

Unclassified

DAF/COMP/LACF(2014)5

Organisation de Coopération et de Développement Économiques
Organisation for Economic Co-operation and Development

29-Jul-2014

Spanish - Or. English

**DIRECTORATE FOR FINANCIAL AND ENTERPRISE AFFAIRS
COMPETITION COMMITTEE**

**LATIN AMERICAN COMPETITION FORUM (Spanish Version)
FORO LATINOAMERICANO DE COMPETENCIA**

**Sesión I - Los Mercados de la Electricidad en América Latina:
Integración Regional y Cuestiones Relativas a la Competencia**

-- Contribución de Chile (FNE) --

16-17 de septiembre 2014, Montevideo, Uruguay

Se hace circular el documento adjunto elaborado por Chile (FNE) PARA SU DEBATE en la Sesión II del Foro Latinoamericano de Competencia que se llevará a cabo los días 16 y 17 de septiembre de 2014 en Uruguay.

Contacto: Ania Thiemann, Gerente de relaciones globales, División de la Competencia de l'OCDE
Tel: +33 1 45 24 98 87, Correo electrónico: Ania.Thiemann@oecd.org

JT03360782

Complete document available on OLIS in its original format

This document and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

DAF/COMP/LACF(2014)5
Unclassified

Spanish - Or. English

FORO LATINOAMERICANO DE COMPETENCIA



16-17 de septiembre de 2014 • Montevideo • Uruguay

Sesión I - Los Mercados de la Electricidad en América Latina: Integración Regional y Cuestiones Relativas a la Competencia

SUBASTAS VS. NEGOCIACIONES BILATERALES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTAS EN CHILE

-- CONTRIBUCIÓN DE CHILE (FNE)--

Introducción

1. Según se señala en la convocatoria, esta reunión trata principalmente sobre la integración regional de los sistemas eléctricos. La Fiscalía ha hecho un aporte que describe la operatoria de su mercado eléctrico (el que se encuentra altamente liberalizado) y propone otros temas de competencia en el sector, relevantes para países que estén desarrollando una política de integración de sus sistemas.
2. En particular podría resultar interesante a otros países, la desigual intensidad competitiva que se deriva de diferentes diseños de mercado. El caso chileno tiene la característica de utilizar un mecanismo de subastas para las transacciones entre distribuidores y empresas generadoras (segmentos que se encuentran completamente separados y ambos gestionados por empresas privadas), y negociaciones directas, para las transacciones entre generadoras y clientes industriales. La Fiscalía Nacional Económica publicó recientemente un estudio que evalúa y compara los niveles de competencia en ambos segmentos del mercado¹. El estudio recién mencionado encontró, mediante un ejercicio econométrico, que las licitaciones a distribuidoras eran más competitivas que el abastecimiento a clientes industriales, vía negociaciones. Dado el efecto positivo de las licitaciones sobre la intensidad competitiva, el estudio concluye recomendando extender el uso de licitaciones a los clientes industriales, en especial a los de menor tamaño y entrega una serie de recomendaciones para mejorar el diseño de las subastas.

¹ La FNE encargó el año pasado un estudio a los economistas Natalia Fabra (Universidad Carlos III), Juan-Pablo Montero (Pontificia Universidad Católica de Chile) y Mar Reguant (Stanford University), sobre la competencia en los mercados de venta mayorista de electricidad en Chile. Disponible en http://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2014/01/informe_final_FNE_Enero13_2014.pdf

1. Descripción del mercado eléctrico en Chile

3. En Chile existen cinco sistemas eléctricos, siendo los principales el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC)². Ambos sistemas tienen perfiles de uso muy distintos y utilizan diferentes tecnologías de generación³. La etapa de generación eléctrica depende de empresas privadas que venden la energía generada según los mecanismos previstos por la ley⁴ que son distintos dependiendo de la potencia conectada de los clientes. En el SIC tres empresas representan el 90% del mercado (Endesa, AES Gener y Colbún), mientras que en el SING, tres empresas representan prácticamente el 100% de la capacidad instalada (E-CL, AES Gener y Endesa).

