos de generación de gran escala. También mencionan los distintos mecanismos de flexibilidad que debieran ser incorporados en el diseño de las subastas, desde bloques de energía de distintos tamaños y con distinta duración hasta la posibilidad de indexar la oferta al precio spot por un período limitado de tiempo no mayor a 12 ó 18 meses. Explican que este mecanismo de indexación puede ser esencial para conseguir la llegada de nuevos entrantes que, a diferencia de los incumbentes, no tienen la posibilidad de cubrir sus compromisos con otras centrales si la puesta en marcha de una central destinada a cubrir el contrato de suministro se retrasase en el tiempo.

Los autores también defienden que el actual esquema de licitación sea neutral a la tecnología - esto es, que no diferencie por tipo de tecnología,- algo que sí han hecho otros países de nuestro entorno (más adelante volvemos a esto). En particular, explican que permitir a las centrales ERNC (energía renovables no convencionales) realizar ofertas por energía intermitente, liberándolas de recurrir al mercado spot para cubrir aquellas horas en las que no están operativas, puede llevar a mayores precios ya que se rompe la homogeneidad de los productos ofrecidos en la subasta.

2.3 LA INVERSIÓN Y LA COMPETENCIA

Es evidente por tanto que el mercado eléctrico chileno adolece de un problema de subinversión serio, y ciertamente la reflexión sobre el funcionamiento del sector no puede prescindir

⁸Sin dar mayores antecedentes, el estudio también menciona que la competencia se debiera ver fortalecida con la interconexión SING-SIC.

dir del análisis de este problema. El enfoque de este estudio, que se refiere a la intensidad de la competencia, no puede por tanto obviarlo. Pero la relación entre ambos problemas es recíproca: no es adecuado desligar los problemas de inversión de los problemas de competencia porque los incentivos a la inversión dependen de forma crucial de la formación de precios en el mercado de producción de electricidad. En la medida en que el poder de mercado agudiza los problemas de inversión, su solución pasa irremediablemente por la intensificación de la competencia.

Como en cualquier otro mercado, los inversores en el sector eléctrico hacen previsiones sobre la evolución futura del mercado para evaluar si las nuevas inversiones generarían ingresos suficientes para cubrir los costes de inversión, operación y mantenimiento, más un margen normal de beneficios. Pero en mercados oligopolísticos, como el eléctrico, las empresas son conscientes del impacto que tienen sus decisiones sobre los equilibrios de mercado. Así, la evolución futura del mercado depende de las decisiones de inversión individuales, que también afectan a los incentivos de las empresas rivales para acometer nuevas inversiones. Por ello, los inversores eléctricos no sólo basan sus decisiones de inversión sobre series históricas de precios, o previsiones futuras, sino que también tienen en cuenta consideraciones estratégicas que están ligadas a la intensidad de la competencia en el mercado. En otras palabras, los precios de la electricidad pueden ser elevados sin que ello incite necesariamente la expansión de la capacidad.

Para comprender por qué el poder de mercado puede agravar los problemas de inversión, considérese el impacto que tiene sobre los beneficios de una empresa el aumento en su capacidad de producción. La capacidad óptima para una empresa iguala el coste marginal de la nueva inversión, es decir, el coste fijo unitario, a la ganancia marginal. Como consecuencia del poder de mercado, la inversión de una empresa tiene efectos de signo contrario sobre sus ingresos marginales: por una parte, le permitirá expandir su producción en aquellas circunstancias en las que la empresa venda toda su capacidad; por otro, dado que la inversión incita un comportamiento más competitivo, menores serán también los beneficios que obtenga a través de las unidades de producción que ya tiene en el mercado. Si bien el primer efecto es el mismo para pequeñas o grandes empresas, e independiente de la intensidad de competencia en el mercado, el otro efecto no. Cuanto mayor sea el tamaño de la empresa y menos intensa sea la competencia, menores serán los ingresos marginales de la inversión. Por ello, en presencia de poder de mercado, la capacidad del mercado para generar resultados óptimos queda comprometida.⁹

La relación entre comportamientos estratégicos e incentivos a la inversión se ve acentuada por las características particulares de los mercados eléctricos. La inelasticidad de la oferta y de la demanda en el corto plazo implican que en períodos de demanda de punta, cuando el margen de reserva es nulo o muy estrecho, los precios son muy sensibles a cambios (fortuitos o estratégicos) en la oferta o en la demanda. En este contexto, la construcción de una planta de punta puede provocar una fuerte reducción de precios que afecte negativamente a los ingresos de

⁹Estas cuestiones las analizan formalmente y en detalle Fabra, von der Fehr y Frutos (2011).

toda la producción inframarginal. Del mismo modo, la retirada de la producción de una planta existente puede provocar un fuerte ascenso de precios. En este caso, y debido a que la falta de capacidad excedentaria y el poder de mercado se retro-alimentan, se produciría un desincentivo para la inversión y un incentivo al poder de mercado, dificultando el que el mercado genere el sobre-dimensionamiento y los precios socialmente óptimos.

La incertidumbre inherente a los mercados eléctricos contribuye a exacerbar las distorsiones generadas por el poder de mercado. Esta incertidumbre no sólo es tecnológica o estratégica, sino además, regulatoria. El continuo cambio al que está sometida la regulación de muchos sectores eléctricos contribuye a debilitar los incentivos a la inversión. En definitiva, la evaluación sobre la capacidad del mercado para generar inversiones óptimas no puede prescindir del efecto del poder de mercado sobre los incentivos a la inversión.

3 LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL

Los problemas de los que adolece el sector eléctrico chileno no son de naturaleza muy distinta a los problemas presentes en otros países. De hecho, ante las deficiencias demostradas en su funcionamiento, no parece existir consenso sobre cuál es el mejor diseño o forma de organizar el mercado eléctrico. En diversos países se suceden profundos cambios en la regulación eléctrica, y entre ellos, aquellos tendentes a paliar los problemas de inversión y el ejercicio del poder de mercado. La preocupación sobre el poder de mercado en los mercados eléctricos se resume muy bien en esta afirmación del regulador británico Ofgem en 2009: “The potential for undue exploitation of market power in the electricity generation and wholesale sector has been an issue of concern to regulators since electricity markets first began to be deregulated in the 1980s.” Los problemas de poder de mercado han condicionado las reformas que se han adoptado y se siguen adoptando en distintos países.

La revisión de los cambios que se están implementando en otros sectores eléctricos pueden servir de referencia para las medidas que se deban adoptar, y aquellas que se deban evitar, en el caso chileno. Por ello, a continuación se describe de forma breve la experiencia regulatoria reciente en el Reino Unido, España y Brasil. Tanto el Reino Unido como España se encuentran actualmente en plena reforma de sus sectores eléctricos. El caso español resulta relevante para lo que aquí nos ocupa, porque las subastas entre generadores y comercializadores regulados para establecer las Tarifas de Último Recurso también han atraído la atención de los entes reguladores, ante la preocupación de que la manipulación de los mercados de futuros, menos líquidos y más opacos, haya facilitado la inflación de precios en las subastas. Igualmente interesante es la reforma que se está perfilando en el Reino Unido, donde se está discutiendo la introducción de subastas para la contratación de capacidad para cubrir las puntas de demanda (en lo que se conoce como el Mercado de Capacidad), así como subastas de contratos por diferencias para las nuevas inversiones en energías renovables. Y dentro de América Latina, la experiencia de Brasil es particularmente interesante por su intensivo uso de subastas como

mecanismo para la determinación de la retribución de las nuevas inversiones.

3.1 REINO UNIDO

El caso del mercado eléctrico en Gran Bretaña es paradigmático. Por una parte, se trata de uno de los países que fueron pioneros, durante finales de los años ochenta y principios de los años noventa, en la apertura de los mercados eléctricos. Como tal, constituyó el ejemplo que muchos otros países siguieron a la hora de reformar sus mercados eléctricos. Por otra parte, desde entonces, se han sucedido varias modificaciones parciales y dos profundas reformas en su diseño.

En el diseño de mercado original, el mercado mayorista de electricidad, conocido como *Pool*, constituía la pieza clave de todo el sistema, siendo obligatorio para todos los generadores vender su electricidad a través de este mercado, con independencia de que pudieran firmar contratos financieros o por diferencias. El precio del *Pool* se determinaba a través de la intersección entre la curva de demanda (determinada por el Operador del Sistema) y la curva de oferta agregada, resultante de las pujas individuales emitidas por los diferentes generadores. Se trataba por tanto de una subasta de precios uniformes, dado que todos los generadores, independientemente de sus pujas, recibían el precio ofertado por la unidad vendida. El precio del *Pool* se completaba con pagos por capacidad, que se calculaban como una función inversa del margen de reserva (calculado como la diferencia entre la demanda del sistema y la capacidad declarada como disponible por los generadores) y el Valor de la Energía No Suministrada (en inglés, *VOLL*).

Ante las sospechas de abuso de poder de mercado, el regulador abrió un largo proceso de consulta entre todos los agentes, que culminó en 2001 con un cambio radical en el diseño original. El nuevo diseño de mercado, *NETA* (*New Electricity Trading Arrangements*), acabó llamándose *BETA* (*British Electricity Trading Arrangements*) cuando el mercado escocés se integró con el mercado inglés. La nueva organización del mercado prescindía del *Pool*, y lo sustituía por un mercado puramente de ajustes, porque la gran parte de los intercambios se realizarían de forma bilateral entre los agentes, a través de contratos a mediano y largo plazo. Se eliminaban además los pagos por capacidad, bajo la conjetura de que los incentivos a la inversión ya quedarían recogidos a través de los contratos bilaterales.

El resultado tampoco fue satisfactorio. Seguramente, una de las principales razones detrás de la reforma, fue el fuerte encarecimiento de precios. La Figura 3.1 muestra la evolución de la media (entre regiones y operadores) de los precios del gas (línea más oscura, en £/termia) y la electricidad (línea más clara, en £/MWh) para los consumidores residenciales en Inglaterra desde el año 2003. Para el consumo anual de un hogar representativo (3.300kWh de electricidad y 16.500kWh de gas), la factura anual pasó de £549 en 2003 a £1.247 en 2012.

Los problemas de poder de mercado, de persistir, quedaban ocultos para el regulador tras la privacidad de los contratos bilaterales, debilitando fuertemente su labor de supervisión. El

Figura 3.1: Evolución de los precios del gas y la electricidad en el mercado Británico.



Fuente: EDF Energy Data.

nuevo diseño generó fuertes incentivos a la integración vertical, porque los mercados de ajuste, que se constituían como la única alternativa de compra y venta para las empresas no integradas, eran demasiado pocos líquidos y por tanto, volátiles. A su vez, ello generó fuertes barreras de entrada para los potenciales nuevos entrantes. Como señalan Giulietti-Grossi-Watsonson (2010), los márgenes se trasladaron de la generación a la comercialización, lo que produjo la quiebra de un operador tan importante como British Energy, propietario de todos los activos nucleares del país, y único generador no integrado.

Además, bajo NETA y BETA se agudizaron los problemas de inversión. Tras más de diez años después de la reforma regulatoria, unido a la obligación de cierre de una gran parte del parque térmico por el fin de su vida útil y por motivos medioambientales, el sistema británico se enfrenta a márgenes de reserva estrechos frente a las puntas de demanda esperada para los próximos dos años. Ante la urgente necesidad de acometer nuevas inversiones, el Gobierno británico y el regulador abrieron en Febrero de 2010 otro proceso de consulta conocido como la Electricity Market Reform (EMR). Las palabras del entonces Secretario de Estado para la Energía y el Cambio Climático con motivo de la publicación del Energy White Paper en Julio de 2011, resumen el motivo y objetivos de la reforma:

“Over the next decade, around a quarter of our existing power stations will close, threatening the security of our electricity supplies... £110 billion of investment is needed... We also face ambitious carbon emissions and renewable energy targets... To achieve our goals, we need to take decisive action now to increase low-carbon electricity generation – including nuclear, renewable energy, and carbon capture and storage.”

La culminación del proceso de reforma se espera para este otoño cuando previsiblemente

la nueva legislación será aprobada.

Las propuestas de la EMR reflejan el triple objetivo de (i) intensificar las inversiones; (ii) contener el poder de mercado; (iii) y cumplir los compromisos medioambientales de reducción de emisiones. Cuatro son los pilares sobre los que se asienta la reforma:

1. Precio mínimo por debajo del cual no puede caer precio del carbono
2. Contratos por diferencias para las instalaciones bajas en carbono
3. Mercado de capacidad para la potencia firme
4. Estándar de emisiones

Por su relevancia para lo que aquí nos ocupa, centraremos la discusión en los contratos por diferencias y el mercado de capacidad que se proponen introducir en el Reino Unido.

3.1.1 CONTRATOS POR DIFERENCIAS PARA LAS INSTALACIONES BAJAS EN CARBONO

Para las inversiones en energías renovables, se propone el uso de subastas de contratos por diferencias: los inversores quedarían sometidos a contratos por diferencias a un precio fijo, que se liquidan contra el precio del mercado de referencia. Estos contratos sustituyen al mecanismo actualmente vigente para el apoyo de las renovables, un mecanismo de certificados verdes conocido como “Renewables Obligation Certificate” (ROC).¹⁰ Para la retribución de la nueva central nuclear que EDF construirá en el Reino Unido, también se utilizará un contrato por diferencias, con la diferencia de que el precio del contrato se ha determinado a través de negociaciones entre el gobierno y la empresa ante la ausencia de otros competidores para llevar a cabo la inversión. En concreto, este precio ha ascendido a £92.50 por MWh para la electricidad producida por la central nuclear de Hinkley Point C en Somerset. Si acaba saliendo adelante la construcción de la central nuclear Sizewell C en Suffolk, este precio se verá reducido a £89.50 por MWh.¹¹

A través de las nuevas subastas, los potenciales entrantes compiten por acceder al mercado a través de contratos a largo plazo, que implican una liquidación por diferencias entre el precio que hora a hora se determina en el mercado spot (o en otro mercado referencia, según lo determine el regulador) y el precio del contrato, que se determinan de forma competitiva a través de subastas. Este precio puede ser un precio fijo, o un precio indexado a otras variables, como por ejemplo, los precios de los combustibles en los mercados internacionales. Lo importante es que su nivel, o la fórmula que lo determina, no varíen a lo largo de la vigencia del contrato.

¹⁰En el caso chileno, el fomento a la expansión de las energías renovables no convencionales (ERNC) está contenido en la Ley 20.698 conocida como Ley 20/25. De acuerdo a la ley, el Ministerio de Energía deberá efectuar licitaciones públicas anuales para dar cumplimiento con la meta de 20% de ERNC contenida en la misma ley, a menos que la meta se alcance anticipadamente con inversiones privadas.

¹¹Véase la noticia aparecida en el Financial Times “UK agrees nuclear power deal with EDF,” 21 de Octubre 2013.

Si el precio de mercado es inferior al precio del contrato, el generador recibe la diferencia entre el precio del contrato y el precio de mercado, además de recibir el precio de mercado al vender su energía en el mercado. Si el precio de mercado es superior al precio del contrato, el generador devolverá a la contra-parte la diferencia entre ambos precios.

El contrato por diferencias será un contrato bilateral, de naturaleza privada, entre el generador y una entidad pública de responsabilidad limitada, que será creada para actuar como contra-parte de los contratos. Esta entidad recaudará de los comercializadores el dinero necesario para hacer frente a los pagos de los contratos por diferencias (lo que se conoce como el CfD Supplier Obligation) y hará las liquidaciones correspondientes con los generadores sujetos a los contratos.

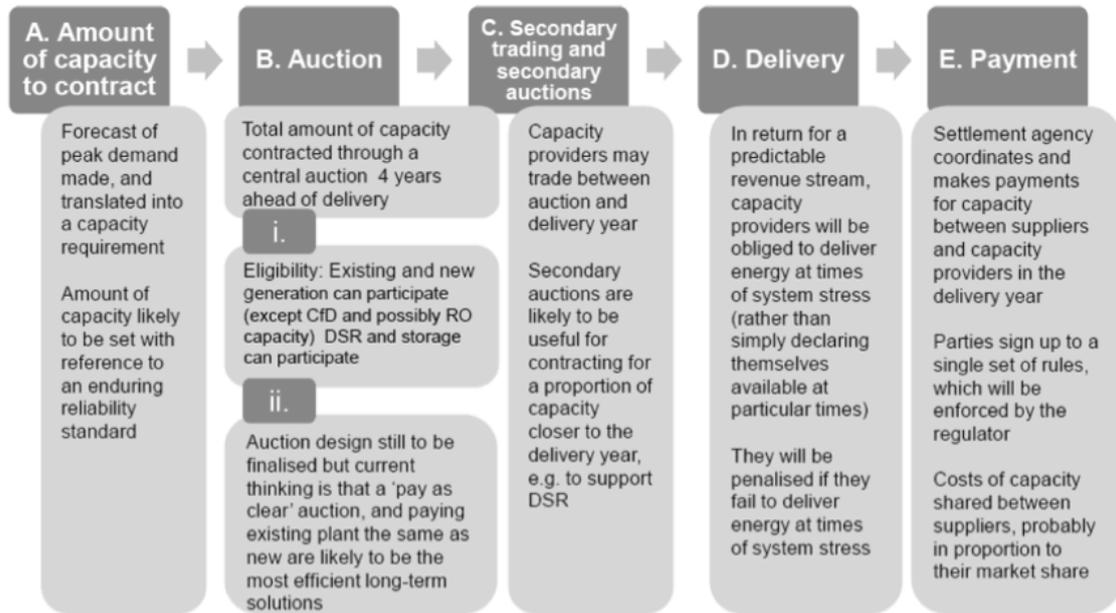
El atractivo de las subastas de contratos por diferencias como mecanismo para la incorporación de nueva capacidad es por tanto triple: (i) garantizan que se lleven a cabo las inversiones necesarias para mantener el índice de cobertura en niveles compatibles con la garantía de suministro, (ii) determinan de forma competitiva la retribución de las nuevas inversiones, y (iii) contribuyen a la contención del poder de mercado.

En relación con este último punto, es importante destacar que las subastas para las nuevas inversiones introducen competencia en la etapa de inversión –competencia *por el* mercado– y los contratos por diferencias potencian la competencia en la etapa de generación eléctrica –competencia *en el* mercado.

La competencia por el mercado es clave para reducir las barreras a la entrada en el sector eléctrico, responsables de los desajustes retributivos entre unas y otras tecnologías que se han verificado en todos los mercados eléctricos. La electricidad vendida por las centrales que hayan accedido al mercado a través de las subastas se liquida a través de contratos por diferencias, frente al precio del mercado de referencia.

La competencia en el mercado se intensifica con el uso de estos contratos, porque éstos tendrían la propiedad de reducir los incentivos al ejercicio del poder de mercado en el mercado spot. Los incentivos a ejercer poder de mercado se mitigan, e incluso anulan, si se reduce el volumen de producción cuya retribución depende de los precios de mercado. Para mitigar los incentivos a la elevación de precios basta con que las empresas tengan el mismo interés en que los precios suban, como en que bajen: es decir, que su posición neta, o la diferencia entre lo que venden y lo que “compran” en el mercado, sea pequeña. Tal como demostraron formalmente Allaz y Vila (1993), los contratos por diferencias tienen este efecto porque implican que la empresa recibe un precio fijo por una cantidad exógena (es decir, no dependiente del resultado del mercado) que luego se liquida por diferencias con el precio del mercado. Dado que toda divergencia entre la cantidad fija y la cantidad efectivamente vendida en el mercado recibe o paga (según su signo) el precio del mercado, se preservan los incentivos marginales necesarios para la consecución de la eficiencia, al tiempo que se reduce el beneficio de la elevación de precios puesto que ésta sólo afecta a la retribución de la posición neta.

Figura 3.2: Esquema de Implantación del Mercado de Capacidad.



Fuente: Department of Energy and Climate Change, UK.

3.1.2 MERCADO DE CAPACIDAD

Tal como se muestra en el esquema de la Figura 3.2, para las centrales que aporten capacidad firme, se propone la creación de un Mercado de Capacidad, que también se organiza en torno a una serie de subastas. El Operador del Sistema (cuyas funciones desempeña la National Grid Company) será quien gestione el Mercado de Capacidad. El Operador del Sistema también dará apoyo al regulador, Ofgem, para determinar – a través de un informe anual – si resulta necesaria la incorporación de nueva potencia al sistema. El Mercado estará abierto para todos los generadores, con excepción de aquellos que estén sometidos a contratos por diferencias, a aquellos que provean capacidad de almacenamiento y a quienes ofrezcan contratos de interrumpibilidad o de gestión de la demanda. Todavía no se han hecho públicos los detalles concretos del diseño, pero se espera que las primeras subastas tengan lugar en 2014 para la asignación de capacidad que tendrá que entrar en funcionamiento en el año 2018-2019.

En otros mercados también se están utilizando subastas para la licitación de nueva capacidad de generación eléctrica. En Nueva Inglaterra (Estados Unidos) y en Colombia, se están adjudicando a través de subastas contratos a largo plazo con los generadores, permitiendo que en estas subastas participen potenciales inversores, dado que no se requiere la entrega de la energía hasta que no hayan transcurrido cuatro años desde la adjudicación de los contratos (en el caso de Colombia, para las grandes inversiones hidráulicas, se permite un lapso de siete años hasta el compromiso de entrega física de la energía). Las empresas que se adjudican contratos de energía a través de la subasta quedan sometidas a contratos financieros cuya finalidad es la mitigación de sus (potenciales) incentivos a ejercer poder de mercado.

3.2 ESPAÑA

La situación del sector eléctrico en España también se encuentra ante una encrucijada. Desde la creación del mercado eléctrico con la Ley del Sector Eléctrico de 1997, la regulación se ha visto modificada en diversas ocasiones a través de Reales Decretos, Reales Decretos Ley y Órdenes Ministeriales, pero hasta Diciembre de 2013 no se espera la aprobación de una nueva Ley que recoja estos cambios regulatorios que se han ido sucediendo desde 1997. La nueva Ley está siendo tramitada en estos momentos en el Parlamento.

La deficiencias de la regulación eléctrica en España tienen su manifestación más evidente en lo que se conoce como Déficit Tarifario; esto es, la diferencia entre los derechos de cobro reconocidos a las compañías eléctricas en las subastas del mercado spot y lo ingresado a través de las tarifas eléctricas reguladas. En 2013, el volumen del Déficit Tarifario asciende a aproximadamente 28.000 millones de euros y se espera supere los 30.000 millones cuando finalice el año. Este déficit se ha ido acumulando desde el año 2000, a pesar de que los precios de la electricidad que paga el consumidor final han crecido más del 70 % en los últimos seis años, situándose en el tercer puesto de la lista de países europeos en los que la electricidad es más cara.

El Gobierno ha intentado atajar el Déficit de Tarifa introduciendo impuestos sobre la generación de electricidad, impuestos que en realidad recaen principalmente sobre los consumidores y sobre las renovables y la cogeneración. La reforma que en estos momentos está en trámite de aprobación propone una reducción con carácter retroactivo de la retribución de las actividades reguladas (transporte, distribución y renovables), que se determinará a través de una regulación de costes fijada a través de Orden Ministerial. Esta reforma ha generado un fuerte rechazo por parte de todos los agentes afectados (empresas y consumidores), habiéndose presentado cinco recursos de inconstitucionalidad ante el Tribunal Constitucional y varios procesos de arbitraje internacional.

Los problemas que se han puesto de manifiesto en el mercado eléctrico español también, como en el caso británico –aunque por distintas razones–, están relacionados con los problemas de competencia, con los problemas de inversión, y con los problemas derivados de una regulación eléctrica que incorpora costes ineficientes.

3.2.1 FALTA DE COMPETENCIA

La Comisión Europea ha afirmado recientemente que *“Una competencia insuficiente en el sector energético ha contribuido, al menos en parte, a la constitución del déficit tarifario al favorecer una compensación excesiva de algunas infraestructuras, tales como centrales nucleares y grandes centrales hidroeléctricas, ya amortizadas.”*¹² De forma similar, la Comisión Nacional de la Energía en España ya había puesto de manifiesto en 2008 *“la apertura de una importante brecha entre*

¹²Comisión Europea (Julio 2012), Evaluación del programa nacional de reforma y del programa de estabilidad de España para 2012

los precios que determina el mercado para la generación de la electricidad y los costes de generar esa misma electricidad". En ambos casos, se enfatiza cómo la falta de competencia para el acceso a ciertos segmentos tecnológicos importantes (nucleares e hidroelectricidad) ha impedido la convergencia entre los precios del mercado eléctrico y los costes medios de todas las tecnologías que en él concurren. En concreto, las centrales históricas de base, cuyas inversiones habían sido recuperadas a través de la percepción de cobros regulados, antes y después de la Ley del Sector Eléctrico vigente desde 1997, y de elevados precios de mercado a partir de ese año, han sido sobre-retribuidas bajo el marco regulatorio vigente. En órdenes de magnitud, la sobre-retribución de estas centrales podría fijarse en 2.500-3.000 millones de euros anuales, dependiendo de los precios del mercado.

Además de los problemas de competencia que surgen por la falta de libertad de entrada en este mercado, también se han verificado diversos episodios en los que las principales empresas de generación han ejercido su poder de mercado en el mercado de producción eléctrica. La mayor parte de estos episodios se han verificado en el mercado de restricciones técnicas. Los problemas que genera la existencia de restricciones técnicas en la red de transporte de electricidad son bien conocidos: las empresas situadas en zonas donde las restricciones de red limitan la posibilidad de importar o exportar flujos de energía de una zona a las zonas adyacentes disponen de una posición de dominio que, de ser explotada, daría lugar a la elevación artificial de precios. Estos problemas han recibido una atención considerable en distintos mercados,¹³ y el mercado eléctrico español no es una excepción.

En relación con el poder de mercado, cabe destacar que el regulador en España impuso sobre las dos empresas principales –Endesa e Iberdrola– la obligación de subastar parte de su capacidad a plazo. Son las conocidas como *Virtual Power Plant auctions* (VPPs), que el caso español fueron denominadas Emisiones Primarias de Energía. El objetivo perseguido por el regulador era fomentar la contratación a plazo y así mitigar el poder de mercado de los operadores dominantes. Las VPPs no implican un cambio ni en el control ni en la titularidad de los activos; tampoco están asociadas en la mayoría de los casos a plantas específicas.¹⁴ Su efecto es únicamente financiero: alteran las liquidaciones de la energía, pero no la producción. Así, las VPPs mitigan los incentivos a ejercer poder de mercado en la medida en que las ventas virtuales de capacidad reducen la capacidad de los incumbentes que recibe el precio de mercado.

Este mismo mecanismo de ventas virtuales ya había sido utilizado con anterioridad en otros países de la Unión Europea (Francia, Bélgica, Holanda, Irlanda, Italia, etc.), en EEUU y Canadá con distintos objetivos. Por ejemplo, la Comisión Europea impuso sobre la eléctrica francesa EDF la obligación de subastar de forma virtual parte de su capacidad como remedio a su fusión con la alemana EnBW.

