

CRISIS ELÉCTRICA EN CALIFORNIA: ALGUNAS LECCIONES PARA CHILE*

**Juan Pablo Montero
y José Miguel Sánchez**

La actual crisis eléctrica en California ha puesto en duda los procesos de desregulación de los mercados eléctricos en distintos lugares del mundo. La combinación de fallas en el diseño de los mercados (consumidores finales aislados de los precios del mercado mayorista y empresas distribuidoras privadas de firmar contratos de mediano y largo plazo con empresas generadoras) y algunos elementos exógenos (altos precios del gas natural, incremento significativo de la demanda y mayores precios de permisos de emisión) han provocado que los precios en el mercado mayorista hayan subido en forma explosiva en los últimos meses y que las dos mayores empresas de distribución estén al borde de la quiebra. Las lecciones de esta crisis plantean importantes desafíos al proceso de desregulación del mercado chileno iniciado con el nuevo proyecto de ley eléctrica. En este análisis se sugiere que las condiciones actuales no son las más apropiadas para impulsar este proceso de desregulación, por lo que éste debiera retomarse bajo condiciones más favorables de oferta.

JUAN PABLO MONTERO. Profesor del Instituto de Economía de la Pontificia Universidad Católica de Chile (PUC), profesor visitante del Sloan School of Management del MIT, e investigador asociado al Center for Energy and Environmental Policy Research del MIT.

JOSÉ MIGUEL SÁNCHEZ. Profesor del Instituto de Economía de la P. Universidad Católica de Chile.

*Los autores agradecen a Hugh Rudnick, a los participantes del seminario realizado en la PUC y al árbitro anónimo por sus numerosos comentarios. Juan Pablo Montero agradece además la ayuda recibida de Fondecyt (Proyecto N° 1000517).

1. Introducción

La actual crisis eléctrica en California ha puesto en duda los procesos de reestructuración de los mercados eléctricos en distintos lugares, incluyendo Chile. En los últimos meses, los precios en el mercado californiano han subido en forma explosiva y las dos mayores empresas de distribución están, una al borde de la quiebra (Southern California Edison) y la otra (Pacific Gas & Electric Co.) se declaró en quiebra el pasado mes de Abril¹. Más que desconocer las ventajas de la desregulación de los mercados eléctricos, la crisis de California debe servir para poner en evidencia las dificultades en el diseño y aplicación de estos mercados y plantear desafíos al proceso de desregulación del mercado chileno iniciado con el nuevo proyecto de ley eléctrica.

El objetivo de este artículo es explicar las razones detrás de la crisis de California y recoger lecciones para la reestructuración del mercado eléctrico nacional. El principal resultado de nuestro análisis es que las actuales características y condiciones del mercado eléctrico chileno no son las más apropiadas para impulsar un proceso de desregulación. Dicho proceso requiere resolver varios temas. En primer lugar, antes de liberalizar el mercado mayorista (a través de la “Bolsa de Energía”) es preciso estudiar las implicancias de la alta concentración horizontal en generación y posibles medidas de mitigación de poder de mercado como es, por ejemplo, la utilización de precios techo.

También es necesario estudiar mecanismos que permitan a los clientes finales responder ante cambios de precios en el mercado mayorista (*i.e.* en los costos de generación). Además de forzar a los consumidores a observar el costo real de producción y no un promedio de mediano o largo plazo, un sistema de precios flexibles reduce el poder de mercado de las firmas al verse enfrentado a una demanda más elástica. Sin duda que uno de los problemas con el uso de precios más flexibles como es la tarificación en tiempo real (*real-time electricity pricing*) es la volatilidad de precios resultante para los consumidores finales. Sin embargo, esta volatilidad en precios puede ser cubierta con contratos de mediano y largo plazo ya sea directamente por consumidores finales (grandes clientes), comercializadores de energía (*energy service providers*) y empresas distribuidoras.

El desarrollo de un profundo mercado de contratos requiere del diseño de un mecanismo eficiente de fijación tarifas de acceso a las redes

¹ “Energy Survey”, *The Economist*, febrero 10, 2001, *New York Times*, 5 de junio 2001.

de distribución y transmisión. Este mercado de contratos permite no sólo reducir la volatilidad del mercado (mayorista), sino también disciplinar el poder de mercado en dicho mercado.

La resolución de éstas y otras delicadas tareas van a resultar en un prolongado debate legislativo con inciertos resultados. Mientras, la inversión en generación podría caer a niveles aún más críticos que los que hoy ya se observan, colocando en riesgo la estabilidad del sistema y la credibilidad del proceso. En definitiva, nuestra recomendación es que el proceso de desregulación se debiera retomar bajo condiciones más favorables de oferta, de manera que la discusión parlamentaria no esté centrada exclusivamente en la situación contingente del mercado, sino que también en los efectos de mediano y largo plazo de cambios en el marco regulatorio.

El resto del artículo está organizado de la siguiente forma. En la sección 2, explicamos las características y funcionamiento de los mercados eléctricos con el objeto de introducir las dificultades en el diseño e implementación de estos mercados. En la sección 3, usamos la crisis de California como estudio de caso para ilustrar las consecuencias de errores en el diseño de estos mercados. En la sección 4, analizamos las características del sector eléctrico nacional y las propuestas de desregulación contenidas en el nuevo proyecto de ley eléctrica a la luz de la experiencia en California. En la sección 5, ofrecemos conclusiones y propuestas para futuras investigaciones.

2. El sector eléctrico y la desregulación de los mercados

Para entender el funcionamiento de los mercados eléctricos es necesario tener presente una serie de características técnicas particulares de la electricidad. En primer lugar, la electricidad no se puede almacenar y en consecuencia el equilibrio entre oferta y demanda se debe dar en tiempo real, lo que requiere de transacciones de último minuto a través de un operador centralizado del sistema. En segundo lugar, debido a que tanto oferentes como demandantes se encuentran conectados físicamente a una red de transmisión, las decisiones de cualquiera de ellos puede afectar a todo el resto de los agentes interconectados a la red.

Tercero, los flujos de electrones (todos idénticos) siguen las leyes de la física (Leyes de Kirchoff) sin que exista la posibilidad de asignar el producto generado por una planta específica a un consumidor específico. Por último, las externalidades que produce un consumidor o productor en la red también se reflejan en la calidad (frecuencia, voltaje, estabilidad) de la

electricidad y en consecuencia el equilibrio de la oferta y la demanda debe darse para un cierto estándar de calidad para lo cual son cruciales los servicios auxiliares que prestan los generadores y que garantizan que se cumplan los estándares de calidad predefinidos. Asimismo, en caso de pérdida de carga o caídas en el sistema, se requieren procedimientos especiales para restaurar el servicio de manera segura.

Estas características, sumadas a economías de escala en los distintos segmentos de la cadena de producción —generación, transmisión y distribución—, llevaron a gobiernos de distintos países a mantener el sector eléctrico en manos del Estado o en manos privadas como monopolios regulados. Sin embargo, el avance tecnológico ha reducido las economías de escala en la generación, a diferencia de lo que ocurre en transmisión y distribución, haciendo posible hoy día la convivencia de plantas generadoras de distintos tamaños. Estos cambios tecnológicos, junto con razones político-económicas, llevaron a iniciar un proceso de reestructuración del sector eléctrico en distintos lugares del mundo con el objetivo común de introducir mayor competencia, bajar los precios y mejorar la calidad del servicio.

