

# EL CONTROL DE CONCENTRACIONES EN EL SECTOR DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

---

DIEGO PETRECOLLA♦ Y CARLOS A. ROMERO♦♦

## Resumen

*El problema que más preocupa respecto del mercado mayorista eléctrico, tanto desde el punto de vista de la competencia como de la regulación, es que la probabilidad de existencia y ejercicio de poder de mercado es mayor que en mercados de bienes convencionales. Si bien la forma precisa en que el poder de mercado puede ser ejercido depende de la estructura particular del mercado y del mecanismo vigente de fijación de precios, existe una tipificación general de las formas a través de las cuales se ejercita el poder de mercado, siendo la más importante el retiro físico o económico de capacidad. En consecuencia, se han desarrollado investigaciones teóricas y empíricas que han resultado en una masa crítica de elementos tendientes a detectar y mitigar el poder de mercado en el segmento de generación. En este artículo, se presentan los indicadores y técnicas actualmente disponibles para detectar poder de mercado, que fueron resultado de dichas investigaciones. Los indicadores se clasifican en tres grandes grupos: (i) Análisis e indicadores estructurales, (ii) Análisis e indicadores de conducta y (iii) Simulaciones de mercado. A los efectos de su aplicación práctica el artículo presenta un análisis de la concentración entre AES y Gener en la Argentina. Por último, cuando se observa un alto nivel de concentración en el mercado mayorista surge la necesidad de establecer un esquema para monitorear las condiciones competitivas. El artículo toma lecciones de la experiencia internacional en la implementación de procedimientos para la confección sistemática de los indicadores estructurales tradicionales y no tradicionales, utilizados para el análisis del sector eléctrico.*

---

♦ GPR Economía S.A.

♦♦ Instituto de Economía, Universidad Argentina de la Empresa.

## I. Introducción

En general, los procedimientos de control preventivo de fusiones y adquisiciones se aplican a mercados competitivos y no regulados y la metodología estándar consiste en evaluar los efectos de la concentración sobre las condiciones de competencia, en particular, sobre las siguientes variables: los precios, la calidad y variedad de los productos o servicios involucrados y las barreras a la entrada de nuevos competidores.

Cuando el control preventivo de fusiones y adquisiciones se realiza sobre empresas que no operan en competencia, sino como monopolios regulados como es el caso de la transmisión y distribución de electricidad, la metodología debe especificarse de acuerdo a las singularidades del sector. Asimismo, en segmentos no regulados pero que requieren una fuerte supervisión técnica para poder operar en condiciones de competencia, como es el caso de la generación de energía eléctrica, también se requiere tomar en cuenta las especificidades del sector<sup>1</sup>.

El problema que más preocupa respecto del mercado eléctrico, tanto desde el punto de vista de la competencia como de la regulación, es que la probabilidad de existencia y ejercicio de poder de mercado es mayor que en mercados de bienes convencionales. De allí que a partir de la progresiva reestructuración del sector eléctrico en países desarrollados, y más recientemente en países en desarrollo, se han llevado a cabo investigaciones teóricas y empíricas que han resultado en una masa crítica de herramientas e indicadores que permiten detectar y mitigar el poder de mercado en el segmento de generación eléctrica.

El presente artículo muestra cuáles son las especificidades tecnológicas y de organización industrial del sector eléctrico que hacen que la utilización de los procedimientos habituales de evaluación de las operaciones de concentración, no brinden a las agencias una herramienta efectiva de análisis.

A efectos de resolver esta dificultad, desarrollos recientes han propuesto indicadores específicos que contribuyen de manera importante a entender los efectos de las operaciones de fusiones y/o adquisiciones entre empresas eléctricas.

---

<sup>1</sup> Petrecolla y Romero (2007) presentan los problemas de defensa de competencia que afectan al sector eléctrico tomando en cuenta toda la cadena de valor del sector.

Por otra parte, hay un consenso creciente respecto a que el proceso de monitoreo de mercado es una parte esencial para que un mercado eléctrico funcione correctamente. Esto significa que es importante contar con un esquema de supervisión para calcular indicadores que permitan detectar tempranamente potenciales daños a la competencia, y así mitigar algunos tipos de conductas.

El primer objetivo del artículo es discutir los principales indicadores utilizados para el control de concentraciones en el mercado mayorista eléctrico, partiendo de una tipificación de las estrategias para el ejercicio de poder de mercado y las particularidades del sector eléctrico. Asimismo, un segundo objetivo es introducir lineamientos básicos para la implementación de un mecanismo de monitoreo de las condiciones de competencia del mercado de generación.

El trabajo se organiza de la siguiente manera. Luego de esta introducción, la sección II enumera las características relevantes del sector que sirven como punto de partida para la posterior discusión de cómo la operación de concentración podría afectar el poder de mercado de las empresas en el segmento de generación eléctrica. La sección continúa con una tipificación de los problemas que se observan cuando se analizan casos de concentraciones en el sector de generación eléctrica. En la sección III se presenta un caso de control previo en el sector de generación eléctrica en la Argentina en el cual se utilizaron las herramientas de control que se desarrollan en este artículo. La sección IV presenta consideraciones para implementar un esquema de monitoreo del mercado eléctrico mayorista y su relación con el control de operaciones de concentración. Por último, se presentan las consideraciones finales.

## **II. El control de concentraciones en el sector de generación eléctrica**

Existe una vastísima literatura teórica y empírica respecto de la dinámica de los mercados de generación eléctrica<sup>2</sup>. Según la literatura, la experiencia de los países que han liberalizado sus mercados de generación eléctrica (en adelante, los mencionaremos directamente como “mercados eléctricos”) han mostrado que el supuesto según el cual los mercados naturalmente producirán un resultado competitivo no siempre estuvo justificado.

Parte del problema deriva de la dificultad de definir la extensión del mercado relevante, porque el número de generadores diferentes que compiten directamente entre sí depende de la fortaleza del sistema de transmisión y de la capacidad de las

---

<sup>2</sup> Twomey et al (2005) ofrece una muy buena revisión.

interconexiones entre diferentes áreas geográficas. Ello se debe a que cuando se produce una congestión en un punto de la red, parte del sistema queda aislado y por el tiempo que dure la congestión, los generadores que se encuentran en el área congestionada son los únicos en condiciones de proveer la energía. A ello hay que adicionar el hecho que la energía no es almacenable y la respuesta de la demanda a variaciones en precio es muy baja. Asimismo, existen diferentes condiciones de competencia a lo largo del día, dependiendo del tamaño de la demanda.

El problema que más preocupa respecto del mercado eléctrico, tanto desde el punto de vista de la competencia como de la regulación, es que la probabilidad de existencia y ejercicio de poder de mercado es mayor que en mercados de bienes convencionales. De allí que, desde la progresiva reestructuración del sector eléctrico, se han desarrollado investigaciones teóricas y empíricas que han resultado en una masa crítica de elementos tendientes a detectar y mitigar el poder de mercado en el segmento de generación.

A continuación, se enumeran las características relevantes del sector que sirven como punto de partida para la posterior discusión de cómo las empresas que se concentran podrían afectar el poder de mercado en el segmento de generación eléctrica. Luego se discute la definición de poder de mercado en el sector eléctrico, para posteriormente brindar una taxonomía de las estrategias para el ejercicio de poder de mercado en el mercado de generación. Finalmente, se presentan los principales indicadores que se utilizan para el control de fusiones y adquisiciones en el mercado eléctrico.

## **2.1. El sector eléctrico y sus características**

La electricidad es un servicio vital en la economía: es un insumo de la producción de prácticamente todos los otros bienes y servicios, a la vez que un importante bien de consumo de los hogares. Lo anterior, sumado a características económicas particulares asociadas a la provisión de electricidad, a saber, segmentos de la actividad que presentan características de monopolio natural, externalidades y bienes públicos; explica por qué siempre ha existido una participación estatal importante en el sector, ya sea directamente como proveedor del servicio o como regulador/supervisor de su provisión por parte del sector privado.

La mayor parte de las especificidades del sector se originan en las particulares características de la electricidad como fenómeno físico, según se describe sucintamente a continuación.

