

Unclassified

DAF/COMP/LACF(2014)25

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

12-Sep-2014

Spanish - Or. English

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

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

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

-- Contribución de Jose Luis Lima R. --

16-17 de septiembre 2014, Montevideo, Uruguay

Se hace circular el documento adjunto elaborado de José Luis Lima R. (Universidad de Chile) 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.

Las opiniones expresadas en este documento son responsabilidad del autor y no deberán atribuirse al BID, a la OCDE ni sus países miembros respectivos.

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.

JT03361914

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)25
Unclassified

Spanish - Or. English

FORO LATINOAMERICANO DE COMPETENCIA



16-17 de septiembre de 2014 • Montevideo • Uruguay

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

ANÁLISIS DE MERCADOS ELÉCTRICOS A LARGO PLAZO EN CONTEXTO DE INTEGRACIÓN REGIONAL

-- CONTRIBUCIÓN DE JOSÉ LUIS LIMA R.¹ --

1. Introducción

1. La visión inicial de las interconexiones eléctricas internacionales como una fuente de confiabilidad y seguridad de suministro eléctrico ha ido evolucionando en los países de América Latina (AL) hacia una nueva visión, que considera tomar la mayor ventaja posible de la integración de los mercados eléctricos en la que las transacciones de mercado puedan realizarse entre países. Una integración completa de los mercados eléctricos nacionales requiere idealmente: a) un operador del sistema único para todos; b) una autoridad regulatoria común; c) un mercado unificado con transacciones de corto, mediano y largo plazo.

2. Los contratos de suministro eléctrico a largo plazo son instrumentos financieros usados comúnmente en mercados eléctricos, que ofrecen un flujo cierto de ingresos a las empresas de generación eléctrica (generadores) y permiten obtener un precio estabilizado y un suministro seguro al comprador. Los contratos a largo plazo reducen los riesgos del mercado spot e incentivan la construcción de nuevas centrales, incrementando la seguridad de suministro en el sistema eléctrico. Los países en AL han experimentado diferentes mecanismos de mercado para asignar contratos a largo plazo, desde la determinación administrativa de precios (Ecuador), a contratos a largo plazo de energía (Perú, Chile, Brasil) y contratos de opción de compra de energía (Brasil y Colombia). Estas diferencias en los mercados constituyen un desafío para lograr la integración plena de los mercados eléctricos y levantan la pregunta de qué tipo de mercado es el indicado para un mercado eléctrico regional integrado.

¹ Investigador Asociado Intelis, Departamento de Economía, Universidad de Chile. Dirección: Diagonal Paraguay 257, Oficina 1604, Santiago. E-mail: jlimar@econ.uchile.cl.

3. En este trabajo se analizan las características de los mercados eléctricos a largo plazo en Colombia, Perú, Ecuador, Chile y Brasil, identificando aquellos retos relevantes para la competencia en un mercado integrado. Este trabajo está organizado de la siguiente manera: en la sección 2, se realiza una brevísima revisión de algunas experiencias de interconexión e intentos de integración de mercados eléctricos en AL, y algunas de las dificultades que han sido señaladas en la experiencia europea para promover la competencia en mercados eléctricos integrados. En la Sección 3, se analizan algunas diferencias observadas en algunos mercados mayoristas eléctricos en AL, diferencias que ofrecen un reto para la integración de mercados. En la Sección 4, se analiza los sistemas de contratos a largo plazo que son utilizados en los mismos países de AL para entregar incentivos a la inversión en centrales eléctricas e incrementar la seguridad de suministro de los mercados eléctricos. En la Sección 5 se entregan algunas conclusiones del análisis.

2. Interconexión e Integración de Mercados Regionales

2.1 Interconexión de redes eléctricas e integración de mercados eléctricos en AL

4. Muchos países en AL han conectado sus redes eléctricas nacionales a través de conexiones internacionales, con la finalidad de asistirse mutuamente en caso de crisis energéticas, producto de aumentos inesperados de demanda o fallas de generación, aumentando de esta manera la confiabilidad de sus sistemas. Por ejemplo, en el Gráfico 1 se muestran algunas interconexiones activas y en proyecto, entre redes nacionales de países en América del Sur.

5. En la mayoría de los países, las redes de generación y transmisión eléctrica aún son operadas a nivel nacional por un operador de sistema, considerando las conexiones internacionales como una fuente adicional de demanda u oferta en las operaciones diarias del sistema. Las transacciones en los mercados spot y de largo plazo entre actores privados ocurren principalmente dentro de los mercados mayoristas nacionales.

6. La visión de las interconexiones eléctricas internacionales como una fuente de confiabilidad y seguridad de suministro ha ido evolucionando a fin de obtener las ventajas de un mercado regional integrado. Siguiendo esta visión de integración, Guatemala, Honduras, Costa Rica, El Salvador, Nicaragua y Panamá han formado el Sistema Eléctrico de Países de América Central (SIEPAC), que tiene su propio operador de sistema a nivel regional y un regulador regional. Sin embargo, en el SIEPAC se respeta la diversidad que existe tanto en mercados como en regulaciones en los 6 países que lo conforman y, en la práctica, ha funcionado más bien como un séptimo mercado alternativo con sus propias reglas. Esta falta de integración ha influido en mantener bajos los niveles de transacciones internacionales en los últimos años: menos del 1% de la energía producida en todo el sistema es exportada / importada entre los mercados.²

² CEPAL (2013). Sólo en el 2000 las exportaciones alcanzaron un máximo de 5.4% de la generación total.