Este proceso de reestructuración comenzó en 1982 en Chile con la liberalización del “mercado” de la generación. En este mercado, las empresas transan energía (y potencia) a precio *spot*, el cual es estimado por un operador central (CDEC) en base a los costos marginales (auditados) de las distintas empresas y corresponde al costo marginal de la última planta que es despachada para satisfacer la demanda en cada momento². El modelo chileno, adoptado tiempo después por algunos países en Latinoamérica (Rudnick, 1998), es muy distinto, sin embargo, a los actuales modelos de reestructuración que se han (o están) adoptado en Europa y EE.UU.

Estos últimos están organizados en torno a la existencia de verdaderos mercados mayoristas en los que se transa electricidad (energía y potencia) y servicios auxiliares. Estos mercados están diseñados para maximizar la competencia en generación y el énfasis está en las transacciones entre las partes. En ellos se compete por precio y no por costo, y el despacho está típicamente basado en los precios ofrecidos por los oferentes. En consecuencia, los mercados están estructurados como licitaciones. El mercado está abierto a todos los que participan en él —generadores, distribuidores, comercializadores— y los consumidores finales tienen, generalmente, la posibilidad de elegir con quién contratar la provisión del servicio.

² También existe un mercado de contratos donde concurren empresas generadoras y grandes clientes (mayores a 2 MW).

En este esquema (en esto es igual que el esquema chileno vigente) hay libertad de entrada a generación y los sistemas de transmisión y de distribución actúan como *common carriers*. Ejemplos de esta nueva generación de modelos de desregulación incluyen: el Power Pool de Inglaterra y Gales (que opera desde 1990), el Pool de Victoria en Australia (que opera desde 1994), el Nord Pool de los países escandinavos (que opera como *pool* internacional desde 1996), el Power Pool de Alberta, Canadá (que opera desde 1996) y el California Power Exchange (que opera desde 1998)³. Además, hay una serie de otros países que han reformado o están pensando en reformar su legislación eléctrica en esta dirección. Incluso dentro de EE.UU., 21 estados, además de California, han reestructurado su mercado eléctrico en el último par de años.

El funcionamiento de estos mercados ha sido variado. En algunos de ellos se ha observado la existencia de poder de mercado⁴. Wolfram (1999) detectó para el mercado de Inglaterra y Gales una diferencia promedio de 25% entre los actuales precios cobrados por las empresas generadoras y los obtenidos por la simulación de un mercado perfectamente competitivo. Distintos autores atribuyen este resultado al elevado grado de concentración horizontal (Newbery, 2000) y a la forma en que se ha organizado la bolsa de energía y los incentivos que otorgan las licitaciones que ahí se conducen (Wolfram, 1998). A pesar de la existencia de poder de mercado, la evidencia muestra que los precios han bajado significativamente y que ha habido una importante inversión en tecnologías más limpias y eficientes de gas natural y retiro de plantas ineficientes de carbón (Littlechild, 2001).

Sin duda el mercado que ha atraído la mayor atención es el de California. Aun cuando este mercado se muestra relativamente más desconcentrado que el mercado de Inglaterra y Gales en 1990⁵, producto de la venta de activos realizada por los dos generadores dominantes durante el primer semestre de 1998 que dejaron las plantas térmicas de California repartidas de manera más o menos igualitaria entre siete generadoras, el tema del poder de mercado también ha surgido con mucha fuerza (Borenstein, Bushnell y Wolak, 2000; Joskow y Kahn, 2001).

³ Véase Newbery (2000), Von der Fehr y Hardbord (1998) y Barker *et al.* (1997).

⁴ En el Nord Pool no se ha registrado evidencia de ejercicio de poder de mercado. Se trata de un mercado bastante grande con alrededor de 200 empresas que transan para satisfacer un consumo anual del orden de los 360 Terawatt-hora, que es mayor que el consumo en el Pool de Inglaterra y Gales (Carlson, 1999). Para el Pool de Victoria y New South Wales en Australia, el trabajo de Wolak (2001) muestra que la presencia de contratos ha mantenido los precios en el mercado *spot* a niveles competitivos y muy por debajo de lo esperado.

⁵ Debido a varios requerimientos de venta de activos por la detección de prácticas anticompetitivas, la participación de mercado de las dos empresas más grandes en el mercado de Inglaterra y Gales —National Power y PowerGen— ha disminuido constantemente desde 78% en 1990 a 26% en 2000 (Littlechild, 2001).

La principal lección que uno debe sacar de estos resultados no es que la desregulación de los mercados eléctricos sea una mala política, sino que el diseño e implementación de estos mercados son tareas complejas. Tal como explica Borenstein (2001), las complejidades físicas del sector eléctrico, particularmente la necesidad de equilibrar oferta y demanda en todo momento, sumado a las restricciones de capacidad y baja (o nula) elasticidad de la demanda, hacen que los mercados eléctricos sean muy susceptibles a fallas de diseño, que pueden resultar en importantes alzas de precios por la presencia de poder de mercado e inestabilidad del suministro.

Tal como veremos a continuación, en ningún otro lugar las fallas de diseño fueron tan evidentes y graves como en California, razón por la cual su actual crisis eléctrica representa un interesante estudio de caso para poner en evidencia los desafíos que enfrentan los encargados de llevar a cabo los procesos de desregulación de estos mercados en el resto del mundo⁶.

3. La crisis en California

A comienzos de 1993, la Comisión de Servicios de Utilidad Pública de California (California PUC) comenzó a estudiar la desregulación del sector eléctrico del estado con el objeto de reemplazar parte del actual esquema de monopolios (privados) regulados con la implementación de distintos mercados eléctricos. Esta iniciativa fue principalmente el resultado de la presión de grupos de consumidores industriales por reducir los precios de la energía eléctrica que en ese entonces se encontraban entre los más altos del país (Joskow, 1997)⁷. Estos altos precios han sido atribuidos a la instalación de costosas plantas nucleares, exceso de capacidad instalada, contratos de largo plazo firmados con productores de energía independientes exigidos por los mismos reguladores del estado bajo el *Public Utility Regulatory Policy Act of 1978* (PURPA)⁸, y una regulación ineficiente que no fue capaz de traspasar los menores costos a los consumidores (Joskow, 2000).

⁶ Las complejidades en el diseño de estos mercados también han llevado a las autoridades en Inglaterra y Gales a presentar una serie de reformas para mejorar el actual funcionamiento de tales mercados (véase Sweeting, 2000).

⁷ En 1995, el precio promedio en California era de 7,5 (cents/kWh) mientras que el promedio nacional era de 4,7.

⁸ Estos contratos incluyen una gran cantidad de energías renovables como solar y eólica que no son, al menos todavía, comercialmente atractivas. Un 80% de la energía renovable de EE.UU. se encuentra en California.

Guiados en cierta forma por la experiencia en Inglaterra y Gales, los mercados en California comenzaron a operar en abril de 1998 después de 4 años de debate legislativo y administrativo. En medio de un proceso altamente politizado, el modelo californiano terminó siendo para muchos el más complicado de los mercados eléctricos jamás implementado, con elementos que nunca antes habían sido utilizados en la práctica. A diferencia del mercado en Inglaterra y Gales implementado en 1990 donde todo el despacho se centraliza en el *pool* de acuerdo a los precios ofrecidos por las generadoras, en California el mercado es totalmente descentralizado, ya que el despacho considera contratos bilaterales previamente acordados entre distintas partes.

3.1 Diseño del mercado

La reestructuración del mercado californiano comenzó por disolver la integración vertical entre generación, transmisión y distribución de las tres mayores empresas eléctricas del estado que hasta entonces funcionaban como monopolios integrados regulados: Pacific Gas & Electric en la parte norte de California, Southern California Edison en el área de Los Ángeles y San Diego Gas & Electric en la parte sur del estado. Estas empresas retuvieron la distribución y una porción muy menor de la generación.