4. Un elemento básico para entender el funcionamiento del mercado en Chile, es que toda la energía demandada es producida y despachada en orden de costo marginal de cada central generadora, proceso que es coordinado por un organismo autónomo, que funciona como organizador de la oferta, denominado Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)⁵. De esta manera las generadoras no tienen control sobre la cantidad de energía que producen. Cada generador es remunerado por cada watt inyectado al sistema al costo en que el sistema eléctrico incurre en promedio durante una hora para suministrar una unidad adicional de energía, considerando la operación óptima definida por el CDEC (esto se denomina costo marginal instantáneo del sistema). El lugar donde se realizan las transacciones de energía entre generadoras, a costo marginal instantáneo del sistema, se denomina mercado spot.

5. Por otra parte, cada generadora instalada al sistema compete por conseguir contratos de largo plazo, con clientes industriales o con distribuidoras. La energía que es despachada a los diferentes clientes es provista por las generadoras responsables de los contratos al costo marginal instantáneo del sistema. En caso que un generador haya contratado más energía que la que produjo en un determinado período de tiempo, la diferencia debe adquirirla en el mercado spot. En este caso las compañías se denominan *deficitarias*. En caso que la generadora haya producido más energía de lo que tenía contratada, la energía adicional generada es vendida en el mercado spot. Estas compañías se denominan *excedentarias*. Es importante destacar que ni los clientes industriales ni las distribuidoras pueden comprar energía directamente en el mercado spot.

6. Como se mencionó, la legislación chilena establece una diferencia entre clientes según su potencia conectada. Los clientes cuya potencia conectada es superior a 2 MW son denominados “clientes libres”, y negocian directamente los contratos con las empresas generadoras. Por otro lado, los clientes cuya potencia conectada es menor a 500 KW, son denominados “clientes regulados”, por cuanto, antes de la última modificación legal del año 2005, tenían un precio regulado por la autoridad sectorial. En la actualidad los precios a los que adquieren electricidad estos clientes se determinan vía licitaciones. Aquellos clientes que tienen una potencia entre 500 KW y 2MW pueden escoger a qué régimen adscribirse. Los clientes libres están conformados por clientes industriales y los clientes regulados principalmente por clientes residenciales, cuya contratación la realizan las distribuidoras.

² El SING y el SIC representan respectivamente el 23% y el 73% de la capacidad instalada nacional.

³ En el SING, el 89% de las ventas son a clientes industriales y 94% de la generación total es termoelectricidad, mientras que en el SIC, el 69% de las ventas son a clientes residenciales y el 45,9% de la capacidad instalada corresponde a hidroelectricidad, el 52,3% es termoelectricidad y el 1,8% restante es provisto por centrales eólicas.

⁴ El Decreto con Fuerza de Ley N° 4/2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1982.

⁵ Ver <http://www.cdec.cl/>

2. Licitaciones de Distribución

7. En mayo del año 2005 se promulgó la Ley Corta II (Ley N°20.018) con el objetivo de responder a la necesidad de aumentar la seguridad de suministro de energía frente a incertidumbres externas de los precios y a la disponibilidad de los combustibles para la generación eléctrica. La principal modificación fue eliminar el precio regulado para las empresas distribuidoras, que hasta la fecha era calculado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y reemplazarlo gradualmente por el precio resultante de licitaciones. De esta manera se buscaba potenciar las señales económicas de largo plazo, de manera que los precios de energía reflejasen las expectativas de costos de generación de los generadores.