Cabe destacar no obstante que los problemas que se pretendía atajar con el uso de las VPPs

¹³Tal es el caso de Inglaterra y Gales (véase von der Fehr y Harbord, 1998); Noruega (véase Johnsen, Verma y Wolfram, 1999), y California (véase Borenstein, Bushnell y Stoff, 1999).

¹⁴El algunos casos, como en Alberta (Canadá) y Holanda, las VPPs sí estaban asociadas a la producción de plantas específicas.

en Europa, y en España en concreto, no están presentes en el caso chileno, al ser su mercado spot un mercado basado en costes auditados y por tanto no susceptible al ejercicio de poder de mercado.¹⁵ Sin embargo, este ejemplo ilustra cómo los entes reguladores han intentado mitigar los problemas de falta de competencia a través del uso de mecanismos a su disposición.

3.2.2 SUBASTAS PARA LA FIJACIÓN DE LAS TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO

En relación con la experiencia chilena, resulta ilustrativo describir el mecanismo utilizado en España desde Julio de 2009 para determinar los precios de la energía en la denominada Tarifa de Último Recurso (TUR), que pagan la mayor parte de los hogares y que constituye la referencia del precio que pagan las PYMES y las grandes empresas.

En concreto, para la determinación de la TUR, se recurre al uso de subastas entre los Comercializadores de Último Recurso o CUR (aquellos que suministran electricidad a los consumidores con derecho a TUR) y todos aquellos agentes que (empresas eléctricas o no) se comprometan a vender la electricidad a un precio fijo durante el siguiente trimestre. Estas subastas, que se celebran con periodicidad trimestral, se conocen como Subastas CESUR (Compras de Energía para el Suministro de Último Recurso).¹⁶

Por el lado de la demanda, los CUR pertenecen a grandes grupos energéticos (EON, Endesa, Gas Natural, Hidrocantábrico, e Iberdrola) que también poseen filiales presentes en el segmento de la generación y de la comercialización libre (esto es, a precios no regulados). Los CUR no participan activamente en la subasta: su demanda, que viene dada de forma exógena por su previsiones de demanda, se expresa en las subastas de forma inelástica. Del total asignado, la cantidad que se le acabe asignando a cada CUR será proporcional a su demanda en la subasta. Quienes sí participan de forma activa son los oferentes expresando a través de sus pujas, en cada ronda de la subasta, cuánta electricidad están dispuestos a vender al precio de cada ronda.

Las subastas son del tipo “reloj descendente” para dos productos simultáneamente - Carga Base Trimestral (para el suministro de electricidad durante las 24h del día durante el periodo de entrega) y Carga Punta Trimestral (de 8 a 20 hrs de lunes a viernes).¹⁷ En concreto, la subasta parte de dos precios de salida, uno para cada producto, y los precios van descendiendo ronda a ronda según una forma pre-establecida hasta que la cantidad demandada y la ofertada

¹⁵Una posible forma de ejercitar poder de mercado en un sistema de costes auditados, sin embargo, es a través de un retiro estratégico de plantas a mantención. Nosotros no tenemos forma de testear esto ni tampoco evaluar que tan importante podría ser. Sin duda que es un aspecto que vale la pena investigar.

¹⁶En la web del gestor de la subasta, <http://www.subastasesur.omie.es/subastas-cesur/>, se detalla la descripción y resultados de esta subastas. Subastas similares para el suministro regulado se han realizado en distintos estados de EE.UU (Massachussets, Maryland, New Jersey, Illinois, Ohio, etc.) Véase Loxley y Salant (2004).

¹⁷La subasta es llamada descendente porque el precio decrece entre ronda y ronda y es llamada específicamente de reloj descendente porque los precios decrecen en un porcentaje fijo a cada “tick” del reloj. En cada ronda cada participante indica el número de bloques de MWh que está dispuesto a vender al precio de la ronda en curso. Conforme avanza la subasta, disminuye el precio(s) y los participantes van reduciendo el número de bloques a ofrecer. Una vez reducido no puede aumentar número ofrecido de bloques. La subasta termina cuando la cantidad de bloques de energía ofrecidos es idéntica a la cantidad demandada.

coinciden para ambos productos (pudiéndose considerar parte de la cantidad desierta o no adjudicada). El precio de cada producto, que es el mismo para todos los adjudicatarios, es el precio de la última ronda. Los derechos de cobro o las obligaciones de pago resultantes de la subasta se liquidan por diferencias, hora a hora, entre los precios de la subasta y los precios del Pool.

El funcionamiento de estas subastas no ha sido satisfactorio: en relación con los precios negociados en el Pool durante el mismo periodo, las subastas CESUR han encarecido –en media desde Julio de 2009– el precio de la TUR en un 15 %. En otras palabras, si el precio de la energía de la TUR se hubiera fijado tomando como referencia los precios del Pool, éste hubiera sido un 15 % inferior. De forma equivalente, aquellos generadores que han vendido su producción en las subastas CESUR han obtenido un *forward premium* del 15 %.

Ha existido una cierta polémica en cuanto a la razones de este sobre-precio. Por una parte, podría haber problemas de competencia en la propia subasta. De hecho, las empresas eléctricas integradas verticalmente tienen incentivos a ejercer poder de mercado en estas subastas porque salen beneficiadas cuando que el precio resultante de las subastas CESUR es elevado (incluso cuando su cuota de mercado en estas subastas no acaba siendo elevando). Ello es así porque las ofertas de los comercializadores en el mercado libre suelen estar referenciadas a descuentos sobre la TUR. Es decir, cuanto mayor sea el precio CESUR mayor será el margen de beneficios del que dispondrán los comercializadores en el mercado libre, también integrados en los mismos grupos empresariales.

Ante la preocupación de manipulación de las subastas, la CNE, a petición del Gobierno, llevó a cabo una investigación del comportamiento de los pujadores en la subasta y concluyó en Septiembre de 2012 que no había “*indicios de comportamientos que pudieran suponer una manipulación del mercado en junio y septiembre de 2011*”. De hecho, los precios resultantes de las subastas, si bien acaban siendo muy diferentes a los precios realizados en el Pool, son muy cercanos a los precios de contratos de futuros similares negociados en los mercados OTC (*over the counter*).¹⁸

Pero esta evidencia no es concluyente, en la medida que la manipulación podría realizarse no a través de las subastas CESUR, sino a través de los mercados OTC a los que éstas convergen. Por ejemplo, las empresas podrían, los días previos a la celebración de la subasta, elevar de forma artificial el precio de los mercados OTC, poco líquidos y opacos, para así alterar las expectativas sobre los precios futuros de la electricidad, y con ello generar inflación sobre los precios de las subastas CESUR. Julio Segura, entonces Presidente de la Comisión Nacional del Mercado de Valores en España, sugirió que algo así podría estar sucediendo cuando en Julio de 2011 afirmó: “*Los tres días precedentes a las subastas CESUR, el volumen de operaciones con derivados de electricidad OTC crece muy considerablemente –en torno al 90 %- respecto al promedio de las restantes sesiones, produciéndose un significativo aumento de precios que vuelven a caer tras la*

¹⁸A diferencia de transacciones en bolsa en que participa un intermediario, las transacciones OTC son transacciones bilaterales entre dos partes. Los contratos OTC son más flexibles ya que permiten mejor acomodar las necesidades de ambas partes.

realización de las subastas". Pero la manipulación de las subastas CESUR vía manipulación de los mercados de futuros es difícilmente detectable por la opacidad de estos mercados.

Otra vía a la que pueden recurrir las grandes empresas eléctricas para alterar el precio de las subastas CESUR es retirar presión competitiva de las subastas. Desconocemos la identidad de las empresas finalmente adjudicatarias en las subastas CESUR, porque existe un inexplicable alto grado de opacidad en torno a ellas (a diferencia de lo que ocurre con el mercado de producción de electricidad, que es un ejemplo por la cantidad y la calidad de los datos que hace públicos). Pero sí sabemos que el 90 % de la energía suministrada en las subastas del último año corresponde a empresas diferentes a las cinco grandes eléctricas, lo cuál es consistente con la idea aquí apuntada.

Por último, pero no por ello menos importante, hay que destacar que los *forward premia* que se han observado entre las Subastas CESUR y los precios del Pool pueden no responder necesariamente a problemas de competencia, sino a un problema del propio diseño regulatorio. Ello es así porque los generadores y los traders de electricidad asumen riesgo al vender parte de su energía a plazo, y por ello exigen una prima de riesgo en forma de precios superiores a los precios esperados en el mercado diario (y no al contrario, como puede ocurrir en otros mercados). Los costes de generación de electricidad fluctúan día a día, y esas fluctuaciones se trasladan a los precios del mercado al contado, generando así una cobertura natural a aquellos generadores que venden su electricidad en el mercado spot. Quienes la venden a plazo, a precios que no variarán con las fluctuaciones de los costes, se exponen así a una mayor volatilidad en sus márgenes.

La última subasta CESUR celebrada en España, el 19 de Diciembre de 2013, ha arrojado aumentos en el precio de la electricidad cercanos al 30 % frente a los precios negociados el trimestre anterior, lo que se hubiera traducido en aumentos automáticos de un 11 %-13 % en el precio de la electricidad para la mayoría de los hogares. Inmediatamente el Ministerio de Industria pidió un informe al organismo de competencia acerca de su resultado, y éste emitió un escueto comunicado en el que se anunciaba que no se había validado la subasta por "la concurrencia de circunstancias atípicas." El Ministerio de Industria ha decidido anular la subasta y ha anunciado que propondrá un nuevo sistema para la fijación del precio de la electricidad.

3.3 BRASIL

Las subastas han sido utilizadas en el sector eléctrico, en varios países, con diversos objetivos: (i) para atraer nueva capacidad de generación; (ii) para retener la capacidad existente; (iii) para determinar los precios de las Tarifas de Último Recurso; y (iv) para reducir la concentración en el mercado a través de las llamadas subastas de capacidad virtual. Mientras que los tres últimos objetivos han sido la principal razón detrás de la introducción de subastas en diversos países (ya se describió el caso de las subastas CESUR y las VPPs en España), Latinoamérica ha sido pionera en el uso de subastas para la contratación de nueva capacidad de generación. La

experiencia de Brasil ha sido una de las más exitosas, razón por la cuál a continuación se describen los rasgos principales del esquema adoptado.¹⁹

La regulación eléctrica en Brasil guarda similitudes y diferencias con la regulación en Chile. En ambos casos, la producción de cada central se determina a través de un mecanismo centralizado (gestionado por el Operador del Sistema) basado en una optimización hidro-térmica con costes auditados. El coste de la unidad marginal necesaria para cubrir la demanda determina la retribución de todas las unidades despachadas, y sirve también para realizar las liquidaciones por diferencias de los contratos a largo plazo establecidos entre generadores y comercializados o clientes finales. Si una empresa se comprometió a producir a través de los contratos bilaterales más energía de la que acaba despachando, tendrá que pagar a la contra-parte del contrato la diferencia entre el precio acordado y el precio del mercado spot. De esta manera, la producción se determina según un despacho centralizado y los pagos de generadores y consumidores se determinan a través de negociaciones bilaterales.

La innovación que aporta la regulación brasileña a la regulación chilena es doble. Por una parte, la obligación de que la demanda de todos los consumidores (esto es, las distribuidoras en nombre de los clientes regulados y los consumidores en el mercado libre) esté cubierta a través de contratos. Por otra, el uso de subastas centralizadas para que los distribuidores puedan acceder a contratos a largo plazo y así cumplir con su obligación.²⁰ La justificación de realizar un proceso centralizado es asegurar la máxima participación en las subastas y permitir que incluso las distribuidoras de menor tamaño accedan al suministro eléctrico en condiciones similares a las distribuidoras de mayor tamaño. Pero, a diferencia del caso chileno, no se distinguen bloques para las distintas distribuidoras, sino que toda la energía de todas ellas se subasta conjuntamente.²¹ Una vez finalizada la subasta, cada generador firma un contrato de suministro con cada distribuidora, de forma proporcional a la demanda que cada una representa en el total de la subasta.

Dado el fuerte incremento anual de la demanda eléctrica brasileña, las subastas de contratos cuentan, no sólo con los activos ya existentes, sino además con nuevos activos para poder cubrir las necesidades crecientes de energía. El regulador optó por separar las subastas de contratos sobre la capacidad existente de las subastas sobre la nueva capacidad, por varias razones. Primero, para los activos existentes, el coste de inversión es un coste hundido, no así para los nuevos activos. Dado que una diferencia importante con el mercado chileno es que no existe pago por potencia, con esta forma de separar las licitaciones, se busca remunerar toda la inversión en la primera licitación de energía. Segundo, para facilitar el acceso a la financiación de las nuevas inversiones, resulta conveniente que se subasten contratos de larga duración, no así

¹⁹Otras experiencias Latinoamericanas están contenidas en el informe del Banco Mundial de Maurer y Barroso (2011).

²⁰Dada la efectividad demostrada por las subastas para distribuidores, los consumidores en el mercado de clientes libres han optado por recurrir a mecanismos similares.

²¹Note que el diseño para el nuevo proceso de licitación considerado por la CNE elimina esta distinción por bloques. Este nuevo proceso debiera tener lugar en el mes de Noviembre del presente año.

para los activos ya existentes para los que mayor duración del contrato significa mayor incertidumbre y falta de flexibilidad; y por último, para permitir la construcción de los nuevos activos, es necesario que las subastas se celebren con una antelación suficiente antes de la fecha de comienzo del suministro, cuestión que no resulta necesaria para los activos ya existentes.

Las subastas de nueva capacidad tienen lugar cada seis meses, según un calendario pre-establecido, con tres o cinco años de antelación frente a la fecha de comienzo del suministro. La duración de los contratos es de 15 años para las centrales térmicas ó de 30 años para las hidráulicas. Las subastas de contratos sobre los activos ya existentes se celebran con una antelación de pocos meses a un año, y tienen distintas duraciones que van desde uno a ocho años.

Algunas subastas son tecnológicamente neutrales (es decir, no especifican la tecnología con la que se puede concurrir en la subasta), si bien se han celebrado otras específicas para ciertas tecnologías (p.e. renovables no convencionales, o hidráulicas) o incluso específicas para ciertos proyectos concretos. Un aspecto destacable es que el Gobierno brasileño ofrece un menú de proyectos de nuevas inversiones que ya disponen de licencia medio-ambiental, aunque también se fomenta que los propios inversores participen en las subastas con sus propios proyectos (que deben disponer en cualquier caso de licencia medio-ambiental previa).

Las subastas siguen un formato híbrido: primero se celebra una subasta oral de precio descendente que sirva para seleccionar a los participantes que competirán en una última ronda, que sigue un formato de sobre-cerrado del tipo *pay-as-bid* de primer precio. Las subastas orales permiten el intercambio de información entre los participantes y así el ajuste de precios, pero son más susceptibles a la colusión (porque un desvío puede ser inmediatamente castigado a través de las siguientes rondas) y desincentivan la participación (porque los pujadores más débiles saben que eventualmente van a ser expulsados por los más fuertes). Así, con este formato híbrido, se consigue el ajuste de precios en las primeras rondas, pero a través de la última ronda se frustran los intentos de colusión y se promueve en mayor medida la participación.

Desde 2005 a 2010, se han celebrado 31 subastas para capacidad existente y para nueva capacidad.²² A través de estas últimas, se han incorporado 57.000 MW de nueva potencia, incluyendo 5.800 MW de energía renovables y 17.500 MW de potencia hidráulica en el Amazonas. Los resultados son muy positivos, como indican los precios del suministro a los que se han cerrado las subastas, que van de los US\$89 por MWh (en una subasta de energías renovables celebrada en 2007) a los US\$37 por MWh (en una subasta para capacidad hidroeléctrica celebrada en 2010). A pesar de estos positivos resultados, igualmente existen algunas preocupaciones; en particular el que estos resultados sean artificialmente bajos producto de la participación de empresas estatales en las subastas, que no persigan maximización de beneficios, tal y como haría una empresa privada, sino que otros objetivos que pudieran distorsionar, y poner en cuestión, los resultados de las subastas.

²²Y recientemente se ha anunciado para Febrero del 2014 una subasta exclusiva para nueva capacidad de energía fotovoltaica: www.renewableenergy.es/primer-subasta-exclusiva-de-energia-solar-en-brasil

4 LICITACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Esta sección parte con una breve descripción de las licitaciones de distribución. Luego discutimos qué tipo de comportamientos podrían explicar las ofertas observadas. Al final de la sección se incluyen recomendaciones sobre el diseño de las licitaciones.

4.1 DESCRIPCIÓN DE LAS SUBASTAS

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 precios y la disponibilidad de los combustibles fósiles para la generación eléctrica, provocadas por la crisis del gas argentino. La principal modificación fue eliminar el precio regulado para las empresas distribuidoras, que hasta la fecha era calculado por la CNE, y reemplazarlo gradualmente por el precio resultante de licitaciones de suministro para dichas empresas. De esta manera se buscaba potenciar las señales económicas de largo plazo, de manera que los precios de energía reflejasen las expectativas de costes de generación de los generadores. Las licitaciones son del tipo *pay-as-bid* (i.e., cada empresa recibe su puja por cada MWh asignado), el proceso es abierto y competitivo, y la adjudicación se hace al menor precio ofertado. En cada proceso, las empresas distribuidoras participantes licitan “bloques” de energía, que se definen vía una cantidad de energía (GWh/año), un plazo determinado (años), inicio y término, y además un punto de suministro. Cada proceso tiene un precio máximo de energía de adjudicación, o precio techo, que impone el valor máximo de las pujas. Una característica importante de estas subastas es que la facturación se realiza sobre la energía realmente consumida, que no puede superar la cantidad contratada. Es decir, los generadores que participan en estas subastas soportan el riesgo de variaciones en la cantidad consumida.

Para ser consistente con la ventana de datos para los contratos de clientes libres, concentramos nuestro análisis en los cuatro primeros procesos de licitación en el SIC, los que llegan hasta el 2011. En todos ellos se debió realizar un segundo llamado porque no se licitó toda la energía requerida.²³

En la Tabla 4.1 se muestra un resumen de estos cuatro procesos 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

²³Vale la pena agregar que la mayoría de las licitaciones en los procesos posteriores han sido declaradas desiertas con excepción de la licitación de suministro del grupo SAESA en marzo del 2012 (el que originalmente estaba cubierto por un contrato con Campanario) con una adjudicación del 100 %, la licitación de suministro de CGED en su segundo llamado en diciembre de 2012 con una adjudicación del 15 % y la muy reciente licitación de suministro SIC en su primer llamado del 29 de noviembre con una adjudicación del 78 %.

Tabla 4.1: Resumen de los resultados del proceso de licitación SIC.

Licitación	Proceso	Llamado	Fecha apertura ofertas	Energía adjudicada (GWh/año)	% Energía adjudicada	Precio Medio adjudicado (US\$/MWh)
1	Primer	Primer	31-10-2006	11,851	90%	52.8
2	Primer	Segundo	31-1-2007	1,130	81%	54.5
3	Segundo	Primer	3-7-2007	5,700	37%	59.8
4	Segundo	Segundo	11-3-2008	1,800	18%	65.8
5	Tercero	Primer	30-1-2009	7,110	89%	104.3
6	Tercero	Segundo	7-7-2009	850	100%	99.5
7	Cuarto	Primer	16-3-2011	2,000	82%	90.3
8	Cuarto	Segundo	9-11-2011	-	0%	-

satisfactoria.

La Tabla 4.2 entrega más detalles de las licitaciones con los distintos bloques licitados y el nombre de las empresas distribuidoras. Sin duda, uno de los aspectos que más llaman la atención es el gran número de procesos que han sido declarados total o parcialmente desiertos, particularmente en los últimos años. Una razón posible que puede estar detrás de este fenómeno es que el precio de reserva o techo no fuera suficiente para cubrir el coste de oportunidad de las empresas (i.e., el precio spot esperado). Otra razón podría tener relación con el hecho que cuando las empresas están altamente contratadas y tienen poca capacidad disponible para “respaldar” nuevos contratos, el verdadero coste de oportunidad no es el precio spot esperado sino que podría ser el coste de dejar de vender a los clientes libres, posiblemente a precios superiores. Nuestros resultados de la próxima sección confirman esto último.

Cuando se analizan las ofertas en las licitaciones, no es necesario discernir si el coste de oportunidad relevante es el precio en el mercado spot o, por el contrario, el precio en el mercado de los clientes libres. No obstante, sí es una cuestión importante para comprender si se observan o no diferencias en las ofertas de las licitaciones, como a continuación se discutirá. Todo esta discusión es válida en la medida que creamos que las firmas tienen poca capacidad libre para seguir aumentando su nivel de contratación y no quieran sobre-exponerse al precio spot más allá de lo que pueden cubrir con capacidad propia.

Pasamos ahora a describir los resultados de las subastas en términos de las ofertas observadas.

4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS RESULTADOS DE LAS SUBASTAS

Tal como se desprende de la Tabla 4.2, en cada licitación se ofrecen varios bloques simultáneamente. Las diferencias entre un bloque y otro son, principalmente, el largo de contrato, la identidad de la empresa distribuidora, y el punto de retiro de la energía (para que el precio techo, que es común a todos los bloques, tenga sentido se utilizan factores de modulación que llevan todas las ofertas a un punto de oferta común). El mecanismo de licitación permite a las

Tabla 4.2: Resumen de los procesos de licitación

Licitación	1	2	3	4	5	6	7
Proceso	2006-1	2006-1.2	2006-2.1	2006-2.2	2008-1.1	2008-1.2	2010-1.1
Fecha	31-10-2006	31-1-2007	3-7-2007	11-3-2008	30-1-2009	7-7-2009	16-3-2011
Bloque 1							
Distribuidora	Chilectra		Chilectra	Chilectra	Chilquinta		Chilectra
Punto de retiro	Polpaico		Polpaico	Polpaico	Quillota		Polpaico
Periodo suministro	1-1-10 a 12-31-20		1-1-11 a 12-31-21	1-1-11 a 12-31-23	1-1-10 a 12-31-23		1-1-14 a 12-31-27
\bar{P}	62.7		61.7	71.06	125.16		92
P adjudicado máx	58		61	66.8	102.3		91.9
Energía licitada	2250		2500	1800	1760		1800
Energía Adjudicada (%)	100		88	100	100		75
Bloque 2							
Distribuidora	Chilectra		Chilectra		SAESA		Chilquinta
Punto de retiro	Polpaico		Polpaico		Polpaico		Quillota
Periodo suministro	1-1-10 a 12-31-22		1-1-11 a 12-31-23		1-1-10 a 12-31-21		1-1-13 a 12-31-26
\bar{P}	62.7		61.7		125.16		92
P adjudicado máx	58		58.5		96.12		91
Energía licitada	2250		2500		850		200
Energía Adjudicada (%)	100		36		100		100
Bloque 3							
Distribuidora	Chilquinta		Chilectra		CGE	CGE	Chilquinta
Punto de retiro	Quillota		Polpaico		Alto Jahuel	Alto Jahuel	Quillota
Periodo suministro	1-1-10 a 12-31-24		1-1-11 a 12-31-25		1-1-10 a 12-31-23	1-1-10 a 12-31-21	1-1-14 a 12-31-26
\bar{P}	62.7		61.7		125.16	125.16	92
P adjudicado máx	58		61		124.27	106.999	90
Energía licitada	377		2500		2700	850	150
Energía Adjudicada (%)	100		100		92.6	100	100
Bloque 4							
Distribuidora	Chilquinta		Chilquinta	Chilquinta	CGE		Chilquinta
Punto de retiro	Quillota		Quillota	Quillota	Alto Jahuel		Quillota
Periodo suministro	1-1-10 a 4-30-25				1-1-10 a 12-31-24		1-1-15 a 12-31-26
\bar{P}	62.7		61.7	71.06	125.16		92
P adjudicado máx	50.158		NA ²⁴	NA	102		89.5
Energía licitada	430		2132	2132	2700		300
Energía Adjudicada (%)	100		0	D	74.1		100
Bloque 5							
Distribuidora	SAESA		CGE	CGE			
Punto de retiro	Charrua		Alto Jahuel	Alto Jahuel			
Periodo suministro	1-1-10 a 12-31-19						
\bar{P}	62.7		61.7	71.06			
P adjudicado máx	53		NA	NA			
Energía licitada	3000		2100	2100			
Energía Adjudicada (%)	100		D ²⁵	D			
Bloque 6							
Distribuidora	EMEL	EMEL	CGE	CGE			
Punto de retiro	Quillota	Quillota	Alto Jahuel	Alto Jahuel			
Periodo suministro	1-1-10 a 12-31-19	1-1-10 a 12-31-24					
\bar{P}	62.7	62.7	61.7	71.06			
P adjudicado máx	55.561	58.95	NA	NA			
Energía licitada	1753	360	3000	3000			
Energía Adjudicada (%)	50	100	D	D			
Bloque 7							
Distribuidora	CGE	EMEL					
Punto de retiro	Alto Jahuel	Quillota					
Periodo suministro	1-1-10 a 12-31-18						
\bar{P}	62.7	62.7					
P adjudicado máx	56	52.489					
Energía licitada	1700	770					
Energía Adjudicada (%)	100	100					

Fuente: Elaboración propia a partir de la información de licitaciones entregada por la CNE y el CDEC-SIC. Las licitaciones a partir de la 2010.2 así como los Bloques CEI, V1 y V2 del llamado 2006 1.1 no se incluyen en la tabla, habiendo quedado éstos desiertos.

empresas hacer ofertas por cada bloque en forma separada y al mismo tiempo indicar una capacidad máxima de adjudicación o venta. La multiplicidad de bloques, sumado a la restricciones de venta de las empresas, hace necesario contar con un criterio de asignación cuando dichas restricciones están activas. El criterio más sencillo es probablemente minimizar el precio promedio de la licitación completa. Sin embargo, como esto podría perjudicar los precios de algunos bloques y favorecer los de otros, el regulador optó por un criterio distinto que básicamente consiste en minimizar la suma de las diferencias cuadráticas de los precios no ponderados de cada bloque, respecto de un escenario sin restricción en la adjudicación a cada empresa. En el Anexo se incluye un ejercicio explicando el mecanismo de aclaración de la subasta.

La Figura 4.1 resume las ofertas de las principales generadoras para cada bloque en el primer llamado de la primera licitación. En el apéndice se incluyen las figuras para cada una de las licitaciones en las que se produjeron adjudicaciones. De la primera licitación, que es la más grande, se desprenden observaciones interesantes respecto a la heterogeneidad entre las ofertas de las distintas firmas. Por ejemplo, Endesa hizo ofertas muy similares en los bloques 1, 2 y 7, mientras que Colbún ofertó en el bloque 7 pero no en el 1 ni en el 2. Colbún fue claramente más agresivo que Gener en el bloque 5, pero igualmente agresivo que Gener en el bloque 4 y no presentó ofertas en varios bloques para los que Gener sí ofertó. Similares patrones de ofertas heterogéneas se observan en los otros procesos, lo que hace de la interpretación de estas ofertas un ejercicio no trivial.