Acto seguido se procedió a liberar el mercado mayorista. Para su funcionamiento se crearon dos figuras: (1) una bolsa de energía (PX: *power exchange*) a cargo de operar las ofertas diarias y horarias de compradores y vendedores de energía con un día y hora de anticipación, respectivamente⁹ y (2) un operador del sistema (ISO: *independent system operator*) a cargo de operar las líneas de transmisión y asegurar la estabilidad del sistema. Tomando en consideración posibles problemas de congestión, transacciones establecidas en el PX y contratos bilaterales existentes, el ISO debe balancear oferta y demanda en todo momento para lo cual utiliza un mercado de energía en tiempo real. Así, toda la oferta de generadores vendiendo en el área de control del ISO y toda la demanda de consumidores ubicados en tal área deben ser físicamente despachados de acuerdo a lo establecido por el ISO. Para mantener la estabilidad del sistema, el ISO además administra un mercado de servicios auxiliares (*e.g.* regulación de frecuencia, capacidad de reserva).

⁹ En el PX cada generador recibe el precio al cual se despejan la oferta y demanda por energía.

En forma paralela a estos mercados *spot*, las empresas comercializadoras de energía son libres de firmar contratos de mediano y largo plazo con empresas generadoras como una forma de cubrirse de parte del riesgo asociado a la volatilidad e incertidumbre de precios en el PX. Sin embargo, las tradicionales empresas distribuidoras que eran responsables de servir la casi totalidad de los consumidores en un comienzo, fueron privadas de participar en el mercado de contratos y obligadas a comprar energía a precio *spot* en el mercado PX. Aparentemente esta disposición fue establecida para evitar que las empresas distribuidoras ejercieran un poder monopsonico al momento de firmar contratos con las empresas generadoras y posiblemente otorgar mayor liquidez al mercado PX¹⁰.

La desregulación del mercado mayorista no fue acompañada por una flexibilización de los precios pagados por los consumidores finales. Para permitir a las empresas distribuidoras recuperar parte de las costosas inversiones del pasado (*stranded costs*), los consumidores servidos por estas empresas fueron aislados de las fluctuaciones del mercado mayorista a través de un precio regulado cercano a los precios de junio de 1996. Este precio regulado incluía además un cargo —el *Competition Transition Charge*—, el cual sería traspasado a las empresas distribuidoras con el objeto de, precisamente, cubrir estos costos hundidos. A partir de 2001 los precios serían desregulados aun cuando las empresas no hubiesen recobrado todos sus costos hundidos¹¹.

Con el objeto promover la competencia al nivel de la comercialización de energía, los consumidores son libres de contratar su energía ya sea con su actual distribuidora o alguna empresa comercializadora. Debido a que hasta la fecha los precios regulados siempre han estado por debajo de los precios del mercado mayorista, solamente un 2% de los consumidores residenciales han preferido alguna de las 10 empresas comercializadoras frente a sus distribuidoras. En el caso de los clientes comerciales o industriales pequeños este número sube a 5%, y en el caso de los grandes clientes industriales este número sube a 13%¹².

¹⁰ Es importante notar que si las empresas distribuidoras venden energía a precio regulado, su demanda por energía es totalmente inelástica, por lo tanto no es factible que puedan ejercer poder de mercado. Esto se debe a que la cantidad de energía que deben comprar es fija.

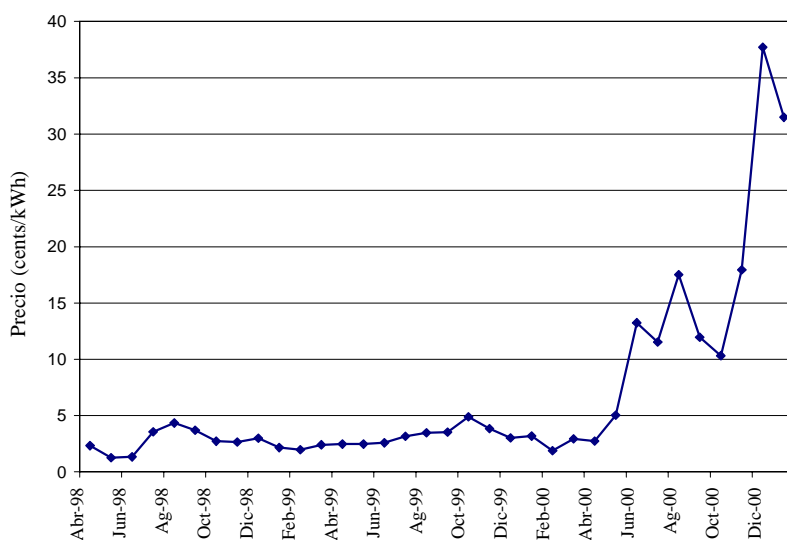
¹¹ En el caso que los costos hundidos fuesen recuperados antes de 2001, las distribuidoras podrían flexibilizar los precios tal como ocurrió en San Diego donde los precios cobrados por San Diego Gas & Electric subieron explosivamente reflejando los altos precios del mercado mayorista a partir del verano de 1999.

¹² *Los Angeles Times*, diciembre 9, 2000, A1.

3.2 Funcionamiento del mercado

En la Figura 1 se presenta la evolución de los precios promedio en el mercado mayorista PX desde abril de 1998 hasta enero de 2001. Durante los primeros meses de funcionamiento los precios cayeron a 3 ¢/kWh, resultando en un ahorro de más de 50% con respecto a los costos de generación antes de la reestructuración, en parte debido a un exceso de capacidad de más de 30% según algunos analistas¹³. Aún con estos bajos precios, ya se habían comenzado a percibir problemas de poder de mercado en estos primeros meses de funcionamiento (Borenstein *et al.*, 2000)¹⁴, los cuales se han acentuado en los últimos meses (Joskow y Kahn, 2001)¹⁵. Aunque no existe ningún estudio específico, es posible inferir a partir del trabajo de Wolak (2001) que gran parte del poder de mercado es el resulta-

FIGURA N° 1: PRECIOS PROMEDIO MENSUALES EN MERCADO PX: ABRIL 98 – ENERO 01



Fuente: California Energy Commission.

¹³ *Los Angeles Times*, diciembre 9, 2000, A1.

¹⁴ Borenstein *et al.*, (2000) encontraron que los precios observados eran en promedio 16% superiores a los precios obtenidos de sus simulaciones de un mercado perfectamente competitivo.

¹⁵ Es importante destacar que los problemas de poder de mercado se han detectado principalmente en los períodos *peak* cuando la demanda se acerca a la capacidad total del sistema. En los períodos fuera de *peak*, Borenstein *et al.* (2000) no detectaron poder de mercado.

do de privar a las empresas distribuidoras de firmar contratos de largo plazo con las generadoras¹⁶.

A partir de mayo de 2000, los precios en el mercado PX comenzaron a subir en forma muy importante para terminar en alzas de más de un orden de magnitud. De hecho, el precio promedio observado durante diciembre de 2000 alcanzó a 38,6 ¢/kWh. Las empresas distribuidoras obligadas a comprar al precio PX y vender a precio regulado lograron recuperar sólo parte de sus costos hundidos (*stranded costs*), pero a partir de mayo de 2000 comenzaron a sufrir grandes pérdidas sin la posibilidad de traspasar los altos precios del mercado PX a sus consumidores, para terminar al borde de la quiebra y con continuos cortes de suministro. La excepción fue San Diego Gas & Electric que, después de recuperar sus costos hundidos, liberó los precios finales con lo cual todos los consumidores que no habían firmado contratos de largo plazo con la distribuidora u otras comercializadoras vieron su cuenta mensual multiplicarse varias veces. A fines de enero de 2001 dejó de operar el mercado PX (*day ahead market*) debido a los problemas de insolvencia de las empresas distribuidoras y el 9 de marzo de 2001 la Bolsa de energía se declaró en quiebra (Joskow, 2001).

