

LEGISLACIÓN ELÉCTRICA Y DERECHO DE LA COMPETENCIA EN EL MERCADO GENERADOR INGLÉS¹

Michael Hantke-Domas²

RESUMEN: Se explica la organización del mercado eléctrico inglés a través de su legislación y decisiones de la Comisión de Competencia, basada en los cambios ocurridos en el mercado generador inglés a partir de su privatización en 1989. Destaca en este contexto la dictación de la Ley Eléctrica en 1989, estructurando las transacciones eléctricas entre generadores y entre estos y sus potenciales clientes, intentando un mercado competitivo. Se expone la evolución de la industria eléctrica inglesa desde fines de los ochenta hasta hoy, destacándose la intervención del regulador eléctrico (Ofgem) durante el periodo 1990-1999, con el propósito de corregir fallas de mercado. Destaca la reforma que elimina el pool eléctrico creándose nuevos acuerdos de transacción eléctrica. Posteriormente, se analiza el caso AES-British Energy, a raíz de la investigación realizada por la Ofgem acerca de si estas empresas hicieron o no abuso de su poder de mercado. Se menciona la legislación aplicable y se da una definición de mercado, con el propósito de determinar si tales empresas poseen un poder relevante de mercado y si hubo un abuso de este. Para concluir, el autor hace referencia al funcionamiento de los nuevos acuerdos de transacción eléctrica.

PALABRAS CLAVE: Derecho Eléctrico – Inglaterra – Privatización – Abuso de posición de mercado.

En 1989 se inició la reestructuración al mercado eléctrico en Inglaterra y Gales. A finales de la década de los '90 se produjo un nuevo reordenamiento del sector, que introdujo normas sobre contratación eléctrica de largo plazo que difería enormemente del ordenamiento legal que amparaba al *pool* eléctrico. Paralelamente, la *Competition Commission* (en adelante, la Comisión de Competencia) iniciaba una investigación sobre el mercado generador inglés, motivada por una presentación del regulador eléctrico (conocido por siglas en inglés "Ofgem").

Los cambios e investigación mencionada, produjeron un importante cambio de la legislación inglesa sobre generación eléctrica,

principalmente por la eliminación del *pool* (mercado donde se transa electricidad) y la regulación de nuevos contratos de provisión eléctrica. En términos de derecho de la competencia, la investigación hecha del mercado inglés arrojó importantes conclusiones sobre cómo se entiende la participación de mercado y el mercado relevante, entre otras materias.

El presente trabajo busca exponer cómo se organiza el mercado generador inglés a través de su legislación y decisiones de la Comisión de Competencia. La relevancia de esta exposición se fundamenta en los cambios sustanciales que se han producido en el mercado generador inglés desde su privatización en 1989, de lo que se

1 Ponencia presentada en las terceras Jornadas de Derecho Eléctrico, 2 y 3 de julio de 2003, Facultad de Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile.

2 PhD (c) Centre for Competition and Regulation, University of East Anglia, United Kingdom.

pueden derivar importantes conclusiones factibles de ser consideradas tanto por nuestra legislación eléctrica como por los futuros tribunales de competencia chilenos.

En la primera parte de esta exposición presentaré la evolución del mercado eléctrico inglés, haciendo énfasis en las materias relacionadas con la generación. Destaca en esta parte la intervención que la Ofgem realizó durante el período 1990 – 1999 para corregir la fallas percibidas del sistema. Igualmente destaca la reforma del sector impulsada por el gobierno laborista, con la cual se elimina el pool eléctrico y se crean los nuevos acuerdos de transacción eléctrica (*New Electricity Trade Agreements*).

La segunda parte de esta exposición se refiere a la investigación que llevó adelante Ofgem y la Comisión de Competencia, para determinar si los grupos generadores AES y PowerGen abusaron de su poder de mercado el año 1999. La investigación absolvió a ambas empresas debido a la complejidad de determinar si las acciones de las empresas constituían abuso de posición dominante o abuso de las reglas del mercado eléctrico.

Finalmente, hay una referencia al funcionamiento de los nuevos acuerdos de transacción eléctrica.