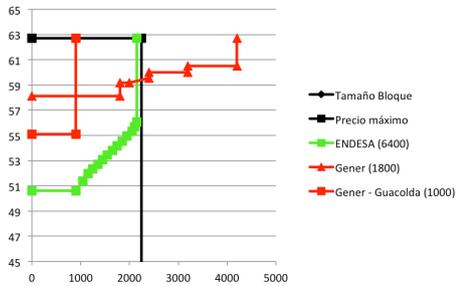
También es interesante analizar las ofertas a nivel más agregado, esto es, la oferta de cada empresa que resulta de sumar las ofertas individuales de cada bloque en forma coste efectiva hasta llegar al límite máximo de adjudicación. La Figura 4.2 muestra estas ofertas agregadas para el primer llamado. Es interesante observar que en casi todos los casos la oferta es bastante plana hasta el límite de venta. Dada la flexibilidad de precios que tienen las firmas en la formulación de sus ofertas, llama la atención que las ofertas agregadas no terminen en el precio de reserva, como sí lo hacen muchas de las ofertas a nivel de bloque. Esto nos lleva a pensar que los límites máximos de ventas pueden ser límites exógenos.

Comparación entre precios y costes marginales En la próxima sección extendemos esta discusión sobre cómo interpretar las ofertas desde un punto de vista de competencia. Como ejercicio previo a esa discusión puede ser útil comparar los precios adjudicados en las distintas licitaciones con los precios spot al momento de la adjudicación (entendiendo que este precio spot actual no refleja necesariamente la expectativa de precio spot durante la vigencia del contrato). Tal como se muestra en la Figura 4.3, con excepción del primer proceso, en todos los otros casos los precios de adjudicación son inferiores a los precios spot.²⁶ ¿Significa esto que las compañías están compitiendo intensamente, incluso al punto de ofertar por debajo del coste de oportunidad? Evidentemente, no. Estos números sólo muestran lo poco informativo que podría resultar un simple análisis comparativo de precios en una época de precios cambiantes e incertidumbre provocada por la “crisis del gas”, lo que dificulta seriamente la estimación del coste de oportunidad que tenían en cuenta las empresas al momento de preparar sus ofertas. Por lo mismo, nuestra metodología de análisis apunta más bien a analizar la “forma” de las curvas de ofertas a la luz de la teoría de subastas existente y no tanto su nivel.

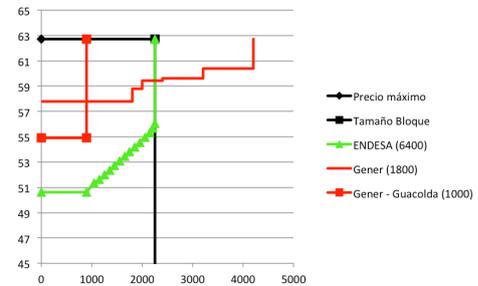
²⁶Tal como se explica en la próxima sección, para mantener la consistencia y preservar la comparabilidad con los datos de contratos que viene más adelante, los datos de costes marginales se calculan para cada abril y octubre como el promedio de los costes marginales observados en los últimos cuatro meses.

Figura 4.1: Ofertas de las principales generadoras (2006-1.1).

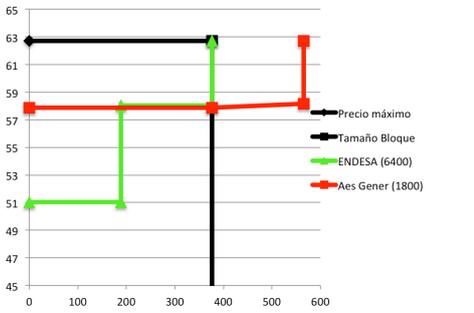
(a) Bloque 1 - 2006 1.1



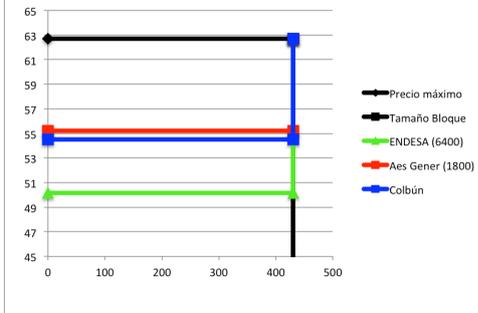
(b) Bloque 2 - 2006 1.1



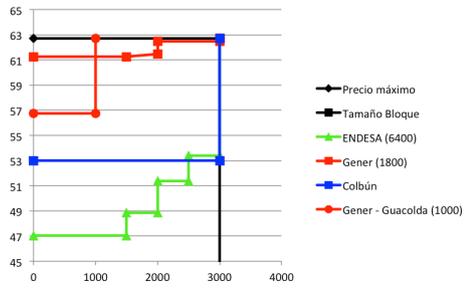
(c) Bloque 3 - 2006 1.1



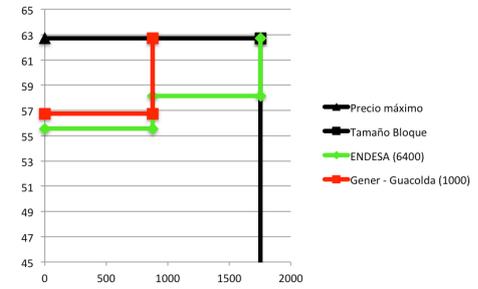
(d) Bloque 4 - 2006 1.1



(e) Bloque 5 - 2006 1.1



(f) Bloque 6 - 2006 1.1



(g) Bloque 7 - 2006 1.1

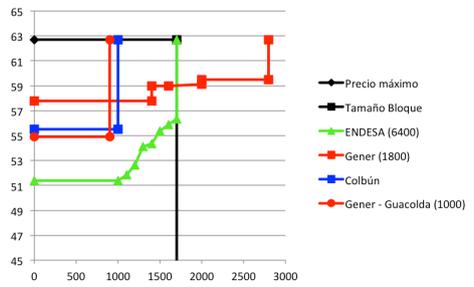


Figura 4.2: Ofertas agregadas de las principales generadoras (2006-1.1).

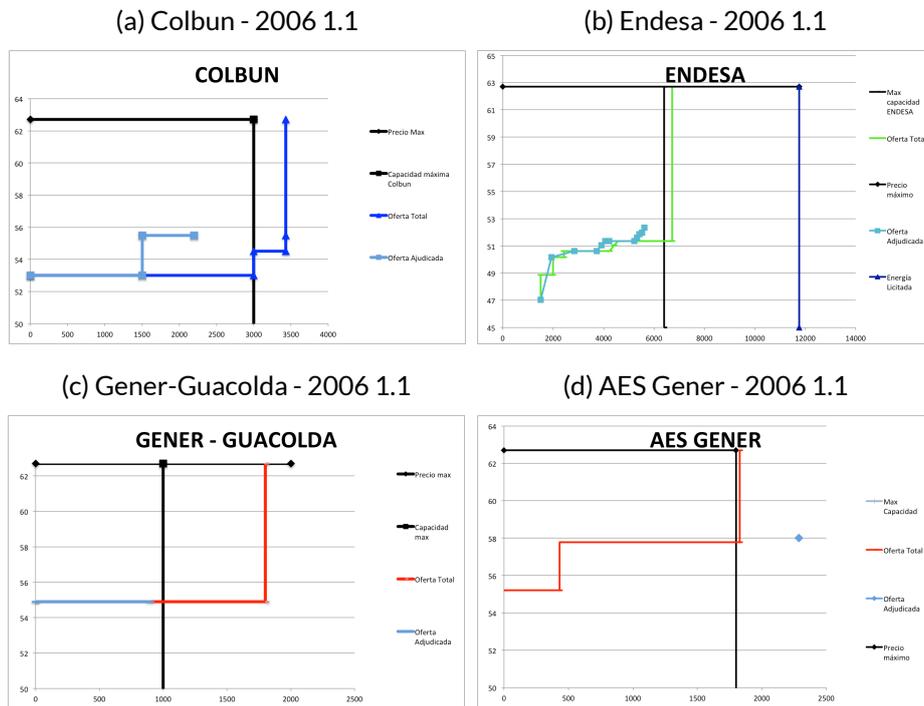
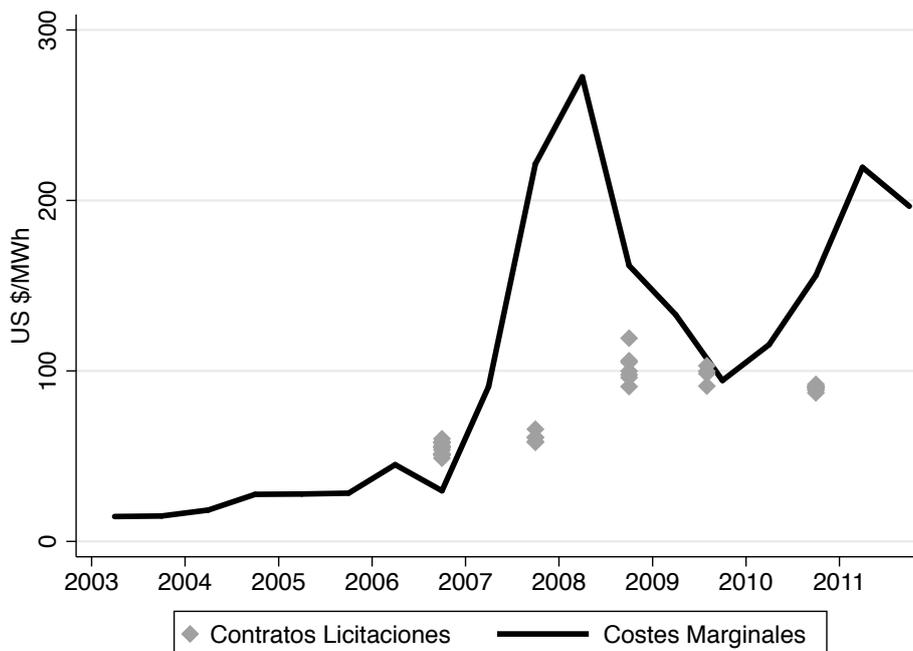


Figura 4.3: Coste Marginal del Sistema y Precios en las Licitaciones.



Fuente: Elaboración propia.

4.3 INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LA SUBASTA

Dados los resultados de las subastas, ¿se puede inferir algo sobre el comportamiento de las empresas? En concreto, ¿se puede concluir si las empresas están actuando de forma perfectamente competitiva? Alternativamente, ¿se puede concluir que para alcanzar los resultados observados las empresas tienen que haber alcanzado algún tipo de acuerdo colusivo?

En ausencia de incertidumbre, y si las empresas son neutrales al riesgo, en un ambiente competitivo todas las empresas deberían de ofertar curvas de oferta planas a precios iguales al coste de oportunidad, que en este caso viene dado por los precios esperados del mercado spot durante la duración del contrato subastado. Si todas las empresas compartieran predicciones similares en cuanto a los precios spot esperados, se debería observar que las ofertas de todas las empresas son similares. Esto debiera de ser cierto independientemente de cuál fuera la tecnología con la que las empresas pretendieran cubrir sus compromisos, porque independientemente de sus costes de producción, lo relevante es el coste de oportunidad común a todas ellas, es decir, al precio al que podrían vender esa misma energía en el mercado spot. Además, dada la posibilidad de comprar o vender en el mercado spot (es decir, de que como resultado de la subasta la empresa sea deficitaria o excedentaria), los límites de capacidad o el volumen de contratación previo de las empresas no debieran afectar a sus estrategias. En concreto, las empresas podrían ofertar en las subastas más allá de la potencia de sus propios activos de generación, porque podrían comprar sus posiciones deficitarias en el mercado spot. En este escenario no parece por tanto ni necesario ni conveniente para las propias empresas el fijar límites máximos a su contratación: si el precio de la subasta es superior al coste de oportunidad, las empresas podrían tener beneficios vendiendo en la subasta a ese precio cuanta más electricidad mejor porque podrían “recomprarla” al precio esperado del mercado spot y obtener así beneficios por la diferencia de precios; por el contrario, si el precio de la subasta es inferior al precio esperado del mercado, las empresas óptimamente decidirían no ofertar en las subastas.

Sin embargo, como se ha descrito en la sección anterior, los resultados de la subasta parecen refutar estas predicciones: las empresas pujan precios distintos entre ellas y entre bloques,²⁷ sus curvas de oferta no son siempre planas y parecen estar afectadas por sus niveles previos de contratación, y además todas las empresas sin excepción recurren a la fijación de niveles de contratación máximos entre bloques. Desgraciadamente resulta difícil comparar los precios resultantes de las subastas con el precio del mercado spot durante el periodo de entrega, dado que este periodo todavía no ha concluido al tratarse de contratos de larga duración. ¿Es esto evidencia de que las empresas no se están comportando de forma competitiva? Alternativamente, ¿qué otros supuestos o qué otros comportamientos podrían explicar los resultados observados?

Para arrojar luz sobre estas cuestiones, formulamos una serie de preguntas.

²⁷Recuerde que los bloques no son todos de la misma duración variando entre 10 a 15 años.

¿Es cierto que no exista incertidumbre y que las empresas compartan predicciones similares sobre los precios esperados del mercado spot? Indudablemente resulta difícil defender estos supuestos. Las condiciones de demanda son extremadamente volátiles porque se ven condicionadas por el estado de la economía. De igual forma, la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles y de la disponibilidad de los recursos hidráulicos se transmiten a los precios del mercado spot. La evolución reciente del mercado chileno (ver Figura 2.1), que ha sufrido fuertes incrementos en los precios por efecto de la crisis del gas argentino, no han hecho más que acentuar esta volatilidad extrema. La CNE publica predicciones sobre los precios esperados, pero dada la volatilidad, las previsiones de las propias empresas pueden discrepar de las de la CNE. Esto podría explicar el que las empresas tuvieran distintas previsiones en cuanto a los precios esperados del mercado spot; previsiones que posiblemente son tanto más dispares cuanto más larga sea la vigencia de los contratos.

Sin descartar diferencias en expectativas para precio spot, las curvas oferta que uno observa en los distintos procesos permite también descartar pujas cercanas a los costes de oportunidad, cualquiera que éstos fueran (ver Figura 4.1). Por ejemplo, ¿cómo se explica que para el primer proceso del 2006 Endesa haya ofertado prácticamente lo mismo en los bloques 1, 2, 3, 4 y 7 mientras que Colbún sólo haya presentado ofertas para los bloques 4 y 7 (y nada en el bloque 3, que proviene de la misma distribuidora que el bloque 4)? Si Endesa está pujando a coste significa que su coste de oportunidad por servir cualquiera de estos dos bloques debiera ser el mismo. Es posible que el coste de oportunidad de servir estos bloques sea distinto para Colbún. Pero lo que no puede ocurrir es que para una empresa el coste de oportunidad sea exactamente el mismo en todos los bloques (y que corresponde al precio spot en el punto de retiro) y que para otra empresa haya diferencias entre bloques. Alguien podría argumentar que dada la restricción de capacidad libre de Colbún como mucho podría vender en dos bloques y, dado que está pujando a coste (y conjetura que el resto también), le resulta irrelevante pujar en dos que en todos los bloques ya con dos bloques ya ha alcanzado su límite máximo. Esto es cierto como mejor respuesta de Colbún a pujas a coste del resto de los participantes en todos los bloques, pero no constituye una oferta de equilibrio, ya que las otras empresas estarían revisando sus ofertas si anticipan que Colbún sólo pujará en algunos bloques a coste. Para que la puja a coste de oportunidad sea un equilibrio debe necesariamente ocurrir que esto ocurra en todos los bloques. El problema es que es difícil conciliar pujas a coste de oportunidad con límites máximos a la adjudicación.

En conclusión, se puede descartar que las pujas de todas las compañías sean a coste de oportunidad; esto es, que el equilibrio de mercado sea perfectamente competitivo. Esto se reafirma al comparar en el mismo proceso las pujas de Endesa y Gener para los bloques 4 y 5, aún cuando los tamaños de los bloques sean muy distintos. Mientras Endesa ofrece menos en el bloque 5 que en el bloque 4, Gener hace justamente lo contrario. Creemos que esto es más consistente con un comportamiento estratégico que con un comportamiento perfectamente competitivo por parte de las empresas. Las ofertas en la tercera licitación (en julio del 2007), en cambio,

parecen consistentes con pujas a coste en la medida en que la forma de las ofertas es similar entre empresa. Pero esta consistencia se vuelve a perder nuevamente en el proceso del 2008 (30 de enero del 2009) en el que algunas empresas pujan en forma similar en todos los bloques mientras otras lo hacen en forma distinta.²⁸

Las ofertas de AES Gener para el primer y segundo llamados dentro del primer proceso también descarta el que las pujas sean a coste de oportunidad esperado. En el primer llamado AES-Gener se adjudica cerca de 1400 GWh-año, por debajo de su límite de adjudicación de 1800 GWh-año, con pujas promedio alrededor de 57 US\$/MWh para el bloque 6 (EMEL-ver Figura 4.1) que es el bloque que se declara parcialmente desierto. No obstante tres meses después, en el segundo llamado, AES-Gener participa extendiendo su límite de adjudicación a 1100 GWh-año y ofrece precios distintos para bloques aparentemente similares (ambos de EMEL) de 59 y 52,5 US\$/MWh, respectivamente. La forma en que estas nuevas pujas se diferencian entre ellas y de lo pujado en el bloque 6 en el primer llamado, sin olvidar el aumento del límite de adjudicación, no son consistentes con pujas a coste esperado e independientes del comportamiento del resto de los agentes. Algo similar ocurre con la participación de Endesa en el proceso del 2008. Su adjudicación en el primer llamado es prácticamente igual a su límite de adjudicación. No obstante en el segundo llamado (para terminar de adjudicar los bloques de CGE) participa ofreciendo 440 GWh-año adicionales al mismo precio anterior, 102 US\$/MWh (ver Figura C.5), lo que es muy distinto a lo que hace Monteredondo que es bajar su oferta de 110 US\$/MWh del primer llamado (para bloques 3 y 4 de CGE) a 93 US\$/MWh en el segundo junto con expandir sustancialmente su oferta disponible. El comportamiento de Monteredondo (Suez) sólo puede ser consistente con una respuesta a un comportamiento estratégico de rivales más grandes.

¿Es cierto que las empresas sean neutrales al riesgo? ¿Qué implicaciones tendría el supuesto de aversión al riesgo? Dada la larga vida de los activos y el elevado volumen de capital que requieren las inversiones en activos de generación eléctrica, resulta razonable suponer que las empresas quieran evitar la exposición al riesgo. Así, dado que las empresas previsiblemente son adversas al riesgo, las disparidades entre los precios ofertados por las empresas podrían ser incluso mayores que las posibles disparidades en los precios esperados del mercado spot,

²⁸Es importante aclarar que nuestro análisis de competencia en las licitaciones dista considerablemente del análisis de competencia de Bustos (2013) quien trata cada bloque como una subasta independiente sin considerar los límites máximos de adjudicación que las firmas establecen en cada proceso de licitación. Creemos que eso es un error ya que al mirar las ofertas agregadas de las empresas en la Figura 4.2 es evidente que hay una porción de las curvas de ofertas en cada bloque que son virtualmente irrelevantes para propósitos de adjudicación (probabilidad cero de adjudicación). Por ejemplo, si uno ve la oferta de Endesa en el bloque 1 del primer proceso es evidente que la parte relevante de la curva es la porción plana ya que gran parte del resto de la curva, aquella con pendiente y especialmente en la parte más alta, raramente va a ser considerada por el regulador (probabilidad muy cercana a cero de ser adjudicada) dado el límite máximo a la adjudicación que estableció la misma Endesa en ese proceso. En su análisis, Bustos (2013) considera las ofertas completas, incluyendo estas porciones que nosotros identificamos como irrelevantes, buscando establecer de qué forma el nivel de contratación afecta la forma de las ofertas. En reuniones con actores del sector pudimos comprobar que nuestra presunción era bastante cercana a la realidad correcta.

porque a ello habría que sumar las primas de riesgo de cada empresa. Es cierto que la posibilidad de indexar los precios de las subastas a la evolución de los precios de los combustibles fósiles –lo que ocurre dos veces al año en mayo y noviembre– mitigaría en parte la exposición a esta volatilidad. Sin embargo, las indexaciones no son perfectas (en concreto, no lo son porque las empresas no pueden indexar los precios de la subasta a los precios del mercado spot) y porque las indexaciones tienen efecto sólo una vez al año, si bien la volatilidad de precios y costes está presente a lo largo de todo el año.

¿Por qué las empresas eligen límites a la cantidad máxima que se les puede asignar en las subastas? Esta pregunta es muy relevante porque, aun manteniendo el resto de supuestos, la mera existencia de límites de capacidad explicaría, aun en un entorno competitivo (como se discute más adelante), que las empresas ofertaran precios distintos entre ellas y superiores a su coste de oportunidad. Son precisamente estos límites los que están impidiendo que las subastas converjan a los precios esperados del mercado spot. La pregunta es si, de no existir la posibilidad de establecer estos límites en la subasta, las empresas los tendrían en cualquier caso en cuenta en sus pujas, y por tanto el resultado sería similar. A este respecto, identificamos dos posibilidades: que los límites sean endógenos o exógenos.

Por una parte, los límites de capacidad pueden ser endógenos y formar parte de las estrategias de la empresas. En concreto, los límites de capacidad podrían estar siendo utilizados para mitigar la competencia dado que, de no existir límites, en equilibrio el precio sería el precio spot esperado. De hecho, de Frutos y Fabra (2011) estudian el equilibrio de un juego secuencial donde en un primer período las empresas eligen los límites de capacidad para luego en una segunda etapa, y después de haber observado el límite, eligen simultáneamente los precios. Ellas demuestran que cuando la demanda es cierta, como en nuestro caso, aún en un contexto “estático,” hay un único equilibrio simétrico y colusivo donde los límites escogidos por cada empresa son la mitad de la demanda y los precios son iguales al precio techo. Así, según esta interpretación, la mera existencia de límites de capacidad que se observan en las ofertas podría indicar el ejercicio del poder de mercado por parte de las firmas. Así, la posibilidad de expresar límites máximos en la subasta podría constituir un instrumento eficaz y sencillo para el reparto del mercado.

Sin embargo, para que las empresas puedan efectivamente usar endógenamente estos límites en sus ofertas como forma de ejercitar poder de mercado, es necesario que estos límites sean observados antes de la decisión de precios, porque de no ser así no constituyen una forma creíble de comprometerse a vender por debajo de un cierto límite. Si bien el diseño de subasta no permite que los límites sean fijados y observados antes de la elección de precios, lo que descarta su uso en un contexto “estático”, igualmente uno puede pensar que las compañías podrían buscar instancias de comunicar ex-ante estos límites al ser una forma mucho más simple y efectiva de establecer y monitorear un acuerdo colusivo, comparado con acuerdos sobre precios y cantidades. Más adelante se discute la posibilidad de que estos acuerdos hayan efectivamente

ocurrido en la práctica.

Alternativamente, los límites de capacidad podrían considerarse exógenos a las personas o gestores que actúan en las subastas. La incertidumbre y la aversión al riesgo de las empresas podrían explicar que las empresas sean reacias a comprometer un suministro que no puedan cubrir con sus propios activos de generación, dado que la capacidad de las empresas les aporta una cobertura natural. Comprometerse a vender más allá de su capacidad les expondría al riesgo de tener que adquirir esa electricidad en el mercado spot a precios inciertos, que con cierta probabilidad serán elevados.

Según esta interpretación, la posibilidad de que las empresas elijan sus límites máximos podría tener un efecto dinamizador de la competencia en las subastas, al permitir a las empresas reducir su exposición al riesgo. Si no existieran estos límites, para evitar una sobre-exposición a los precios de mercado, las empresas podrían preferir participar sólo en un bloque, lo cuál reduciría la presión competitiva en la subasta.

Otra posibilidad es que, dado que el mercado de los clientes libres es más rentable, la voluntad de las empresas a participar en la subastas responda únicamente a “cuestiones políticas”. De nuevo, ello explicaría el que las empresas quieran participar en las subastas sólo de forma parcial, imponiendo límites a los gestores sobre la cantidad máxima que pueden ofrecer en las subastas.

A continuación describimos dos modelos que podrían contribuir a interpretar en mayor detalle los resultados de las subastas, explicitando qué tipos de resultados son o no compatibles con los distintos tipos de comportamiento. En primer lugar, describiremos el Modelo de Subastas (Fabra et al, 2006) que permite predecir los resultados que se obtendrían bajo una maximización estática de beneficios, esto es, en ausencia de colusión. En segundo lugar, describiremos qué formas y qué manifestaciones podría adoptar un acuerdo colusivo entre las empresas que tuviera como objetivo la elevación de precios y beneficios.

4.3.1 EL MODELO DE SUBASTAS

Para discutir las predicciones que nos ofrece la Teoría de Subastas sobre el comportamiento de los pujadores, partiremos de una serie de supuestos simplificadores:²⁹

1. Las empresas son neutrales al riesgo.
2. Todas comparten predicciones similares en cuanto a los precios esperados del mercado mayorista de electricidad.
3. Se subasta un único bloque; o lo que es equivalente, las empresas perciben que los bloques subastados son homogéneos.

²⁹Como se ha discutido con anterioridad, algunos de estos supuestos no son realistas, pero nos permiten simplificar la discusión. Más adelante se discute qué pasaría si estos supuestos se relajasen.

4. La cantidad máxima que puede ser asignada a cada generador para todos los bloques viene impuesta por un límite exógeno al gestor que toma decisiones sobre las pujas de las empresas. Estos límites son conocidos por todas las empresas.

Cabe destacar que en estas subastas la demanda es cierta y es por todos conocida; además es inelástica al precio. También es importante recordar que las empresas pueden ofertar un número finito de escalones en sus curvas de oferta; es decir, el diseño de las subastas descarta que las empresas puedan ofertar funciones continuas indicando la cantidad que estarían dispuestas a ofrecer para cada posible precio.

Bajo estos supuestos, el comportamiento de las pujas de equilibrio depende de manera crítica de la relación entre la demanda y las capacidades de los generadores- que en el caso que nos ocupa, recordemos, vienen determinadas por la cantidad máxima que puede ser asignada a cada generador para todos los bloques. Pueden surgir dos tipos de comportamientos de equilibrio según sea esta relación entre demanda y capacidades de las empresas:

- Ninguna empresa es *pivotal*, es decir, la demanda de la subasta puede ser satisfecha incluso si se prescinde de la capacidad de la empresa de mayor tamaño.
- Al menos una empresa es *pivotal*, es decir, al menos la capacidad de la empresa de mayor tamaño resulta imprescindible para cubrir la demanda en la subasta.

Ninguna empresa es pivotal: comportamiento competitivo El que no existan empresas pivotaes quiere decir que ninguna empresa dispone de poder de mercado o capacidad para condicionar el precio competitivo del mercado. Como consecuencia de ello se obtiene el equilibrio de Bertrand en el que todas las empresas pujan toda su capacidad a un precio igual a su coste marginal- que en el caso que nos ocupa viene dado por el coste de oportunidad o el precio esperado del mercado mayorista.