Gráfico 1: Interconexión de Redes nacionales en América del Sur



Fuente: CIER, 2013

7. Otro ejemplo lo conforma la Comunidad Andina de Naciones (CAN), conformada por Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia, la cual ha venido estudiando la creación de un mercado subregional desde el año 2002, conocido como el Sistema Interconectado Eléctrico Andino (SINEA).^{3,4} En el año 2003, Colombia y Ecuador interconectaron físicamente sus redes a través de una línea de 230 kVA de doble circuito e iniciaron sus transacciones internacionales (una segunda línea de 230 kVA fue construida en el 2008).⁵

³ CAN, Acuerdos 536/2002, 720/2009 y 753/2011.

⁴ En el año 2012, Chile se unió a esta iniciativa (Acuerdo de Santiago).

⁵ Peru y Ecuador también interconectaron sus redes en el año 2004 pero dicha conexión no se encuentra activa.

2.2 *Conexiones internacionales y competencia en mercados mayoristas*

8. Tener mercados eléctricos interconectados e integrados debería exponer, tanto a generadores como a comercializadores en los países interconectados, a una fuente adicional de competencia. La posibilidad de exportar energía eléctrica a otros países debería incentivar la construcción de centrales eléctricas más grandes y eficientes en aquellos países con mayor riqueza de recursos naturales para generación (gas natural, hídricos). De esta manera, al importar electricidad de estas fuentes, los precios deberían ser presionados a la baja hasta el mínimo costo para abastecer la demanda en los países integrados.⁶ Las importaciones pueden tener un rol importante en disminuir la participación de mercado de las empresas de generación incumbentes en los mercados eléctricos nacionales.⁷

9. Sin embargo, de acuerdo a lo observado por la Unión Europea,⁸ el mayor nivel de competencia que prometen los mercados integrados puede verse reducido debido a:

1. **Congestión en las conexiones internacionales.** El proceso de arbitraje (comprar barato y vender caro) entre mercados nacionales, debiera cambiar el patrón de generación en el mercado integrado hacia el uso de tecnologías de menor costo. Sin embargo, la congestión en las conexiones internacionales pueden limitar las oportunidades de arbitraje, debido a que termina por aislar los mercados nacionales, lo cual finalmente impide que se igualen los precios. En este escenario, las importaciones tienen un efecto limitado en la competencia y nivel de concentración en los mercados nacionales, y los consumidores terminan pagando más por la electricidad de lo estrictamente necesario.
2. **Bajos incentivos a incrementar la capacidad de las interconexiones.** La congestión en las interconexiones producen ingresos de congestión en la operación de los sistemas, que debieran utilizarse para financiar el aumento en la capacidad de la interconexión pero también pueden ser utilizados por los gobiernos nacionales para subsidiar las tarifas de transmisión a nivel nacional. Construir nuevas conexiones internacionales también puede ser complicado para los países, debido a que incrementar la capacidad de conexión puede requerir además un reforzamiento sustancial de las redes al interior de cada país.
3. **Los mecanismos utilizados para asignar la capacidad de interconexión existente.** Los mecanismos que no son de mercado, como son el “primero en llegar, primero en ser servido”⁹ o el racionamiento a prorrata de la demanda¹⁰, pueden resultar en un uso ineficiente de la capacidad de interconexión, debido a que no necesariamente asignan dicha capacidad a los participantes que más la valoran. Los “derechos de uso de capacidad”¹¹, que pudieron crearse a favor de los

⁶ Por ejemplo, Sauma, et al. (2010) demostró que la interconexión eléctrica entre la CAN y Chile podría reducir los costos marginales de todos los países.

⁷ ECC (2007b).

⁸ ECC (2007a) and ECC (2007b).

⁹ La capacidad se asigna de acuerdo al orden en que llegan las solicitudes de transmisión al Operador del Sistema; empezando por la solicitud que llegó más temprano, todas las solicitudes son atendidas hasta el punto en que toda la capacidad de la línea es asignada.

¹⁰ Todas las solicitudes recibidas por el operador del sistema son parcialmente aceptadas, de tal manera que cada a cada solicitud se le asigna una proporción fija de la capacidad que solicitó, donde la proporción es igual a la cantidad de capacidad disponible en la línea dividida por la suma de todos los montos de capacidad solicitados.

¹¹ Una proporción de la capacidad existente de la línea está asignada a través de contratos de largo plazo firmados en open seasons, para asegurar la inversión de los interesados en construir la línea.

interesados en financiar la interconexión, también puede resultar en una asignación ineficiente si es que los mercados secundarios para transar la capacidad remanente o no utilizada se mantienen inmaduros. Asimismo, los mecanismos anteriores pueden ser sujetos de manipulación por parte de las empresas incumbentes en cada mercado, para bloquear el acceso de energía del exterior a la red.