La electricidad no se puede almacenar. Ello reduce el tamaño de los mercados en concordancia con la dimensión temporal, pues, en este caso, el tamaño del mercado está dado por la demanda instantánea (en cada momento del tiempo) y no por la demanda acumulada a lo largo de un lapso largo de tiempo, como es lo habitual en bienes ordinarios.

En consecuencia, la probabilidad de que una sola unidad económica, verticalmente integrada desde la generación hasta la distribución, operando a la mínima escala eficiente, pueda en algún momento del tiempo atender toda la demanda, es mucho más alta que en otros sectores de la economía.

Adicionalmente, la demanda de energía eléctrica presenta una importante variabilidad tanto en el corto como en el largo plazo. La oferta, por su parte, – para alcanzar los estándares de consumo adecuados–, debe ser continua, confiable y mantener regularidad en la frecuencia y voltaje, para lo cual el sistema debe mantener reservas específicas.

Por ello, a diferencia de los mercados convencionales donde la capacidad de la oferta debe estar ajustada con la demanda, aquí la oferta siempre debe tener una importante capacidad excedente para poder atender los picos horarios de demanda, lo que se denomina “márgenes de reserva”. A medida que la cartera de clientes de un generador se amplía y diversifica, los costos por cliente de mantener los márgenes de reserva decrecen, habiendo entonces incentivos hacia la conformación de una estructura monopólica.

En cuanto a las externalidades derivadas de la provisión de la energía eléctrica, las más importantes son las de índole técnica y surgen también de las propiedades físicas de la electricidad y de su transmisión: la forma en que opera cada generador conectado a la red influye significativamente en el desempeño global de la red de transmisión, pudiéndose producir congestiones.

Estas características hacen que, para emular un mercado competitivo, sea necesario que exista algún nivel de coordinación de las operaciones en el mercado. Esta coordinación tomará distintas formas dependiendo del tipo de organización adoptada y la profundidad de la desregulación de la comercialización<sup>3</sup>. En todos

---

<sup>3</sup> Por ejemplo, el diseño del mercado mayorista podría estar organizado como *Pool*, *Exchange* o contratos bilaterales. Una mayor desregulación de la comercialización implica mayor flexibilidad temporal en las decisiones por el lado de la demanda y así asemejar aun más el

los casos se requiere que el coordinador del mercado (encargado del despacho a mínimo costo) sea independiente de los participantes del mercado.

## **2.2. La definición del poder de mercado y las condiciones que facilitan su ejercicio en el sector de generación eléctrica**

### **a. La definición del poder de mercado en el sector de generación eléctrica**

El poder de mercado típicamente se define como la capacidad de alterar los precios respecto de su nivel de competencia. La jurisprudencia europea refiere al poder de mercado significativo, como “posición dominante” y el precedente fundamental fue establecido por el Tribunal de Justicia en el caso *United Brands* (1978), cuando se estableció que la posición dominante es el “*poder de conducirse en buena medida con independencia de sus competidores, clientes y, en última instancia, de los consumidores*”.

Algunos enfoques teóricos para determinar la existencia de poder de mercado incluyen el requerimiento de que la conducta (de alterar los precios) sea rentable (por ejemplo Stoft (2002)). Si bien desde el punto de vista teórico, el test de rentabilidad es apropiado, en la práctica de la aplicación de las normas de competencia, la evidencia que debe recabarse para probar ese punto puede ser muy costosa para las agencias gubernamentales, por lo cual no es habitual que ese requerimiento sea incluido en las definiciones que utilizan las autoridades de competencia o que sea un requisito necesario a probar en el marco de un procedimiento de aprobación de una operación de concentración.

Otra cuestión de importancia a considerar es que algunas definiciones de poder de mercado comprenden una referencia temporal, esto es el requerimiento de que la alteración del precio se mantenga un período significativo de tiempo. Por ejemplo, en el caso de los lineamientos conjuntos del Departamento de Justicia y la Comisión Federal de Comercio del Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica, la referencia temporal es de uno o dos años.

Este enfoque, que de diferente manera siguen la mayor parte de las autoridades de competencia por cuanto permite evitar iniciar investigaciones por cuestiones coyunturales, es incorrecto en el caso de los mercados de generación eléctrica.

---

diseño del mercado eléctrico a las condiciones en que se desenvuelve un mercado competitivo tradicional. Ver Stoft (2002).

En efecto, por las características particulares de la electricidad y de su oferta y demanda (que se explicaron en la sección anterior), la experiencia indica que pueden ocurrir importantes ineficiencias y puede haber apropiación de rentas basadas en el ejercicio del poder de mercado) en lapsos muy reducidos de tiempo, que se cuentan más bien en meses antes que en años.

Por ello es que, por ejemplo, el regulador estadounidense (la FERC<sup>4</sup>) no utiliza una referencia temporal en la definición de poder de mercado. En cambio, el regulador sectorial de Gran Bretaña (OFGEM<sup>5</sup>) ha optado por definir una referencia temporal específica para el sector eléctrico.

Una implicancia importante de estos distintos enfoques es que los precios altos, aunque pueden ser un síntoma de poder de mercado, no constituyen evidencia suficiente para que exista una conducta anticompetitiva. En efecto, los precios altos pueden ser consistentes con el funcionamiento competitivo del mercado eléctrico y estar reflejando que la oferta de energía disponible es muy escasa, entendiéndose por ello que el margen de reserva entre la capacidad de generación eléctrica y la demanda pico es muy estrecho.

Otro elemento a considerar es la distinción entre poder de mercado horizontal y vertical. El poder de mercado horizontal afecta a una sola etapa de la provisión de electricidad y generalmente se asocia al control de una importante cuota del mercado correctamente definido.

En cambio, el poder de mercado de naturaleza vertical sólo puede ser ejercido por una misma compañía o varias compañías societariamente vinculadas que se operan en diferentes etapas de la cadena de producción. En el caso del sector eléctrico esta cuestión se encuentra relacionada con el control de facilidades esenciales.

Otro aspecto a tener presente es la relación entre los distintos tipos de mercado donde se produce la compraventa de energía, esto es, mercados de ocasión (spot) y mercados de futuros o contratos. En general, se asume que si el mercado spot es competitivo, los mercados de contratos también lo serán (Stoft (2002)).

Asimismo, al menos desde el punto de vista teórico, se ha establecido que cuando los generadores tienen comprometida una buena parte de su producción en el mercado de contratos, también ello favorece el funcionamiento del mercado spot,

---

<sup>4</sup> Federal Energy Regulatory Commission ([www.ferc.gov](http://www.ferc.gov)).

<sup>5</sup> Office of the Gas and Electricity Markets ([www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk)).

ya que no tienen incentivos para manipular su precio (Green y Newbery (1992); Joskow y Kahn (2002)).

Sin embargo como lo ha observado Perez Arriaga (2005), este último razonamiento sólo es correcto si el precio de la energía en el mercado de contratos se establece con alguna independencia del precio en el mercado spot. De lo contrario, los incentivos de los generadores de manipular el precio spot de la energía se mantienen.

### **b. Condiciones que facilitan el ejercicio de poder de mercado**

La literatura económica ha avanzado bastante en torno al estudio de los elementos que facilitan y que dificultan el ejercicio de poder de mercado. En particular, existe consenso en torno a varios aspectos, que se detallan a continuación<sup>6</sup>:

- En primer término, los mercados concentrados son más susceptibles de registrar ejercicio de poder de mercado. Al respecto, el Informe de la Comisión Europea<sup>7</sup> establece que “... parece evidente que solamente aquellas regiones con un número suficiente de agentes como el Reino Unido y el mercado nórdico, han sido capaces de conseguir un mercado realmente competitivo”<sup>8</sup>.
- El incentivo a ejercer poder de mercado es mayor en aquellos períodos en que la demanda propia que enfrentan los productores (es decir, la demanda residual) es menos elástica. El ejercicio de poder de mercado no es uniforme a través del tiempo. Por el contrario, se ha mostrado que los mercados eléctricos pueden ser muy competitivos en determinadas horas y exhibir el ejercicio de poder de mercado en otras. Usualmente, el poder de mercado se ejerce en las horas de mayor demanda, las que coinciden con los períodos en que las restricciones de capacidad se alcanzan más fácilmente.
- Las estrategias disponibles para el ejercicio del poder de mercado dependen, entre otros, de la composición del parque generador. La diversificación del portafolio de generación puede dar la flexibilidad necesaria a una firma para afectar los precios de mercado, a través del manejo estratégico de la producción. Banal y Rupérez (2007) muestran, a través de un ejercicio teórico, que la diversificación de tecnologías tiene

<sup>6</sup> Para más detalles de las lecciones aprendidas de las reformas implementadas en Inglaterra y Estados Unidos, ver Joskow (2002).