Es evidente de mirar las ofertas en la Figura 4.1 y del hecho que en muchos casos una parte de la energía subastada no fue asignada que en todas las subastas las empresas fueron pivotaes ya sea en una fracción o en el total de la energía ofrecida.

Al menos una empresa es pivotal: poder de mercado y volatilidad de precios Por el contrario, el comportamiento de las empresas cuando al menos una de ellas es pivotal es diametralmente opuesto. Aun en el caso de que todas las empresas se comportasen de forma competitiva, la empresa pivotal podrá obtener beneficios positivos elevando su puja por encima de su coste de oportunidad, sin riesgo de quedar totalmente desplazada de la subasta. Por tanto, y a diferencia del caso anterior, no existe un equilibrio en el que todas las empresas pujen al precio esperado del mercado mayorista. De hecho, en este caso, la mejor respuesta de la empresa pivotal es pujar toda su capacidad al precio máximo de la subasta.

Pero este comportamiento –todas las empresas, menos la pivotal, se comportan de forma competitiva y la pivotal puja al precio máximo - tampoco podría constituir un resultado de equilibrio. De hecho, las empresas que están pujando de forma competitiva querrían también elevar su puja para así seguir obteniendo la misma cantidad asignada a un precio superior. Pero si las pujas de unas y otras empresas se aproximan al valor del precio máximo, la empresa que está vendiendo su capacidad sólo parcialmente recuperaría el incentivo a luchar por cuota de mercado, aún teniendo que renunciar ofertar a un precio ligeramente inferior. Estos incentivos contrapuestos – pujar alto para conseguir un precio elevado, o pujar bajo para vender más – destruyen todos los equilibrios de Nash en estrategias puras en esta subasta,³⁰ e implican que el único equilibrio es en estrategias mixtas, tal que las empresas pujan precios de forma aleatoria. La aleatoriedad de las pujas implica que, con cierta probabilidad, todas las empresas pueden estar pujando precios bajos o altos, lo cual da lugar a precios de mercado que, en valor esperado, son inferiores al precio máximo de la subasta pero superiores al precio esperado del mercado mayorista.³¹

La Teoría Económica predice que la probabilidad con la que las empresas eligen cada uno de estos precios tiene que ser tal que, en valor esperado, las empresas rivales sean indiferentes entre elegir un precio u otro dentro del conjunto de precios que eligen en equilibrio. Esto implica que los beneficios esperados de cada empresa en este equilibrio son iguales a los que, por ejemplo, obtiene pujando al precio máximo: en este caso, la empresa venderá sólo la demanda no cubierta por la capacidad de sus rivales, que con certeza estarán pujando un precio menor, y por tanto vendiendo toda su capacidad.³²

En resumen, el modelo de subastas predice que las empresas actuarán de modo competitivo sólo cuando ninguna de ellas sea pivotal. En el caso contrario y más plausible, cuando exista al menos una empresa pivotal, las subastas no resultarán en precios competitivos, y ello es así, sin necesidad de que las empresas lleguen a acuerdos colusivos. Es el propio juego de la competencia, afectado por la existencia de límites de capacidad, el que genera precios de equilibrio superiores al competitivo.

³⁰En un equilibrio de Nash ningún agente tiene incentivos a desviarse, es decir, las estrategias de cada jugador son una mejor respuesta a las estrategias de equilibrio del resto de los competidores. En otras palabras, fijadas las estrategias de los otros competidores, un agente individual no puede aumentar sus beneficios eligiendo una estrategia distinta a la que dicta el equilibrio.

³¹En realidad lo que tenemos en mente es un equilibrio en estrategias puras donde permitimos un poco de información privada en el coste de oportunidad a la Harsanyi (ver, p.e., Gibbons 1992, pp. 148). Si bien las empresas juegan puras en equilibrio, los resultados que uno observa pueden interpretarse como el resultado de mixtas. La verdad es que la conexión entre ambos tipos de juegos es fácil de ver en un mundo simétrico; por ejemplo cuando ambas firmas tienen una capacidad igual al 70 % de la demanda total y su coste privado es sacado, independientemente, de la misma distribución. La conexión se hace menos trivial de establecer en mundos asimétricos (por ejemplo cuando sólo una empresa es pivotal) y donde los costes son sacados de distribuciones distintas.

³²Estrictamente, esto es cierto bajo el supuesto de empresas simétricas. Si las empresas fueran asimétricas, esto sería cierto sólo para la empresa de mayor tamaño, dado que la probabilidad de que las empresas menores pujen por debajo del precio máximo tiende a uno. La empresa más grande puja al precio máximo con una probabilidad positiva, y por tanto, los beneficios de las empresas de menor tamaño son mayores que los que obtendrían vendiendo la demanda residual al precio máximo. En cualquier caso, esta matización no afecta a la esencia de nuestras predicciones. Véase Fabra et al (2006) para los detalles.

En la Tabla 4.3 se estima para algunas subastas la cantidad de energía pivotal (ex-post) de cada empresa, que corresponde a la cantidad total subastada menos la suma de los límites de capacidad de los rivales, que se conocen ex-post. Por ejemplo, en la primera licitación Endesa propuso un límite máximo de adjudicación de 6400 GWh/año. Dados los límites de los otros dos rivales, Endesa tendría asegurado vender al menos 4530 GWh (energía pivotal). Si estos límites fuese conocidos ex-ante, el equilibrio en estrategias mixtas resultante tendría pagos esperados para la compañía de mayor tamaño (en este caso, Endesa) iguales a la energía pivotal multiplicada por el precio techo que se encuentra en la columna “venta pivotal”. La venta pivotal (o ingreso pivotal) es un 14 % superior a la venta que efectivamente se produjo, lo que muestra que el pago de Endesa puede ser consistente con lo que uno esperaría en un equilibrio en estrategias mixtas. Nótese que ambos pagos no tienen porqué ser exactamente iguales ya que estamos comparando los pagos de un resultado en particular con pagos esperados. Lo interesante es que son suficientemente cercanos.

Es cierto que las compañías no conocen con exactitud los límites de las demás empresas al momento de entregar sus ofertas, pero nuestro ejercicio sigue siendo válido en la medida que las empresas crean que al menos una parte de su oferta será pivotal. Si las empresas estuvieran seguras de que ninguna fracción de sus ofertas será pivotal, entonces estaríamos de nuevo bajo competencia à la Bertrand según la cuál las empresas deberían ofrecer su energía a los costes esperados- pero esto no se observa en los datos. Es decir, todo parece indicar que las empresas tenían bastante certeza al momento de preparar de que sus ofertas, al menos una fracción ellas, iba a ser despachada con certeza, aún cuando se ofreciera al precio techo. Las ofertas que vemos son consistentes con aquello y por consiguiente con equilibrios en estrategias mixtas.

Este análisis simplificado ignora aspectos importantes del diseño de las subastas y características de las empresas que participan en ellas, como se ha discutido con anterioridad. Sin embargo, las conclusiones principales de esta discusión seguirían siendo ciertas si se relajasen los tres primeros supuestos de partida (exceptuando aquél que se refiere a la posible exogeneidad de los límites de capacidad):

1. Si las empresas fueran adversas al riesgo, como ya se ha comentado antes, sus precios de reserva incluirían además del precio esperado en el mercado spot una cierta prima de riesgo, mayor cuando mayor sea el grado de aversión al riesgo.
2. Si las predicciones de las empresas en cuanto a los precios esperados del mercado mayorista de electricidad fueran dispares, el comportamiento de las empresas podrían ser menos competitivo, en la medida que las empresas intentan evitar lo que se conoce como la *winner's curse* o conjura del ganador: ganar aporta malas noticias porque podría indicar que la empresa preve que los precios del mercado spot serán menores a los previstos por las otras empresas.
3. Por último, resulta muy difícil caracterizar el equilibrio de la subasta cuando los bloques

Tabla 4.3: Ejercicio de comparación como ofertante pivotal.

Licitación	2006-1.1						
Electricidad licitada	11760						
Precio techo	62,7						
Generador	Límite de adjudicación	Electricidad Adjudicada	Precio medio adjudicado	Ingreso total	Electricidad pivotal	Ingreso pivotal	Real sobre Pivotal (%)
Colbún	4430	2200	53,8	118360	2560	160512	74
Endesa	6400	6395	50,65	323928	4530	284031	114
Gener	2800	2288,5	56,78	129930,6	930	58311	223
Licitación	2006-1.2						
Electricidad licitada	1130						
Precio techo	62,7						
Generador	Límite de adjudicación	Electricidad Adjudicada	Precio medio adjudicado	Ingreso total	Electricidad pivotal	Ingreso pivotal	Real sobre Pivotal (%)
Colbún	1130	0	-	0	0	0	-
Gener	1130	1130	54,55	61638,9	0	0	-
Licitación	2006-2.1						
Electricidad licitada	14732						
Precio techo	61,7						
Generador	Límite de adjudicación	Electricidad Adjudicada	Precio medio adjudicado	Ingreso total	Electricidad pivotal	Ingreso pivotal	Real sobre Pivotal (%)
Colbún	2510	2400	58,23	139760	2510	154867	90
Endesa	3200	3200	61	195200	3200	197440	99
Licitación	2008-1.1						
Electricidad licitada	8010						
Precio techo	125,16						
Generador	Límite de adjudicación	Electricidad Adjudicada	Precio medio adjudicado	Ingreso total	Electricidad pivotal	Ingreso pivotal	Real sobre Pivotal (%)
Colbún	1500	1500	124,27	186409,5	1500	187740	99
Endesa	2700	2660	102,07	271506,2	2700	337932	80
Gener	1100	1100	88,41	97252,1	1100	137676	71
Licitación	2010-1.1						
Electricidad licitada	2450						
Precio techo	92						
Generador	Límite de adjudicación	Electricidad Adjudicada	Precio medio adjudicado	Ingreso total	Electricidad pivotal	Ingreso pivotal	Real sobre Pivotal (%)
Endesa	1800	1700	90,71	154207	1800	165600	93
Otras generadoras	300						

Fuente: Elaboración propia a partir de la información de licitaciones entregada por la CNE y el CDEC-SIC.

son distintos y la cantidad que se asigna a cada empresa en cada bloque se determina conjuntamente teniendo en cuenta el límite máximo establecido. No obstante, las conclusiones principales del análisis - no hay un equilibrio en que todas las empresas pujen al precio spot esperado, ni otro en el que todas ellas pujen al precio máximo permitido - seguirían siendo ciertas porque, con uno o más bloques, sería posible encontrar desvíos en ambos casos.

4.3.2 COLUSIÓN

Siguiendo el trabajo de Harrington (2006), se pueden analizar los datos con el objetivo de identificar si son compatibles o no con un comportamiento colusivo. Con este objetivo, se pueden aplicar a los datos lo que él denomina como *collusive screens* o marcadores colusivos, que son de dos tipos: (i) estructurales, o (ii) de comportamiento. Los marcadores estructurales intentan identificar cambios en los precios o en las cuotas de mercado que podrían reflejar la creación de un cartel o la adopción de prácticas que facilitan la colusión, mientras que los marcadores de comportamiento intentan identificar comportamientos que serían más plausibles bajo un acuerdo competitivo que bajo un comportamiento competitivo.

El problema reside en que, en algunos casos, el comportamiento observado puede ser explicado tanto a la luz de un comportamiento colusivo como de un comportamiento competitivo. Por ejemplo, si bien la uniformidad de precios podría poner de manifiesto un acuerdo colusivo porque la homogeneidad facilita el monitoreo de los desvíos, la uniformidad también podría resultar en un mercado competitivo en el que todas las empresas pujan a coste marginal. De igual modo, si bien disparidades en los precios ofertados podrían poner de manifiesto la falta de un acuerdo, éstas también podrían reflejar que las empresas se reparten los mercados designando a la empresa que va a resultar ganadora en cada mercado, haciendo que el resto de las empresas hagan pujas fantasma para no levantar las sospechas de la autoridad de competencia. En algunos casos, se producen ciertos eventos (por ejemplo, la creación de una asociación de comercio o la fusión entre dos empresas) tras lo que cambia el comportamiento de las empresas y los precios ofertados. Estos episodios efectivamente podrían levantar las sospechas de la autoridad, quien debería emprender una investigación detallada del caso. En ausencia de estos episodios, la dificultad de pronunciarse de forma concluyente sobre la existencia o no de un acuerdo colusivo resulta evidente.

Ciertas características del diseño de las subastas de licitación en Chile podrían estar facilitando el acuerdo y estabilidad de la colusión. Entre ellas:

1. El hecho de que las subastas se repitan en el tiempo con un calendario pre-establecido podría facilitar la sostenibilidad de la colusión en la medida en que esto facilita los castigos a los posibles desvíos.
2. Además, al existir contacto multi-mercado entre las empresas (recuérdese que éstas ade-

más compiten en el mercado de clientes libres) también hay una mayor capacidad de castigar a las empresas que se desvíen del acuerdo (Bernheim y Whinston, 1990).

3. La existencia de un precio máximo por todos conocidos puede servir como punto focal para el precio colusivo.
4. El hecho de que el coste de oportunidad de las empresas no depende de los costes de producción de cada una sino que corresponde al coste marginal del sistema (el que puede variar entre puntos de retiro en presencia de congestión), contribuye a la homogeneidad entre las empresas, lo cual debiera facilitar el acuerdo.
5. El hecho de que las pujas se hagan públicas tras la celebración de la subasta facilita el monitoreo del acuerdo.
6. Y por último, la complejidad de la subasta dificulta la interpretación y supervisión de los resultados por parte de la autoridad de competencia.

Por el contrario, hay otras características que podrían estar dificultando la colusión. Por ejemplo:

1. Aunque haya repetición de las subastas, la frecuencia es sin duda menor que la frecuencia con la que se repiten las subastas de los mercados mayoristas spot de electricidad.
2. El diseño de la subasta, al ser una subasta cerrada del tipo pay-as-bid dificulta más la colusión que una subasta de precios uniformes (Fabra, 2003) o una subasta oral (Klemperer, 2002; Cramton y Schwartz, 2000).
3. Y por último, la volatilidad del mercado spot puede hacer que las empresas difieran en sus predicciones sobre estos precios. Por esta razón, las empresas pueden no ser tan homogéneas como se supuso en el párrafo anterior.

Como se ha discutido con anterioridad, los resultados de las subastas reflejan: (i) disparidad en los precios ofertados entre empresas; (ii) disparidad en los precios ofertados por una misma empresa en una misma subasta entre bloques; (iii) disparidad en los precios ofertados por una misma empresa entre subastas sucesivas. Ciertamente, es posible construir un acuerdo colusivo que genere estos resultados: por ejemplo, las empresas designan ganadores de cada bloque de cada subasta, y van alternando la identidad de los ganadores entre subastas con el objetivo de limitar la competencia y repartirse de forma más o menos equilibrada los contratos. El problema radica en que, como se ha puesto de manifiesto en la sección anterior, es igualmente posible encontrar una explicación competitiva al comportamiento observado.³³

³³Por supuesto, esta afirmación en este contexto no invalida la utilidad de los métodos de *screening* en la lucha contra los carteles. Como discute Harrington (2006), el *screening* es útil para identificar los casos a los que conviene dedicar más recursos para una investigación en profundidad, y es útil porque contribuye a desestabilizar los carteles existentes y a desalentar su creación.

Lo que en nuestra opinión descarta el comportamiento colusivo no es lo que se observa, sino más bien lo que no se observa. Y lo que no se observa es que las empresas pujen la mayor parte de su producción al precio máximo permitido, algo que cabría esperar bajo un acuerdo colusivo. De hecho y tal como se discutió anteriormente, los beneficios que obtienen no son muy distintos de los que cabría esperar bajo el equilibrio en estrategias mixtas que predice el Modelo de Subastas (ver Tabla 4.3).

Otro aspecto que permite descartar, en forma indirecta, la ausencia de acuerdos colusivos es que de existir alguno uno esperaría acuerdos relativamente simples de implementar y monitorear. Y en este tipo de subastas existe un acuerdo que cumple con esas condiciones y que consiste en que las empresas se coordinan en los límites máximos de adjudicación dejando libre los precios de sus ofertas. Tal como demuestran de Frutos y Fabra (2011), si las empresas se coordinan en establecer límites máximos cuya suma sea igual al total de energía subasta, esto asegura la maximización de sus ingresos. Si las empresas anticipan que los límites sumaran el total de la energía subasta (o inferior), es un equilibrio pujar al precio techo por parte de cada empresa. Es evidente que las empresas no siguieron un acuerdo de este tipo.

Alguien podría argumentar que las empresas no siguieron este acuerdo, y más bien restringieron sus límites de capacidad sumando incluso menos que el total de la energía subastada, con el objetivo de inducir al regulador a subir el precio techo en un 15 %, tal como lo faculta la Ley. Tal como se muestra en la Tabla 4.2, en la mayoría de los casos los precios techo o de reserva no fueron ajustados al alza.³⁴

4.3.3 RESUMEN

En resumen, los resultados de las subastas, a la luz de los modelos analizados permiten concluir que:

1. **Se puede descartar un comportamiento perfectamente competitivo en las subastas.** Esto implica que los precios del mercado spot no se transmiten a los consumidores finales. En concreto, los precios de las subastas incorporan un forward premium sobre los precios esperados del mercado spot. La existencia de límites de capacidad (posiblemente exógenos a las estrategias de las empresas) y la aversión al riesgo impiden que, aún sin necesidad de alcanzar acuerdos colusivos, los precios de la subasta converjan a los precios del mercado spot.
2. **Se puede descartar un comportamiento colusivo en las subastas.** Si bien la forma que adoptan la ofertas de las empresas podría reflejar un acuerdo colusivos, por ejemplo, de

³⁴Ha habido dos ocasiones de alza de precio techo en un segundo llamado por parte del Ministro de Energía en uso de la facultad del artículo 135 de la Ley GSE: en el segundo proceso (2006 2.2 en Tabla 4.2) con alza de 15,2 % y en el 2012 (bloque CGED) con alza de 10,0 %. No obstante, después de un segundo llamado corresponde fijar el nuevo techo de acuerdo al nuevo decreto de precio de nudo vigente, que puede ser al alza o a la baja. Cabe señalar además que de acuerdo al artículo 135 de la ley es el precio monómico de la banda el que se puede incrementar 15 %, por el que el precio de energía puede verse incrementado en un porcentaje superior a 15 %.

reparto de mercado, no parece que el nivel de precios y beneficios alcanzados sea el resultado de un acuerdo colusivo. En cualquier caso, la evidencia disponible no nos permite ser concluyentes sobre este respecto.

3. **Los precios y beneficios obtenidos parecen reflejar que las empresas se están comportando como predice el modelo de subastas**, que asume una maximización estática de beneficios.

4.4 RECOMENDACIONES SOBRE EL DISEÑO DE LAS SUBASTAS

A la luz de la discusión anterior, los problemas principales de falta de competencia en las subastas de licitación están relacionados con la existencia de límites exógenos de capacidad (explícitos o implícitos). Con ellos, no es posible que las subastas transmitan los precios del mercado spot a los clientes finales. El diseño de la subasta no va a por tanto a solucionar el problema de fondo, si bien puede aminorar alguno de los problemas de competencia.

A continuación se enumeran algunas cuestiones relacionadas con el diseño de las subastas:

Reducir la complejidad la subasta Consideramos que el formato de la subasta es excesivamente complejo. Esta complejidad deriva del hecho de que se subasten simultáneamente bloques distintos y se les permita a las empresas, para limitar su sobre-exposición, establecer un límite máximo. Esto dificulta la propia resolución de la asignación en la subasta, que ha de recurrir a un algoritmo complejo que hace difícil entregar predicciones de comportamiento; dificulta además la comprensión por parte de los operadores sobre cómo debieran pujar en la subasta y la correcta supervisión de los resultados de la subasta.

Para evitar esta fuente de complejidad, creemos que sería preferible hacer un único bloque con las demandas de todos los distribuidores, que tras la resolución de la subasta firmarían contratos con los generadores por las partes proporcionales, en función de lo que representen sus demandas en el total subastado. Así se hace, como se ha descrito con anterioridad, en las subastas en Brasil y en España.³⁵

La agregación de todos los bloques en uno único significaría el *pooling* de los riesgos asociados a cada una de las distribuidoras. Podría ocurrir que las grandes distribuidoras, que típicamente resultan más atractivas para los generadores, salieran perjudicadas del *pooling* de riesgos, mientras que las pequeñas podrían salir beneficiadas. De forma agregada creemos no obstante que el efecto neto sería positivo, y además contribuiría al objetivo de asegurar condiciones similares a todas las distribuidoras.

No obstante, si se optara por mantener bloques separados, resultaría más conveniente, por su mayor simplicidad, subastar los bloques de manera simultánea a través de una subasta de

³⁵Al momento de nuestro primer borrador, esta recomendación ya estaba recogida en las bases de licitación para el suministro en la subasta convocada para finales de noviembre de 2013. Ver el Anexo 14 de las bases licitación que se encuentran en www.cne.cl.

precios descendentes. Se evitaría además así la necesidad de que los generadores tengan que expresar límites máximos para reducir su sobre-exposición. A medida que el precio de adjudicación de cada uno de los bloques fuera bajando, los generadores podrían reducir la cantidad de electricidad que están dispuestos a ofertar en cada bloque por el precio de la ronda. De esta forma, nunca acabarían teniendo una sobre-exposición superior a la deseada. Esto mismo se hace, por ejemplo, en el caso español, para la subasta del producto base y del producto punta.

Subasta a sobre-cerrado o descendente Si se opta por hacer un pooling de las demandas de todas las distribuidoras, se podría considerar tanto un formato a sobre-cerrado, uno de reloj descendente, o uno híbrido. Frente a las subastas orales descendentes, las subastas de sobre-cerrado tienen la ventaja de dificultar la colusión y fomentar la participación, cuestión esta última muy importante en el caso chileno. Frente a las subastas a sobre-cerrado, las subastas orales tienen la ventaja de permitir a los pujadores el ajuste de sus pujas, cuestión relevante cuando una parte del coste o del valor para los jugadores tiene un componente incierto (v.gr., el coste de oportunidad futuro, o el coste futuro de los combustibles fósiles). Alternativamente, se podría optar por un diseño híbrido que permita conjugar las ventajas de ambos y evitar sus inconvenientes. En el mercado brasileño, se utiliza un formato que conjuga unas primeras rondas de precios descendentes, que permiten seleccionar la identidad de las empresas que competirán en un última ronda a sobre-cerrado. Dada la eficacia demostrada por estas subastas, no vemos razón para no adoptar un diseño similar para el caso chileno. Un inconveniente de implementación con el diseño brasileiro es que la demanda en la primera parte de rondas de precios descendentes es incierta.

En cualquier caso, si se opta por mantener un formato a sobre-cerrado, aconsejamos que se mantenga el formato pay-as-bid utilizado en la actualidad, dado que éste genera resultados menos colusivos que el formato de precios uniformes (Fabra et al., 2006; Fabra, 2003).

En principio nos parece pertinente que el price-cap o precio techo siga siendo conocido por todos los agentes antes del comienzo de la subasta. El hacer público el valor del price-cap puede facilitar el que las empresas lo tomen como precio-focal en un acuerdo colusivo. Pero, como se ha discutido con anterioridad, no parece que éste esté siendo el caso. Por el contrario, el hacerlo público tiene la ventaja de hacerlo creíble y por tanto efectivo. Si no fuera público y las cantidades ofertadas por debajo del precio techo desconocido fueran nulas, el subastador podría tener la tentación de anunciar que el precio máximo era mayor al inicialmente previsto para así evitar que la subasta quede desierta. Esto sería equivalente a que no existiera price-cap alguno. Ahora bien, aún cuando el regulador tenga la capacidad de comprometerse a mantener el precio que escogió ex-ante (antes de la apertura de las ofertas), igualmente las empresas podrían tener incentivos a elevar sus ofertas con el objeto de gatillar un segundo llamado de licitación por la cantidad no adjudicada en el primer llamado pero con un precio techo que ahora sería conocido, e igual al precio oculto. Sin duda que esta es una materia que requiere de mayor investigación.

Flexibilidad para la determinación de la demanda subastada Se ha demostrado que un instrumento potente para fomentar la competencia en la subasta y mitigar la colusión es permitir cierta flexibilidad al subastador para determinar la demanda total subastada. Si la cantidad total subastada es incierta, Fabra et al (2006) demuestran que el resultado de la subasta es más competitivo. Además, el dotar de discrecionalidad al subastador para acabar asignando una cantidad menor a la inicialmente prevista es equivalente a introducir cierta elasticidad en la subasta, lo cuál también contribuye a la intensificación de la competencia.

La cuestión es cómo podría el distribuidor contratar la energía que el subastador decidiera no asignar en las subastas. Dado que previsiblemente se trataría de una cantidad pequeña, el distribuidor podría acudir al mercado spot para comprar esa energía y repercutir en las tarifas, tras la siguiente revisión tarifaria, las posibles diferencias que resultaran, por esa cantidad, entre el precio de la subasta y el precio medio del mercado spot. Posiblemente se debiera acotar la cantidad máxima a comprar en el spot y el período de tiempo ya que de lo contrario expondría por un período eventualmente extenso a los regulados a la compra de la energía en el spot. Por otro lado, permitir a las distribuidoras comprar parte de lo no subastado en el spot necesariamente resulta en una curva de demanda más elástica ya que no se sabe ex-ante cuanto va a ser el total asignado finalmente, lo que introduce más competencia.

Indexación Es importante destacar, como pone de manifiesto la experiencia con las subastas CESUR en el mercado español, que los precios de la subasta incorporan los forwards premium que exigen los generadores a cambio de soportar el riesgo de vender su electricidad a un precio fijo cuando los costes de los combustibles y el precio del mercado spot son volátiles. La indexación del precio de las subastas mitiga esto sólo en parte, porque lo verdaderamente relevante es la volatilidad de los precios spot, volatilidad de la que ahora los generadores no se pueden cubrir porque las reglas de la subasta no permiten la indexación a los precios spot. Por tanto, consideramos que si se permitiera esta indexación por un tiempo acotado, se reducirían las primas de riesgo de los generadores y ello contribuiría a la reducción de los precios de la subasta. Posiblemente, el hecho de que las últimas subastas hayan quedado desiertas no es ajeno a esta cuestión, porque en una conyuntura tan volátil como la actual, las primas de riesgo de los generadores reducen el atractivo de participar en las subastas.