Por otro lado, los mecanismos basados en el mercado, como las subastas explícitas o implícitas,¹² pueden ser más eficientes en asignar la capacidad de interconexión a aquellos actores que la valoran más. Sin embargo, como la experiencia en algunos mercados europeos indica, las subastas explícitas aún pueden resultar en asignaciones económicas ineficientes en caso que la asignación de la capacidad de la interconexión se realice antes de que conocer el resultado de la asignación den los mercados energéticos de ambos países.¹⁴ En dicho caso, los actores del mercado deben realizar ofertas por la capacidad de la conexión basados en expectativas e incertidumbre respecto al precio que ocurrirá en el mercado eléctrico mayorista de ambos países (y que determina las oportunidades de arbitrar), pudiendo obtener pérdidas en el caso que el precio efectivo sea diferente al esperado. Por otro lado, en las subastas implícitas, debido a que tanto la energía como la capacidad de interconexión se transan de manera conjunta, son más eficientes en asignar la capacidad de interconexión.

4. **La necesidad de armonizar las reglas administrativas y para las transacciones en los mercados integrados.**¹⁵ Reglas muy distintas incrementan la complejidad de realizar transacciones entre mercados nacionales, reduciendo el ámbito para que exista competencia. Una armonización completa de los mercados integrados requiere idealmente un operador único del sistema interconectado, una autoridad regulatoria común y un mercado mayorista unificado. Al respecto, el Grupo de Reguladores para Electricidad y Gas de la Unión Europea (ERGEG, en sus siglas en inglés), han realizado algunas propuestas prácticas para eventualmente tener un mercado eléctrico integrado, armónico y competitivo en la Unión Europea:¹⁶

- Definición de Zonas de Oferta, en las que todos los participantes puedan participar y realizar ofertas en un mercado spot y de largo plazo común. Las Zonas de Oferta se definirían en base al nivel de congestión observada en las líneas que conectan las distintas Zonas, y dicha definición sería revisada cada dos años.
- Un operador único del sistema interconectado, que determine simultáneamente el volumen de producción y precios en todas las Zonas de Oferta. Los precios entre zonas debieran ser distintos solo si existe congestión en las líneas que los conectan.

¹² En una subasta explícita (a primer precio o precio uniforme, por ejemplo) junto con la capacidad requerida los aplicantes declaran cuanto están dispuestos a pagar por dicha capacidad. Las ofertas se ordenan por precio y se asignan las cantidades, empezando desde la oferta en precio más alta, hasta que se asigna toda la capacidad de la línea.

¹³ En una subasta implícita, la capacidad de transmisión es administrada implícitamente por dos o más mercados spots vecinos: los usuarios de la red interconectada envían ofertas de compra o venta de la energía que desean comprar o vender en cada mercado interconectado, y el mecanismo de mercado determina la forma más eficiente y dirección del intercambio de carga entre los mercados interconectados. De esta manera, la asignación separada de la capacidad de transmisión no es necesaria.

¹⁴ ECC (2007a) y ECC(2007b).

¹⁵ Como, por ejemplo: diferentes periodos de tiempo para determinar los balances de energía, diferencias en el mercado mayorista, etc.

¹⁶ ERGEG (2011).

- Un mercado a corto y largo plazo para tranzar la capacidad existente de las interconexiones internacionales, las cuáles deben incluir cláusulas del tipo “úselo o véndalo”.

3. Diferencias en los mercados mayoristas en algunos países de AL

10. En esta sección se presentan las diferencias entre cinco mercados eléctrico mayoristas en AL: Colombia, Brasil, Chile, Ecuador y Perú. Estas diferencias ofrecen un reto para una completa integración eléctrica regional.

3.1 Mercado mayorista colombiano

11. Existen dos tipos de compradores en el mercado mayorista colombiano: los compradores regulados (usuarios finales en compañías de distribución eléctrica) y compradores libres. De acuerdo a la regulación colombiana, para ser un comprador libre, el cliente debe consumir más de 55 MWh/, es de energía o tener una demanda máxima mayor a 100 kW. Tanto las compañías de distribución como los compradores libres no pueden comprar directamente energía en el mercado spot sino que deben firmar contratos de suministro con los comercializadores mayoristas (en Colombia, la generación y la comercialización eléctrica son actividades separadas verticalmente). Los comercializadores pueden comprar energía en el mercado spot y firmar contratos de largo plazo con las compañías de generación eléctrica y los compradores finales.

12. El mercado spot está organizado en forma de subastas de energía con un día de anticipación, donde las empresas de generación ofrecen precios que reflejen el costo de despacho de sus centrales y deben declarar la disponibilidad operativa de las mismas para el día siguiente. Las centrales eléctricas son despachadas al día siguiente de acuerdo a mérito económico, utilizando como referencia los precios ofrecidos el día anterior. El costo marginal del sistema se fija como el mayor precio ofrecido por aquellas centrales que fueron despachadas para atender la demanda en cada hora. Las empresas de generación pueden firmar contratos a largo plazo con los comercializadores, a fin de cubrirse del riesgo de mercado spot, los cuáles usualmente duran entre uno y dos años.