<sup>7</sup> Commission of the European Community (2005).

<sup>8</sup> Citado en Pérez Arriaga (2005), p. 46.

efectos ambiguos sobre los precios. Por un lado, los precios aumentan si alguno de los productores es pivotal (que alguna de las plantas del productor sea requerida necesariamente para satisfacer los picos de demanda, más adelante se profundizará este concepto), pero disminuyen en caso contrario. En el caso de sistemas térmicos, los generadores maximizan sus beneficios restringiendo su producción (ver por ejemplo: Borenstein, Bushnell y Knittel (1999); Joskow y Kahn (2002)) por medio de un retiro físico (indisponibilidad) o económico (declaración de precios altos) de las plantas. En un sistema hidráulico (o mixto), los productores también pueden distorsionar la asignación intertemporal del agua de los embalses.

- El comportamiento de la demanda puede facilitar o dificultar el ejercicio de poder de mercado. En particular, mientras mayor es la capacidad de respuesta por parte de los consumidores a los cambios de precios, es decir, mientras más elástica es la demanda, menor es el grado de libertad que los productores tienen para ejercer poder de mercado. En consecuencia, es fundamental que el diseño de mercado deje espacio a todos los consumidores (grandes y pequeños, en forma directa o indirecta) para reaccionar y ajustar sus patrones de consumo.
- Por último, existe amplia evidencia empírica en torno al rol que cumplen los contratos sobre los incentivos que los generadores tienen para ejercer poder de mercado. En efecto, la literatura económica tanto teórica como empírica ha mostrado que mientras más “contratado” está un productor, menor es el grado de poder de mercado que se puede ejercer y más cercano estará el equilibrio de mercado al equilibrio competitivo en términos de precios y eficiencia de las decisiones de producción. Lo anterior, sin embargo, no aplica a cualquier tipo de contrato sino a aquellos en los que el precio se ha determinado por adelantado y en los que éste no está relacionado con el precio spot<sup>9</sup>.

### **2.3. Tipificación de las estrategias de ejercicio de poder de mercado en la generación eléctrica**

Si bien la forma precisa en que el poder de mercado puede ser ejercido depende de la estructura particular del mercado y del mecanismo vigente de fijación de

---

<sup>9</sup> Recientemente han comenzado a aparecer visiones opuestas en relación a la contribución que hacen los contratos sobre los incentivos a ejercer poder de mercado. Estos trabajos muestran que en ocasiones los contratos facilitan la colusión de los agentes, produciendo en el mercado justamente el efecto opuesto al esperado.

precios, existe una tipificación general de las formas más importantes a través de las cuales se ejerce el poder de mercado en el segmento de generación y que se describen sucintamente a continuación

#### **a. Retiro físico o económico de capacidad**

Una restricción en la producción puede tomar tres formas básicas: (a) un retiro físico de las plantas, declarándolas no disponibles; (b) un retiro económico o financiero, la planta se declara disponible pero se oferta con un precio alto para que no sea seleccionada (en los casos que el despacho no sea por costos auditados o con precios de referencia de los combustibles); (c) como una combinación de (a) y (b), cuando es posible que los productores oferten distintas alternativas de precio-cantidad. Esta estrategia se denomina *Supply function equilibria* (Kempner y Meyer (1989)). En todos estos casos, existe ejercicio de poder de mercado cuando se verifica que estas acciones producen aumentos del precio de mercado.

La indisponibilidad física de capacidad se define como la reducción deliberada de la producción que es ofertada en el mercado, cuando dicha producción podía ser vendida a precios mayores al costo marginal. Los mecanismos pueden ser, entre otros, no ofertar o declarar la indisponibilidad de las unidades.

Respecto de este tipo de conducta, resulta crucial contar con una caracterización del parque de generación, por cuanto las posibilidades técnicas y económicas de “parar” un generador son muy distintas según el tipo de tecnologías de generación.

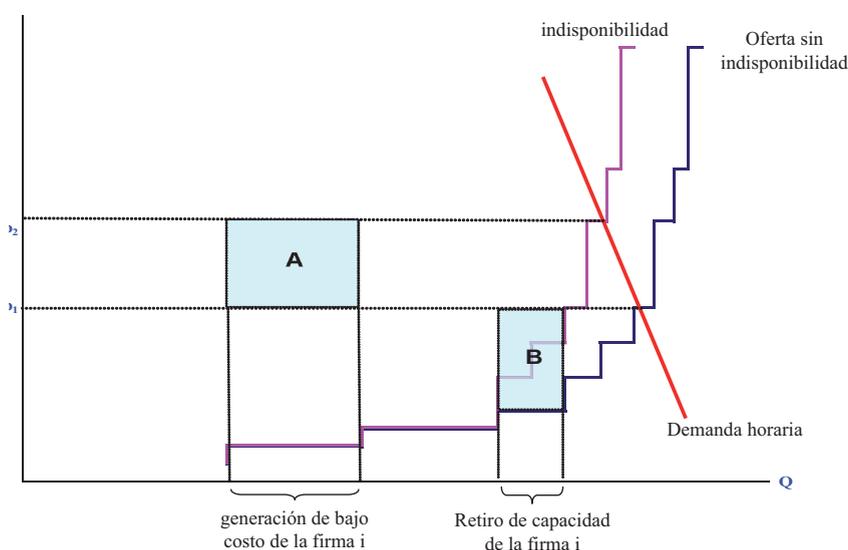
Así, existen las denominadas centrales de generación modulables (típicamente el parque térmico) que son centrales que técnicamente pueden ser “paradas” y puestas en marcha sin restricciones sustanciales. La diferencia con las centrales no modulables (como las hidroeléctricas) está fundamentalmente en sus distintos costos marginales. Las centrales modulables se caracterizan por ser centrales retirables, ya que su propietario puede “sacarlas” del sistema según su estrategia de producción.

Por ejemplo, una compañía que controla centrales modulables de distintos costos marginales, puede decidir retirar una central de bajo costo e incorporar otra que fijará un precio en el mercado mayorista superior al que hubiese determinado la central retirada. Como toda la energía se retribuye al precio establecido por la generadora más costosa (generador marginal), si su titular tenía otras centrales produciendo, habrá conseguido un mayor precio para toda la energía que genera.

El Diagrama 1 muestra la decisión de una empresa o grupo económico (firma  $i$ ) de retirar capacidad del mercado. Se puede observar que cuando la firma declara indisponible parte de su capacidad, la curva de oferta se eleva un escalón debido a que otra generadora de mayor costo ocupa su lugar.

Como consecuencia, el precio de mercado se incrementa desde  $P_1$  a  $P_2$ . La generadora que retira capacidad deja de ganar el área B. Sin embargo, los propietarios de todas las máquinas generando tendrán un beneficio extra.

**Diagrama 1: Estrategia de indisponibilidad de capacidad**



Fuente: Elaboración propia

En particular, en el Diagrama 1 se muestran aquellas máquinas, también pertenecientes a la firma que retira capacidad, de menor costo a la saliente, cuyo beneficio marginal está dado por el área A. Esto muestra que en el caso que el propietario de la máquina indisponible posea también las generadoras de bajo costo, o exista algún tipo de comportamiento colusivo entre los agentes, será conveniente para éste retirar capacidad si el área A es superior a la B.