Hay algunos, sin embargo, que se han manifestado en contra de la indexación a coste marginal ya esto podría reducir los incentivos a la inversión ya que las firmas se benefician de costes marginales altos aún si son deficitarias, es decir, aún no teniendo suficiente capacidad para abastecer sus propios contratos y estando forzadas a recurrir al spot para cubrir la diferencia. En el Anexo B desarrollamos este argumento en un modelo simple y al mismo tiempo discutimos por qué hay un problema de bien público (o "free-riding") con esta argumentación que en nuestra opinión la invalidan: mientras los beneficios de invertir en generación más barata o de base recaen principalmente sobre el generador que hace la inversión, los beneficios de no invertir para mantener costes marginales altos recaen sobre todos los generadores. Es cierto,

sin embargo, que generadores con más producción inframarginal o de base son los que tienen los menores incentivos a invertir. Una forma de disminuir este posible riesgo de subinversión es limitando la indexación a costo marginal a un horizonte prudente de tiempo que permitir sortear la conyuntura. Ciertamente la indexación a costo marginal viene acompañada de un tradeoff: ofertas más competitivas vs algún riesgo de subinversión. Nosotros creemos que el primer efecto es más fuerte dado los altos niveles de incertidumbre que existen.

También vale la pena mencionar aquí la preocupación de algunos (v.gr, Moreno et al. 2012) en relación a que el actual mecanismo de adjudicación de las subastas no considera la indexación y por lo tanto en el largo plazo puede que la adjudicación no resulte ser la de menor coste. Es ciertamente posible que ex-post algunas ofertas aparezcan más atractivas que otras, pero lo importante para la adjudicación no es la información ex-post sino ex-ante, esto es al momento de adjudicación. Esto implica que la actual forma de adjudicar utilizada por la autoridad es la adecuada, al igual que entregar libertad a las empresas a utilizar distintas indexación.³⁶ Si una empresa opta por un esquema de indexación que le parece más atractivo que otro eso se traducirá necesariamente en ofertas de precios iniciales más bajas.

Más aún cambiar el criterio de asignación por uno que considere la indexación introduce opacidad en la forma en que despeja la subasta que no es claro las consecuencias que pueda tener para la competencia. Las empresas siempre van a elegir la indexación que más les convenga, y bajo el supuesto de que todas las empresas tengan las mismas expectativas, esta indexación debiera ser la misma. El hecho de que las empresas tengan mix de generación distinto no debiera implicar que indexaran a índices distintos con distintos pesos, porque lo relevante para todas es el precio del mercado mayorista que es lo que determina su coste de oportunidad.

Subastas diferenciadas para la nueva capacidad y para la ya existente El mercado chileno necesita urgentemente la incorporación de nueva capacidad de generación. Como ya se ha discutido cuando se ha descrito la experiencia en Brasil, los nuevos activos de generación requieren que las subastas se celebren con mayor antelación, que se subasten productos de más larga duración, y que el Gobierno pueda ofrecer un menú amplio de proyectos de nuevas inversiones con todas las licencias medio-ambientales al día al momento de iniciar el proceso de licitación. Además, puede ser conveniente, por las razones ya expuestas, permitir la celebración de subastas de nueva capacidad específicas por tecnologías. Todo ello previsiblemente contribuiría a una mayor participación y competencia en las subastas. En todo caso, estos son temas de diseño e inversión que van más allá de los temas de competencia que han sido el objetivo de este estudio.

³⁶Tal como se ilustra en el Anexo B, los contratos de suministro a clientes libres muestran claramente que las indexaciones varían de contrato en contrato.

5 SUBASTAS VS NEGOCIACIONES BILATERALES

En esta sección extendemos el análisis de competencia al mercado de contratos de suministro a clientes libres/industriales explotando el hecho que las empresas simultáneamente compiten en dos mecanismos de mercado distintos: licitaciones de distribución y negociaciones bilaterales con clientes libres. En primer lugar, desarrollamos un marco teórico para guiar el análisis y más adelante presentamos los datos disponibles para el análisis. Seguimos con nuestra metodología empírica y los resultados para terminar con una breve discusión de cómo las indexaciones de los contratos podrían utilizarse para contestar otras preguntas relevantes.

5.1 MARCO TEÓRICO

Las mismas empresas generadoras que compiten en los procesos de licitación de suministro a empresas distribuidoras compiten simultáneamente en el mercado de contratos de clientes libres. A diferencia de las licitaciones, el mercado de los clientes libres se rige en su mayoría por negociaciones bilaterales entre generadores y consumidores. Si los contratos de distribución son comparables a los contratos de clientes libres/industriales en aspectos como largo, tamaño y riesgo de los contratos, es razonable esperar para ambientes altamente competitivos precios similares bajo uno y otro mecanismo de mercado, esto es, en las subastas y en las negociaciones bilaterales. Esto se debe a que en ambientes competitivos los precios se acercan a los costes y, si los contratos son comparables, el coste de oportunidad para un generador cualquiera de proveer energía bajo un contrato de distribución es similar al de proveer energía bajo un contrato industrial. De hecho, la Ley eléctrica de 1981 parte precisamente de la premisa de que el mercado de los clientes libres es suficientemente competitivo para justificar que los precios que ahí se observan sean utilizados para la construcción de una banda de precios que sirva de referencia en la fijación de los precios de los clientes regulados (residenciales en su gran mayoría).

En muchos casos es difícil hacer un análisis de competencia que compare precios y costes, dado que rara vez uno observa con precisión el coste de oportunidad de las empresas (muchas veces depende de factores no observables como aversión al riesgo, riesgo regulatorio, restricciones de capacidad, etc.). Por la misma razón, para referirnos al nivel de competencia en el mercado de los clientes libres explotamos el hecho que las mismas empresas compiten bajo estos dos mecanismos de mercado simultáneamente. En particular, nos preguntamos si existen diferencias entre los precios pagados en un uno y otro mecanismo después de controlar por varias variables observables, como son el punto de retiro de la energía, la duración del contrato, el volumen de energía contratada, y el precio spot esperado o el coste de desarrollo esperado al momento de la firma del contrato y al momento de realizar la primera entrega de energía (el precio spot es una muy buena proxy del coste de oportunidad de firmar un contrato porque es precisamente el precio que la empresa debe pagar para cubrir su contrato si así lo requiere el

que deja de recibir por su energía).

Si los controles utilizados son lo suficientemente amplios, cualquier diferencia sistemática de precios entre uno y otro mecanismo de mercado tiene que deberse al nivel de competencia en ambos mercados. En principio no se puede descartar ninguna de las tres posibilidades: (i) que las diferencias de precio sean mínimas, es decir, que sean estadísticamente no significativas o económicamente despreciables; (ii) que los precios en el mercado de los clientes libres sean mayores que en las licitaciones de distribución; y (iii) que los precios en las licitaciones sean mayores que los precios en el mercado de los clientes libres.

Dado que los resultados de estas comparaciones de precio son de carácter cualitativo, en el sentido que sólo determinan si un mecanismo de mercado lleva a las empresas a competir más o menos intensamente, y que en la sección anterior concluimos que la competencia en las subastas dista de ser perfectamente competitiva, la única forma de ser más precisos respecto del nivel de competencia en el mercado de los clientes libres es encontrando apoyo para (i) o (ii). En caso de encontrar apoyo para (iii) es difícil decir con precisión si el mercado de los clientes libres se acerca a una situación de competencia perfecta. Ese resultado podría llevar a pensar que existe espacio para mejorar el diseño de las subastas para intensificar la competencia.³⁷

Nuestro análisis se debilita si los controles utilizados no capturan otras posibles diferencias sistemáticas entre uno y otro tipo de contratos. Por ejemplo, si nuestros resultados empíricos encuentran apoyo para (ii), la única forma de concluir que el mercado de clientes libres es menos competitivo que el mercado de las licitaciones es bajo la certeza de que aquellas diferencias no capturadas por nuestros controles van exactamente en la dirección opuesta a (ii), o en su defecto, que se anulan perfectamente (algo que es difícil de precisar). En otras palabras la única forma de poder extraer conclusiones a partir de nuestros resultados empíricos es estando seguros que las diferencias omitidas refuerzan dichos resultados.

A partir de conversaciones con distintos agentes del sector pudimos comprobar que aparentemente todas las diferencias que nuestros controles no capturan van en una misma dirección, que es hacer a los contratos de clientes libres más atractivos que los contratos de distribución. Hay al menos cuatro razones que, a igual precio inicial, volumen de energía y largo del contrato, llevan a un generador a preferir firmar el contrato con un cliente libre antes que con una distribuidora.

En primer lugar, y según agentes en el segmento de la generación,³⁸ los contratos con distribuidoras tendrían una componente de “riesgo regulatorio” ausente en los contratos con clientes libres. Una primera fuente de riesgo regulatorio es de externalidades y queda bien ejemplificado en caso de quiebra de una generadora con contratos de distribución vigentes con una o más empresas distribuidoras. El argumento es que podría llegar a ser responsabilidad de to-

³⁷A la luz del trabajo de Bulow y Klemperer (1996) cuesta pensar que una subasta bien diseñada pueda llevar a mayores precios que una negociación bilateral. En otras palabras, siempre se puede diseñar una subasta que supere, o en el peor de los casos genere resultados similares a los de una negociación bilateral.

³⁸La percepción de los agentes que proveen la energía, más allá si son razonables o no, son las importantes al momento de determinar la forma de las ofertas.

das las demás empresas generadoras con contratos de distribución vigentes salir a respaldar esos contratos en forma proporcional a las energías contratadas con distribuidoras.³⁹ Obviamente esto reduciría el atractivo de firmar con una empresa distribuidora, a menos que sea por un mayor precio que cubra dicha potencial externalidad. Con todo, resoluciones pasadas de la autoridad, sean estas del Ministerio de Economía (R.M. 88, 2001) o de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (R. SEC 2288, 2011; R. SEC 239, 2012), apuntan a que todas las empresas generadoras conectadas al sistema, independiente de su nivel de contratación con distribuidoras, tienen la obligación de respaldar los contratos en cuestión y en forma proporcional a su tamaño, el cual podría ser medido en términos de potencia firme o de energía realmente inyectada como ha ocurrido más recientemente. Ciertamente, el proceder pasado de la autoridad no avala este riesgo regulatorio en particular.

Una segunda fuente de “riesgo regulatorio” es que los contratos de distribución son más inflexibles que los contratos con clientes libres ya que en caso de que el consumo de la compañía distribuidora sea menor a lo contratado, la autoridad puede traspasar ese excedente de contratación a una distribuidora con déficit contractual sin la autorización de la compañía generadora, aunque compensando por costes/ahorros incurridos ante el posible cambio en el punto de retiro de la energía. En el caso de un contrato con un cliente libre, en cambio, son las partes quienes negocian libremente el manejo de excedentes y déficits contractuales.

La segunda razón de por qué una empresa generadora preferiría firmar un contrato con un cliente libre sobre uno similar con una distribuidora es que en los libres no existe restricción respecto del mecanismo de indexación que pueden acordar las partes. Si bien hay cierta flexibilidad, varios de los parámetros de indexación están pre-establecidos en las bases de la licitación. Una tercera razón, relacionada con el llamado “riesgo regulatorio”, es que los contratos con distribuidoras establecen que el pago de la empresa generadora es contra la energía efectivamente consumida por la empresa distribuidora, pasando todo el riesgo de un menor consumo a la empresa generadora. Tampoco es del todo claro que la empresa generadora pueda desligarse de un aumento del consumo sobre lo establecido en el contrato. Por el contrario, contratos con clientes libres típicamente incluyen cláusulas de ajuste para corregir consumos que se aparten de los esperados en ambas direcciones.

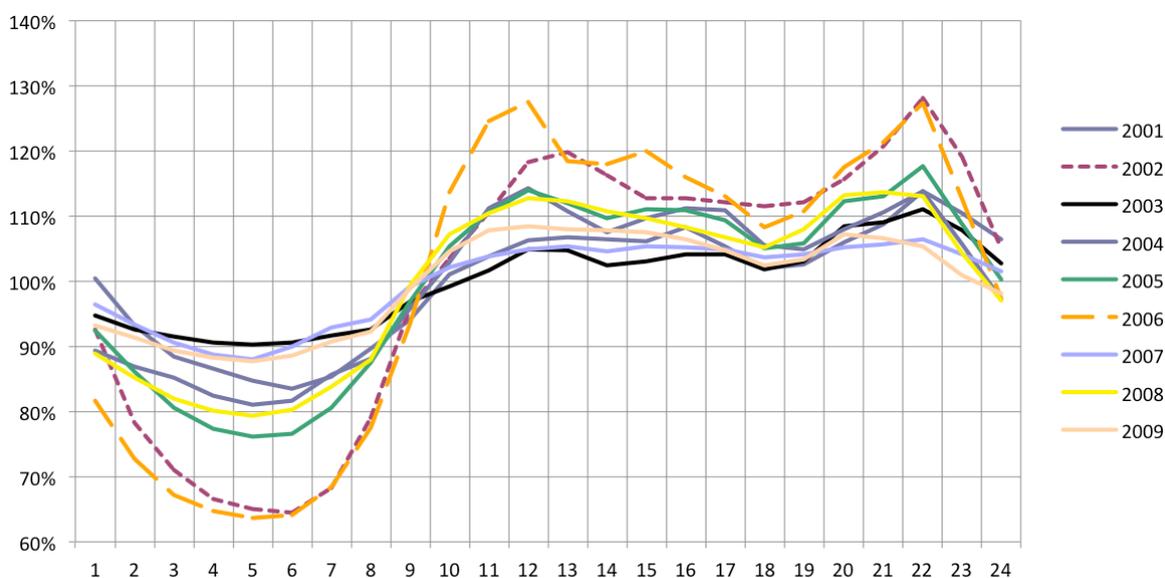
Cuarto y último, el cliente (residencial) promedio de una empresa distribuidora tiene un perfil horario de consumo distinto del perfil de un cliente industrial. El primero tiende a concentrar su consumo en horas peak de mayores precios spot mientras que el segundo tiende a consumir en forma más pareja durante las 24 hrs del día. Por una parte, la Figura 5.1 muestra un perfil promedio de precios spot de 24 hrs para distintos años.⁴⁰ A pesar de tratarse de promedios anuales, se ven grandes diferencias entre los precios pagados a altas horas de la madrugada (5 AM) con aquellos pagados en horas de la noche (10 PM). La diferencia entre los

³⁹Esto argumento tomó fuerza, aunque erróneamente como explicamos más abajo, con la reciente quiebra de la generadora Campanario.

⁴⁰Agradecemos a Juan Cembrano por proveernos de estas figuras.

precios máximos y mínimos en estos perfiles promedio es en general superior al 30% aunque hay años (i.e., 2006) en que ha llegado al 100%.

Figura 5.1: Variación Horaria de Precios (Promedio Anual).



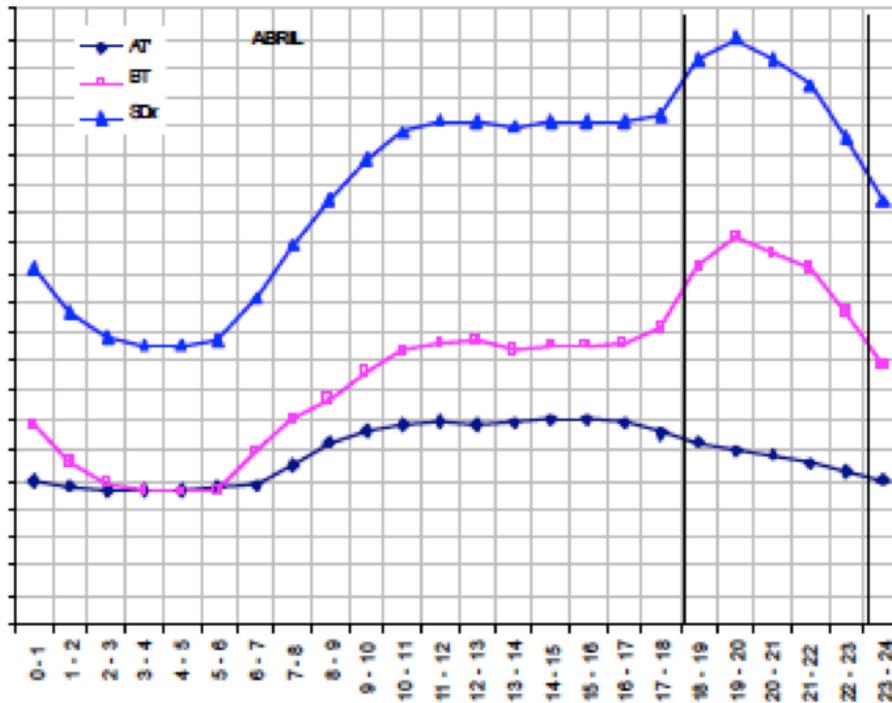
Por otra parte, la Figura 5.2 muestra los perfiles porcentuales de carga o consumo para Chilectra, la principal empresa distribuidora del país, divididos en dos tipos de consumidores, aquellos denominados de baja tensión (BT), que corresponden principalmente a consumidores residenciales y los de alta tensión (AT), que corresponden a consumidores industriales (la curva superior muestra la carga agregada).⁴¹ La Figura 5.2a corresponde al día de un mes de Abril de 2004 donde no está activado el sobre precio que deben pagar los clientes AT durante las horas de mayor consumo, de 18 a 23 hrs, mientras que la Figura 5.2b muestra un día del mes Julio donde el sobre-precio sí está activo para ese período (Paredes, 2004). Más allá de la importante respuesta de los clientes AT a la introducción del sobre-precio, estas figuras son claras en mostrar que el perfil de consumo de un cliente industrial es más parejo durante el día, que el consumo de un cliente residencial.

Estos cuatro elementos apuntan a que es más atractivo firmar contratos con clientes libres, todo lo demás constante, que con distribuidoras, lo que debiera reflejarse en menores precios. Es importante terminar este marco teórico explicando que los precios en uno y otro mercado —mercado de clientes libres vs licitación— no tienen que arbitrarse perfectamente (i.e., mismos precios) a menos que las empresas enfrenten restricciones de capacidad tan brutales que pierdan toda posibilidad de ejercicio de poder de mercado. En ausencia de restricciones de capacidad, las empresas ven a ambos mercados como dos mercados separados. En la medida que aparezcan restricciones de capacidad, la diferencia de precios comienza a disminuir entre los dos mercados hasta desaparecer por completo. Si bien en nuestro contexto existen ciertas res-

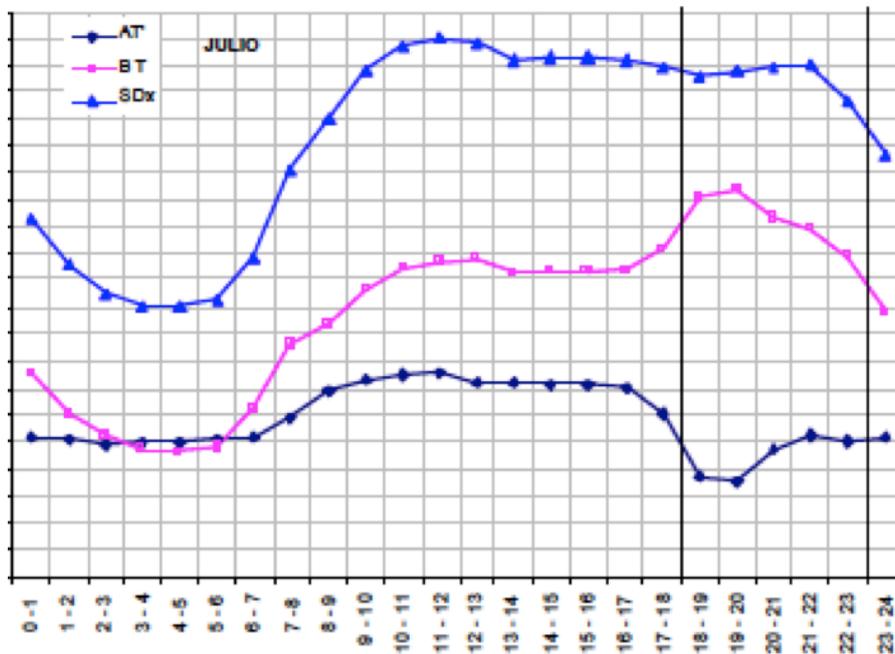
⁴¹No tenemos información para saber si dentro de los clientes libres existen diferencias en los perfiles de carga dependiendo de la industria y tamaño de los clientes. Sería útil contar con esta información para controlar por ella cuando uno intenta explicar los precios de los contratos.

Figura 5.2: Perfiles de Consumo para Chilectra.

(a) Perfil de Consumo en Abril



(b) Perfil de Consumo en Julio



Fuente: Paredes (2004).

tricciones de capacidad, éstas no son tan grandes como para arbitrar cualquier diferencial de precios. Es decir nada impide que puedan convivir estos dos mercados con precios distintos a pesar que las mismas compañías participan en ambos y sus costes de oportunidad de servir en uno y otro mercado sean exactamente iguales.

5.2 DATOS

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 —en Abril y Octubre de cada año— 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 los cuatro meses antes de la fijación tarifaria. La información entregada a la CADE contiene datos del SIC y del SING para las ventanas comprendidas entre marzo de 1997 y febrero de 2011 (como se explicó en la primera nota al pie, esta información es de carácter 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:

1. Nombre codificado de la empresa generadora
2. Nombre real del cliente libre
3. Punto de venta, correspondiente al nudo del sistema en el cual se realiza el retiro de energía
4. Nivel de tensión, en kV, al que se realiza la venta de energía
5. Subestación troncal más cercana al punto de venta
6. Precio de la factura (en pesos) del contrato para el período de la ventana correspondiente
7. Cantidad de energía transada (en MWh) en el mismo período
8. Precio medio de energía (PME) del contrato (en US \$/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
9. Nivel de venta potencia del contrato (en MW)
10. Fecha de inicio y fin del contrato

Para cada ventana, también está disponible el PMM respectivo calculado por la CNE. Es importante destacar que la base de datos utilizada no tiene toda la información que caracteriza un contrato, especialmente aquella que se refiere a las fechas de inicio y término de los contratos. 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 y con ello rescatar algunas fechas de inicio y término de contratos.

Realizamos algunos ejercicios simples para validar la base de datos. En primer lugar comparamos el PMM calculado con dicha información y el PMM publicado de manera oficial por la CNE; ambos coinciden en todos los períodos. En segundo lugar comparamos 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 como una forma de ver que tan representativa era nuestra muestra. Encontramos una “alta representatividad”. A partir del 2006 la representatividad en el SIC es del 100 % y entre el 2003 y el 2006 esta por sobre el 80 %. No tenemos información del CDEC en el SIC para antes de esa fecha. En el caso del SING la representatividad fluctúa alrededor del 90 % para toda la muestra. El que la representatividad no sea del 100 %, a pesar de la exigencia legal de entrega de información por parte de las empresas, se debe posiblemente a inconsistencias en la información de los CDECs más que a la omisión de facturas de contratos en la base de la CNE.

Por otro lado la información respecto de las subastas es pública y fue ampliamente explicada en la sección anterior. Lo que se debe añadir aquí es que, a diferencia del precio de los contratos, que son precios monómicos –incluyen energía y potencia–, los precios en las licitaciones son sólo por energía. Para poder hacer la comparación de precios es necesario pasar los precios de las subastas a precios monómicos. Esto implica sumar al precio de la energía un precio de la potencia, los que están definidos en los propios contratos de suministro (a partir de lo indicado en el informe de precio de nudo al momento del llamado a la licitación). Con esto, los precios monómicos asociados a las distintas licitaciones son en promedio 20 % mayores que los precios de energía adjudicados en las licitaciones. La corrección va desde un 16 % en las licitaciones del 2008, 20 % en las del 2010, y llegando hasta 23 % en las del 2006, donde los precios adjudicados fueron menores.

Para nuestro análisis nos concentramos en el precio observado en la primera factura del contrato, que es la información de precio más cercana al precio acordado al momento de firma del contrato, aproximadamente un año atrás. Hacemos esto con el objeto de limpiar de la mejor forma posible de nuestro análisis los problemas de indexación que puede significar comparar precios de contratos varios períodos posteriores a su firma. Por ejemplo, si se comparan precios de contratos varios años posteriores a su firma y se observa gran dispersión de precios no se puede saber si esa dispersión se debe a formulas de indexación diferentes (justificadas, por ejemplo, por tecnologías de producción diferentes o expectativas de evolución de precios de insumo distintas) o al resultado de una competencia imperfecta con consumidores pagando precios distintos a pesar de tratarse de un mismo producto. Dada la posibilidad de indexación, uno debiera esperar firmas cobrando precios similares y cercanos al coste de oportunidad de la energía –precio spot o coste marginal del sistema– al momento de la firma del contrato (i.e., primera factura). En ausencia de indexación, en cambio, los precios al momento de la firma del contrato no tendrían por que ser iguales si las firmas presentan algún grado de aversión al riesgo y sus tecnologías de producción son distintas. Además que los precios de la primera factura o venta es son equivalente a los precios de adjudicación en las subastas (naturalmente

después de ajustar por el precio de la potencia) en el sentido que en ambos casos se trata de precios efectivamente contratados y no de precios simplemente ofertados.

La Tabla 5.1 contiene un resumen de las principales variables que componen la base de datos del SIC que usamos en el análisis. La principal variable de interés, el precio (monómico) de los contratos de la primera venta, es en media US\$100 por MWh, aunque hay variación substancial en los precios debido a la crisis del gas. Los costes de desarrollo estimados por la CNE para distintas fechas son menores en media que los precios de los contratos, pues reflejan el coste de desarrollo de las plantas de carbón, siendo éstos alrededor de US\$50 por MWh en media.⁴² El coste de oportunidad, que corresponde el coste marginal del sistema o el también llamado precio spot, está más en línea con los precios de los contratos, también conteniendo heterogeneidad substancial (para las observaciones asociadas a las licitaciones, el coste de oportunidad alternativo corresponde a la expectativa de coste marginal en 3 años según información entregada por la CNE; para el resto de las observaciones ambos costes de oportunidad coinciden). La duración de los contratos es en media de 10 años. Finalmente, se identifican en la base de datos aquellos contratos entre generadores y clientes libres (aproximadamente un 70 % de las observaciones), y entre generadores y clientes libres de mayor tamaño que definimos como grandes clientes (aproximadamente un tercio de las observaciones). Para los resultados que se muestran en la tabla el criterio utilizado para ser calificado como “grande” fue el tener una potencia conectada mayor a 20 MW (ver Anexo D); pero probamos con otros criterios sin cambios (cualitativos) en los resultados.⁴³ También consideramos medidas alternativas para el tamaño de los clientes libres, como es su potencia si el cliente integra los CDECs (en MW) o el tamaño del contrato negociado (en GWh, representado el tamaño total del contrato para cuatro meses de facturación).

5.3 ANÁLISIS PRELIMINAR: LOS CONTRATOS LIBRES

Del mismo modo que en la Figura 4.3 presentamos una comparación de los precios de los contratos adjudicados en las licitaciones y los costes marginales en el mercado spot, es útil presentar dicha información también para los contratos en el mercado de los clientes libres. Tal como se mencionó en la sección anterior, para mantener la consistencia y preservar la comparabilidad con los datos de contratos, los datos de costes marginales se calculan para cada Abril y Octubre como el promedio de los costes marginales observados en los últimos cuatro meses. La Figura 5.3 presenta la evolución de estos precios en nuestra muestra. La figura incluye también los datos del sistema SING, a modo ilustrativo.⁴⁴ La Figura 5.3 muestra una relación

⁴²El coste de desarrollo corresponde al coste medio de expansión del parque generador en base a una central de carbón. La CNE realiza estimaciones periódicas del coste de desarrollo a partir de la información vigente respecto de las proyecciones de precio de carbón y de los costes de inversión de una central que utiliza ese combustible.