La abrupta alza de precio y los cortes de suministro ocurridos en los últimos meses se deben a una combinación entre factores exógenos y mal diseño regulatorio. Entre los factores exógenos más importantes se encuentran la subida del precio de gas natural que alimenta a varias plantas generadoras desde 2,5 US\$/Mcf en 1999 a 6 US\$/Mcf al final del verano de 2000, la subida del precio de los permisos transables de emisión de NOx que generadoras deben comprar para cubrir sus emisiones desde 5 US\$/lb hasta más de 30 US\$/lb al final del verano de 2000, y un fuerte aumento de la demanda por energía eléctrica producto de la importante expansión económica de los EE.UU. en la última década¹⁷.

Las principales fallas de diseño, por otro lado, fueron prohibir a las empresas distribuidoras cubrir el riesgo asociados al mercado PX con contratos de mediano y largo plazo y aislar completamente a los consumidores finales de las fluctuaciones de costo de generación reflejadas en los precios del mercado PX. Al aislar a los consumidores finales de estos precios, la curva de demanda de las distribuidoras es virtualmente inelástica, con lo cual se acentúan aún más los problemas de poder de mercado¹⁸.

¹⁶ Más adelante volvemos a este punto.

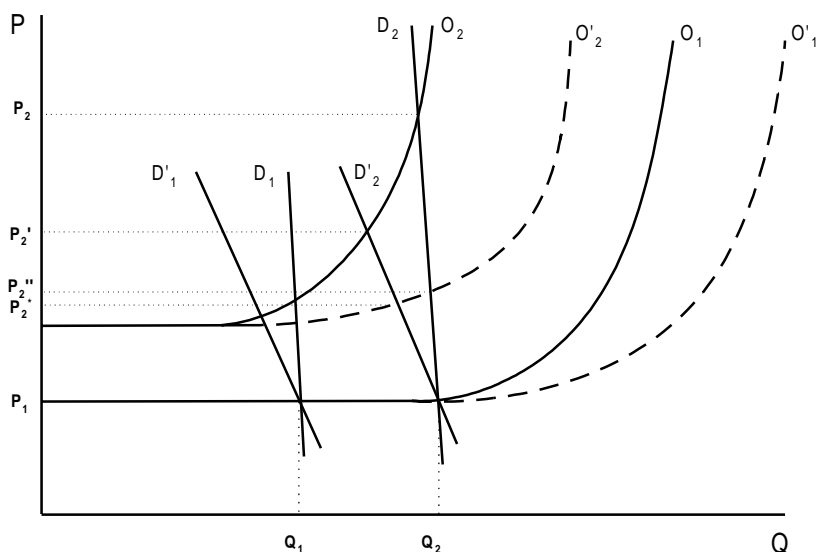
¹⁷ Para más detalle acerca de la influencia de estos factores en el precio PX, véase Joskow y Kahn (2001). Otro factor es la disminución de las aguas lluvia durante el 2000.

¹⁸ En ningún caso esto significa que la curva de demanda final por electricidad sea inelástica. Tal como discuten Montero y Rudnick (2001), diversos estudios internacionales muestran que los consumidores son efectivamente sensibles a cambios en los precios eléctricos tanto en el corto como en el largo plazo.

Si a los factores exógenos y fallas de diseño agregamos el hecho de que durante los más de cuatro años (1993-1998) de incierto y politizado debate legislativo no se construyó ninguna planta generadora en California¹⁹, la presencia de poder de mercado (facilitado por el bajo número de contratos de largo plazo) y las características del sector eléctrico que debe ajustar oferta y demanda en todo momento, no resulta tarea difícil comprender el alza de precios de la Figura 1²⁰.

Este fenómeno se puede explicar más fácilmente con la ayuda de la Figura 2. La curva D_1 representa la demanda (inelástica) de las distribuidoras al comienzo del proceso legislativo en 1993. Por otro lado, la curva D_2 representa la demanda de las distribuidoras en el verano del 2000. La curva O_1 representa la curva de oferta hasta antes del verano de 2000 (período junio-septiembre). Como es usual, esta curva sube fuertemente a medida que el consumo se acerca a la capacidad instalada. En un mercado competi-

FIGURA N° 2: EQUILIBRIO DE MERCADO EN EL PX



¹⁹ En 1990 se construyó la última planta generadora en California (California Energy Commission). Ayudado por las altas exigencias ambientales, California decidió implícitamente adoptar la política de importar energía de estados vecinos en vez de instalar nuevas plantas.

²⁰ Los extremadamente altos precios de diciembre y enero se deben a factores adicionales como cortes en el suministro de gas natural y caídas de centrales.

tivo, el precio en el mercado mayorista PX hasta antes del verano de 2000 sería P_1 y el consumo iría aumentando desde Q_1 hasta Q_2 el cual debe coincidir con la demanda total de los consumidores al precio regulado, digamos, P_r (el cual no está en la Figura 2).

Para facilitar la exposición, hay dos elementos que no fueron incluidos en la Figura 2 pero que son igualmente importantes para entender la evolución de los precios en el mercado PX. Primero, debido a la presencia de poder de mercado, el precio que efectivamente se observa en el mercado es mayor a P_1 , digamos $\alpha_1 P_1$, donde $\alpha_1 \geq 1$ representa la magnitud del poder de mercado ejercitado por las firmas generadoras²¹. En segundo lugar, P_r no es necesariamente igual a P_1 ó $\alpha_1 P_1$. Cuando $\alpha_1 P_1 < P_r$, tal como ocurrió hasta antes del verano de 2000, las empresas distribuidoras obtienen utilidades que les permiten cubrir sus costos hundidos. Cuando $\alpha_1 P_1 > P_r$, tal como ocurrió a partir del verano de 2000, las empresas distribuidoras comienzan a acumular deuda.

Los factores exógenos antes discutidos afectan la curva de oferta de tal forma que durante el verano de 2000 esta curva se traslada a O_2 , con lo cual el nuevo precio de equilibrio competitivo es P_2 y el consumo sigue siendo muy cercano a Q_2 ya que el precio regulado P_r no ha cambiado. Debido a la presencia de poder de mercado, el precio de equilibrio en el mercado mayorista esta vez es $\alpha_2 P_2$, donde $\alpha_2 \geq 1$ ²².

A la hora de analizar los factores detrás del alza de precio desde P_1 a P_2 , hay dos elementos que son particularmente importantes: demanda inelástica y capacidad instalada ajustada. Cuando los consumidores finales no observan los costos reales de generación la curva de demanda de las empresas distribuidoras es muy inelástica tal como muestran D_1 y D_2 . Al traspasar la volatilidad de precios del mercado mayorista a los consumidores finales (cubiertos en parte con contratos de mediano y largo plazo) la curva de demanda se torna más elástica tal como indican D_1' y D_2' . Cuando la curva de demanda es más elástica, el consumo se ajusta a los precios, con lo cual el precio de equilibrio (competitivo) en PX en el verano de 2000 habría subido sólo hasta P_2' . Debido a la presencia de poder de mercado, debiéramos decir nuevamente que en rigor el precio que efectivamente se observaría en PX sería $\alpha_2' P_2'$ ²³.

²¹ De acuerdo a Boresntein *et al.* (2000), α_1 es aproximadamente 1,16.

²² De acuerdo a Joskow y Kahn (2001), para el período jun00-sep00 α_2 está dentro de un rango que varía entre 1,10 y 2,31.