13. En el mercado eléctrico colombiano no se ofrece un pago directo por la capacidad firme de las centrales eléctricas (como se hace en Perú y Chile, por ejemplo).¹⁷ En su lugar, todos los costos de las centrales eléctricas deben ser recuperados a través de los precios de la energía. Sin embargo, desde el 2006, Colombia empezó a realizar subastas de contratos a largo plazo de obligaciones de energía firme. En estos contratos, las generadoras aceptan la obligación de entregar cierta cantidad de energía a un precio de racionamiento establecido en el contrato, cuando el precio spot del mercado es mayor al precio de racionamiento.¹⁸ En retribución, la generadora recibe un pago constante denominado “Cargo por confiabilidad”.¹⁹

3.2 Mercado mayorista ecuatoriano

14. Existen dos tipos de compradores en el mercado mayorista ecuatoriano: los compradores regulados (clientes de empresas de distribución) y los compradores libres. De acuerdo a la regulación ecuatoriana, para ser un comprador libre se requiere consumir más de 4.500 MWh/año de energía y tener una demanda máxima mayor a 650 kW en los últimos seis meses. Los compradores libres pueden firmar

¹⁷ La capacidad firme es la cantidad de potencia que la central tendrá disponible con mayor probabilidad para producción o transmisión en cualquier momento.

¹⁸ Oren (2000).

¹⁹ Ver http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/que_es/que_es.htm.

contratos de largo plazo directamente con las empresas de generación y/o importar energía desde Colombia. Las compañías de generación eléctrica, la mayoría en manos del Estado, tienen la obligación de vender a las empresas de distribución (también en manos del Estado) en primer lugar.

15. No existe un mercado mayorista propiamente tal en Ecuador. Las centrales eléctricas son despachadas en orden de mérito económico de acuerdo a costos variables declarados. La producción de energía de cada central es valorizada a su costo variable y una parte es traspasada a los consumidores regulados en forma de costo variable. También existe un cargo fijo para los clientes regulados, que cubre parte de los costos fijos y de inversión declarados por las generadoras. No obstante lo anterior, el operador del sistema calcula un costo marginal del sistema, el cual es utilizado para valorizar las transacciones internacionales con Colombia.

3.3 Mercados mayoristas peruano y chileno

16. Perú y Chile tienen mercados mayoristas muy similares entre sí. En ambos países existen dos tipos de compradores: regulados y libres. Para ser un comprador libre en Chile, el usuario debe tener una capacidad conectada al sistema mayor a 2.000 kW. En Perú, el requerimiento es de 2.500 kW. Aquellos usuarios con capacidad conectada entre 500 kW y el límite inferior de un comprador libre, pueden elegir ser un comprador regulado o libre.

17. Las centrales eléctricas son despachadas en orden de mérito económico, en base a costos variables declarados y auditados, y un costo marginal del sistema es calculado por el operador del sistema. En ambos países, las generadoras son los únicos participantes en el mercado spot, es decir, actúan como productores y comercializadores mayoristas en el mercado. Como productores, venden la energía y capacidad firme de sus centrales al costo marginal (de la energía y de la potencia, respectivamente) del sistema. Como comercializadores de contratos de largo plazo, deben comprar la energía y capacidad demandada por sus clientes, al costo marginal del sistema, y tienen la obligación de abastecer sus clientes aunque sus centrales eléctricas no hayan sido despachadas. Las generadoras son libres de firmar contratos de largo plazo con empresas de distribución y compradores libres, y reciben un pago fijo por la energía y capacidad que suministran a sus clientes en dichos contratos.

18. En ambos países, los procesos administrativos que establecían el precio de la energía para contratos de largo plazo, entre empresas de generación y distribuidoras eléctricas, fueron cambiados recientemente por un sistema de subastas de contratos a largo plazo. En Chile, las empresas de distribución deben subastar contratos, con una duración entre tres y 15 años, para cubrir los requerimientos de energía y capacidad proyectados para sus clientes regulados. Las empresas de generación compiten entre ellas en el precio de la energía que ofrecen para suministrar dichos contratos. El precio de la capacidad queda fijo al costo marginal vigente al momento de la licitación. Las compañías deben iniciar el suministro de los contratos en aproximadamente tres años después de realizada la subasta.

19. En Perú, el sistema para asignar contratos es muy similar al chileno. La mayor diferencia se encuentra en la duración del contrato y el plazo que media entre el fin de la subasta y el inicio de suministro. Existen tres tipos de contratos que pueden subastarse en Perú: contratos de corto plazo, con una duración determinada por el regulador antes de la subasta y con inicio de suministro entre uno y tres años después de realizada la subasta; contratos de mediano plazo, con una duración de a lo más 5 años y con inicio de suministro en al menos tres años después de realizada la subasta; contratos de largo plazo, con una duración entre cinco y 10 años y con inicio de suministro en al menos tres años después de realizada la subasta.

3.4 *Mercado mayorista brasileño*

20. La definición de los compradores es muy similar a las utilizadas en Perú y Chile. Para ser un comprador libre en Brasil, el usuario debe tener una capacidad conectada al sistema mayor a 3.000 kW. Usuarios con capacidad conectada entre 500 kW y la señalada anteriormente, pueden optar por ser comprador regulado o libre. El despacho de las centrales eléctricas y el mercado spot son similares a los de Perú y Chile; la única diferencia importante es que en Brasil no existe pago alguno por capacidad firme.