Cabe aclarar que en un sistema hidráulico (o mixto) los productores pueden ejercer poder de mercado no sólo por la vía de restringir la producción total sino también distorsionando la asignación intertemporal del agua de los embalses. Esta estrategia, no disponible para generadores con parque térmico, permite manipular

los precios en forma sutil y poco observable directamente. Arellano (2004) muestra que en estos sistemas, el incentivo a ejercer poder de mercado está fuertemente determinado por la diferencia en la elasticidad precio de la demanda residual que se observa entre períodos. En particular, el productor tiene incentivo a sub-utilizar el agua disponible en períodos en que la demanda es menos elástica y a sobre-utilizarla en períodos en que la demanda residual es más elástica, comparado con el comportamiento que tendría un productor competitivo.

#### **b. Estrategias basadas en la transmisión**

Son estrategias que involucran manejar estratégicamente la producción e inyección de energía por parte de los generadores, a fin de crear o agravar la congestión de una determinada línea de transmisión, y con ello ocasionar que una zona específica o nodo quede aislado, convalidando así precios más altos para los generadores locales en esa zona.

La presencia de congestión en el sistema de transmisión otorga poder de mercado “local” a aquellas generadoras localizadas al interior de la zona afectada por las restricciones. En estas circunstancias, incluso un generador de pequeño tamaño podría beneficiarse: le bastaría con reducir su producción ocasionando un aumento en el nivel de precios local que no podría ser eliminado por otros productores debido a que la capacidad de la línea de transmisión que conecta al mercado local con el resto está copada. Borenstein, Bushnell y Stoft (2000) muestran que el tamaño de la línea de transmisión es determinante en cuanto al potencial de ser utilizada para ejercer poder de mercado o para mitigarlo.

#### **c. Negativa a tomar contratos o especulación conjunta en mercados spot y de contratos**

Si bien los contratos pueden ayudar a reducir el poder de mercado, el efecto total depende del poder de mercado total de la empresa. De hecho, se han observado situaciones en los que la volatilidad de precios del mercado spot es manejada para aumentar la prima de los contratos.

#### **d. Interrelación con otros mercados**

El análisis de poder de mercado debe considerar la interrelación existente entre los mercados (ya sea que éstos se definan en términos geográficos, según el tipo de clientes que acceden) y entre los distintos segmentos de la industria. Así, por

ejemplo, la interconexión entre países determina que los precios de ambos mercados estarán necesariamente relacionados. Por otro lado, la regulación de las tarifas de distribución afecta el comportamiento de las distribuidoras al momento de comprar energía en el mercado mayorista y, de este modo, el ejercicio de poder de mercado a nivel de generación.

Por otro lado, la participación en mercados de insumos (gas, por ejemplo) puede estar destinada a aumentar el precio de los rivales.

#### **2.4. Indicadores y análisis para la detección del poder de mercado**

Debido a las particularidades relativas al poder de mercado en el mercado eléctrico, se ha desarrollado, particularmente a lo largo de la última década, una batería de indicadores y análisis específicos.

Como indicación general, hay que mantener presente que el indicador más habitual que usan las autoridades de competencia para aproximarse a la situación de un mercado relevante, el Índice de Concentración de Herfindahl Hirschmann (IHH), es insuficiente para establecer las condiciones de competencia en el segmento de generación.

Las medidas de concentración como el IHH indican la concentración actual de las ventas o la capacidad. Sin embargo, en la industria eléctrica, aunque una firma pueda tener una cuota de mercado relativamente pequeña a un nivel de demanda, puede darse el caso que si ese generador reduce su producto, ningún otro agente pueda ser capaz de reemplazar esa oferta por cuestiones de costos, de capacidad o de restricciones de la red de transmisión (Borenstein, Bushnell y Knittel (1999)).

Hecha la salvedad precedente, la medición del IHH puede ser de utilidad inicial para tener un panorama general de la concentración de la capacidad de generación así como también, una vez determinados los tres mercados relevantes diarios (pico, valle y resto de la demanda), para lograr una primera aproximación a las condiciones de competencia en cada uno de esos segmentos diarios.

Puede decirse que el indicador ideal de poder de mercado es aquel que provee en un valor sencillo una medida de la capacidad de ejercicio de poder de mercado. La prueba de eficacia sería la capacidad del indicador de predecir el ejercicio de poder de mercado o de estar altamente correlacionado con la observación de sobrepuestos de la energía, en relación a algún marco de referencia competitivo (Twomey *et al* (2005)).

La batería de indicadores y técnicas actualmente disponibles para detectar poder de mercado en el segmento de generación puede clasificarse en tres grandes grupos: (i) Análisis e indicadores estructurales, (ii) Análisis e indicadores de conducta y (iii) Simulaciones de mercado. A ellos conviene agregar como cuarta técnica, el monitoreo del estado de la red de transmisión, ya que, como dijimos, a través de la manipulación de la congestión puede lograrse que generadores con una localización específica ganen poder de mercado (Twomey *et al* (2005)).

Típicamente pueden conducirse dos tipos de análisis de competencia: uno de carácter preventivo, tendiente a establecer *ex ante* el *potencial* de ejercicio de poder de mercado por parte de alguno o todos los generadores y otro para establecer *ex post* si efectivamente se ha producido una situación de ejercicio de poder de mercado.

#### **a. Análisis e indicadores estructurales**

En esta categoría se encuentran comprendidos los siguientes indicadores principales: (i) Cuotas de mercado, (ii) Índice de concentración de Herfindahl-Hirsrschman, (iii) Indicador de generador pivotal y (iv) Índice de oferta residual.

La medición de las cuotas de mercado y de los IHH con respecto a los mercados adecuadamente definidos, tiene la ventaja de ser de fácil comprensión y calcularse a partir de poca información. Son indicadores que tienen utilidad en el marco de un análisis *ex ante*, preventivo. Como principales desventajas se ha observado que:

- i) en el mercado de generación eléctrica aun en casos en los que se aprecia la existencia de IHH moderados o bajos, puede existir espacio para el ejercicio de poder de mercado por parte de los generadores;
- ii) no consideran información relativa a la demanda del mercado a los comportamientos estratégicos y a los problemas de congestión;
- iii) no resultan apropiados a la naturaleza particularmente dinámica de los mercados eléctricos, y;
- iv) existen dificultades para determinar la dimensión geográfica apropiada de los mercados respecto de los cuales se calculan.

El indicador de generador pivotal y el índice de oferta residual, por su parte, tienen valor predictivo en el marco de un análisis *ex ante*, pero también pueden ser utilizados como parte de un análisis *ex post* para identificar los generadores que efectivamente pudieron incurrir en un abuso de posición dominante.

El indicador de generador pivotal muestra cuándo un determinado generador es necesario (“pivote”) para atender la demanda en un momento dado. Específicamente, establece si en determinado momento la capacidad de un generador es mayor que el margen de reserva (la diferencia entre la oferta total y la demanda total). Es un indicador binario que asume valor 1 en caso que el generador estudiado sea pivotal y 0 en caso contrario. Estos resultados del análisis diario pueden agregarse para establecer cuánto tiempo del año un determinado generador tuvo esa condición de pivotal.

El índice de oferta residual es muy similar en su factura al indicador de generador pivotal, pero se mide en una escala continua antes que binaria y entonces presenta una mayor flexibilidad de utilización. El índice establece qué porcentaje del total de la capacidad de generación del mercado queda una vez que se resta la capacidad de un determinado generador.

Así, puede determinarse para un momento dado, para cuál generador el indicador asume el menor valor, lo que muestra que dicho proveedor es el más importante. Asimismo, pueden definirse reglas generales de monitoreo, tales como la deseabilidad de que el indicador asuma un valor superior al 110%, el 95% de las horas del año (Sheffrin (2002)), lo que indica que aun restando la capacidad de la firma más importante, existe un exceso de oferta sobre demanda del 10%.

Las ventajas de estos dos indicadores estructurales respecto del IHH y el de cuotas de mercado son:

- i) que incluyen información del lado de la demanda del mercado,
- ii) que son apropiados para seguir el dinamismo del mercado eléctrico y para calcularse a nivel de áreas geográficas reducidas, y;
- iii) que existen estudios empíricos que demuestran su correlación con prácticas abusivas.