²³ Es muy posible que además se cumpla que $\alpha_2' < \alpha_2$ ya que, en principio, mayor elasticidad complementada con contratos de largo plazo ayudan a mitigar problemas de poder de mercado. En la próxima sección revisaremos este punto en más detalle.

Un poco de capacidad instalada adicional, representada por las curvas O_1' y O_2' , también ayuda a disminuir el alza de los precios²⁴. En este caso el precio durante el verano de 2000 hubiese llegado sólo hasta P_2'' . Sin duda que la combinación de ambos elementos, mayor elasticidad en la demanda y mayor capacidad instalada, hubiese ayudado a mantener los precios a niveles más razonables, que en el caso de la Figura 2 están representados por P_2^* .

La crisis en California ha generado un ambiente muy negativo frente a la desregulación del mercado eléctrico, lo que está teniendo consecuencias en los planes de reformas al sector de otros estados de EE.UU. y, sin duda, en el resto del mundo²⁵. Al respecto surgen dos preguntas relacionadas: (1) ¿están los mercados eléctricos desregulados siempre sujetos (o más sujetos que los mercados regulados) a sufrir este tipo de crisis y por lo tanto debieran permanecer regulados? y (2) ¿existen mecanismos (o condiciones) para prevenir o mitigar este tipo de crisis? Aun cuando el análisis de estas preguntas es el tema central de la próxima sección, podemos adelantar que la respuesta a la primera interrogante es NO y que la respuesta a la segunda es SÍ. Eso no significa, tal como discutimos, que la desregulación de estos mercados deba ser implementada en cualquier momento y de cualquier forma.

4. Lecciones para el mercado eléctrico en Chile

Impulsado por razones distintas a las del Reino Unido y California, el Gobierno de Chile ha iniciado un proceso de desregulación del mercado eléctrico con el proyecto de una nueva ley eléctrica (CNE, 2000)²⁶. En Chile el precio promedio de la energía ha venido cayendo durante los últimos años y no existe evidencia de instalación de plantas ineficientes²⁷. Entonces, todo parece indicar que los motivos detrás del proceso de desregulación son, entre otros, la crisis de desabastecimiento de 1999, las ya frecuentes diferencias entre la autoridad (CNE) y las empresas generadoras

²⁴ Tener mayor capacidad instalada tiene también el costo de mantener mayor capacidad ociosa. En general hay un punto óptimo donde, en el margen, el costo de tener capacidad ociosa es igual al valor esperado del beneficio de controlar alzas bruscas en el precio y posibles cortes de suministro.

²⁵ Véanse, por ejemplo, "In the Dark, California Consumers Haven't Seen the Benefits of Deregulating the Electrical Industry Yet—What went Wrong", *San José Mercury News*, domingo, agosto 27, 2000; "A Shocking Backlash", *The Economist*, agosto 26, 2000; "How State's Consumers Lost with Electricity Deregulation", *Los Angeles Times*, diciembre 9, 2000.

²⁶ Estamos conscientes de la existencia de un nuevo borrador de ley, el cual no había sido presentado a la opinión pública al momento de terminar de escribir este artículo.

²⁷ Esto último es uno de los mayores logros del proceso de reestructuración de 1982.

respecto de la estimación del precio de nudo (el cual corresponde al precio regulado al que las generadoras deben vender su energía a las empresas distribuidoras) y las crecientes divergencias al interior del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) respecto de los precios *spot* (o costo marginal de la energía) al que las generadoras intercambian energía²⁸.

En principio el despacho a costo marginal practicado por el CDEC lleva a una utilización eficiente de los recursos. En la práctica, sin embargo, para determinar la utilización (o despacho) eficiente de las distintas unidades generadoras, el CDEC requiere de un gran volumen de información (además de la implementación de un modelo analítico) que en algunos casos es altamente disputable tales como la determinación del valor de la opción del agua embalsable y las probabilidades de lluvias futuras. Bajo un sistema de despacho basado en oferta de precios —tal como el de Inglaterra y Gales, por ejemplo— estas divergencias prácticamente desaparecen ya que las unidades son despachadas de acuerdo a sus precios-cantidades ofrecidas (y restricciones de transmisión y estabilidad del sistema).

Siguiendo los modelos del Reino Unido y California, los elementos centrales del proyecto de ley son la liberalización del mercado mayorista en la Bolsa de Energía (equivalente al PX), creación de un operador del sistema (equivalente al ISO), la introducción de competencia en el mercado minorista (o de los clientes finales) con la incorporación de los comercializadores de energía, disminución del tamaño de los clientes que pueden negociar libremente sus contratos de energía de 2000 kW a 200 kW, revisión de las tarifas de acceso a la transmisión y la separación de las funciones de comercialización y transporte al nivel de la distribución²⁹.

A la luz de la experiencia en California, en esta sección vamos a revisar tres aspectos que nos parecen centrales al momento de analizar la conveniencia de impulsar el proceso desregulatorio contenido en el proyecto de ley: poder de mercado, falta de respuesta de los clientes finales, y problemas de inversión e incertidumbre regulatoria.

4.1 Poder de mercado

La concentración horizontal que hoy existe en sector generación, particularmente en el SIC³⁰, es bastante más alta que la concentración en

²⁸ Al interior del CDEC también hay diferencias importantes respecto del valor del costo incurrido por los consumidores ante un corte de suministro, comúnmente conocido como del costo de falla.

²⁹ Véase Sánchez (2001) para más detalles y discusión de cada uno de estos elementos.

³⁰ A diciembre de 1999, el 94% (78%) de la capacidad instalada en el SIC estaba en manos de 3 (2) empresas. A la misma fecha, el 83% (66%) de la capacidad instalada en el SING estaba en manos de 4 (3) empresas.

California en 1998 y similar a la de Inglaterra y Gales en 1990. La evidencia empírica de estos mercados pareciera indicar que a estos niveles de concentración existe una posibilidad cierta que los precios en la Bolsa de Energía sean manipulados por las empresas vía restringiendo generación y/o subiendo precios. Esto al menos en el corto plazo, porque el mercado no es perfectamente “desafiable” debido a que hay rezagos en la entrada de firmas generadoras (toma un mínimo de dos a tres años construir y poner en servicio una planta generadora).

Al estudiar más en detalle estos casos, sin embargo, uno encuentra que las reglas del mercado y la participación de la demanda en el equilibrio de mercado juegan un rol tan o más importante que la estructura de mercado (nivel de concentración) al momento de explicar los problemas de poder de mercado. Por ejemplo, al privar a las firmas distribuidoras de firmar contratos de largo plazo con las generadoras, el mercado de California ha aumentado las condiciones para el ejercicio del poder de mercado.

Tal como explican Allaz y Vila (1993) y Green (1999), los contratos de largo plazo reducen las posibilidades de ejercer poder de mercado en el mercado *spot* reduciendo los precios de equilibrio en el mercado de contratos y en el mercado *spot*. Independiente de si el despacho es centralizado (como en Inglaterra y Gales) o descentralizado (como en California), la razón es que el mercado de contratos aumenta las instancias en que las empresas compiten por servir a los consumidores haciendo más difícil la colusión (tácita). El mercado de contratos reduce la demanda del mercado *spot* llevando a las empresas a competir más agresivamente (menores precios y mayor cantidad) en el mercado *spot*. Como anticipación a esta situación, las empresas también son proclives a competir más agresivamente en el mercado de contratos.

Por otro lado, al aislar a la mayor parte de los consumidores finales de las fluctuaciones de precio del mercado mayorista, los mercados de California e Inglaterra y Gales han llevado a las empresas generadoras a enfrentar demandas totalmente inelásticas en el mercado mayorista permitiéndoles aumentar sus precios sin observar reducciones en su producción (volveremos a este punto en la próxima sección).