21. En Brasil coexisten dos sistemas distintos para asignar contratos de largo plazo:

1. **Subastas de contratos de energía.** En este sistema, contratos a largo plazo para abastecer clientes regulados en empresas de distribución son subastados por la autoridad. Existen tres tipos de contratos que pueden ser vendidos:

- Contratos a un año por delante, con una duración entre tres y 15 años, que inician suministro en un año posterior a la subasta. Este tipo de contratos están dirigidos a las fuentes existentes de energía en el sistema.
- Contratos a tres años por delante, con una duración entre 15 y 30 años, que inician suministro en tres años posterior a la subasta. Este tipo de contratos están dirigidos a atraer nuevos proyectos de centrales termoeléctricas al sistema.
- Contratos a cinco años por delante, con una duración entre 15 y 30 años, que inician suministro en tres años posterior a la subasta. Este tipo de contratos están dirigidos a atraer nuevos proyectos de centrales hidroeléctricas al sistema.

2. **Subastas de contratos de opción de compra de energía.** Una opción de compra de energía es un instrumento financiero que especifica cantidad de energía, tiempo de entrega, lugar de entrega y un precio de ejercicio (de la opción) por la energía, y da al que lo posee el derecho, pero no la obligación, de obtener la cantidad de energía al precio de ejercicio especificados en el contrato, cuando el costo marginal del sistema exceda dicho precio.²⁰ Para asegurar la entrega, la opción de compra debe estar respaldada por capacidad de generación eléctrica existente o en compromiso de inversión en capacidad de generación que estará disponible al momento en que el contrato inicie suministro. En retribución, los generadores reciben un pago por capacidad en la forma de premio por la opción de compra, y deben ceder a los clientes dueños de la opción el beneficio inframarginal que ocurra cuando el costo marginal exceda el precio de ejercicio. En Brasil la autoridad, en nombre de las empresas de distribución, licita contratos similares a una opción de compra. En los contratos licitados, los clientes pagan una cantidad mensual fija al generador (para permitir la recuperación de parte de los costos fijos y de inversión) por la disponibilidad de sus centrales eléctrica y, además, devuelven al generador el costo variable de generación de sus plantas cuando éstas producen. De esta manera, la empresa de distribución es ahora responsable de todas las transacciones en el mercado spot. En Brasil, a los generadores se les permite ofrecer en la subasta tanto el premio que quieren recibir como el precio de ejercicio del contrato.²¹

²⁰ Oren (2005).

²¹ Barrozo, et al. (2006).

22. Por lo anterior, la principal diferencia entre los dos tipos de contratos a largo plazo que se ofrecen en Brasil es que en los contratos de energía es el generador el que asume todo el riesgo de precios y cantidad del mercado spot y, en cambio, en los contratos de opción de compra el riesgo spot es asumido por el cliente.

4. Consideraciones para la competencia en mercados eléctricos a largo plazo

23. Los contratos de largo plazo son instrumentos financieros que son utilizados en forma común en los mercados eléctricos, que permiten a las empresas de generación obtener un flujo de ingresos predecible, y a los compradores les permite obtener un precio estable y un suministro más seguro. Los contratos a largo plazo reducen los riesgos del mercado spot e incentivan la inversión en nuevas centrales de generación, incrementando la seguridad y confiabilidad de los sistemas eléctricos. Como se señaló en la Sección anterior, varios países en AL han experimentado con diversos tipos de mecanismos de mercado eléctrico a largo plazo:

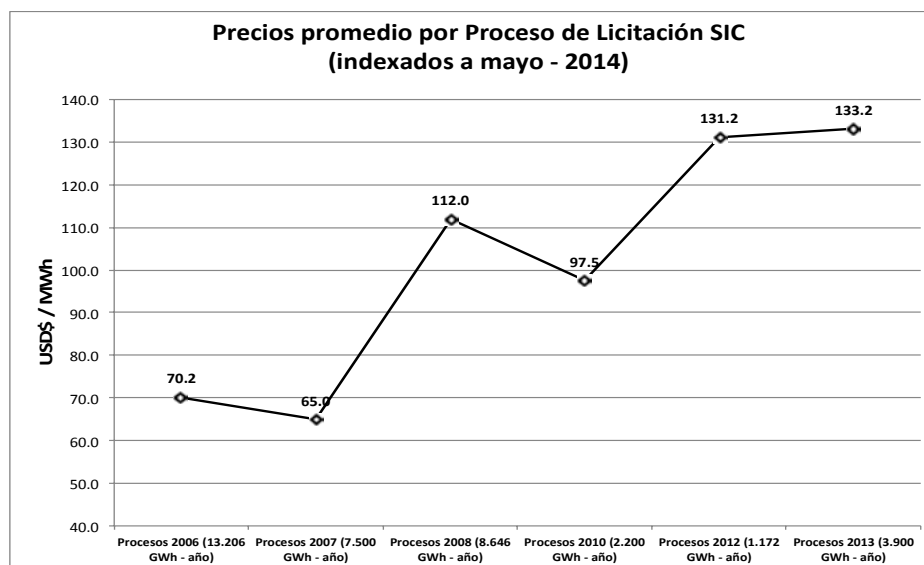
- Perú, Chile y Brasil tienen subastas de contratos de energía a largo plazo,
- Colombia tiene subastas de contratos con obligaciones de capacidad firme y un “cargo de confiabilidad”, que reemplaza el pago fijo por capacidad firme para centrales eléctricas.
- Brasil también tiene subastas de contratos de opción de compra de energía, que corresponden a una variante más sofisticada de los contratos de obligaciones de capacidad firme que tiene Colombia.²²
- Ecuador no posee un mercado a largo plazo propiamente tal, y el precio de la electricidad es fijado administrativamente por el regulador para reflejar los costos variables de producción en el corto plazo y los costos fijos de producción en el largo plazo.