Como principal desventaja, de estos dos últimos indicadores, se menciona que ignoran la posibilidad de comportamientos paralelos entre los generadores (colusiones tácitas) y las condiciones de entrada y salida del mercado (contestabilidad).

#### **b. Análisis e indicadores de conducta**

El análisis e indicador más consolidado dentro de este grupo es el llamado “Índice de Lerner (IL)”, que se calcula como el margen (entre el precio de la energía en el mercado y el costo marginal de generación) como porcentaje de ese precio.

Este indicador puede ser utilizado tanto como parte de un análisis de competencia *ex ante*, de naturaleza preventiva o como parte de una investigación de un posible abuso de posición dominante por parte de un agente en particular (análisis *ex post*).

Una ventaja importante de este indicador es que es de fácil comprensión y que no requiere una definición precisa del mercado relevante, ya que directamente recoge la existencia de sobreprecios en relación a costos, lo que es inherente al ejercicio de poder de mercado.

Una de las desventajas asociadas a la estimación de IL es la necesidad de determinar apropiadamente los costos. Pero eso presenta menos dificultades en el sector eléctrico que en otras áreas de la economía, debido a que la mayor parte de los costos variables de corto plazo están integrados por el costo del combustible.

El problema más importante de estos indicadores radica en cómo interpretar valores altos del índice. En efecto, no necesariamente un IL alto indica ejercicio de poder de mercado significativo por parte de una o más empresas, dado que valores altos de dicho indicador son también consistentes con un mercado eléctrico competitivo en el cual la oferta excedente (margen de reserva) es muy baja.

En ese caso, los márgenes altos no están indicando el abuso de posición dominante sino que la capacidad de generación del sistema es baja y existen rentas para financiar expansiones de los operadores existentes o para el ingreso de nuevos operadores.

### **c. Modelos de Simulación**

Los análisis de poder de mercado más sofisticados, se encuentran aún en estado de experimentación, y los conforman los estudios que utilizan modelos de simulación. Hasta ahora se han utilizado primordialmente como herramienta para el diseño de las regulaciones y/o para la simulación de fusiones o adquisiciones.

Los modelos de simulación se pueden clasificar en dos grandes grupos: modelos de comportamiento y modelos de despacho.

Por un lado, los “modelos de comportamiento” presuponen que los participantes del mercado tienen determinado tipo de comportamiento<sup>10</sup>. En estos modelos, las acciones de los agentes son endógenas, es decir, el modelo arroja como resultado

---

<sup>10</sup> Por ejemplo, modelos de competencia imperfecta a lo Cournot o modelo de empresa dominante.

de aquellas acciones que generan mayor nivel de beneficios. En el corto plazo, las acciones pueden ser definidas como decisiones de precios, cantidades o ambas. Estos modelos se utilizan principalmente con objetivos académicos y de análisis cualitativo (aun cuando están basados en información real del mercado)<sup>11</sup>.

Por otro lado, se encuentran los “modelos de despacho” del mercado mayorista, que incluso pueden ser los modelos reales utilizados por los operadores del sistema para determinar el despacho de mínimo costo<sup>12</sup>. Estos modelos dan como resultado precios y cantidades en función de la información brindada por los agentes, respecto a variables tales como disponibilidad de máquinas de generación y costos variables de producción. En tal sentido, los resultados que arroja el modelo dependen de las decisiones previas de los agentes<sup>13</sup>.

Para entender la diferencia básica entre los dos modelos podemos pensar en una decisión de cantidad: retirar oferta de generación. En los modelos de comportamiento se obtiene como resultado el nivel óptimo que debe ser retirado. En los modelos de despacho esta decisión es previa e incluida como restricción en el modelo.

Para el análisis de casos de defensa de la competencia se utilizan ambos modelos pero con diferentes objetivos. Los modelos de comportamiento se utilizan para entender los potenciales escenarios de abuso de posición dominante. Los modelos de despacho son utilizados para realizar las evaluaciones necesarias para tomar una decisión final sobre una operación concreta. En otras palabras, los primeros le sirven al analista como punto de partida para entender el problema y el rango de opciones que enfrentan los agentes. Estas opciones servirán de base para armar escenarios con distinto grado de probabilidad de ocurrencia. Los modelos de despacho sirven para cuantificar aquellos escenarios factibles o cualquier otro que pueda ser solicitado por el analista.

### **III. Operación de concentración económica en el sector de generación eléctrica en Argentina: The AES Corporation y Gener S.A.**

Esta sección resume el caso AES-GENER que fuera analizado por la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia de Argentina durante el 2001. Lo interesante

---

<sup>11</sup> Un ejemplo de este tipo de modelos puede ser consultado en Hogan (1998).

<sup>12</sup> Esto es así, en caso de tratarse de un sistema donde la organización del sector eléctrico depende de elegir la producción de mínimo costo.

<sup>13</sup> Un ejemplo de este tipo de modelos puede ser consultado en Chisari y Romero (2008).

de este caso es que fue la primera oportunidad en Latinoamérica en la que se usaron las herramientas analizadas en el presente artículo para analizar y condicionar una operación en el sector de generación eléctrica.

La operación consistió en la adquisición por parte de dos subsidiarias de The AES Corporation, del 95,67% del capital accionario de Gener S.A. (Chile), y que incluyó participaciones societarias que esta empresa poseía directa e indirectamente en la República Argentina.

Como consecuencia de lo descrito The AES Corporation (AES) resultó titular de las acciones representativas del 95,67% del capital social de Gener S.A. (Gener), al adquirir finalmente, en forma indirecta, el 61,11% del capital social de Gener y canjear la totalidad de los ADRs<sup>14</sup> de Gener representativos del 34,56% de su capital social por acciones de AES.

Debido a que Gener posee activos (participaciones accionarias) en la República Argentina, se efectuó la notificación mencionada conforme al artículo 3° de la Ley N° 25.156 el mismo que prescribe lo siguiente:

*Artículo 3° “Quedan sometidas a las disposiciones de esta ley todas las personas físicas o jurídicas públicas o privadas, con o sin fines de lucro que realicen actividades económicas en todo o en parte del territorio nacional, y las que realicen actividades económicas fuera del país, en la medida en que sus actos, actividades o acuerdos puedan producir efectos en el mercado nacional”.*

Por otro lado, en su artículo 6, la ley de Defensa de la Competencia declara

*Artículo 6°*  
*“...se entiende por concentración económica la toma de control de una o varias empresas, a través de realización de los siguientes actos: (...) La adquisición de la propiedad o cualquier derecho sobre acciones o participaciones de capital o títulos de deuda que den cualquier tipo de derecho a ser convertidos en acciones o participaciones de capital o a tener cualquier tipo de influencia en las decisiones de la persona que los emita cuando tal adquisición otorgue al adquirente el control de, o la influencia sustancial sobre la misma”.*

<sup>14</sup> American Depositary Receipts, son acciones de una corporación extranjera que puede comprarse y venderse en el mercado de valores de Estados Unidos.

Como consecuencia de la adquisición de Gener por AES, en la República Argentina, esta última resultó indirectamente titular de las siguientes participaciones accionarias:

- a) Central Puerto S.A. (63,9%), una sociedad dedicada principalmente a la generación térmica de energía eléctrica;
- b) Termoandes S.A. (99,99%), una sociedad que presta servicios de generación térmica de energía eléctrica;
- c) Hidroneuquén S.A. (51%), una sociedad que realiza actividades de inversión y que posee el 59% del capital social de H. Piedra del Águila S.A., sociedad que brinda los servicios de generación hidráulica de energía eléctrica;
- d) Interandes S.A. (99,99%), sociedad independiente de energía eléctrica, y que fuera construida específicamente para evacuar la energía generada por Termoandes S.A. hasta Paso Sico, en la frontera argentino-chilena;
- e) Gener Argentina S.A. (99,99%), una sociedad que desarrolla actividades de inversión y poseedora en forma directa de participaciones accionarias en Central Puerto S.A., Termoandes S.A. e Interandes S.A.; y
- f) todos los derechos y obligaciones (incluyendo activos, contratos, licencias, concesiones, contratos de compraventa de energía, derechos de propiedad intelectual, entre otros) del vendedor o de sociedades pertenecientes a su grupo económico en: (i) el proyecto que se encuentra bajo estudio con el fin de desarrollar instalaciones para la transmisión de electricidad entre la región de Yacyretá en la República Argentina y la región de San Pablo en la República Federativa de Brasil; (ii) cualquier otro proyecto que se encuentre en estudio para el desarrollo de instalaciones para la generación y transmisión de electricidad.