Entre los elementos del proyecto de ley que apuntan hacia la mitigación del poder de mercado destaca la ampliación del mercado de clientes libres al rebajar el límite desde 2 MW hasta 200 KW de demanda. Mientras mayor el número de agentes que puedan contratar en el mercado a precio no regulado, más profundo y activo será ese mercado. Los clientes de 200 KW a 2000 KW sólo pueden contratar a precio libre con comercializadores, mientras que los de demanda mayor a 2000 KW pueden hacer los

contratos de suministro con quien quieran, especificando las condiciones que acuerden entre las partes.

La introducción de un nuevo agente al mercado eléctrico, como son los comercializadores, es otra modificación importante con respecto a lo que existe en la actualidad en que los clientes libres sólo pueden comprar energía a generadores o distribuidores, dándose el caso que a menudo los generadores no desean competir con los distribuidores porque éstos representan un mercado atractivo que no les conviene perder en términos del volumen que representan y del precio estabilizado (precio de nudo) al que compran. Consecuentemente, los grandes usuarios ubicados en la red de un distribuidor carecen a menudo de alternativas reales para negociar, si no es con el propio distribuidor. La existencia de comercializadores abre la posibilidad para que los consumidores puedan elegir a quién le compran su suministro, lo que aumentaría la competencia con el consecuente beneficio para los consumidores³¹.

Para que puedan existir los comercializadores y para que los consumidores puedan acceder al mercado mayorista es necesario establecer la distinción entre el rol de transportista que tiene el distribuidor de su rol de comercializador. El proyecto hace esta distinción y establece que deberán definirse peajes de distribución que serán cobros que el distribuidor podrá hacer por el uso de su red lo que parece razonable, y lo cual se puede hacer usando los valores agregados de distribución que determine la CNE para cada área típica de distribución. Tal como se indicó más arriba, el perfeccionamiento de este sistema tiene por objeto asegurar a las generadoras y comercializadoras el acceso a las redes de distribución, lo que a su vez fortalece la facultad de los medianos y grandes clientes para contratar el suministro de energía directamente con cualquiera de ellos y permite al distribuidor cobrar por el uso de su red.

Este aspecto es muy importante también por los desarrollos tecnológicos recientes que se están dando en electricidad con la aparición de los llamados Sistemas de Generación Distribuidos, que abren la posibilidad de generar con plantas pequeñas, ubicadas cerca de los centros de consumo y que pueden conectarse directamente a las redes de distribución existentes o crear sus propias micro-redes que compitan con las opciones hoy existentes para los consumidores³². Al aumentar la “desafiabilidad” de los mercados,

³¹ Hay autores que han planteado que los comercializadores significarán costos adicionales al sistema y que lo realmente importante no es que exista competencia entre comercializadores, sino que haya una manera en que los consumidores puedan acceder directamente al mercado mayorista y beneficiarse de la competencia que existe en el mercado de la generación (e.g. Joskow, 2000).

³² *The Economist*, agosto 5, 2000.

este tipo de desarrollo tecnológico también ayuda a mitigar los problemas de poder de mercado.

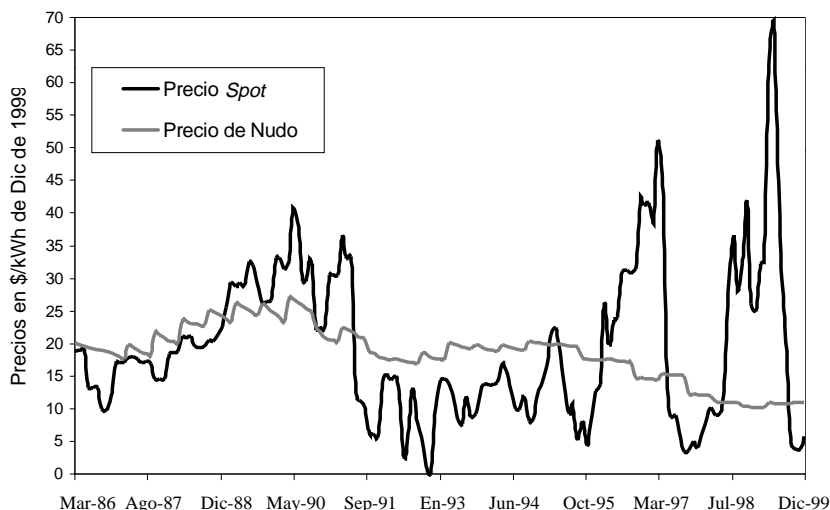
El borrador de ley es incompleto, sin embargo, respecto de los mecanismos que el regulador puede utilizar para mitigar problemas de poder de mercado en caso que estos se presentaran. Por ejemplo, no hay referencia acerca de la utilización de precios techo en el mercado mayorista. El tema de determinar el precio techo adecuado no es simple debido a que es bien sabido que bajo condiciones de información asimétrica, existe un dilema entre incentivos a la eficiencia y transferencia de renta a la firma. Tampoco hay referencia acerca de volúmenes mínimos de contratación. Sin duda que algún grado de poder de mercado siempre va a existir. Lo importante es comparar esta imperfección con las actuales imperfecciones derivadas del despacho centralizado realizado por el CDEC.

4.2 Demanda inelástica

Tal como explican Díaz *et al.* (2000), la crisis eléctrica que sufrió el país en 1998-1999 dejó en evidencia que los consumidores finales están totalmente aislados de los costos de generación y, por lo mismo, del precio que se observaría en un mercado mayorista. Por otro lado, la experiencia en California muestra que es fundamental avanzar hacia una mayor flexibilización de los precios de manera que los consumidores tengan los incentivos adecuados para reducir sus consumos en momentos de reducida capacidad de generación.

Los beneficios de la flexibilización de precios van a depender de las fluctuaciones que experimentan las curvas de oferta y demanda de energía. La Figura 3 muestra la evolución de los precios regulados (precios de nudo) y costos marginales de generación (precios *spot*) en el SIC. Producto de la gran fluctuación que muestran los costos marginales de generación (*i.e.* fluctuación de la oferta), no es sorprendente que Montero y Rudnick (2001) hayan estimado importantes beneficios de corto y largo plazo detrás de una flexibilización de precios³³. Junto a lo anterior, la flexibilización de precios también permite mitigar problemas de poder de mercado, ya que las firmas generadoras se enfrentan a una curva de demanda más elástica en el mercado mayorista.

³³ Los beneficios de corto plazo fluctuaban entre 5 y 10%. Con respecto a los beneficios de largo plazo, el sistema flexible de precios requiere un 30% menos de capacidad instalada que el actual sistema de precios fijos.

FIGURA N° 3: PRECIO *SPOT* VS PRECIO DE NUDO DE LA ENERGÍA: 1986-1999

Desafortunadamente el anteproyecto de ley realiza un esfuerzo insuficiente en estas materias. El proyecto sólo se refiere indirectamente a estos temas en el manejo de crisis a través del mismo mecanismo de compensación vigente durante la crisis del 1998-1999. Dejando de lado problemas de selección adversa y riesgo moral³⁴, un mecanismo de compensación bien diseñado puede llevar al adecuado manejo de una crisis si los consumidores ven el verdadero costo de oportunidad de la energía (Chumacero *et al.*, 2000). Sin embargo, el mecanismo propuesto en el anteproyecto junto con las propuestas de racionamiento uniforme están muy lejos de alcanzar este objetivo, tal como quedó claramente demostrado durante la crisis (Díaz *et al.*, 2000).