24. Estas diferencias entre los regímenes de mercado ofrecen un reto particular para una integración plena de los mercados eléctricos nacionales (especialmente para la Comunidad Andina y Chile) y levanta la duda razonable de cuál régimen sería el adecuado (óptimo) para un mercado eléctrico regional integrado. Para dar algunas luces respecto a esta discusión, que tiene que ser tratada en forma técnica por las autoridades del sector eléctrico en AL, presentamos a continuación un breve análisis de la experiencia y retos existentes para promover la competencia en estos regímenes de mercado.

4.1 Subastas de contratos de energía a largo plazo.

25. La experiencia reciente en Chile con este tipo de subastas ha demostrado muchas dificultades en la práctica para obtener precios bajos. Como se puede observar en el Gráfico 2, Chile ha experimentado un crecimiento continuo en los precios medios observados en sucesivas subastas. Más aún, algunas subastas (las del 2008 y 2013) tuvieron que ser declaradas desiertas debido a que no se recibieron ofertas de generadores interesados.

²² Barrozo, et al. (2006).

Gráfico 2: Precio promedio de la energía en subastas de contratos a largo plazo

Fuente: Presentación de la Comisión Nacional de Energía ante el Congreso, año 2014

26. Por el contrario, la experiencia en Perú y Brasil con este tipo de contratos no ha sido del todo mala. Los precios en subastas sucesivas se mantuvieron estables y nueva capacidad de generación ha sido construida en los últimos años.²³ Sin embargo, algunas subastas en Perú tuvieron que ser declaradas desiertas por no recibir ofertas.²⁴

27. Para obtener subastas de contratos de energía a largo plazo competitivas, es crucial tener la participación de varias empresas de generación y proyectos de generación, con importantes cantidades de energía que puedan ofrecer en las subastas para contratar a largo plazo.²⁵

28. De las experiencias de Brazil, Perú y especialmente de Chile, los mayores retos para conseguir una mayor participación de oferentes y energía contratable en este tipo de subastas son:

- **Barreras de tipo político y administrativo para la entrada de nuevos proyectos.** Las barreras administrativas son creadas por el retraso en la emisión de permisos (ambientales, por ejemplo) para la construcción de centrales. Las empresas de generación son renuentes a participar en las subastas con proyectos que no tienen el correspondiente permiso de construcción, tanto para la central como para la línea de conexión al sistema. Las barreras de tipo político también son relevantes. En Chile, por ejemplo, varias comunidades locales han logrado (en Corte Judicial) la suspensión y hasta la revocación de permisos para la construcción de plantas termoeléctricas carboneras (Castilla, Barrancones) y embalses hidroeléctricos (HidroAysén) en su zona.

²³ Especialmente en Perú. En Brasil, las empresas de generación no estatales se quejaron de que los precios de las subastas eran artificialmente llevados a la baja por las empresas hidroeléctricas estatales, quitando incentivos a participaciones futuras en dichas subastas (Moreno, et al., 2010).

²⁴ OLADE (2013b).

²⁵ Fabra, et al. (2014), Lima (2014).

- **Poco tiempo para la construcción de la central.** En la práctica se ha visto que 3 años han sido insuficientes para lograr tener en operación algunos proyectos termoeléctricos que se presentaron en las licitaciones y obtuvieron un contrato, debido a problemas no esperados en la etapa de construcción y al exceso de demanda que existía en el mercado internacional de turbinas (debido a la gran demanda de China en esos momentos), que retrasaba su entrega a tiempo. Es de un enorme riesgo para las empresas de generación eléctrica el firmar contratos de largo plazo que inicien suministro antes de que puedan tener sus proyectos eléctricos en funcionamiento.²⁶ Por ese motivo, las empresas de generación son renuentes a participar en las subastas si pueden anticipar que no estarán listos y en funcionamiento sus proyectos de generación al momento de iniciar el suministro del contrato. Sin embargo, como muestra las experiencias de Perú y Brasil, subastar varios tipos de contrato, con suficiente flexibilidad en la duración del contrato y el periodo que media antes de tener que iniciar su suministro, pueden ayudar a la asignación de contratos de energía a largo plazo.
- **Demanda total dividida en múltiples procesos independientes.** Una subasta atractiva para una empresa de generación es aquella en la que se demanda grandes cantidades de energía.²⁷ La experiencia inicial de Perú muestra que la demanda de energía de compañías de distribución pequeñas, por ejemplo, no es suficiente para atraer ofertas de las empresas de generación. Las compañías de distribución en Chile, en cambio, han realizado esfuerzos desde un principio (auspiciadas por el regulador) para coordinarse entre ellas y licitar de manera conjunta su energía, de tal manera de tener procesos que sean atractivos para los generadores. Por otro lado, Brasil subastó desde un principio toda la demanda proyectada de los clientes regulados de todas las empresas de distribución en conjunto, en procesos dirigidos directamente por la autoridad.