A su vez, en la República Argentina, The AES Corporation posee participaciones accionarias en las siguientes empresas que desarrollan actividades en el sector eléctrico argentino. En el sector de generación AES posee:

- a) Central Térmica San Nicolás S.A. (generación térmica), b) H. Rio Juramento S.A. (generación hidroeléctrica),
- c) Hidrotérmica San Juan S.A. (generación térmica e hidroeléctrica),
- d) AES Caracoles S.R.L. (generación hidroeléctrica),
- e) C. Térmica Dique S.A. (generación térmica),
- f) H. Alicurá S.A. (generación hidroeléctrica).

En el sector de distribución AES posee:

- a) Edelap S.A. (distribución de energía eléctrica),
- b) Eden S.A. (distribución de energía eléctrica) y c) Edes S.A. (distribución de energía eléctrica).

Un aspecto a destacar de esta operación es que, con fecha 2 de marzo de 2001, se celebró un Acuerdo de Compra Venta entre Total Gas and Power Ventures S.A. y Gener S.A., el cual otorgaba a la primera el derecho de adquirir, sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones, todos o algunos de los activos que tenía Gener en Argentina.

La autoridad de Defensa de la Competencia de Argentina estableció que en la operación de concentración económica, las relaciones económicas entre las empresas involucradas eran de naturaleza horizontal y vertical. Las horizontales se debían a las actividades desarrolladas por las empresas involucradas en lo referente a la provisión de potencia y la generación de energía eléctrica, denominado Mercado Eléctrico Mayorista (en adelante, MEM), que administra la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (en adelante, Cammesa), mientras que las verticales se originaban en que AES también participaba en el sector de distribución y comercialización de energía.

En una primera etapa analítica se utilizó una definición amplia del mercado de producto, evaluando las participaciones de mercado de las empresas en la generación anual de energía eléctrica y la oferta de potencia, lo cual brindó una idea general de las posiciones relativas de las diferentes empresas. Sin perjuicio de ello, a los efectos de evaluar las posibilidades de ejercicio de poder de mercado, también se incorporaron consideraciones de carácter temporal, como las diferentes situaciones hidrológicas para las distintas semanas del año. Esto último es debido a que la baja elasticidad precio de la demanda y de la oferta, en particular en los períodos pico, hace necesario considerar el factor temporal a fin de evaluar los efectos de una operación de concentración horizontal sobre la competencia.

En cuanto al alcance geográfico del mercado relevante, con las prevenciones efectuadas anteriormente, en primer lugar se incluyó a todas las zonas geográficas abarcadas por el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), tomando en cuenta además las restricciones que surgen en el sistema de transporte.

La región más importante en función de la potencia instalada de generación es el Comahue, que posee 5771 Mega Watts (MW) lo que implica un 27.86% del total del MEM. Le sigue en importancia Gran Buenos Aires con 5001 MW (24.15%) y, en tercer lugar, Buenos Aires con 2203 MW lo que implica el 10.59% de la potencia total instalada. Estas tres regiones concentran el 62.70 % del total del país

La potencia total instalada en el MEM según datos del año 2000 era de 20711 MW. Las centrales del grupo AES participaban en un 9.33% del total del sistema. Por su parte, las centrales de Gener participaban con el 17.10% de la potencia total. Si sumamos las participaciones de ambos grupos obtenemos que por la operación, el grupo AES elevaría su participación al 26.43% del total de la potencia instalada.

Respecto de la generación de energía eléctrica, durante el año 2000 el Grupo AES generó el 5,72%, mientras que el Grupo Gener participó con un 15,95% de la misma, y con la operación notificada alcanzarían en forma conjunta el 21,67% de la generación del MEM.

El análisis realizado sobre la concentración horizontal tanto en generación como en potencia instalada, arrojó distintos valores del índice de IHH antes y después de producida la operación. El IHH generación pasó de ser antes de la operación de 1448 a después de la misma de 1630. Por otro lado, el IHH de la potencia instalada paso de 1299 a 1616. La Autoridad de Competencia de Argentina concluyó que si se sigue la clasificación propuesta por los *Horizontal Merger Guidelines* de los Estados Unidos, estos mercados son “moderadamente concentrados”. Dado el aumento de 182 puntos de IHH en el mercado de compra-venta de energía, y de 317 en potencia, la adquisición se podría catalogar como de “alto riesgo”. Se destaca que los umbrales que fijan los *Horizontal Merger Guidelines* no son estrictos, son simplemente indicativos.

Sin embargo, como vimos en la sección anterior, en la industria eléctrica la información que proporciona el IHH no es concluyente respecto de las posibilidades de ejercer poder de mercado, y se requieren procedimientos cuantitativos más elaborados.

Como complemento al análisis mediante índices de concentración, AES Corporation presentó a la Autoridad de Competencia un informe elaborado por una consultora, en el cual mediante la utilización de un modelo del sistema eléctrico se realizó un ejercicio de simulación en el cual se evaluó la posibilidad de ejercicio de poder de mercado por parte de las centrales generadoras de la mencionada empresa.

El análisis se basó en diferentes políticas que podría adoptar AES para aumentar los precios de mercado y sus ganancias. La conclusión del informe de la consultora es que *“ninguno de los casos y escenarios analizados implica un incentivo razonable para que The AES Corporation intente beneficiarse de su participación de mercado”*.

La Autoridad de Competencia decidió solicitar un análisis de simulación a Cammesa, entidad que realizó una simulación consistente en reducir discrecionalmente la disponibilidad de generación térmica en las semanas y situaciones hidrológicas que permitan que el grupo AES incremente su beneficio global. Esta reducción de disponibilidad se efectuó en forma automática mediante la incorporación de una rutina en el programa de despacho utilizado para el cálculo.

La simulación comprendió el período entre los meses de junio a diciembre de 2001 y el año 2002 completo. El año 2002 presenta, con respecto al 2001, la incorporación de 1000 MW adicionales de exportación a Brasil y la incorporación a plena disponibilidad del Ciclo Combinado perteneciente a AES Paraná.

Si bien no se simuló comportamiento estratégico, ya que no se consideró la reacción de los competidores, cabe destacar que los demás generadores que venían siendo despachados antes de la declaración de indisponibilidad se verían beneficiados, por cuanto seguirían despachando a un precio más alto (incremento de margen unitario sin reducción de la cantidad despachada).

Del informe de Cammesa resultó que el potencial de perjuicio al interés económico general sería muy alto. Efectivamente para el año 2002 la decisión de indisponer máquinas por parte de AES incrementaría el precio medio un 19% en la zona norte y un 17% el precio medio de mercado, en un 43% de las situaciones evaluadas.

Una primera cuestión a resolver por la Autoridad de Competencia fue la valoración del informe presentado por AES y del informe presentado por Cammesa. En ese sentido, la Autoridad de Competencia señaló que *“Cammesa, además de ser el Organismo Encargado del Despacho en el MEM, tiene una composición en la cual se encuentran representados todos los actores del mercado eléctrico (...). Por ende la opinión de esta empresa merece la más alta confiabilidad a la hora de tomar una posición, lo cual ha sido ratificado por las diversas audiencias testimoniales que ha realizado esta Comisión”*.

A partir de estos análisis, la Autoridad de Defensa de la Competencia determinó subordinar la autorización de la operación de concentración económica notificada al cumplimiento de la siguiente condición: que las adquirentes, ambas subsidiarias de The AES Corporation, procedan a la venta a terceros, no controlados ni vinculados a éstas, de las participaciones accionarias que Gener posee directa o indirectamente en las empresas de sus dos principales centrales de generación (Hidroeléctrica Piedra del Águila y Central Puerto), dentro del plazo de nueve meses computados a partir de la fecha del dictado de la Resolución correspondiente.