Para el éxito del proceso de desregulación del mercado eléctrico, la flexibilización de precios debe ser mucho más profunda que un manejo adecuado en situaciones de crisis de abastecimiento. En otras palabras, no basta con liberalizar la oferta. También hay que liberalizar la demanda. Al

³⁴ Hay problemas de selección adversa cuando los consumidores declaran ahorros de energía que hubiesen ocurrido de todas maneras. Hay problemas de riesgo moral cuando un consumidor aumenta su consumo previo a la crisis con el objeto de aumentar su nivel de ahorro y consecuente compensación.

respecto hay distintas propuestas de flexibilización de precios que consisten en traspasar, total o parcialmente, los precios del mercado mayorista al consumidor final (Borenstein, 2001; y Montero y Rudnick, 2001). Dependiendo de las capacidades de medición y control a nivel de consumidor final, la flexibilización puede variar desde ajustes mensuales en los precios hasta una tarificación en tiempo real. La tecnología para implementar la tarificación en tiempo real está disponible y se estima económicamente conveniente en grandes y medianos consumidores (Borenstein, 2001). La expansión de la tarificación en tiempo real al mayor número de consumidores posible es el mejor mecanismo para mitigar cualquier problema de poder de mercado e invertir eficientemente en capacidad de generación. Es posible que para los consumidores residenciales la tarificación horaria tenga que esperar hasta que los costos de medición caigan aún más.

La flexibilización de precios pareciera tener un importante costo político en la medida que los consumidores finales pueden no estar dispuestos a enfrentar la variabilidad y los riesgos que ello implique. Ciertamente que la flexibilización y estabilidad de precios son políticas incompatibles, pero no así la flexibilización de los precios y la estabilidad en la cuenta mensual. A fin de cuenta, los clientes finales están preocupados de la estabilidad de sus cuentas mensuales y no de la variación horaria del precio.

Una forma de estabilizar las cuentas mensuales de los consumidores es ofreciendo planes de pago. Borenstein (2001) diseña un mecanismo simple en que el consumidor observa el costo real de la generación sin estar sujeto a volatilidad en su cuenta. Naturalmente que algunos consumidores van a preferir la estabilidad de precios y van a querer contratar precios estables por un largo período de tiempo. Pero también van a existir otros que preferirán planes de pago mensual estables con precios variables³⁵. Esta combinación va a introducir suficiente elasticidad en las curvas de demanda del mercado mayorista de la Figura 2, trasladando estas curvas de D_1 y D_2 a D_1' y D_2' .

4.3 Inversión e incertidumbre regulatoria

Algunos analistas han planteado que al eliminar el cargo por capacidad (o remuneración por potencia), el mercado californiano redujo los incentivos de las empresas a efectuar nuevas instalaciones resultando en una subinversión en generación. Esta afirmación parece aún más razonable al

³⁵ Montero y Rudnick (2001) demuestran formalmente que los precios flexibles producen ganancias netas que pueden ser aprovechadas por las comercializadoras.

observar que el mercado en Inglaterra y Gales, el que no ha sufrido crisis de abastecimiento, considera un pago por capacidad el cual es recibido por todos los generadores que despachan sus unidades eléctricas. Dado que el anteproyecto de ley elimina el pago por capacidad es conveniente discutir acerca de la necesidad de incorporar este pago, independientemente de la implementación de un mercado auxiliar por reserva de capacidad por parte del operador del sistema.

La motivación detrás de un cargo explícito por capacidad en un sistema con tarificación a costo marginal, como el chileno, es el de enviar una señal al mercado para lograr una correcta inversión en nueva capacidad y permitir a las firmas recuperar los costos de la capacidad debido a que los pagos a costo marginal no son suficientes para cubrirlos. Esto es coherente con la solución de tarificación eficiente cuando: hay tecnologías diversas para prestar el servicio (como en electricidad), las demandas fluctúan durante el período de producción y el bien o servicio no se puede almacenar. En un mercado competitivo, en que tanto la demanda como la oferta están totalmente desreguladas, el precio de mercado reflejará todos los costos de producción, tanto fijos como variables, sin necesidad de recurrir a cargos adicionales explícitos para recuperar la inversión. Esto significa que en un mercado desregulado, los precios se ajustarán hasta asegurar la confiabilidad del suministro, dado que los consumidores, en el margen estarán dispuestos a pagar más por una mayor confiabilidad del suministro, la que puede ser provista a algún costo. En la medida en que los productores puedan capturar mayores retornos al proveer la mayor calidad, entonces el mercado de generación producirá un nivel de confiabilidad óptimo, que no significa que haya 100% de seguridad de suministro (Zycher, 2000). Tal como ocurre en muchos mercados intensivos en capital (aerolíneas y transporte en general), las firmas recuperan sus costos fijos a través de la venta de sus productos. En el corto plazo, el precio será igual al costo marginal de la unidad más cara. En la medida que el precio de equilibrio sea mayor (en promedio) al costo medio, la firma va a ser capaz de recuperar sus costos fijos. Si los costos medios son sistemáticamente superiores al precio de mercado, esa firma tendrá que abandonar el mercado, en donde debieran permanecer sólo aquellas empresas que no tiene pérdidas económicas.

En la práctica, el cargo por capacidad utilizado en Inglaterra y Gales ha servido principalmente para aumentar las posibilidades de ejercitar poder de mercado de las dos firmas más importantes (*i.e.* National Power y PowerGen) más que crear incentivos para la instalación de nueva capacidad (Wolak y Patrick, 2001). Esto se debe a que el cargo por capacidad era calculado en función de la capacidad disponible anunciada por las firmas.

El diseño para el cálculo del cargo creó incentivos a restringir la capacidad anunciada, ya que a menor capacidad mayor era el cargo debido al aumento de la probabilidad de falla del sistema.

Algunos analistas también argumentan que la incertidumbre propia del mercado eléctrico puede desincentivar a las firmas a invertir a menos que exista este cargo (hay que reconocer que el mercado de las aerolíneas también es muy incierto). La forma de reducir tal incertidumbre es a través de la firma de contratos de largo plazo. Sólo se pudiera justificar económicamente un cargo por capacidad en aquellos casos en que la demanda sea tan inelástica que en algunos momentos la oferta fuese insuficiente para cubrir la demanda. En la medida en que los consumidores finales observen los precios del mercado mayoristas, la curva de demanda se tornará lo suficientemente elástica como para eliminar el cargo por potencia.

Más que la eliminación del cargo por potencia, la pérdida de incentivos a la inversión en capacidad en California se debieron, en gran parte, a la incertidumbre regulatoria en torno al proceso de reestructuración, el que tuvo una duración de más de cuatro años. A diferencia de lo que ocurre en la industria de las líneas aéreas donde un déficit en capacidad en una ruta puede ser fácilmente resuelto trasladando capacidad desde otra ruta, en la industria eléctrica la adición de capacidad puede tomar tiempo. Dependiendo de la tecnología, en algunos casos puede tomar varios años.

Al observar que iniciativas legislativas tan o menos complejas que el actual proyecto de ley eléctrica han tenido que enfrentar una larga e incierta estadía en el Congreso, no es aventurado pronosticar una suerte similar para dicho proyecto. Esto no sería problemático si actualmente hubiera un exceso de oferta en el SIC o existiera el sistema SIC-SING-Argentina. Lamentablemente, hay consenso entre los analistas del sector³⁶, que hacia el 2002 y 2003 se podría producir un déficit en la oferta energética en el SIC debido a la falta de proyectos nuevos.