4.2 *Contratos de opción de compra de energía*

29. Los contratos de opción de compra de energía son utilizados en mercados eléctricos en los que solamente se transa energía, es decir, no poseen un pago por capacidad firme. Oren y Sioshansi (2003) argumentan que mercados con un pago explícito por capacidad firme dan a los generadores existentes incentivos a subdeclarar sus verdaderos costos de generación, en orden a capturar la mayor cantidad de rentas posibles. Esto es posible debido a que el pago fijo por capacidad garantiza un flujo constante de ingresos que ayudarían a las empresas de generación a ser más agresivas en el mercado spot. Esta agresividad, sin embargo, puede desincentivar la entrada de nuevas compañías y proyectos de generación en el mercado, y el sistema eléctrico puede terminar finalmente con una estructura de tipo oligopolística. En consecuencia, Oren (2000 y 2003) propone reformular los mercados eléctricos con pago de capacidad explícito en mercados de solo energía (como aquellos que actualmente existen en Colombia, Brasil, California, Nodrpool, Australia, etc.) e introducir los contratos de opción de compra de energía para asegurar a las empresas un pago por capacidad, pero ahora acuerdo con la demanda de mercado.

²⁶ En el caso de los mercados mayoristas chileno, brasileño y peruano, el problema que se suscita para la empresa de generación es que durante el periodo de tiempo entre la fecha de inicio de suministro del contrato y la fecha de entrada a operación de la central, no puede producir ni vender la energía de la central en el mercado spot, pero mantiene la obligación de comprar energía a costo marginal del sistema y recibir el precio del contrato por dicha energía durante ese periodo. Si casualmente le toca un periodo de costos marginales elevados, la empresa puede agotar rápidamente sus reservas de liquidez y entrar en un proceso de quiebra, como ocurrió en Chile con la empresa Central Campanario S.A. en el año 2011 (Lima, 2014).

²⁷ En el caso de los proyectos de generación, les permite obtener en un solo contrato la cantidad de energía necesaria para rentar y cubrir el riesgo spot del proyecto.

30. Como demuestra la experiencia colombiana, los contratos de opción de compra pueden coexistir con contratos de energía a largo plazo (mediano plazo en el caso colombiano). En este caso, los contratos de opción de compra y los de energía a largo plazo tienen objetivos diferentes: los contratos de opción de compra permiten a las empresas de generación tener un pago por capacidad acorde con la demanda, en cambio que los contratos de energía a largo plazo les permiten cubrirse de los riesgos de precio y cantidades del mercado spot. Por otro lado, los contratos de opción de compra modificados que se utilizan en Brasil sirven para ambos propósitos: permiten al generador tener un pago por capacidad y, a la vez, transfiere el riesgo de precio y cantidades del mercado spot a los compradores. Por consiguiente, en el caso brasileño, estos contratos actúan como un sustituto a los contratos tradicionales de energía a largo plazo.

31. Una característica importante en el diseño de estos contratos es que la reventa a otros participantes, antes de que inicie el inicio de suministro, es permitida. Por ello, si la empresa de generación prevé no tener lista su central para abastecerla, puede acceder al mercado de reventa. Finalmente, como la experiencia tanto de Colombia como de Brasil señalan, no existirían muchos problemas al utilizar este tipo de contratos (aunque algunos detalles pueden ser mejorados): la participación en las subastas es elevada y los precios observados se han mantenido estables en sucesivas subastas.²⁸

4.3 Fijación administrativa de precios

32. En el caso de Ecuador, el precio de la electricidad que reciben las empresas de generación es fijada en forma administrativa por el regulador, para reflejar el costo de producción variable de corto plazo y los costos de producción fijos de largo plazo. Sin embargo, antes del 2008, Ecuador sí tuvo experiencia con mercados spot y de contratos a largo plazo. Sin embargo, serios problemas como un elevado retraso en las inversiones de generación en centrales costo – eficientes, grandes costos de producción con las turbinas gas-diesel existentes, entre otros, motivaron el cambio drástico de régimen. A medida que la integración de mercados eléctricos en la Comunidad Andina se profundice, es posible que Ecuador cambie su actual régimen administrativo y permita la existencia de mercados mayoristas, sin ser sujeto a los mismos problemas que experimentó anteriormente.

5. Conclusiones

33. Las diferencias en los regímenes de mercado a largo plazo en los distintos países de AL ofrece un reto particular para la integración completa de los mercados nacionales, y levanta la pregunta sobre cuál régimen sería el más apropiado aplicar en un mercado regional integrado. Para dar algunas luces al respecto, este documento hace un breve análisis de las experiencias y retos existentes desde el punto de vista de la competencia en algunos mercados de AL.

34. El análisis de algunos de los mercados eléctricos mayoristas existentes en LA muestra que una de las decisiones iniciales que se debería tomar en un proceso de integración es sobre la existencia de un pago explícito por capacidad a los generadores (Chile y Perú lo tienen, en cambio Colombia y Brasil no, por ejemplo). Análisis teóricos argumentan que tener un pago explícito por capacidad puede inducir mayores niveles de concentración en los mercados eléctricos. Por consiguiente, puede ser una mejor estrategia el considerar un mercado regional de sólo energía. Más aún, solo en este tipo de mercados es razonable tener contratos de opción de compra de energía, para que los generadores obtengan un pago por capacidad acorde a la demanda.

²⁸ OLADE (2012a). Lo cual, sin embargo, no quiere decir que no sean inmunes a posibles acuerdos colusivos.