1. PRIVATIZACIÓN Y ORGANIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO INGLÉS³

La historia del mercado eléctrico inglés contemporáneo se inició a finales de la década de los 80 cuando el gobierno conservador reorganizó la estructura del sector, con miras a su posterior privatización⁴. Para ese efecto se elaboró el “documento blanco sobre privatización eléctrica” (*White Paper on Electricity Privatisation*), el que

proponía dividir el monopolio legal eléctrico en tres actividades económicas: generación, transmisión y distribución. Con esto, se perseguía generar competencia en la generación eléctrica a través de la venta a compañías distribuidoras y a grandes consumidores, agregando la amenaza de entrada de nuevos competidores (Green & Newbery 1997). Un efecto contrario se esperaba tanto de la transmisión como de la distribución, los cuales se estimaba eran monopolios naturales.⁵ En este contexto se decidió desregular el mercado generador, mantener la regulación de precios a la que se encontraban ya afectas la transmisión y la distribución, y transferir a manos privadas la propiedad de los distintos segmentos productivos de la electricidad en Inglaterra y Gales.

1.1 LA PRIVATIZACIÓN

La industria eléctrica inglesa se organizaba hasta fines de los 80 en dos segmentos. El primero, estaba compuesto por la Comisión de Generación Eléctrica Central (*Central Electricity Generating Board*), encargada de la generación y transmisión eléctrica. El segundo, estaba compuesto por doce Compañías de Distribución de Área (*Area Distribution Companies*), que eran las encargadas de distribuir y prestar el servicio eléctrico a consumidores. Aunque autónomos entre sí, ambos segmentos se encontraban bajo el control ministerial tanto para la fijación administrativa de tarifas (*bulk supply tariff*) como para la coordinación general del sistema (Armstrong *et al.* 1994).

En julio de 1989 entró en vigencia la nueva ley eléctrica (*Electricity Act 1989*), que fijó la nueva estructura del sector. Así, a partir de la Comisión de Generación Eléctrica Central (*Central Electricity Generating Board*) y las Compañías de Distribución de Área (*Area Distribution*

3 La referencia al mercado eléctrico inglés se refiere adicionalmente al mercado eléctrico galés. En adelante, toda referencia al sistema inglés es igualmente al sistema galés.

4 El sistema eléctrico del Reino Unido está compuesto por tres mercados: el de Inglaterra y Gales, el de Escocia, y el de Irlanda del Norte.

5 El nivel de inversiones en ciertas actividades económicas es tan alto y el riesgo asociado a esa inversión lo sea igualmente, que hacen que no sea posible generar competencia.

un generador puede hacer una sola oferta, este puede modificar su disponibilidad cada media hora, con lo que posee varias combinaciones que ofrecer al mercado, especialmente si maneja varias unidades de generación (Sweeting 2000).

National Grid organiza la entrada al sistema partiendo por la oferta más barata hasta que completa el espacio de media hora. El precio de la más cara unidad o planta es la que fija el precio del período (sistema de precios marginales). Adicionalmente, los precios del pool comprenden los pagos por capacidad y los pagos por elevación (*uplift*). El primero paga la disponibilidad de generación eléctrica, así mientras más disponibilidad en el período de media hora mayor es el pago. El segundo paga algunos costos de *National Grid* y que se incluye en el precio cobrado a los compradores (distribuidoras). Esta información será relevante más adelante para determinar el grado de poder de mercado de las generadoras en el mercado inglés.

La Ley Eléctrica de 1989, establece licencias a ser otorgadas a los interesados en generar, transmitir, y distribuir. Para el caso del *pool*, la ley no lo estableció específicamente, sino que ha sido por la vía de la licencia de generación y de transmisión que se establecieron varias obligaciones, que constituyen el *pool*. Primero, tanto el generador como el transmisor deben regirse por el acuerdo de *pooling* (*pooling and settlement agreement*), que es el contrato que gobierna el *pool*. Segundo, se estableció un código de balance y acuerdo (*balancing and settlement code*) para interactuar en el intercambio y la distribución eléctrica, además de los aspectos financieros asociados (Ofgem 2002). Tercero, la licencia de transmisión contiene una provisión sobre conexión y uso del sistema de códigos (*connection and use of system code*) que regula la conexión a la red de transmisión del sistema inglés. Tercero, la licencia de transmisión incluye un código de red (*Grid Code*) y otro de distribución (*Distribution Code*) que regula aspectos técnicos de conexión (Ofgem 2002). Así, las reglas del *pool* regulan su operación, la entrada

de las plantas al sistema, los precios a pagar, y el cálculo de los precios a pagarse entre las generadoras y sus clientes.