⁴³Recuerde que los listados en el Anexo D no incluye clientes libres más pequeños que no integran los CDECs pero que igualmente negocian bilateralmente sus contratos.

⁴⁴En el SING sólo se ha celebrado una licitación, en septiembre de 2009 con un 100 % de adjudicación, lo que impide realizar un análisis comparativo entre mercados que se despejan bajo distintos mecanismos. Los gráficos

Tabla 5.1: Resumen Estadístico de los Datos, 1998-2011

	Media	St. Dev.	P25	P50	P75
Precio del contrato (US \$/MWh)	101.1	66.5	47.4	78.9	131.1
Coste de Desarrollo (US \$/MWh)	48.1	33.1	0.0	60.9	75.2
Coste de Oportunidad (US \$/MWh)	78.0	58.5	0.0	89.2	109.8
Coste de Oportunidad Alternativo (US \$/MWh)	64.6	47.7	0.0	72.3	107.5
Duración Contrato (años)	10.6	5.3	6.4	11.1	14.0
Indicador Cliente Libre	0.71	0.45	0.00	1.00	1.00
Indicador Gran Cliente	0.36	0.48	0.00	0.00	1.00
Potencia Cliente Libre (MW)	150.76	186.35	14.70	48.70	300.00
Tamaño Contrato Cliente Libre (GWh)	48.45	92.68	3.50	11.70	46.10

Notas: Elaboración propia. Numero de observaciones: 140. Datos de potencia y tamaño del contrato sólo consideran muestra para clientes libres.

clara entre los costes marginales del sistema y los precios de los contratos libres, si bien existen diferencias significativas. Antes de continuar con el análisis, hay que notar que los costes marginales son precios de energía solamente mientras que los precios de los contratos libres son precios monómicos, es decir, incluyen pago por energía y por potencia. En promedio los precios monómicos son un 25 % más altos que los precios de energía, aunque con una variación que oscila entre 20 y 35 %.

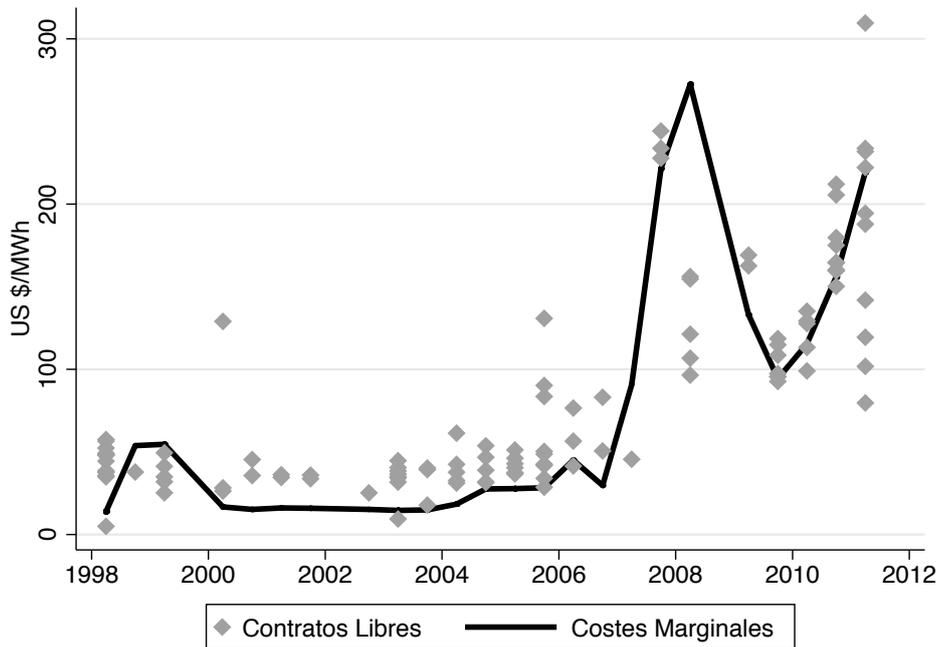
En los períodos previos a la crisis, se observa que los precios de los contratos son en general mayores al coste marginal, aún agregando el valor de la potencia. Para el caso del sistema SIC, el precio mediano del contrato para toda la muestra es un 33 % mayor que el coste marginal, siendo éstos un 23 % mayores en el sistema SING. Estos márgenes promedio, especialmente en el SING, parecen bastante razonables cuando uno toma en cuenta la corrección que significa llevar el coste marginal a precio monómico. Sin embargo, y para el sistema SIC en particular, es notable la variación existente en los márgenes, con una desviación típica de más de cien puntos porcentuales. Esta alta dispersión de precios no desaparece aún controlando por el punto de retiro de la energía.

Como se observa en los dos sistemas, los precios de los contratos no siempre son mayores al coste del sistema, en particular durante la crisis del gas. Esto puede ser debido a que los contratos son a más largo plazo, y por ello no siguen perfectamente la evolución del coste marginal. En el Anexo B, presentamos un análisis de la indexación de los contratos libres donde mostramos la evolución de los precios de contratos firmados en tres fechas distintas: (i) en un período de precios y expectativas estables (2001), (ii) al comienzo de la crisis (2006) y (iii) en crisis (2008). Si bien observamos que al comienzo y durante la crisis los contratos están más correlacionados con los costes marginales, en general los contratos exhiben mucho menos volatilidad. Por ejemplo, en la Figura B.2 se observa que sólo 2 de los 7 contratos cuya primera

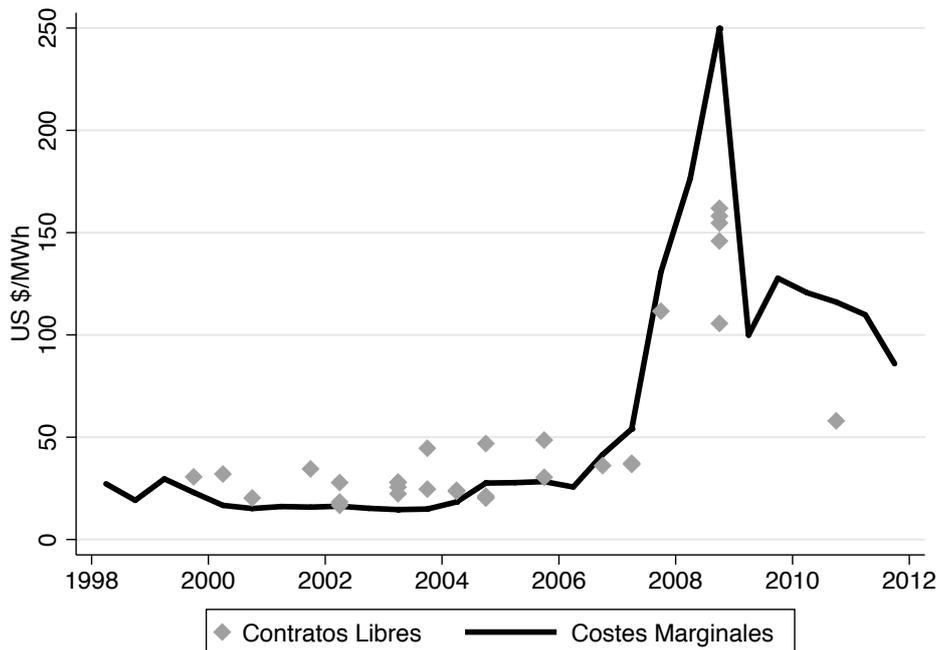
de la Figura 5.3 muestran, sin embargo, que las evoluciones en ambos mercados de contratos libres son parecidas. Para el mercado SING tenemos un menor número de contratos (treinta y siete), por lo cual un análisis econométrico separado de este mercado es menos confiable.

Figura 5.3: Precios de contratos libres y costes marginales.

(a) Sistema SIC



(b) Sistema SING



Fuente: Elaboración propia.

factura aparece el 2006 (en general la firma del contrato es 6 meses a un año antes de aparecer la primera factura), siguen parcialmente el alza del coste marginal del sistema. Algo similar ocurre en contratos con primeras facturas en el 2008 (Figura B.3) en donde los contratos no siguen exactamente la evolución del coste marginal. El hecho que los contratos, especialmente los firmados un poco antes del 2006 y 2008, no estén perfectamente indexados a coste margi-

nal vendría a explicar la posibilidad de tener precios por debajo del coste marginal al momento de la firma de los contratos cuando las empresas anticipan una caída de dichos costes una vez pasada la crisis.

Pero más interesante aún resulta observar lo que pasa en el período previo a la crisis. Si analizamos en forma separada el período anterior a 2006, encontramos que la mayoría de los márgenes son positivos, siendo estos bastante más elevados en el sistema SIC que en el sistema SING. En el SIC, durante este período observamos un precio mediano de los contratos que es aproximadamente el doble del coste marginal del sistema, mientras que para el SING la diferencia es del 43 %. Antes de entrar a analizar qué podría explicar las grandes diferencias en márgenes entre ambos sistemas, es útil detenerse a entender qué implican estos márgenes desde una perspectiva de competencia. Si uno toma el margen de 43 % del SING y corrige por el pago por potencia (v.gr., 28 %) uno llega a un margen de 15 %, lo que parece un margen consistente con una competencia razonable dado que se trata de un período de expectativas de precios relativamente estables (y que lo confirma las propias proyecciones de la CNE de esa fecha). Por otro lado si uno toma el margen del SIC para ese período y corrige por el mismo pago por potencia (28 %) uno llega a un margen de 72 % que es indicativo de poca competencia, más aún cuando se trata de un período de baja incertidumbre.

Este resultado de competencia en el SING y poca competencia en el SIC contrasta, sin embargo, con los cálculos de la CNE de precios para los clientes regulados, los llamados precios de nudo. Si tomamos los cálculos de Octubre de 2003 para el SING (CNE 2003a), por ejemplo, el precio promedio de los contratos vigentes a esa fecha es de 29,80 pesos/kWh (44,15 US\$/MWh) mientras que el precio “teórico” monómico calculado por la CNE es de 21,25 pesos/kWh. Dado que este último precio es, según el modelo de optimización de la CNE, un precio que permite a los generadores cubrir sus costes y riesgos, uno puede deducir márgenes cercanos al 40 % para los contratos; es decir, el mercado sería bastante menos competitivo de lo planteado anteriormente. Esta misma “contradicción”, pero en la dirección opuesta, se obtiene de los cálculos de la CNE para el precio de nudo o regulado en el SIC para la misma fecha, esto es, Octubre de 2003 (CNE, 2003b). Mientras el precio promedio de los contratos vigentes es de 25,03 pesos/kWh el precio teórico monómico es de 21,83 pesos/kWh; lo que arroja un margen de 14,7 % muy inferior al 70 % encontrado anteriormente.

Es problemático para un análisis de competencia, sin embargo, comparar el precio “teórico” del modelo de la CNE con el precio promedio de los contratos vigentes ya que mientras el primero “mira hacia adelante” (i.e., considera promedios de 48 meses en el futuro) el segundo “mira hacia atrás” al considerar contratos firmados varios años atrás. Por lo mismo, nuestro análisis considera el precio de contratos recientemente firmados.

¿Qué explica entonces estas grandes diferencias de márgenes entre el SING y el SIC para un mismo período, esto es, antes del 2006? Una posibilidad es que los pagos por potencia sean distintos en un sistema que en el otro. Los mismos informes con los cálculos de precio de nudo de la CNE (CNE 2003a y 2003b) sirven para explorar esta posibilidad. En el SING el pago por

potencia era de 4480,40 pesos/kW/mes mientras que el SIC era de 3637,24 pesos/kW/mes. Si a esto sumamos el que el precio básico de la energía calculado por la CNE era más alto en el SIC que en el SING, cualquier diferencia en pago por potencia ampliaría aún más la brecha de márgenes entre ambos sistemas. Otra explicación podría estar relacionada con las características de las empresas industriales en el SING, con perfiles de consumo elevados y más previsibles. Si bien los clientes libres en SING son en su mayoría empresas mineras, también existen varias empresas de tamaños comparables en el SIC (ver Anexo D) lo que debilitaría esta explicación alternativa.

Nuestra lectura de la información disponible es más bien que los márgenes más elevados que se observan en el SIC, y especialmente la gran variación en los precios de los contratos, se debe a una menor competencia en el SIC. Dado que los niveles de concentración en ambos sistemas no son muy distintos (ver Figura 2.2), creemos que esta menor competencia podría estar explicada principalmente por el mayor número de clientes libres de menor tamaño que existen en el SIC relativo al SING. En un mercado donde los precios se negocian bilateralmente, los agentes de menor tamaño acceden a condiciones menos favorables producto de su menor poder de negociación. Esto a su vez explicaría la alta dispersión de precios de contratos aún para una misma fecha. Vemos difícil que la dispersión que se observa pueda ser explicada enteramente por diferencias en el coste de suministrar energía a distintos clientes ya sea por diferencias en el punto de retiro de la energía, capacidad de pago, perfil de consumo, etc.⁴⁵ Tampoco por diferencias en costes de oportunidad ya que se observa alta dispersión incluso en períodos de baja incertidumbre (i.e., antes del 2006). Exploramos más formalmente esta hipótesis en el análisis econométrico que sigue. En este análisis explotamos dos elementos que nos permiten testear indirectamente competencia sin necesidad de recurrir a comparaciones de precios y costes (aunque si controlamos por estos últimos). El primer elemento es la presencia de consumidores de distintos tamaños y el segundo es el hecho que las compañías generadoras compiten simultáneamente bajo dos mecanismos de mercado distintos: licitaciones y negociaciones bilaterales.

5.4 COMPARACIÓN DE CONTRATOS: ESTIMACIÓN ECONOMÉTRICA

Para analizar y cuantificar las diferencias entre contratos libres y licitaciones, así como explorar la heterogeneidad entre contratos libres, utilizamos el método de la regresión. Las regresiones describen los precios medios pagados en los contratos asignados en las licitaciones y en el mercado de los clientes libres, al tiempo que controlan por otros factores importantes. Es importante enfatizar que esta metodología es útil para describir los factores que se relacionan con el precio del contrato, pero no determinan una causalidad.

La Tabla 5.2 presenta los resultados de las estimaciones respecto al precio de los contratos.

⁴⁵El número limitado de observaciones nos impiden hacer análisis más fino en esta dirección.

Tabla 5.2: Análisis de los Precios de los Contratos

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Contrato Libre	10.44 (8.46)	55.93** (12.32)	47.19** (11.53)	49.37** (11.74)	50.12** (11.47)	7.02 (13.83)
Gran Cliente		-21.25* (8.33)	-24.56** (8.33)	-24.04** (8.40)	-22.76** (8.41)	-24.77** (7.83)
Duración			-2.42** (0.86)	-2.36** (0.88)	-2.13* (0.88)	-2.11* (0.88)
Coste Desarrollo				1.03 (1.05)		
Coste Oportunidad					1.04 (0.71)	
Coste Oportunidad Alt.						1.36** (0.38)
Bondad de Ajuste	0.01	0.74	0.76	0.76	0.77	0.79

Notas: Errores estándares robustos entre parentesis. ** indica significativo al 1%; * indica significativo al 5%; † indica significativo al 10%. Las especificaciones (2) a (6) incluyen efectos fijos de año y empresa generadora. Número de observaciones: 140.

La primera especificación muestra de forma sencilla la diferencia de precios entre los contratos libres y las licitaciones, mostrando que los contratos libres son en general más caros, en particular, alrededor de 10 dólares de media. Esta diferencia podría estar capturando varios efectos. Por ejemplo, el momento de la firma de los contratos, la identidad de la empresa, el horizonte temporal, la duración, o el coste de oportunidad.

Las especificaciones (2) a (6) consideran distintos controles que capturan factores que afectan a la contratación. La especificación (2) incluye efectos fijos por año y empresa generadora, así como un control por el tamaño del cliente libre. Uno puede ver que los clientes libres de mayor tamaño (Gran Cliente) tienden a pagar bastante menos que los clientes libres de menor tamaño (los con potencia conectada menor a 20 MW; ver Anexo D). La especificación (3) incluye un control por la duración del contrato. El coeficiente de la duración de contratos es negativo y significativo en todos los casos. El resultado sugiere que contratos más largos tienden a tener menor precio, con un descuento medio de poco más de dos dólares por año. Es importante tener en cuenta que el nivel de precios y la duración de los contratos podrían estar relacionados entre sí, por varias razones. Por ejemplo, durante la crisis del gas, los contratos tendieron a ser más cortos y los precios más altos. Por este motivo es importante incluir los efectos fijos por año: sin ellos, el efecto medio de la duración de los contratos en los precios es de seis dólares por año.

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

Debido a estas diferencias entre el momento de firma del contrato y el inicio del suministro, las diferencias en precios pudieran capturar diferencias en los costes esperados. Por este motivo, las especificaciones (4) a (6) consideran controles adicionales que tienen en cuenta el coste de desarrollo o el coste de oportunidad, considerando definiciones alternativas basadas en datos de la CNE. Las especificaciones (4) y (5) son similares a las anteriormente consideradas, mientras que la especificación (6) no muestra diferencias significativas en precios entre licitaciones y clientes libres, una vez considerado el efecto del coste de oportunidad corrigiendo por el momento en que se inicia la entrega de energía establecida en el contrato.

La diferencia principal entre la especificación (5) y (6) se refiere a la definición del coste de oportunidad. Mientras que la especificación (5) utiliza expectativas en el momento de la firma del contrato, la especificación (6) utiliza expectativas a tres años vista para las licitaciones de suministro de distribución, puesto que la entrega se produce generalmente a tres años vista. Las regresiones sugieren que las previsiones a tres años vista eran optimistas y que contribuyen a explicar que las empresas estuvieran dispuestas a ofertar a menores precios en las licitaciones. Dadas las limitaciones en la medición del coste de oportunidad, es difícil discernir entre estos modelos alternativos. En todo caso creemos que la especificación (6) es un caso extremo que tendría más sentido en un mundo donde los contratos fueran de muy corta duración (3 años) o alternativamente que no pudieran incluir mecanismos de indexación que pudieran cubrir alzas (o caídas) momentáneas en el coste de oportunidad.

Los ejercicios de indexación del Anexo B muestran que los contratos están al menos parcialmente indexados al coste marginal (o por lo menos que es factible hacerlo en alguna medida si fuera necesario). Esto indica que lo más relevante para la estimación del coste de oportunidad de un contrato de varios años de duración es el momento de la firma del mismo, más precisamente, las expectativas de coste de largo plazo al momento de su firma, más allá de si el suministro comienza seis meses o 3 años después de su firma. Y los efectos fijo de año en las especificaciones (2)-(5) hacen precisamente eso, capturar expectativas de coste al momento de la firma de los contratos.⁴⁶

Los resultados presentados son consistentes con la hipótesis de que los precios ofertados en las licitaciones fueron, después de controlar por las características de los contratos, inferiores a los precios ofertados en el mercado libre. Dado que hay factores no incorporados en el análisis que tienden a reducir el atractivo de las licitaciones, la evidencia sugiere que las licitaciones llevan a precios más bajos aún si consideramos los resultados de la especificación (6). En la mayoría de las especificaciones, tenemos evidencia estadísticamente significativa que los contratos en las licitaciones fueron 47 a 50 dólares más baratos en media frente a los precios pagados por los clientes libres de menor tamaño (aún tomando en consideración los resultados de ambas especificaciones (5) y (6) es razonable plantear una diferencia promedio de al menos

⁴⁶Por ejemplo, la anualidad equivalente para un flujo de 10 años de coste marginal que parte en 150 para los dos primeros años y sigue en 100 para los ocho años restantes es de 114 (usando una tasa de descuento de 10 %); es decir, sólo 14 % superior a la anualidad de un flujo constante de 100 que parte dos años más tarde.

30 dólares). Para el caso de los clientes libres de mayor tamaño esa diferencia se reduce en aproximadamente 22 dólares.⁴⁷

Los datos disponibles no permiten ser más precisos respecto del mecanismo que lleva a esta menor competencia en el mercado de los clientes libres relativo a la observada en las licitaciones. Si bien descartamos conductas colusivas en estas últimas, la información disponible no permite hacer lo mismo aquí. En primer lugar el que no se haya detectado colusión en un mercado —licitaciones— no garantiza la ausencia de colusión en otro mercado donde participan las mismas compañías —mercado clientes libres. Hay varios ejemplos ilustrando la existencia de acuerdos colusivos que abarcan sólo algunos productos o mercados geográficos donde participan las mismas firmas (Harrington, 2006). Dada la gran dispersión en precios y variabilidad en los esquemas de indexación utilizados creemos que de existir colusión ésta tendría que tomar la forma de “asignación o repartición concertada de clientes”, y muy posiblemente afectando sólo a los clientes libres de menor tamaño. Pero como dijimos anteriormente, no hay forma de testear dicha hipótesis con los datos que tenemos.⁴⁸ Se necesita información más detallada de estos contratos, con especial atención al proceso de renovación de contratos, y también información de otros contratos de clientes libres que no están en la base utilizada por la CNE en su cálculo de precio nudo.

Por otra parte, el resultado de menor competencia en el mercado de los clientes libres es consistente con una conducta no-cooperativa, esto es, de competencia oligopolística o imperfecta. A diferencia de las licitaciones, mercados que se despejan vía negociaciones bilaterales sufren de fricciones y costes de búsquedas y de negociación que se debieran reflejar en mayores precios, en promedio. Más aún, uno debiera esperar que el tamaño de los agentes tenga un impacto en los precios resultantes de momento que afecta el poder de negociación de las partes dentro de la relación bilateral. Nuestro resultado de que los consumidores más pequeños enfrentan precios más altos, acompañado de la alta dispersión de precios, es consistente con esto último.

Finalmente, examinamos especificaciones alternativas en el apéndice E. Llevamos a cabo dos análisis de robustez. En primer lugar, consideramos definiciones alternativas para grandes clientes libres. La Tabla E.1 considera el tamaño del contrato, en vez de la variable discreta de Gran cliente. Encontramos que un contrato mayor está relacionado con menores precios, pero este efecto no es significativo. Una razón puede ser que los clientes grandes tienen un

⁴⁷Agentes de la industria nos comentaron que los clientes libres de mayor tamaño tienen en general consumos más parejos durante el día que los de menor tamaño que tienden a consumir más en horas punta. Esto podría explicar parte de la reducción que encontramos pero no podemos ser más precisos sin acceso a perfiles más detallados de consumo. También se nos planteó que los clientes de mayor tamaño tienden a tener consumos más parejos y previsibles en el tiempo lo que explicaría parte de los menores precios. No encontramos apoyo para esto último revisando la evolución de las ventas para una muestra de contratos de distintos tamaños. Tal como se muestra en la última columna del cuadro del Anexo F, la volatilidad de las ventas para contratos de mayor tamaño no es muy distinta a la de los contratos de menor tamaño.

⁴⁸Una forma de levantar información para testear esta hipótesis es con una encuesta a una muestra representativa de clientes libres preguntando cuántos oferentes participaron en las licitaciones o negociaciones de suministro de cada uno de ellos.

mix de contratos mayores y menores, siendo el tamaño del contrato bastante diverso. La Tabla E.2 incluye la potencia conectada del cliente, en lugar del tamaño del contrato. En este caso, la relación entre tamaño y precio es también negativa y significativa al 5 %.

En segundo lugar, analizamos especificaciones alternativas para los errores estándares. Las regresiones de base consideran errores estándares robustos (White). La Tabla E.3 considera adicionalmente errores calculados con bootstrap, jackknife y clústeres por año-empresa. Encontramos que los resultados son parecidos utilizando bootstrap y jackknife, pero la significancia es menor cuando utilizamos clústeres. Una razón es que hay un número limitado de observaciones (140 en total), por lo cual es difícil calcular errores estándar que sean muy flexibles. El procedimiento de bootstrap y jackknife pone de manifiesto que los resultados no son debidos a outliers.

Cualquiera sea el caso, la evidencia sugiere que las licitaciones son un mecanismo efectivo para intensificar competencia en comparación con la contratación bilateral. Aun así, es evidente que para que así sea se requiere la afluencia de suficientes participantes en la subasta. El hecho de que las últimas licitaciones hayan sido declaradas desiertas pone de manifiesto su poco atractivo a los ojos de las empresas generadoras.

6 DISCUSIÓN DE RESULTADOS Y RECOMENDACIONES

En este estudio hemos analizado la competencia en el mercado eléctrico chileno. Por una parte, hemos querido comprender cómo compiten las tres principales compañías generadoras en las licitaciones de contratos de largo plazo de empresas distribuidoras. Para ello, hemos comparado el comportamiento observado de las empresas en las subastas de licitación con las predicciones de distintos modelos de competencia (competencia perfecta, competencia oligopolística y colusión). Por otra parte, hemos explotado el hecho que estas mismas empresas además de participar en las licitaciones están simultáneamente compitiendo en el mercado de contratos de largo plazo de clientes libres/industriales, el cual se rige mayoritariamente por negociaciones bilaterales. La comparación entre los precios negociados en las subastas frente a los del mercado de contratos aporta información sobre la intensidad de la competencia en estos dos entornos dado que el coste de oportunidad para las empresas es el mismo, independientemente de dónde o con quién se negocie la compra-venta de la electricidad.

En relación con el primer análisis, nuestros resultados indican que la competencia en las subastas de licitación no es perfecta en la medida que las ofertas de los generadores no son cercanas al coste de oportunidad de proveer energía. También hemos podido descartar conductas del tipo colusivas (i.e., acciones concertadas para elevar precios) porque las ofertas no son cercanas a los precios techo de la subasta. Por el contrario, los resultados demuestran que el comportamiento de la oferta es consistente con modelos de competencia oligopolística, que predicen que en presencia de límites de capacidad, cuando las empresas tienen alta certidumbre de ser pivotaes en alguna fracción de la energía que ofrecen, los precios de equilibrio (elegidos por

las empresas de manera aparentemente aleatoria) se situarán entre el coste de oportunidad y el precio techo de la subasta. El hecho de que este tipo de competencia genere precios medios superiores al coste de oportunidad demuestra que las subastas no son capaces de transmitir al consumidor final los precios del mercado mayorista –la cual era una de las premisas de reforma. La teoría económica nos dice que estos resultados no son del todo sorprendentes dada la elevada concentración de mercado y la estrechez de la oferta durante el período en que estas subastas han sido implementadas. A ello también se suman las primas de riesgo que exigen los generadores por comprometerse a vender a un cierto precio cuando sus costes de oportunidad son volátiles e inciertos. Por tanto, los márgenes que se observan en las subastas frente al mercado mayorista parecen ser resultado tanto del poder de mercado como de las primas de riesgo que genera el propio diseño del mecanismo.