35. También resulta importante tener un mercado integrado de energía con contratos a largo plazo, para permitir a los generadores (comercializadores) cubrirse contra el riesgo de precios y cantidades del mercado spot. También son deseables este tipo de contratos desde un punto de vista de política de competencia, debido a que pueden ser capaces de reducir el poder de mercado que se puede ejercer en el mercado spot e inducir un tren eficiente de inversiones en generación.²⁹ Sin embargo, algunos aspectos importantes deben ser considerados para obtener mercados de contratos de energía competitivos: a) las barreras de tipo administrativo y político que puedan existir para el mercado de generación, debe ser manejado apropiadamente por la autoridad de cada país; b) es deseable ofrecer contratos con diferentes duraciones y periodos entre el fin de la subasta y el inicio de suministro; y, c) es deseable subastar un cantidad suficientemente alta de demanda de energía, para atraer a la mayor cantidad posible de participantes.

36. Otros aspectos importantes para lograr mayor competencia, tiene que ver con la transparencia y firmeza de las obligaciones adquiridas en los contratos de energía a largo plazo y en los contratos de opciones de compra, en un escenario de integración internacional. Por ejemplo, debe quedar muy claro a todos los participantes del mercado integrado, la manera en que las autoridades locales van a priorizar las obligaciones de largo plazo de los contratos, en un escenario de crisis energética en el sistema eléctrico local o regional. Un procedimiento o comité arbitral regional para la resolución de conflictos también es deseable, donde tanto las empresas privadas como los Estados puedan resolver en armonía sus conflictos comerciales en contratos de largo plazo.

²⁹ Anderson and Hu (2008).

BIBLIOGRAFÍA

- Anderson, E. y X. Hu (2008): “Forward contracts and market power in an electricity market”, *International Journal of Industrial Organization*, Vol. 26, pp. 679-694.
- Battle, C. (2012), “Capacity Mechanisms: Lessons from Latin America for the future of the IEM”. Presentation in the workshop “A Future-proof Energy Market”, Florencia, Italia.
- Bezerra, B., Barroso, L., Granville, S., Guimaraes, A., Street, A. y M. Veiga (2006), “Energy call options auctions for generation adequacy in Brazil”. *Power Engineering Society General Meeting*, 2006, IEEE.
- CEPAL (2013), “Integración Eléctrica en América Latina. Antecedentes, realidades y caminos por recorrer”. *Project Documents Collection*. Disponible en: http://www.giz-cepal.cl/files/2012_999_W_524_Integracion_electrica_en_America_Latina_%20final.pdf
- CIER (2013), “Síntesis informativa energética de los países de la CIER. Información del sector energético en países de América del Sur, América Central y El Caribe”. *Comisión de Integración Económica Regional*.
- De la Mano, Miguel (2005), “Competition in EU Electricity Markets. The role of Antitrust Policy”. Presentation at SNF-SESSA Conference, Bergen.
- ECC (2007a), “Communication from the Commission. Inquiry pursuant to Article 17 of Regulation (EC) No 1/2003 into the European gas and electricity sectors.” *European Competition Commission COM(2006) 851*.
- ECC (2007b), “DG Competition report on energy sector inquiry” *European Competition Commission, Final Report, SEC(2006) 1724*.
- ERGEG (2011), “Final Draft Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity”. *Grupo de Regulación para Electricidad y Gas, E10-ENM-20-03*.
- Fabra, N., Montero, J. y M. Reguant (2014), “La Competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista en Chile”. En: http://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2013/11/Montero_fabra.pdf
- Lima, J. (2014), “Electricity Supply Risks: How they affect competition in forward contracts auctions and policy proposals”. *Presentación para la XIV Jornadas de Derecho Energético, Santiago de Chile*.
- Moreno, R., Barroso, L., Rudnick, H., Bezerra, B., Mocarquer, S., Flach, B. y J. Moreno (2010), “Lessons from five years of experience in energy contract auctions in South America”, *Presentación en la 33ra. Conferencia IAEE, Río de Janeiro, Brasil*.
- OLADE (2013a), “Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe - Colombia”, *Documento de Trabajo OLADE*.
- OLADE (2013b), “Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe - Perú”, *Documento de Trabajo OLADE*.

Ochoa, C., Dyner, I. y C. Franco (2013), “Simulating power integration in Latin America to assess challenges, opportunities, and threats”. *Energy Policy*, Vol. 61, pp. 267-273.

Oren, S. (2005), “Generation Adequacy via Call Options Obligations: Safe Passage to the Promised Land”, *The Electricity Journal*, Vol. 18, No. 9, pp. 28-42.

Oren, S. (2000), “Capacity Payment and Supply Adequacy in Competitive Electricity markets”, presentado en VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning.

Oren, S. y R. Sioshansi (2003), “Joint Energy and Reserves Auction with Opportunity Cost Payment for Reserves,” trabajo presentado en conferencia IDEI-CEPR “Competition and Coordination in the Electricity Industry”.

Sauma, E., Jerardino, S., Barria, C., Marambio, R., Brugman, A. y J. Mejía (2010), “Análisis de prefactibilidad técnico económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú”. En: http://www.fundcopec-uc.cl/wp-content/uploads/Enzo_Sauma.pdf

World Bank (2010), “Meeting the Electricity Supply/Demand Balance in Latin America & the Caribbean”. Documento de Trabajo.