#### **IV. El control de fusiones y el monitoreo del mercado**

El principal objetivo de un esquema de monitoreo es desarrollar una herramienta que permita identificar rápidamente potenciales comportamientos anticompetitivos. Para lograr esto, se requiere una detallada representación de cada mercado, el modelado de varios aspectos del suministro de datos del sistema y la construcción de indicadores (Güller y Gross (2005)). La agencia de la competencia sería un beneficiario de este sistema tanto para el análisis de casos de conductas como para el tratamiento de operaciones de concentración. El esquema de monitoreo permitiría a la agencia tener información e indicadores de mercado que facilitarían en gran medida la determinación de los mercados relevantes y las potenciales amenazas sobre la competencia.

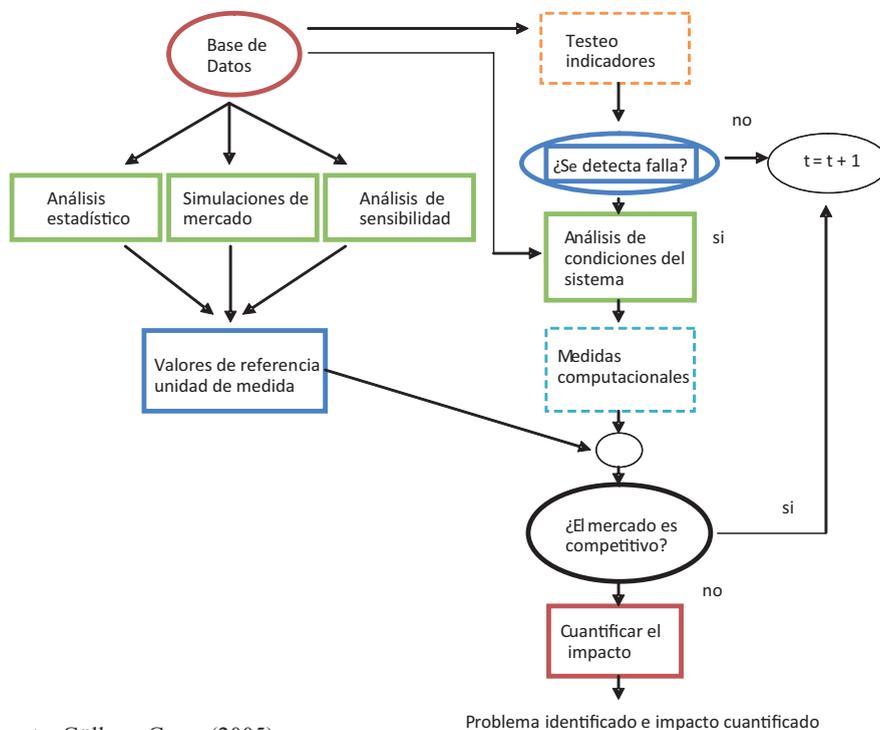
Hay un consenso creciente respecto a que el proceso de monitoreo de mercado es una parte esencial para que un mercado eléctrico funcione correctamente. Las particularidades del mercado eléctrico hacen que el marco general de análisis de condiciones de competencia aplicados a otros mercados, resulte inadecuado o insuficiente en el caso del mercado eléctrico. En algunos mercados, el encargado del monitoreo puede automáticamente mitigar algunos tipos de conductas, pero la presencia de un agente encargado de monitorear debería actuar como un disuasor del ejercicio de poder de mercado. Los recursos esenciales aquí son la información que posee la autoridad del monitoreo, su capacidad analítica y la retroalimentación con el regulador y la agencia de competencia.

El proceso de análisis de monitoreo se detalla en el Diagrama 2. Los datos obtenidos, consistentes en mediciones de diversas variables que gobiernan el mercado eléctrico, sirven para llevar a cabo el proceso. Si se detecta alguna falla o anomalía en el análisis de los indicadores, el proceso continúa con el análisis de las condiciones del sistema y la utilización de simulaciones y estimaciones para evaluar

valores referenciales<sup>15</sup>. El cálculo de las medidas adecuadas permite acceder al origen de la falla, que puede ser por comportamiento anticompetitivo, debido a conductas particulares de los participantes en el mercado y en el tiempo, o por fallas regulatorias.

La sistematización de simulaciones del mercado le daría como subproducto una poderosa herramienta a la agencia de la competencia para analizar operaciones de concentración.

**Diagrama 2: Esquema de monitoreo de mercado**



Fuente: Güller y Gross (2005)

<sup>15</sup> Las medidas de referencia van a estar basadas en datos previos del mercado, resultados de análisis de monitoreo y la caracterización de un mercado eléctrico competitivo por parte del regulador, computadas mediante varias herramientas, como análisis de tendencias estadísticas, simulaciones de mercado y análisis de sensibilidad. Cada medida es comparada con su valor de referencia para determinar si el comportamiento analizado fue o no competitivo. Cuando la desviación sobre la medida de referencia sobrepasa cierto nivel, se debe cuantificar adicionalmente el impacto del problema identificado.

De acuerdo con Twomey *et al.* (2005), para lograr un monitoreo efectivo, en principio hay que utilizar un amplio rango de técnicas, y el encargado de monitorear debe estar abierto a nuevas evidencias sobre su utilidad o no. Segundo, se debe tener la mayor cantidad de información posible, aunque no sea utilizada en el presente, nuevas técnicas pueden utilizar antigua información en el futuro y tercero, debe publicarse la mayor cantidad de información posible, para permitir que los analistas independientes puedan refinar las técnicas de detección y así disuadir del abuso de poder de mercado.

Hay una serie de requerimientos que tendrían que ser tenidos en cuenta para establecer un esquema de monitoreo eficaz: (i) la necesidad de un proceso de monitoreo de mercado prospectivo, (ii) el apoyo de la autoridad regulatoria relevante, (iii) transparencia y publicidad de la información, (iv) independencia del proceso de supervisión y (v) construcción de indicadores sobre el desempeño del mercado.

Con respecto a la necesidad de un proceso de monitoreo de mercado prospectivo, gran parte de los mercados de electricidad basados en ofertas que existen en el mundo han experimentado un periodo sostenido en el cual han ejercido un poder unilateral de mercado significativo. Los mercados a los que peor les ha ido fueron aquellos que no tenían implementado un proceso de supervisión del mercado. El Reino Unido es el primer caso donde esto ocurrió, el mercado de California de los Estados Unidos es el mejor ejemplo y el mercado de Nueva Zelanda es el más reciente<sup>16</sup>.

Es importante considerar la necesidad de apoyo de la autoridad regulatoria relevante ya que en la mayoría de los casos, la principal razón por la cual las fallas en el mercado eléctrico no se corrigen a tiempo antes de que ocurran transferencias significativas de bienestar, es por la insuficiente integración del proceso de monitoreo de mercado y el proceso regulatorio. En Estados Unidos, la FERC ha incidido mucho en la importancia de tener protocolos de monitoreo de mercado efectivos. Sin embargo, la FERC en la práctica no ha reforzado estos protocolos de monitoreo diseñando una estructura regulatoria que los acompañe.

El manejo transparente y oportuno de la información del mercado y su difusión, constituyen también herramientas de promoción de la competencia

---

<sup>16</sup> Para un análisis de estos (y otros) mercados con sus respectivas modalidades de monitoreo de las condiciones de competencia, ver Twomey *et al* (2005) y Wolak (2004).

en el mercado eléctrico. En efecto, la publicación de todos los datos enviados y producidos para el operador del sistema, aumenta la transparencia del mercado mayorista, particularmente para los participantes más pequeños. Las firmas más grandes, por lo general, están en una mejor posición para recoger la información disponible sobre los datos del mercado. En tal sentido, es recomendable que todos los datos disponibles para operar en el corto plazo estén disponibles lo más pronto posible después del día de operación para no perjudicar a las firmas más pequeñas. Al publicarse los datos periódicamente, todos los participantes del mercado están al tanto de las ofertas, programas de despacho y los niveles de generación. El hecho de que el comportamiento de estos participantes esté siendo observado directamente, aumenta la posibilidad de detección de violaciones a las reglas del mercado. Además, cualquier agente interesado puede supervisar el comportamiento del mercado utilizando los datos disponibles al público.