Esto significa que al término del eventual debate legislativo del actual proyecto y su puesta en marcha, las condiciones de oferta y demanda del mercado van a ser muy cercanas a aquellas representadas por las curvas O_1 y D_2 de la Figura 2: una oferta muy restringida con una capacidad mínima de respuesta de los consumidores finales a cambios en los costos de generación. Si a esta condición desfavorable sumamos la fuerte variabilidad hidrológica del SIC (reflejada en la variabilidad de los costos marginales de la Figura 3), la puesta en marcha del proyecto va a estar acompañada de serios riesgos en la estabilidad del sistema y en la credibilidad de la iniciativa de desregulación.

³⁶ *Estrategia*, marzo 7, 2001, p. 12; *El Mercurio*, abril 27, 2001, p. B4.

En consecuencia, creemos que este no es el momento más oportuno para comenzar el proceso de reestructuración del mercado chileno. Este proceso se debiera retomar bajo condiciones más favorables de oferta y una vez resuelta la interconexión entre el SIC y el SING y, posiblemente, entre Argentina y Chile, junto con la reducción y simplificación de los procedimientos para la aprobación de los proyectos de generación. Todo esto va a facilitar la entrada de nuevas empresas y hacer más desafiables los mercados ayudando también a prevenir problemas de poder de mercado.

5. Conclusiones y trabajo futuro

La actual crisis eléctrica en California ha puesto en duda los procesos de desregulación de los mercados eléctricos en distintos lugares del mundo. La combinación de fallas en el diseño de los mercados (consumidores finales aislados de los precios del mercado mayorista y empresas distribuidoras privadas de firmar contratos de mediano y largo plazo con empresas generadoras) y algunos elementos exógenos (altos precios del gas natural, incremento significativo de la demanda y mayores precios de permisos de emisión) han provocado que los precios en el mercado mayorista hayan subido en forma explosiva en los últimos meses y que las dos mayores empresas de distribución estén al borde de la quiebra.

La crisis de California pone en evidencia las dificultades en el diseño e implementación de estos mercados y plantean importantes desafíos al proceso de desregulación del mercado chileno iniciado con el nuevo proyecto de ley eléctrica. Después de analizar estas experiencias llegamos a la conclusión que las condiciones actuales no son las más apropiadas para impulsar hoy día este proceso de desregulación. Falta resolver problemas de alta concentración horizontal en generación y mínima capacidad de respuesta de los clientes finales a cambios en los costos de generación. Debido a que la resolución de éstas y otras delicadas tareas redundará en un prolongado debate legislativo con inciertos resultados, la inversión en generación podría caer a niveles aún más críticos que los que ya se observan, colocando en riesgo la estabilidad del sistema y la credibilidad del proceso. El proceso de desregulación se debiera retomar bajo condiciones más favorables de oferta.

Nuestra recomendación en ningún caso apunta a olvidar la reestructuración del mercado eléctrico chileno. Muy por el contrario, apunta a seguir estudiando el diseño que permita alcanzar los máximos beneficios y esperar el momento óptimo para su debate legislativo e implementación. En

particular, hay que seguir estudiando las formas de mitigar el poder de mercado, incluyendo precios techo, reduciendo las barreras a la entrada, regulando apropiadamente las partes que tienen características de *common carrier*, enfatizando los contratos de largo plazo y la flexibilidad de los precios. También falta estudiar más detenidamente si utilizar un modelo de despacho descentralizado como el de California o uno con despacho más centralizado como los implementados en el Reino Unido y Australia. Por último, después de revisar los más de 10 años de experiencia de Inglaterra y Gales (Littlechild, 2001), resulta evidente que estos procesos desregulatorios son procesos dinámicos que, además de un adecuado diseño original, requieren de instituciones que puedan introducir cambios cuando sea necesario.

REFERENCIAS

- Allaz, B., y J. L. Vila (1993) "Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency". *Journal of Economic Theory*, 59, pp. 1-16.
- Barker Jr., J., B. Tenenbaum y F. Woolf (1997) "Governance and Regulation of Power Pools and System Operators. An International Comparison". *World Bank Technical Paper* N° 382.
- Borenstein, S. (2001). "The Trouble with Electricity Markets (and Some Solutions)". Working paper PWP-081, University of California Energy Institute, University of California, Berkeley, CA.
- Borenstein, S., J. Bushnell y F. Wolak (2000). "Diagnosing Market Power in California's Deregulated Wholesale Electricity Market". Working paper 7868, NBER, Cambridge, MA.
- Carlsson, L. (1999). "International Power Trade: The Nordic Pool". *Public Policy for the Private Sector*.
- Comisión Nacional de Energía, Ministerio de Economía (CNE, 2000). Anteproyecto, Ley General de Servicios Eléctricos, Documento para la Discusión Pública, septiembre.
- Chumacero, R., R. Paredes y J. M. Sánchez (2000). "Regulación para Crisis de Abastecimiento: Lecciones del Racionamiento Eléctrico en Chile". *Cuadernos de Economía* 37, pp. 323-338.
- Díaz, C., A. Galetovic y R. Soto (2000). "La Crisis Eléctrica de 1998-1999: Causas, Consecuencias y Lecciones". *Estudios Públicos*, 80.
- Green, R. (1999). "The Electricity Contract Market in England and Wales". *Journal of Industrial Economics* 47, pp. 107-124.
- Joskow, P (2001). "California's Electricity Market Meltdown". Center for Energy and Environmental Policy Research, MIT, Cambridge, MA, junio.
- Joskow, P. (2000). "Deregulation and Regulatory Reform in the U.S. Electric Power Sector". Working paper 2000-003, Center for Energy and Environmental Policy Research, MIT, Cambridge, MA.
- Joskow, P. y E. Kahn (2001). "A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market during Summer 2000". Borrador, MIT.

- Littlechild, S C. (2001). "Competition and Regulation in the UK Electricity Industry (with a Brief Look at California)". *Journal of Applied Corporate Finance*, 13, pp. 21-38.
- Montero, J. P. y H. Rudnick (2001). "Precios Eléctricos Flexibles". *Cuadernos de Economía*, 113 (abril).
- Newbery D. M. (2000). *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*. Cambridge, MA: The MIT Press.
- Rudnick, H. (1998). "Competitive Markets in Electricity Supply: Assessment of the South American Experience". *Revista ABANTE*, 1, pp. 189-211.
- Sánchez, J. M. (2001). "Algunas Modificaciones a los Marcos Regulatorios del Sector Eléctrico y Sector de las Telecomunicaciones para Avanzar hacia una Desregulación Efectiva que Promueva la Competencia". En H. Bayer y R. Vergara (editores), *¿Qué Hacer Ahora?: Propuestas para el Desarrollo*. Santiago: Centro de Estudios Públicos.
- Sweeting, A. (2000). "The Wholesale Market for Electricity in England and Wales: Recent Developments and Future Reforms". Working paper 2000-007, Center for Energy and Environmental Policy Research, MIT.
- Von der Fehr, Nils-Henrik y David Harbord (1998). "Competition in Electricity Spot Markets: Economic Theory and International Experience". Borrador.
- Wolak, F. (2001). "An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behavior in a Competitive Electricity Market". Working paper 8212, NBER, Cambridge, MA.
- Wolak F. y Patrick (2001). "The Impact of Market Rules and Market Structure on the Price Determination Process in the England and Wales Electricity Market". Working paper, 8248, NBER, Cambridge, MA.
- Wolfram, C. D. (1998). "Strategic Bidding in a Multi-Unit Auction: An Empirical Analysis of Bids to Supply Electricity in England and Wales". *Rand Journal of Economics*, 29, pp. 703-725.
- Wolfram, C. D. (1999). "Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market". *American Economic Review*, 89, pp. 805-826.
- Zycher, Benjamin (2000). "Keeping the Power On". *Regulation*, Vol. 23, N° 4. 