No obstante, los resultados del segundo análisis muestran que la competencia de las empresas en el mercado de los clientes libres es, *ceteris paribus*, incluso más débil que la competencia en las licitaciones. Las diferencias observadas entre los precios que se pagan en ambos contextos son incluso más marcadas para los clientes de menor tamaño, que pagan precios superiores a los pagados por los grandes clientes. Estos resultados son ciertamente importantes porque ponen de manifiesto que la falta de competencia impide que los precios reflejen costes, y que los impactos negativos son asimétricos entre consumidores. Pero no por importantes son necesariamente sorprendentes. Por una parte, en mercados que se despejan a través de negociaciones bilaterales es razonable esperar que los consumidores más pequeños enfrenten precios más altos, producto de su menor poder negociador. En segundo lugar, las negociaciones bilaterales, a diferencia de las subastas, tienen asociadas fricciones y costes de búsqueda que se debieran reflejar en mayores precios.

El alza de los precios ya está restando competitividad a la industria chilena y se va a transmitir pronto a las familias. Resulta por tanto urgente acometer reformas que permitan paliar esta situación y atacar los problemas de raíz. Una vez identificados los problemas de competencia, a lo largo del informe se han hecho algunas recomendaciones tendentes a fomentar la competencia en el sector eléctrico chileno, entre las que cabe destacar las siguientes:

- Extender el uso de las subastas al mercado de los clientes libres, especialmente los de menor tamaño. Dado el efecto positivo de las licitaciones sobre la competencia en comparación con los mercados bilaterales, nuestros resultados muestran que la autoridad debiera haber introducido las licitaciones de contratos de distribución mucho antes de lo que lo hizo en 2006 e independientemente de la ocurrencia o no de la crisis.
- No obstante, dado que las subastas tampoco consiguen la convergencia de precios a los precios del mercado spot, sería conveniente permitir a los clientes libres acceder a participar directamente en el mercado spot, en la medida de lo posible. Esto contribuiría a reducir las primas de riesgo que la demanda soporta en la subastas de licitación. La posibilidad de tener la opción sobre si acudir a las subastas o al mercado spot permitiría que

los clientes auto-seleccionaran bien un mecanismo con precios fijados pero seguramente más elevados frente a otro mecanismo con precios volátiles pero seguramente menores.

- Hay margen para mejorar el diseño de las subastas, sobre todo, incidiendo en una simplificación del proceso que hagan más transparentes y menos manipulables las subastas. Sin embargo, todo parece indicar que aunque se palíen las deficiencias de diseño de las subastas, algo que igualmente no es trivial dados los trade-offs que existen al momento de escoger entre distintos diseños, los problemas de competencia persistirían como resultado de la elevada concentración existente en el mercado y de las trabas a la entrada para nuevos agentes. Siguiendo la experiencia brasileña, una forma de disminuir estas últimas es que el Gobierno pueda ofrecer un menú amplio de proyectos de nuevas inversiones con todas las licencias medio-ambientales al día al momento de iniciar el proceso de licitación.
- Una posible forma de ejercitar poder de mercado en un sistema de costes auditados, sin embargo, es a través de un retiro estratégico de plantas a mantención. Esto es algo que nosotros no estudiamos ya que no tenemos forma de testarlo ni tampoco evaluar que tan importante podría ser. Sin duda que es un aspecto que vale la pena investigar a futuro.
- Por último, consideramos oportuno poner de manifiesto que las autoridades regulatorias y de competencia pueden intervenir en el mercado para mejorar su funcionamiento sin que para ello sea necesario disponer de evidencia sobre colusión tácita o explícita. Por ejemplo, en el caso británico, no ha habido nunca evidencia de colusión explícita y sin embargo el regulador ha llevado a cabo diversas intervenciones parciales y cambios profundos en la organización del sector ante un funcionamiento del mercado no siempre adecuado, en parte causado por el ejercicio de poder de mercado. Consideramos que la evidencia presentada en este informe justifica el que se lleve a cabo una petición de datos al sector con el objetivo de realizar una investigación más profunda sobre los comportamientos de las empresas (especialmente en el mercado de clientes libres) y sobre los efectos que estas prácticas tienen sobre los distintos colectivos de clientes.

Referencias

- [1] Allaz, B. y J.-L. Vila (1993), Cournot competition, forward markets and efficiency, *Journal of Economic Theory* 59, 1-16.
- [2] Arellano, M.S., and P. Serra (2007), A model of market power in electricity industries subject to peak load pricing, *Energy Policy* 25, 5130-5135.
- [3] Arellano, M.S., y P. Serra (2010), Long-term contract auctions and market power in regulated power industries, *Energy Policy* 38, 1759-1763.
- [4] Bernheim y Whinston (1990), Multimarket Contact and Collusive Behavior, *RAND Journal of Economics* 21, 1-26.
- [5] Bernstein, S., G. Bitrán, A. Jadresic y M. Tokman (2013a). Agenda para impulsar las inversiones en generación eléctrica de base en el SIC, Primer Informe, CPC, Julio.
- [6] Bernstein, S., G. Bitrán, A. Jadresic y M. Tokman (2013b). Agenda para impulsar las inversiones en generación eléctrica de base, Segundo Informe, CPC, Octubre.
- [7] Borenstein, S., J.B. Bushnell y F.A. Wolak (2002), Measuring market inefficiencies in California's restructured wholesale electricity market, *American Economic Review* 92, 1376-1405.
- [8] Borenstein, S., J.B. Bushnell y S. Stoft (2000), The Competitive Effects of Transmission Capacity in A Deregulated Electricity Industry, *RAND Journal of Economics* 31, 294-325.
- [9] Bulow, J. y Klemperer, P. (1996) Auctions versus Negotiations, *American Economic Review* 86, 180-94.
- [10] Bustos, J. (2013), Bidding behavior in the Chilean electricity market, working paper, Universidad Mayor, Santiago.
- [11] CADE (2011), Informe de la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico (CADE), Santiago, Noviembre.
- [12] CNE (2003a), Fijación de precios de nudo octubre 2003 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Informe Técnico Definitivo, CNE, Octubre.
- [13] CNE (2003b), Fijación de precios de nudo octubre 2003 Sistema Interconectado Central (SIC), Informe Técnico Definitivo, CNE, Octubre.
- [14] Cramton, P. y J. A. Schwartz (2000), Collusive Bidding: Lessons from the FCC Spectrum Auctions, *Journal of Regulatory Economics* 17, 229-252.

- [15] Fabra, N. y M.-A. de Frutos (2011), Endogenous capacities and price competition: The role of demand uncertainty, *International Journal of Industrial Organization* 29, 399–411.
- [16] Fabra, N. (2003), Tacit Collusion in Repeated Auctions: Uniform versus Discriminatory, *Journal of Industrial Economics* 51, 271-293.
- [17] Fabra, N., y J. Toro (2005), Price wars and collusion in the Spanish electricity market, *International Journal of Industrial Organization* 23, 155-181.
- [18] Fabra, N., N.H.M. Von der Fehr y D. Harbord (2006), Designing electricity auctions, *RAND Journal of Economics* 37, 23-46.
- [19] Fabra, N., N.H.M. Von der Fehr y M.-A. de Frutos (2011), Market Design and Investment Incentives, *The Economic Journal* 121, 1340–1360.
- [20] von der Fehr, N.-H. y D. Harbord (1998), Competition in Electricity Spot Markets. Economic Theory and International Experience, Memorandum 05/1998, Oslo University, Department of Economics.
- [21] Gibbons, R. (1992), *Game Theory for Applied Economists*, Princeton University Press.
- [22] Giulietti, M., L. Grossi y M. Waterson (2010), Price transmission in the UK electricity market: Was NETA beneficial?, *Energy Economics* 32, 1165-1174.
- [23] Harrington, J. (2006), Behavioral Screening and the Detection of Cartels, Robert Schuman Center, European University Institute, 2006 EU Competition Law and Policy Workshop/Proceedings.
- [24] Johnsen, T.A., S.K. Verma y C. Wolfram (1999), Zonal pricing and demand-side bidding in the Norwegian Electricity Market, Working paper of the University of California Energy Institute, PWP-063.
- [25] Klemperer, P. (2002), What Really Matters in Auction Design, *Journal of Economic Perspectives* 16, 169-189.
- [26] Liski, M. y J.-P. Montero (2006), Forward trading and collusion in oligopoly, *Journal of Economic Theory* 131, 212-230.
- [27] Loxley, C. y Salant, D. (2004), Default Service Auction, *Journal of Regulatory Economics* 9, 201-229.
- [28] Maurer, L. y L. Barroso (2011), Electricity Auctions : An Overview of Efficient Practices, Report, The World Bank.

- [29] Moreno, J., R. Moreno, H. Rudnick y S. Mocarquer (2012), Licitaciones para el abastecimiento eléctrico de clientes regulados en Chile: Desafíos y oportunidades, *Revista Estudios Públicos*, CEP Chile.
- [30] Paredes, R. (2004), Re definición de las Horas Punta y Eficiencia del Sistema Eléctrico, informe interno, Chilectra.
- [31] Varas, P. (2013), Estudios Empíricos de Competencia en el Mercado Eléctrico Chileno, Tesis de Magister en Ingeniería, P. Universidad Católica de Chile, Santiago.
- [32] Wolak, F. (2000), An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behavior in a Competitive Electricity Market, *International Economic Journal* 14, 1-39.
- [33] Wolfram, C. (1999), Measuring duopoly power in the British electricity spot market, *American Economic Review* 89, 805-826.

ANEXOS

A MECANISMO DE ASIGNACIÓN EN LICITACIONES

El mecanismo de licitación empleado en Chile tiene la particularidad de juntar bloques de distintas características en un mismo proceso permitiendo a los oferentes hacer ofertas independientes para cada uno de los bloques y simultáneamente establecer un límite máximo de venta agregada.⁴⁹ Así, podría ocurrir que una misma empresa presente las ofertas más agresivas en todos los bloques pero que sólo termina adjudicándose algunos de ellos ya que de lo contrario se sobrepasaría su límite máximo de venta. En este caso uno dice que el límite máximo está activo y se debe definir un criterio para tratar simultáneamente todas las ofertas de forma de obtener la mejor adjudicación posible (cuando los límites máximos no están activos el criterio es simplemente asignar por menor precio).

El criterio más sencillo sería probablemente minimizar el precio promedio de la licitación. Sin embargo, como esto podría llevar a mucha dispersión en los precios asignados a los distintos bloques, la CNE ha optado por un criterio de adjudicación que busca minimizar la suma de las diferencias cuadráticas de los precios no ponderados de cada bloque, respecto de lo ocurriría en escenario sin restricción en la adjudicación a cada empresa, es decir, obviando la existencia de los límite máximos establecidos por las empresas en sus ofertas. Con la ayuda de un simple ejemplo, explicamos el criterio que actualmente usa la CNE. No obstante no creemos que la falta de competencia que observamos en las subasta tengan directa relación con este criterio de adjudicación.

A.1 EJEMPLO: CRITERIO CNE

Suponga que existen solo dos oferentes G_i (generadores) $i \in \{A, B\}$ y que se licitan dos contratos eléctricos (bloques) $b \in \{1, 2\}$ de distinto tamaño (ξ_b) a un precio máximo o de reserva \bar{P}^b . A su vez, cada bloque se divide en sub-bloques de tamaño s . Las generadoras entregan combinaciones de precio $P_i^{b,\#s}$ y número de sub-bloques que están dispuestas a llevarse a ese precio. En caso que el mecanismo determine que la oferta marginal es por un número mayor de sub-bloques de los requeridos para completar la asignación de un bloque, el regulador propone a la generadora que divida su oferta. El oferente podría negarse a que su oferta sea dividida.⁵⁰ Finalmente, cada oferente define un límite máximo $\bar{\xi}^i$ de electricidad que está dispuesto a proveer. Los datos del ejemplo se encuentran en la Tabla A.1.

En la aplicación del criterio de la CNE a los datos de la Tabla A.1 veamos primero como sería

⁴⁹Los bloques pueden diferir en aspectos como: (i) la identidad de distribuidora que licita el o los contratos, (ii) el tamaño del bloque licitado (en GWh), (iii) las fechas de inicio y término del contrato, (iv) el punto de retiro de la energía en el sistema (para que el precio de reserv común tenga sentido lo que se hace es mediante factores de modulación, llevar todas las ofertas a un punto de retiro común); y (v) el tamaño de los sub-bloques (esto último determina la cantidad de energía mínima por la cual se puede hacer una oferta).

⁵⁰En todas las consultas que se han realizado, la respuesta del generador ha sido aceptar la división de su oferta.

Tabla A.1: Datos del Ejemplo.

		$\bar{\xi}^A$	=	350			
		$\bar{\xi}^B$	=	150			
Bloque 1				Bloque 2			
\bar{P}	=	10		\bar{P}	=	10	
ξ_1	=	300		ξ_2	=	100	
s_1	=	50		s_2	=	50	
	G_1		G_2		G_1	G_2	
Precio	Sub-bloques	Precio	Sub-bloques	Precio	Sub-bloques	Precio	Sub-bloques
6	2	7	1	8,5	1	6	1
9	4	8	1	10	1	8	1

la adjudicación sin considerar los límites máximos. Los resultados están en la Tabla A.2 destacados en amarillo. De esta adjudicación se obtienen los precios “sin restricción” para cada bloque los que son iguales a

$$P_{SR}^1 = \frac{6 \times 2 + 7 + 8 + 9 \times 2}{6} = 7,5$$

$$P_{SR}^2 = \frac{6 + 8}{2} = 7$$

Tabla A.2: Adjudicación sin Límites.

		$\bar{\xi}^A$	=	350			
		$\bar{\xi}^B$	=	150			
Bloque 1				Bloque 2			
\bar{P}	=	10		\bar{P}	=	10	
ξ_1	=	300		ξ_2	=	100	
s_1	=	50		s_2	=	50	
	G_1		G_2		G_1	G_2	
Precio	Sub-bloques	Precio	Sub-bloques	Precio	Sub-bloques	Precio	Sub-bloques
6	2	7	1	8,5	1	6	1
9	4 (consulta)	8	1	10	1	8	1

Habiendo obtenido los precios “sin restricción” estamos en condiciones de aplicar el criterio de la CNE que se reduce a encontrar los precios “con restricción” o “finales” que minimizan la función

$$(P_F^1 - P_{SR}^1)^2 + (P_{CR}^2 - P_{SR}^2)^2$$

En este caso el algoritmo de adjudicación de la CNE seleccionaría según el destacado en el Tabla A.3 lo que a su vez entrega los siguientes precios “con restricción” o finales

$$P_F^1 = \frac{6 \times 2 + 7 + 9 \times 3}{6} = 7, \bar{6}$$

$$P_F^2 = \frac{6 + 8}{2} = 7$$

El precio del primer bloque aumenta levemente, mientras que el otro se mantiene.

Tabla A.3: Adjudicación con Restricción.

		$\bar{\xi}^A$	=	350			
		$\bar{\xi}^B$	=	150			
Bloque 1				Bloque 2			
\bar{P}	=	10		\bar{P}	=	10	
ξ_1	=	300		ξ_2	=	100	
s_1	=	50		s_2	=	50	
G_1		G_2		G_1		G_2	
Precio	Sub-bloques	Precio	Sub-bloques	Precio	Sub-bloques	Precio	Sub-bloques
6	2	7	1	8,5	1	6	1
9	4 (consulta)	8	1	10	1	8	1

A.2 UN CRITERIO ALTERNATIVO

Una alternativa hubiese sido usar el criterio de minimización del precio promedio de la licitación. En ese caso la asignación hubiese sido la que se muestra en la Tabla A.4.

Tabla A.4: Criterio Alternativo.

		$\bar{\xi}^A$	=	350			
		$\bar{\xi}^B$	=	150			
Bloque 1				Bloque 2			
\bar{P}	=	10		\bar{P}	=	10	
ξ_1	=	300		ξ_2	=	100	
s_1	=	50		s_2	=	50	
G_1		G_2		G_1		G_2	
Precio	Sub-bloques	Precio	Sub-bloques	Precio	Sub-bloques	Precio	Sub-bloques
6	2	7	1	8,5	1	6	1
9	4 (consulta)	8	1	10	1	8	1

Con este criterio se consigue un precio promedio de la licitación más bajo, pero el bloque más pequeño obtiene un precio final más elevado. Justamente por este motivo el regulador decidió aplicar el criterio anterior, con el objeto de evitar que las distribuidoras supuestamente más pequeñas obtengan precios más altos.

B EL ROL DE LA INDEXACIÓN

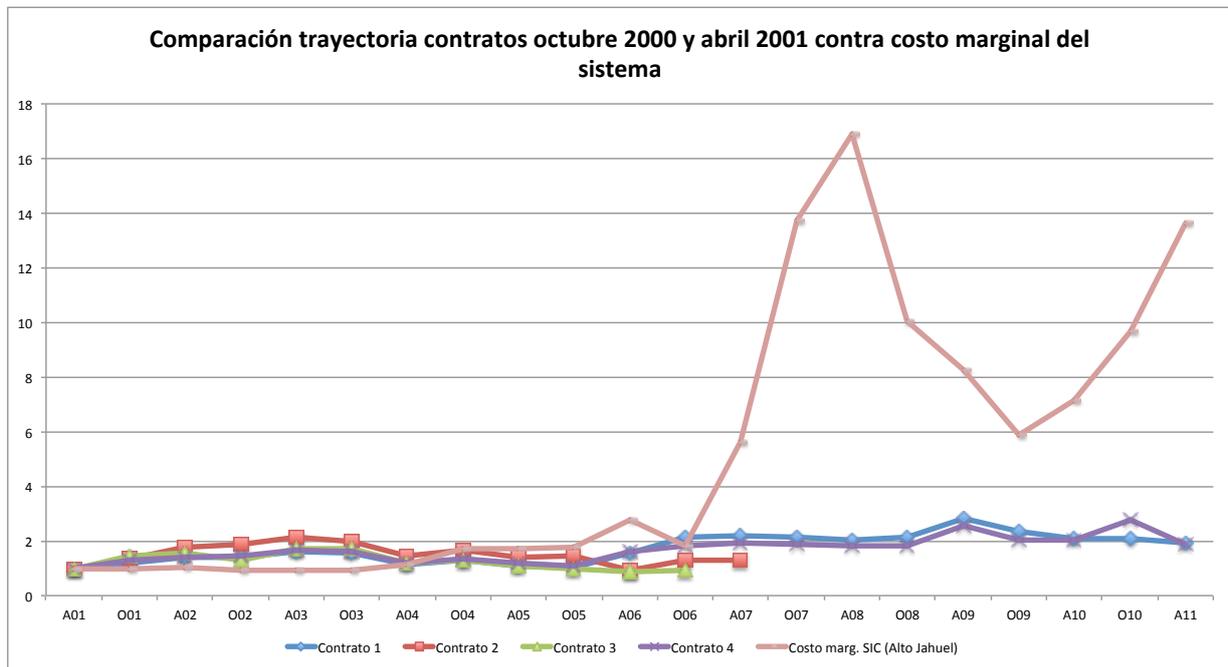
Este Anexo incluye dos ejercicios. Por una parte ilustramos el funcionamiento de la indexación en la práctica con la evolución de los precios de algunos contratos de clientes libres. En particular estamos interesados en entender que tan indexados están estos contratos al coste marginal del sistema. Por otra parte revisamos un argumento que se ha mencionado en varias ocasiones de que el permitir a las compañías indexarse a coste marginal reduciría los incentivos a la inversión en tecnologías más económicas o de base.

B.1 ¿QUÉ TAN INDEXADOS ESTÁN LOS CONTRATOS?

Antes de discutir los efectos de la indexación en el comportamiento e incentivos de las empresas, es importante analizar como la indexación se comporta en práctica. Las Figuras B.1, B.2

y B.3 presentan la evolución de los índices de los contratos, comparados contra el coste marginal del sistema.

Figura B.1: Indexación de contratos en 2000-2001



Como se puede observar en los gráficos, los contratos en 2000 y 2001 tienen un perfil de evolución bastante plano. Este hecho se pone de relieve especialmente durante la crisis del gas, cuando los costes marginales del sistema aumentan significativamente, comparado con los contratos. Esta gran diferencia sugiere que los contratos, si bien están indexados a los precios de los inputs, no necesariamente siguen el coste marginal en caso de un cambio estructural inesperado.

En los contratos firmados entre 2005 y 2006, se observa que la indexación al coste marginal es mucho más aparente, si bien aún existen importantes diferencias entre los contratos. En algunos casos, los contratos aparecen seguir el coste marginal en gran medida (contratos 3 y 5), sugiriendo que la indexación a coste marginal es posible. La mayor parte de los contratos inducen subidas de precios, pero en menor medida que el coste marginal.

Finalmente, para los contratos firmados entre 2007 y 2008, se observa que, del mismo modo que los precios de los contratos no suben tanto como el coste marginal durante la crisis, éstos tampoco bajan tanto. Si bien algunos contratos percibieron reducciones de precios correlacionadas con el coste marginal (contratos 2 y 4), otros observaron incrementos de precio durante el período (contrato 5).

En resumen, los precios de los contratos parecen exhibir menos volatilidad que los costes marginales. Esto podría deberse a una falta de previsión de los cambios estructurales debidos a la crisis, que reducían la necesidad o atractivo de indexar al coste marginal, especialmente para los contratos de 2000 y 2001. También puede ser debido a una decisión explícita de "risk sharing" en el momento de la firma de los contratos, entre el generador y el cliente, por el cual

Figura B.2: Indexación de contratos en 2005-2006

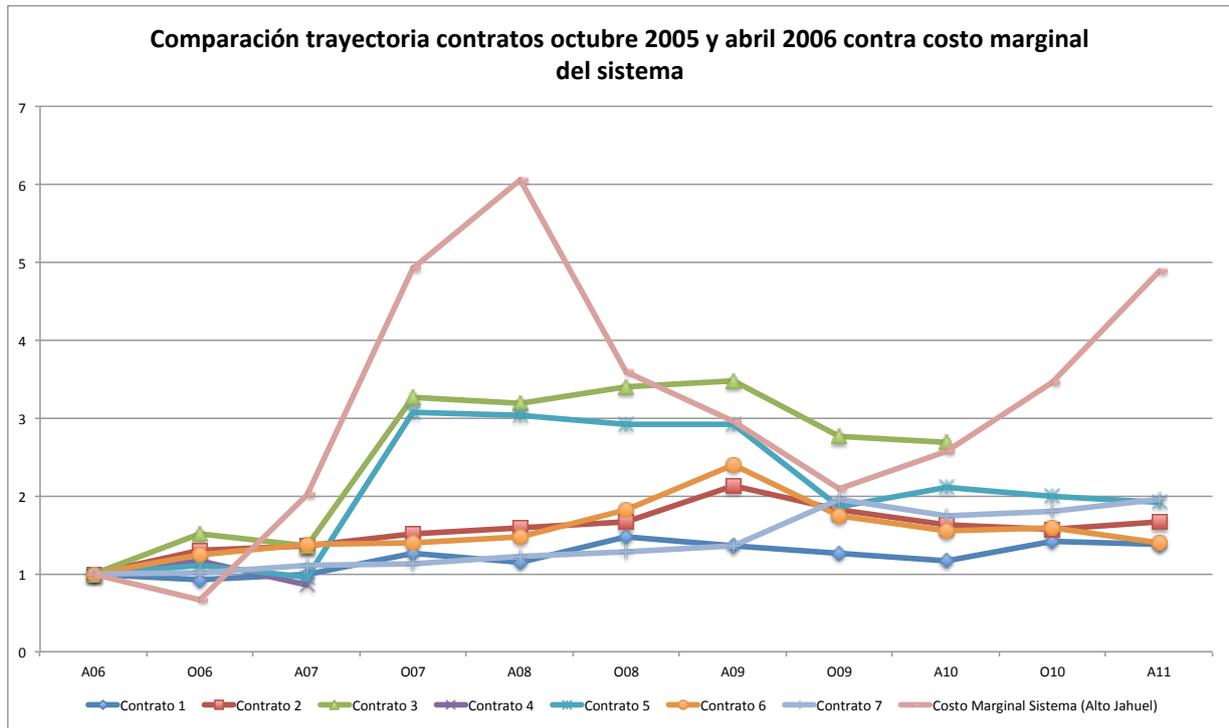
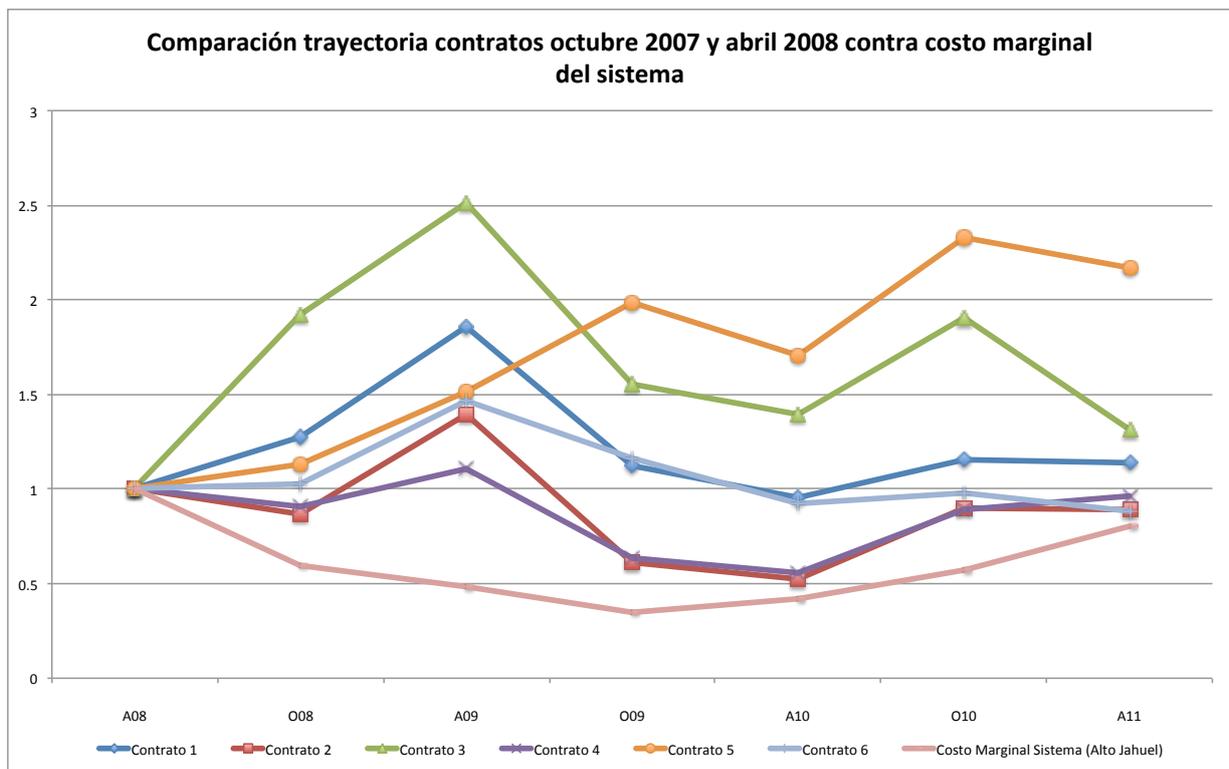


Figura B.3: Indexación de contratos en 2007-2008



el generador absorbe parte de la volatilidad de los costes marginales del sistema.