8. Las licitaciones que se establecieron (y que continúan vigentes) son del tipo *pay-as bid* (cada empresa generadora recibe su oferta por cada MWh asignado). El proceso es abierto y la adjudicación se hace al menor precio ofertado. En cada proceso, las empresas distribuidoras licitan “bloques” de energía, que definen una cantidad de energía (GWh/año), un plazo determinado (años), y un punto de suministro. Cada suministro tiene un precio máximo de adjudicación. La diferencia entre un bloque y otro consiste, principalmente, en el largo del contrato, la identidad de la empresa distribuidora y el punto de retiro de la energía. El mecanismo de licitación permite a las empresas hacer ofertas por cada bloque en forma separada y al mismo tiempo indicar una capacidad máxima de adjudicación o venta.

9. El trabajo encargado por la FNE concentra su análisis en las primeras cuatro licitaciones del SIC (que van desde el año 2006 al año 2011), ello para poder realizar la comparación con la ventana de datos de los contratos con clientes libres que se posee⁶. Las ofertas realizadas en las licitaciones permiten extraer algunas observaciones interesantes: (i) en primer lugar, existe disparidad en los precios ofertados entre empresas; (ii) en segundo lugar, existe disparidad en los precios ofertados por una misma empresa en una misma subasta entre bloques; (iii) en tercer lugar, existe disparidad en los precios ofertados por una misma empresa entre subastas sucesivas, (iv) por último, los precios de adjudicación en la mayoría de los casos son menores que los precios spot al momento de la adjudicación⁷.

10. Estos resultados contrastan con las regularidades que se deberían observar si los procesos hubieran sido competitivos. En efecto, en ausencia de incertidumbre y si las empresas fueran neutrales al riesgo, las curvas de oferta deberían ser iguales al costo de oportunidad de proveer el suministro, que en este caso viene dado por los precios esperados del mercado spot durante la duración del contrato subastado. De este modo, si todas las empresas compartieran predicciones similares en cuanto los precios spot, sus ofertas deberían haber sido similares⁸. Si se considera la incertidumbre respecto a la evolución de los precios spot, ello podría explicar parte de la heterogeneidad de ofertas entre empresas, por cuanto éstas podrían tener distintas expectativas (este factor puede ser amplificado si las generadoras tienen distintos niveles de aversión al riesgo). Sin embargo, a juicio de los autores del estudio encargado por la FNE, estos elementos no serían suficientes para explicar los hechos estilizados, pareciéndoles más probable que las barreras de entrada y el limitado número de actores faculte a las empresas generadoras a actuar estratégicamente en las licitaciones, sabiendo que su producción es necesaria para cubrir la demanda total y que, constituye un riesgo demasiado grande para una generadora adjudicarse contratos para los que no tenga respaldo de generación propia.

⁶ El trabajo no analiza los resultados ni los cambios en las reglas de las licitaciones posteriores. Sin embargo, la mayoría de estos procesos fueron declarados desiertos, con excepción de la licitación de suministro del grupo SAESA en marzo de 2012 y la licitación de suministro del SIC de fecha 29 de noviembre del año 2013.

⁷ Lo anterior no necesariamente es indicio de competencia, por cuanto lo verdaderamente relevante es la expectativa del precio spot vigente durante el período licitado, que se tenía al momento de la licitación.

⁸ Esto debería ser cierto independiente de cuál fuera la tecnología con la que las empresas pretendían cubrir sus compromisos. Lo relevante es el costo de oportunidad común.

3. Subastas vs. Negociaciones Bilaterales

11. Normalmente es difícil hacer un análisis del nivel de competencia de un mercado mirando únicamente los márgenes de las empresas. Esto, dado que rara vez se observan con precisión los costos de oportunidad. Por esta razón, para inferir conclusiones acerca del nivel de competencia en el mercado de clientes libres, los autores del estudio publicado por la FNE explotan el hecho de que las mismas empresas compiten simultáneamente en licitaciones a distribuidores y en negociaciones bilaterales con clientes libres. De esta forma, si los contratos de distribución son comparables a los contratos de clientes libres/industriales en aspectos como duración, tamaño y riesgo de los contratos, sería razonable esperar para ambientes competitivos precios similares bajo ambos mecanismos de mercado.