Los procesos más eficaces de supervisión de los mercados, son aquellos que se perciben por los participantes del mercado como independientes de los operadores del mercado y del sistema, de sus reguladores y del proceso político. La publicación de información relevante puede ser un mecanismo que facilite que el proceso regulador mantenga su independencia.

Un proceso de supervisión del mercado al interior del operador del mercado puede hallar ciertas dificultades al hacer recomendaciones sobre cambios de regulación, si estos cambios requieren mayores esfuerzos por parte del operador de mercado. Además, uno de los objetivos del proceso de monitoreo es asegurar que el operador del mercado mayorista mantenga la neutralidad entre los competidores del mercado. Por lo tanto el organismo de monitoreo debe ser independiente del operador de mercado.

El desafío más grande que enfrenta un proceso de supervisión de mercado, es decidir cuándo intervenir para solucionar los defectos de diseño del mismo. A menudo, existe incertidumbre sobre las causas detrás de un período sostenido de resultados negativos para el mercado, existiendo siempre el riesgo de empeorar la situación como resultado de una intervención por parte del Estado. Entonces, al decidir sobre la intervención del mercado, el regulador debe hacer un balance del costo de la intervención reguladora contra las ventajas previstas de la misma. El acceso a indicadores consistentes sobre el funcionamiento del mercado contribuye a reducir los costos de la intervención y dotar al Estado de herramientas para evaluar de mejor manera el costo-beneficio de las medidas regulatorias. Por otra parte, la construcción de indicadores de monitoreo permite identificar rápidamente los

mercados relevantes y los potenciales daños a la competencia de una concentración horizontal en el segmento de generación. Así, la agencia de competencia debería incluir en el análisis de condiciones de competencia en el mercado eléctrico no sólo indicadores de cuotas de mercado e IHH para diversos mercados, sino también el análisis del indicador pivotal, de indicadores de oferta residual y estimaciones de markup, entre otros.

## V. Consideraciones finales

Para efectos del análisis de una fusión horizontal en el sector de generación eléctrica, las ganancias de eficiencia deben estar muy bien sustentadas, pero difícilmente justifican la aceptación de una fusión, sin una garantía de que las condiciones de mercado no serán alteradas. Ello obedece a las siguientes características y peculiaridades del mercado eléctrico:

- Por las características particulares de la electricidad, de su oferta y demanda, la experiencia indica que pueden ocurrir importantes ineficiencias y rentas oligopólicas o monopólicas (basadas en el ejercicio ilegal del poder de mercado) en lapsos muy reducidos.
- Los precios altos, aunque pueden ser un síntoma de poder de mercado, no constituyen evidencia suficiente de la existencia de conductas anticompetitivas.
- La batería de indicadores y técnicas actualmente disponibles para detectar poder de mercado en el segmento de generación puede clasificarse en tres grandes grupos: análisis e indicadores estructurales, análisis e indicadores de conducta, simulaciones.
- Los indicadores principales son: cuotas de mercado, índice de concentración de Herfindahl-Hirschman, indicador de generador pivotal, índice de oferta residual.
- El ejercicio de poder de mercado en generación toma distintas formas: retiro físico o financiero de capacidad, acciones de bloqueo de distribución o transmisión, leverage en otros segmentos.

Cuando se observa un alto nivel de concentración en el mercado mayorista surge la necesidad de establecer un esquema para monitorear las condiciones competitivas. Para ello se debería implementar un procedimiento para la confección sistemática de los indicadores estructurales tradicionales utilizados para el análisis del sector eléctrico: análisis de participación de mercado, de concentración, pivotal y oferta residual.

Además hay otro grupo de indicadores útiles para monitorear el funcionamiento del sistema, y sería más adecuado que sean seguidos por el regulador debido a la mayor experiencia técnica. Por un lado, se podría implementar un seguimiento semanal o mensual del sistema eléctrico utilizando índices de Lerner, a los efectos de entender, y poder justificar, fehacientemente, los movimientos de los precios. Por otro lado, la puesta en funcionamiento de un modelo algo más sofisticado que el utilizado tradicionalmente, en barra única, permitiría detectar potenciales comportamientos anómalos en los precios locales.

Es importante para la implementación de un adecuado sistema de monitoreo, el intercambio de información por parte del operador del mercado al regulador y la agencia de competencia a los efectos de calcular estos indicadores. Por ejemplo, se podría esquematizar algunos listados de simple confección que puedan ser utilizados directamente con un software de aplicación específico, para hacer más simple la tarea de monitoreo, con la información existente.

## VI. Referencias

- ARELLANO, S., (2004) "Market power in mixed hydro-thermal power industries," CEA Working Paper 187.
- BANAL-ESTANOL, A. y A. RUPÉREZ-MICOLA, (2007). "Composition of Electricity Generation Portfolios, Pivotal Dynamics and Market Prices," presentado en INFORMS Annual Meeting, Pittsburgh.
- BORENSTEIN, S., J. BUSHNELL Y C. KNITTEL, (1999). "Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures." *The Energy Journal* 20:4, pp. 65-88.
- BORENSTEIN, S., J. BUSHNELL Y S. STOFT, (2000). "The competitive effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry," POWER Working paper, PWP-040r, Universidad de Berkeley.
- CHISARI, O. Y C. ROMERO, (2008). "Investments Decisions in Transmission of Electricity in Argentina: The Role of Earmarked Funds and Gas Pipelines Expansions" (con O. Chisari), 2008, *Energy Economics* 30:4, pp. 1321-1333.
- COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITY, (2005). "Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market", COM (2004) 863 Final, January.
- FERC, (2004). Order on rehearing and modifying interim generation market power analysis and mitigation policy (107 FERC ¶ 61,018). Issued April 14, 2004.
- GREEN, R. Y D. NEWBERY, (1992). "Competition in the British Electricity Spot Market," *The Journal of Political Economy* 100:5, pp. 929-953.

- GÜLLERT T. Y G. GROSS, (2005). "A Framework for electricity market monitoring." The University of Illinois at Urbana-Champaign. NSF ECS-0224829.
- HOGAN, W., (1998). "DC Optimal Power Flow Model, v.3.06", Center for Business and Government, Harvard University.
- JOSKOW, P., (2002). "Lessons learned from electricity liberalization in the UK and US". MIT, June.
- JOSKOW, P. Y E. KAHN, (2002). "A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000" The Energy Journal, Vol 23, No. 4.
- KLEMPERER, P. Y M. MEYER, (1989). "Supply function equilibria in oligopoly under uncertainty," *Econometrica* 57:6, pp. 1243-1277.
- PEREZ ARRIAGA, J., (2005). Libro Blanco sobre la Reforma del Marco Regulatorio de la Generación Eléctrica en España, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas de Madrid.
- PETRECOLLA, D. Y C. ROMERO, (2007). "Defensa de la competencia en el sector eléctrico," en A. Piaggi (ed.), *Cuestiones complejas de derecho mercantil moderno - Tomo I*, (Buenos Aires: LexisNexis).
- SCHWEPPE, F., M. CARAMANIS, R. TABORS Y R. BOHN. (1988). *Spot Pricing of Electricity*, (Norwell, MA: Kluwer Academic Publishers).
- SHEFFRIN, A., (2002). Predicting Market Power Using the Residual Supply Index. Presented to FERC Market Monitoring Workshop December 3-4, 2002.
- STEINER, F., (2001). "Regulation, Industry Structure and Performance in the Electricity Supply Industry," OECD Economic Studies No. 32, 2001.
- STOFT, S., (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, (IEEE Press).
- TWOMEY P., R. GREEN, K. NEUHOFF Y D. NEWBERY, (2005). "A Review of the Monitoring of Market Power," CMI Working Paper 71. The Cambridge-MIT Institute.
- WOLAK, F., (2004). "Lessons from International Experience with Electricity Market Monitoring," University of California Energy Institute, Center for the Study of Energy Markets, WP 134.