B.2 RIESGOS DE LA INDEXACIÓN A COSTE MARGINAL

Se ha mencionado que permitir la indexación a coste marginal en las licitaciones podría reducir los incentivos a la inversión ya que las firmas se benefician de costes marginales altos aún si son deficitarias, es decir, aún no teniendo suficiente capacidad para abastecer sus propios contratos y estando forzadas a recurrir al spot para cubrir la diferencia (cuando las firmas no son deficitarias no hay ambigüedad). El argumento se puede explicar con el siguiente modelo simple. Suponga un contrato entre un generador y un cliente libre por un tamaño de 1. El generador es deficitario, sólo genera $x < 1$. Por otro lado sólo una fracción y del contrato es a precio fijo, digamos a precio p_f , y el resto está indexado al coste marginal del sistema, que denotaremos por c_s . La fracción indexada a precio fijo es $y < x$. El coste marginal del generador es $c_g < c_s$.

La utilidad del generador con este contrato viene dada por

$$\pi = yp_f + (1 - y)c_s - xc_g - (1 - x)c_s$$

donde los primeros dos primeros términos representan los ingresos y los dos últimos los costes. Reordenando se obtiene

$$\pi = x(c_s - c_g) - y(c_s - p_f)$$

El primer término es positivo mientras que el segundo es negativo ya que muy posiblemente la parte fija del contrato sea inferior al marginal ya que que responde a una expectativa de coste marginal de largo plazo que es menor que el actual (caso contrario el ejercicio es trivial). Aún así, el contrato puede ser rentable. Reordenando nuevamente

$$\pi = (x - y)c_s - xc_g + yp_f$$

Como $x > y$, el generador aún siendo deficitario y con $p_f < c_s$, le conviene que el coste marginal c_s se mantenga lo más alto posible.

Este ejemplo simple muestra que efectivamente bajo ciertas condiciones una empresa deficitaria podría tener incentivos a empujar por costes marginales más altos. En otras palabras, esa empresa tendría pocos incentivos a invertir en generación más barata o de base. Hay un problema de bien público (o “free-riding”) con esta argumentación que en nuestra opinión la invalidan. Mientras los beneficios de invertir en generación más barata o de base recaen principalmente sobre el generador que hace la inversión los beneficios de no-invertir para mantener costes marginales altos recaen sobre todos los generadores. Los beneficios privados a invertir serían entonces mayores que los de no invertir.

C FIGURAS ADICIONALES

C.1 OFERTAS POR BLOQUES

Figura C.1: Ofertas de las principales generadoras (2006-1.2).

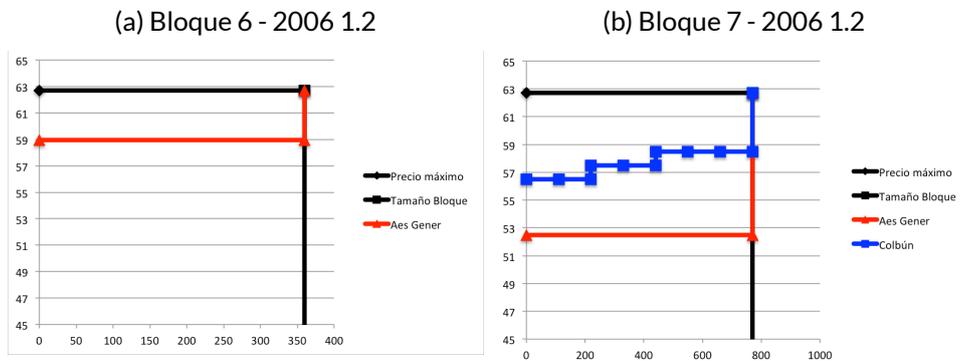


Figura C.2: Ofertas de las principales generadoras (2006-2.1).

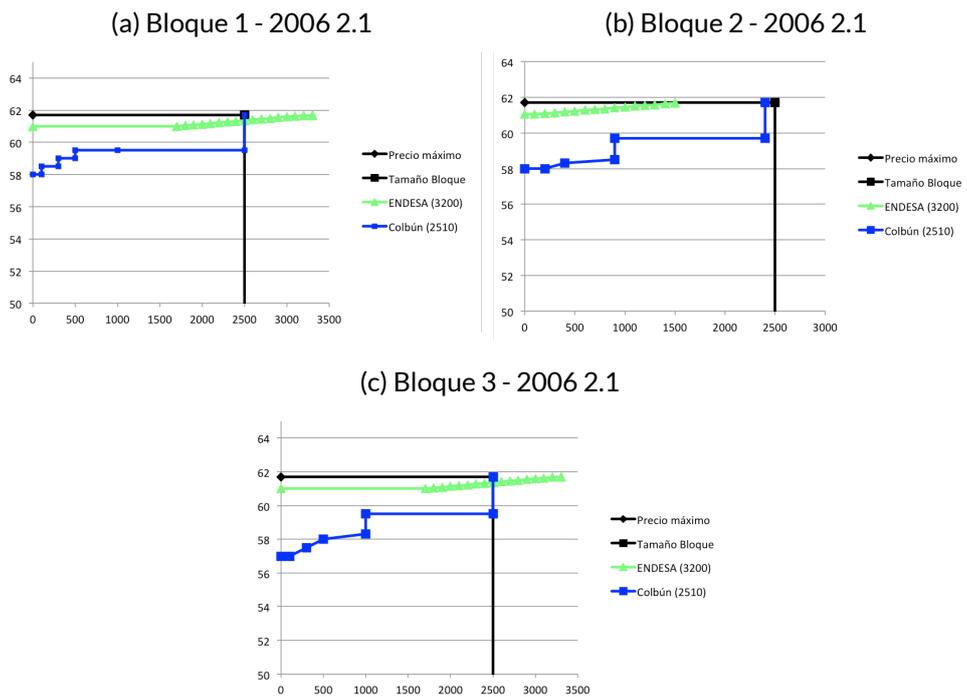


Figura C.3: Ofertas de las principales generadoras (2006-2.2).

(a) Bloque 1 - 2006 2.2

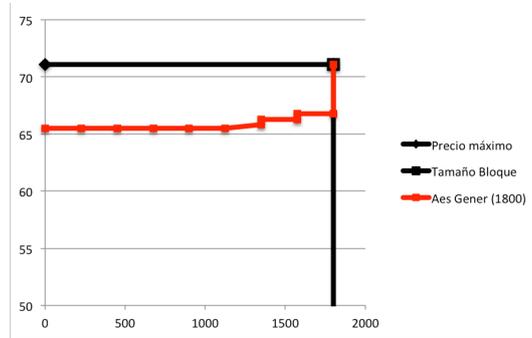
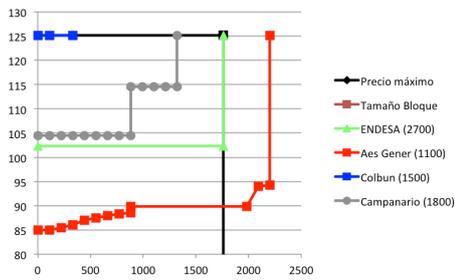
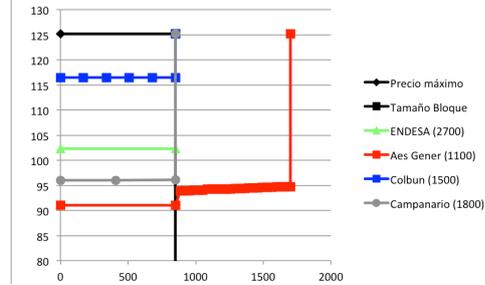


Figura C.4: Ofertas de las principales generadoras (2008-1.1).

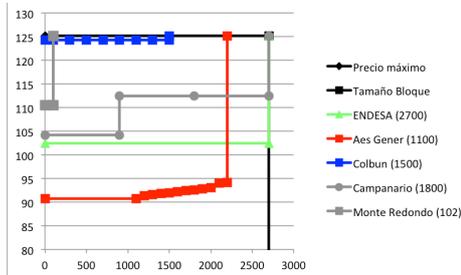
(a) Bloque 1 - 2008 1.1



(b) Bloque 2 - 2008 1.1



(c) Bloque 3 - 2008 1.1



(d) Bloque 4 - 2008 1.1

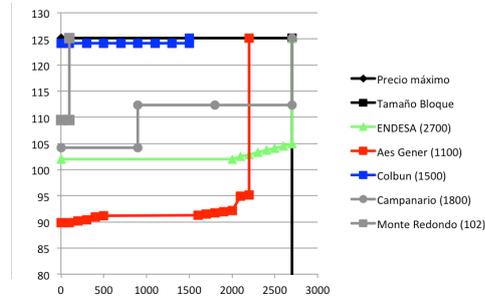


Figura C.5: Ofertas de las principales generadoras (2008-1.2).

(a) Bloque 3 - 2008 1.2

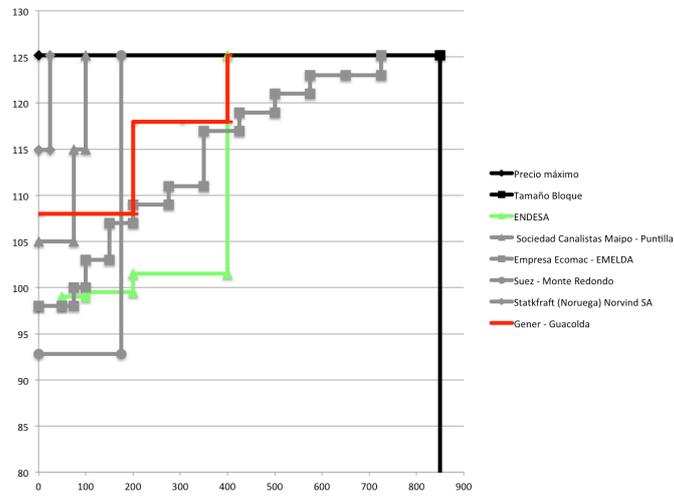
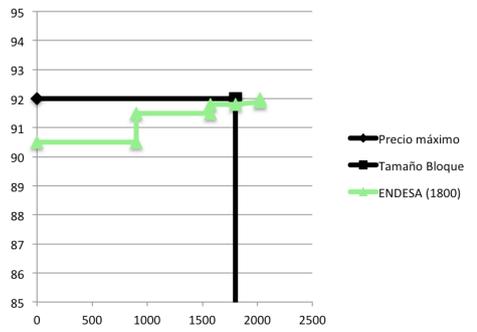
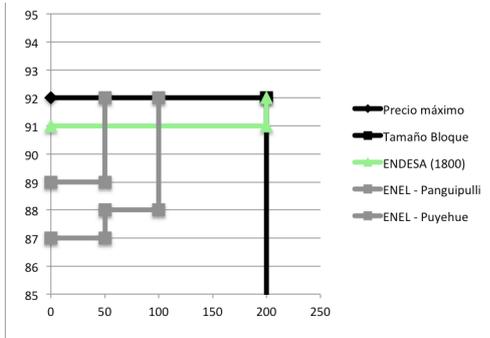


Figura C.6: Ofertas de las principales generadoras (2010-1.1).

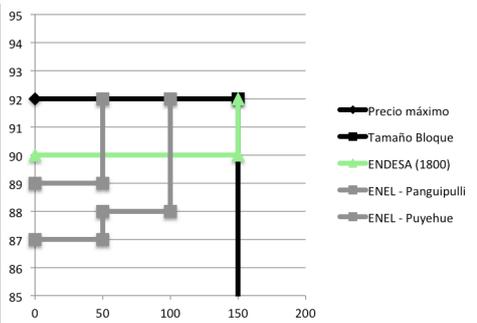
(a) Bloque 1 - 2010 1.1



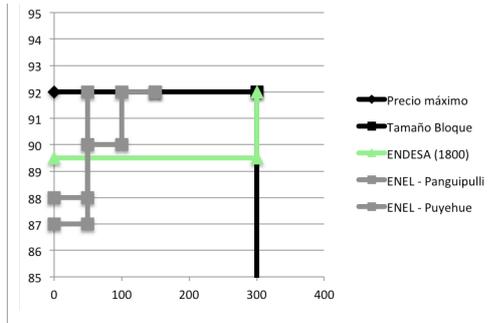
(b) Bloque 2 - 2010 1.1



(c) Bloque 3 - 2010 1.1



(d) Bloque 4 - 2010 1.1



C.2 OFERTAS POR EMPRESA

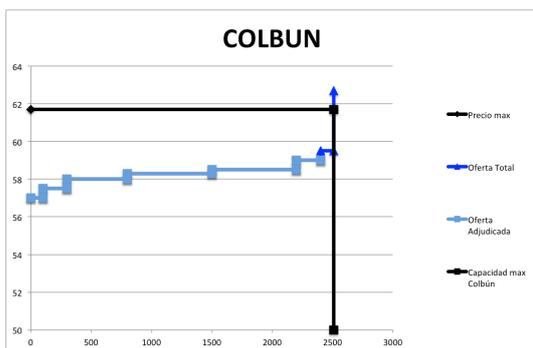
Figura C.7: Ofertas agregadas de las principales generadoras (2006-1.2).

(a) AES Gener - 2006 1.2



Figura C.8: Ofertas agregadas de las principales generadoras (2006-2.1).

(a) Colbún - 2006 2.1



(b) Endesa - 2006 2.1

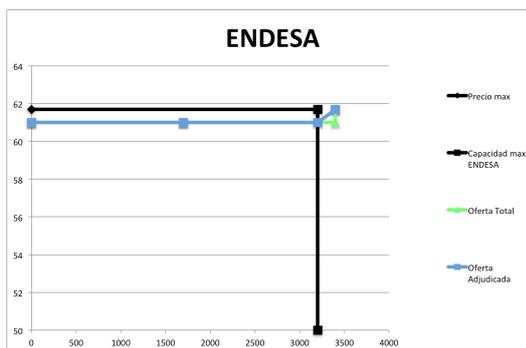


Figura C.9: Ofertas agregadas de las principales generadoras (2006-2.2).

(a) AES Gener - 2006 2.2

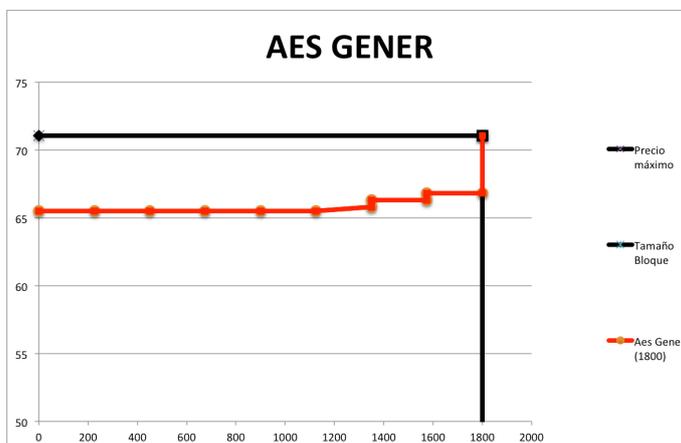
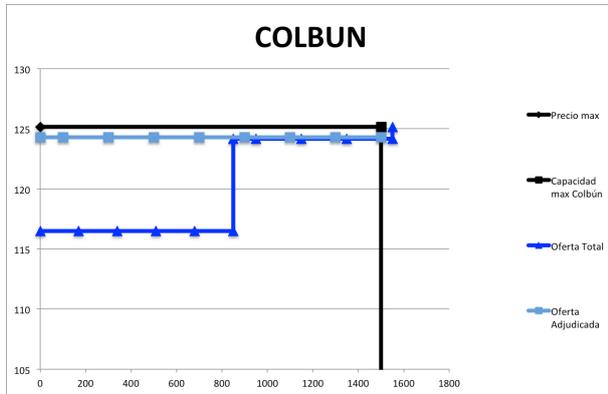


Figura C.10: Ofertas agregadas de las principales generadoras (2008-1.1).

(a) Colbún - 2008 1.1



(b) Endesa - 2008 1.1



(c) AES Gener - 2008 1.1

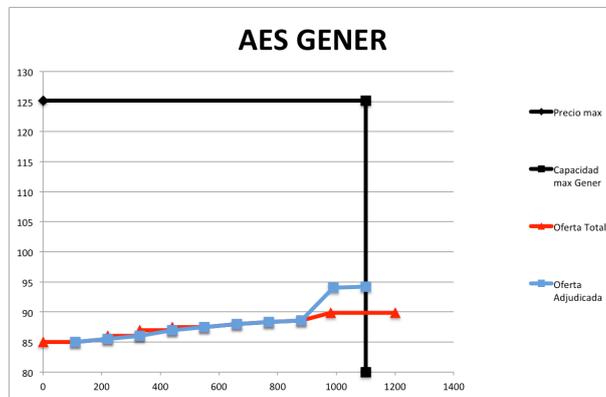
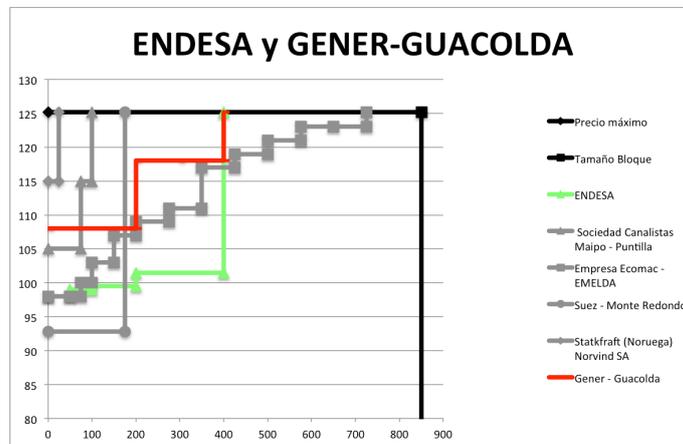


Figura C.11: Ofertas agregadas de las principales generadoras (2008-1.2).

(a) Endesa y Gener-Guacolda - 2008 1.2



D CLIENTES LIBRES DE MAYOR TAMAÑO

La identidad de los clientes libres de mayor tamaño, tanto en el SING como en el SIC, se encuentra en las siguientes tablas.

Tabla D.1: Potencia Conectada en el SING

Integrate	Potencia Conectada MW año 2012
Minera Escondida Ltda.	1133.5
Codelco Chile - División Codelco Norte	1066.0
Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM.	312.5
Minera Spence S.A.	180.0
Sociedad Contractual Minera El Abra	150.0
Compañía Minera Zaldívar S.A	134.0
Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	119.5
Xstrata Copper - Altonorte	104.0
Minera Esperanza	100.0
Minera Gaby S.A.	100.0
Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	90.0
Minera El Tesoro	52.0
Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A.	50.0
Sociedad Anglo American Norte S.A.	50.0
Compañía Minera Xstrata Lomas Bayas	38.0
Minera Michilla S.A.	31.2
Moly-Cop Chile S.A	30.0
Grace S.A.	25.0
Atacama Minerals Chile S.C.M.	20.0
Minera Meridian Ltda.	20.0
Haldeman Mining Company S.A.	17.3
Atacama Agua y Tecnología Ltda.	14.0
Sociedad GNL Mejillones S.A.	12.5
Enaex S.A.	12.0
Clientes Libres ALGORTA S.A.	10.0
Minera Rayrock Ltda.	8.0

Notas: La potencia conectada no corresponde a la demanda máxima del usuario sino que a la potencia máxima que puede demandar (potencialmente) el usuario dada la capacidad del empalme. En el SING hay claramente un exceso de potencia conectada respecto a la demanda. Algunos integrantes corresponden a entidades relacionadas. Es posible obtener la demanda máxima de cada uno pero requiere un poco más de tiempo.

Tabla D.2: Potencia Conectada en el SIC

Integrante	Potencia Conectada MW año 2012
Anglo American Sur (Chagres.Soldado y B)	664.4
Minera Los Pelambres	337.6
Codelco Chile - División El Teniente	300.0
Codelco Chile - División Andina	297.2
Arauco Bienergia (Celulosa A y C.)	247.5
CAP Huachipato	201.6
Codelco Chile - División Salvador	160.9
CAP CMP	152.4
Cartulinas CMPC	129.4
EFE	117.1
Papeles Rio Vergara	114.7
Metro	110.0
Arauco Generacion (Paneles Arauco)	109.1
Minera Candelaria	100.0
EKA Chile	73.5
CMPC Celulosa	68.6
Codelco Chile - División Ventanas	68.0
CMPC Papeles Cordillera	56.8
Cemento Polpaico	48.7
Masisa	47.5
Anglo American Norte Div. Mantoverde	46.1
Minera Valle Central	39.2
Norske Skog Bio Bio	32.0
Minera Maricunga	31.4
Cemento Melón (Lafarge)	30.0
ENAMI Paipote	27.7
Cristalchile	25.0
Minera Mantos de Oro	25.0
OXY	22.0
Cemento Bio Bio Centro	20.0
GNL Quintero	20.0
Metro Valparaíso	15.5
Minera Franke	15.0
Petrodow	15.0
Teck-Carmen de Andacollo	14.7
Moly-Cop	14.7
Minera Las Cenizas	14.5
Cemento Bio Bio Sur	11.5
Fundición Talleres	11.5
Indura	11.5
Petroquim	11.0
Minera Atacama Kozan	8.6
Minera Ojos del Salado	8.0
Inchalam	6.0
FPC	5.5
Minera Cerro Negro	5.2
CMPC Maderas	5.0
Minera Dayton	5.0
Cemin	4.5

Notas: La potencia conectada no corresponde a la demanda máxima del usuario sino que a la potencia máxima que puede demandar (potencialmente) el usuario dada la capacidad del empalme. Algunos integrantes corresponden a entidades relacionadas. Es posible obtener la demanda máxima de cada uno pero requiere un poco más de tiempo.

E RESULTADOS ECONOMÉTRICOS ADICIONALES

En esta sección presentamos resultados adicionales que examinan los resultados presentados en el texto principal. Se consideran dos análisis complementarios: el primero examina variables alternativas para definir el tamaño del cliente (tamaño del contrato y una variable continua de potencia contratada); el segundo presenta análisis de robustez en como se definen las desviaciones estándar (bootstrap, jackknife y clustering).

Tabla E.1: Análisis de los Precios de los Contratos

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Contrato Libre	9.74 (8.79)	60.67** (12.75)	40.67** (11.12)	36.13** (9.15)	51.53** (17.02)	77.00** (16.42)
Tamaño Contrato Libre (GWh)		-1.82 (3.26)	-2.11 (3.27)	-3.52 (2.41)	-1.77 (3.27)	-1.36 (2.93)
Duración			-2.91** (1.06)	-2.02* (0.97)	-2.62* (1.05)	-2.35* (1.07)
Coste Desarrollo				-6.68** (1.82)		
Coste Oportunidad					0.52 (0.48)	
Coste Oportunidad Alt.						-0.93** (0.28)
Bondad de Ajuste	0.01	0.93	0.93	0.94	0.93	0.94

Notas: Errores estándares robustos entre parentesis. ** indica significativo al 1%; * indica significativo al 5%; † indica significativo al 10%. Las especificaciones (2) a (6) incluyen efectos fijos de año y empresa generadora. Número de observaciones: 115.

Tabla E.2: Análisis de los Precios de los Contratos

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Contrato Libre	10.44 (8.46)	54.16** (11.75)	46.20** (11.25)	49.13** (11.66)	49.82** (11.33)	6.97 (14.62)
Potencia CL (Log MW)		-3.25* (1.58)	-4.11* (1.58)	-4.05* (1.59)	-3.88* (1.58)	-3.72* (1.48)
Duración			-2.40** (0.86)	-2.32** (0.87)	-2.08* (0.87)	-2.07* (0.88)
Coste Desarrollo				1.32 (1.01)		
Coste Oportunidad					1.17 (0.73)	
Coste Oportunidad Alt.						1.29** (0.42)
Bondad de Ajuste	0.01	0.73	0.75	0.75	0.76	0.77

Notas: Errores estándares robustos entre parentesis. ** indica significativo al 1%; * indica significativo al 5%; † indica significativo al 10%. Las especificaciones (2) a (6) incluyen efectos fijos de año y empresa generadora. Número de observaciones: 140.

Tabla E.3: Análisis de los Precios de los Contratos
Sensitividad Desviaciones Típicas

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Contrato Libre	10.44 (8.46) (9.20) (8.48) (20.22)	55.93 (12.32) (16.82) (12.56) (38.41)	47.19 (11.53) (11.20) (12.26) (28.94)	49.37 (11.74) (12.42) (12.61) (28.99)	50.12 (11.47) (11.90) (12.28) (27.82)	7.02 (13.83) (17.06) (16.72) (18.99)
Gran Cliente		-21.25 (8.33) (9.39) (8.72) (13.35)	-24.56 (8.33) (7.82) (8.74) (13.72)	-24.04 (8.40) (7.82) (8.81) (13.79)	-22.76 (8.41) (10.20) (8.93) (11.84)	-24.77 (7.83) (7.87) (8.31) (12.68)
Duración			-2.42 (0.86) (1.00) (0.95) (1.54)	-2.36 (0.88) (0.84) (0.96) (1.55)	-2.13 (0.88) (0.89) (0.99) (1.32)	-2.11 (0.88) (0.92) (0.99) (1.37)
Coste Desarrollo				1.03 (1.05) (0.85) (1.24) (1.16)		
Coste Oportunidad					1.04 (0.71) (0.82) (0.88) (1.31)	
Coste Oportunidad Alt.						1.36 (0.38) (0.48) (0.53) (0.57)

Notas: Errores estándares robustos entre parentesis. En orden: Robust White, Bootstrap, Jacknife y cluster por empresa generadora-año. Las especificaciones (2) a (6) incluyen efectos fijos de año y empresa generadora. Número de observaciones: 140.

F VOLATILIDAD DE VENTAS EN CONTRATOS DE CLIENTES LIBRES

Tabla F.1: Evolución de facturas para una muestra de contratos de clientes libres: 2001-2009.

Contrato	Precio promedio (US\$/MWh)	Dev. Est. Precio	Venta promedio (MWh)	Dev. Est. Venta	Dev. Est. Venta (%)
C1	39.5	16.9	7,857.3	1,184.5	15.1%
C2	33.3	6.4	11,448.5	2,286.7	20.0%
C3	35.5	21.9	11,450.9	8,527.5	74.5%
C4	32.6	12.2	15,132.4	3,525.6	23.3%
C5	34.6	3.3	26,237.3	6,079.4	23.2%
C6	34.8	21.4	27,116.2	11,017.6	40.6%
C7	27.7	9.1	60,178.2	15,065.2	25.0%
C8	25.3	2.9	68,080.9	19,863.5	29.2%
C9	35.5	21.9	203,806.0	43,832.3	21.5%
C10	27.6	8.2	242,205.8	46,405.1	19.2%