12. Considerando que los autores solo pueden controlar por algunas variables que son observables (como son el punto de retiro de energía, la duración del contrato, el volumen de energía contratada y el precio spot esperado al momento de la firma del contrato y al momento de realizar la primera entrega de energía) y quedan muchos otros aspectos que no pueden controlar, se explicita que la única manera de extraer conclusiones a partir de los resultados empíricos del informe es estando seguros de que los controles omitidos refuerzan las conclusiones que se alcanzan. Así, señalan que a partir de conversaciones con distintos agentes del sector los autores pudieron comprobar que todas las diferencias que los controles del modelo no capturaban iban en una misma dirección, que es hacer los contratos con clientes libres más atractivos que los contratos con empresas de distribución⁹. De esta forma si se encuentra que los contratos de los clientes libres son más caros que los de los distribuidores, controlando por las variables observables, se puede concluir que las subastas son más competitivas.

13. Para analizar y cuantificar las diferencias entre contratos libres y licitaciones, así como explorar la heterogeneidad entre contratos libres, los autores realizan una regresión lineal, que utiliza como variable dependiente los precios medios pagados en los contratos asignados en las licitaciones y en el mercado de los clientes libres y prueban la incorporación de diversas variables de control. En la siguiente tabla se resumen los resultados del ejercicio econométrico, utilizando distintas variables de control:

	(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 paréntesis. ** indica significativo al 1%; * indica significativo al 5%; Las especificaciones (2) a (6) incluyen efectos fijos de año y empresa generadora. Número de observaciones: 140.

⁹ Los autores mencionan cuatro razones para que, a igual precio inicial, volumen de energía y largo del contrato, un generador preferiría tomar un contrato con un cliente libre antes que con una distribuidora: (i) los contratos con distribuidoras tendrían un componente de riesgo regulario ausente en los contratos de clientes libres; (ii) los contratos con distribuidoras son más inflexibles que los conseguidos con clientes libres, por cuanto en estos últimos no existe restricción respecto al mecanismo de indexación; (iii) la tercera razón es que los contratos con distribuidoras son contra energía efectivamente consumida, pasando todo el riesgo de un menor consumo a la empresa generadora, lo que no ocurre en los contratos a clientes libres; (iv) por último, el cliente residencial promedio tiene un perfil horario de consumo diferente al de los clientes industriales. 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 horas del día.

14. La primera especificación muestra de forma sencilla la diferencia de precio entre los contratos libres y las subastas (los contratos vía negociaciones son en promedio cerca de 10 dólares por MWh más caros que los contratos alcanzados por licitaciones). Las especificaciones (2) a (6) consideran distintos controles que capturan factores que afectan la contratación. Estas especificaciones incluyen efectos fijos por año y empresa generadora. Se observa que en general los clientes libres de gran tamaño tienden a pagar menos que los clientes de menor tamaño, así como los contratos de mayor duración tienden a ser por un precio menor.

15. Debido a la diferencia entre el momento de firma de los contratos y el inicio del suministro, las diferencias en precios pudieran capturar diferencias en los costos esperados. Por este motivo las especificaciones (4) a (6) desarrollan controles adicionales que tienen en cuenta el costo de desarrollo o el costo de oportunidad, considerando definiciones alternativas en datos de la CNE. Las especificaciones (4) y (5) dan resultados similares en cuanto a la diferencia entre los precios de las licitaciones y los contratos de clientes libres, mientras que la especificación (6) no muestra diferencias significativas en precios entre las subastas y negociaciones bilaterales, esto una vez que se considera el efecto del costo de oportunidad corrigiendo por el momento en que se inicia la entrega de energía establecida en el contrato.

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

17. En este sentido, se concluye que la evidencia es consistente con el hecho de que las licitaciones son un mecanismo efectivo para intensificar la 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.