Es posible que los generadores firmen contratos de financiamiento, sea para compensar diferencias de precio futuras o para afinar posiciones en la provisión de cantidades menores de electricidad. En el primero de los casos, las partes acuerdan un precio que si es superado por el precio del pool el generador no cobra la diferencia por sobre el precio, pero opera también en el caso contrario. A este tipo de contratos se les llama "contratos por diferencia" (*contracts for difference*). En segundo caso, que se denomina "acuerdos eléctricos por adelantado" (*Electricity Forward Agreements*), sólo se utilizan para montos menores de electricidad, que son promovidos por intermediarios (*brokers*) (Sweeting 2000).

Las transacciones que se celebren en el mercado de la generación eléctrica siempre se verán coartadas por la naturaleza de la electricidad. Así, el sistema eléctrico debe mantenerse balanceado (oferta – demanda) siempre para poder prestar servicio. La falta de oferta produce racionamiento, y esta falta no es poco usual si se considera que las plantas generadoras deben entrar en mantenimiento cada cierto tiempo. Es por esto que el sistema debe contar con unidades capaces de generar electricidad continuamente (*baseload*), pero también es posible que haya unidades que sólo generan cuando se requiere (*non-baseload*). De acuerdo a la autoridad de competencia inglesa –*Competition Commission*– el precio del *pool* es fijado la mayor parte de las veces por las unidades de generación no continua (*Competition Commission* 1999).

Después de la privatización de National Power y PowerGen, varios otros actores ingresaron al mercado generador, entre los que destacaron estaban los generadores independientes, de la mano de las plantas de ciclo combinado de gas, y los interconectados como Scottish Power y Electricité de France (Green & Newbery 1997).

No obstante la entrada de varios actores al mercado de la generación, los precios hasta el año 1999 disminuyeron sólo en un 20%, a pesar que

Companies), se crearon dos compañías generadoras (*National Power* y *PowerGen*), se creó una sola compañía de transmisión (*National Grid*), y doce compañías eléctricas regionales (*regional electricity companies*) (Kwoka Jr. 1997).

En diciembre de 1990, el gobierno privatizó las compañías eléctricas regionales, doce en total. Posteriormente, estas compañías fueron divididas, a partir de las cuales se crearon empresas de distribución sometidas a precios topes o *price cap*, y se crearon empresas dedicadas a la venta directa a consumidores (*supply*). Estas últimas estuvieron sometidas a regulación de precios hasta abril de 2002, cuando se liberalizó completamente este mercado. Hoy, los consumidores pueden elegir a la empresa que les provea de electricidad, sin que el cambio (*switching*) les signifique ningún costo ni demora.

Para el caso de la generación, al momento de privatizarse en 1991 *National Power* (hoy, *Innogy*) representaba el 46% de toda la energía entregada en Inglaterra y Gales. A la vez, *PowerGen* representaba un 28% de la generación (*Energy Information Administration*, 1997). El gobierno procedió a privatizar sólo el 60% de su participación accionaria en las dos empresas generadoras, para luego, en 1995, vender el restante 40% (Guislain 1997). Para el año 2001, la participación de *National Power* había disminuido al 21% y la participación de *PowerGen* había disminuido un 17% (*Energy Information Administration*, 1997).

Con relación a la transmisión, el gobierno decidió entregar la propiedad de la red a las 12 compañías eléctricas regionales, quienes más tarde, en 1995, fueron obligadas a despojarse de sus participaciones accionarias en la compañía de transmisión, la que pasó a llamarse *National Grid Company* (*Energy Information Administration*, 1997).

El gobierno, por otro lado, decidió no vender sus intereses en generación por energía atómica conjuntamente con *National Power* y

PowerGen, y sólo el año 1996 más del 75% de sus acciones en *British Energy* (la compañía creada para traspasarla a los privados) fueron vendidas.

1.2 LA DETERMINACIÓN DE PRECIOS

Los precios del mercado de generación se dejaron libres, no así los de transmisión y de distribución a los que se les sometió a fijación tarifaria por precios tope (*price caps*). Para efectos de regular dichos precios, la ley eléctrica de 1989 (*Electricity Act 1989*) encomendó a un Director General de Electricidad –asistido por la *Office of Energy Regulation*, u “Offer”, que posteriormente pasó a llamarse “Ofgem”– las labores de asegurar que todas las demandas eléctricas razonables fuesen satisfechas, que las empresas licenciadas fuesen capaces de financiar sus actividades, que promoviera la competencia en el mercado generador y de venta a público (*supply*), y que promoviera la eficiencia y economía entre los regulados⁶.

La Ley Eléctrica de 1989 aún vigente, dio forma a esta nueva organización de la industria eléctrica inglesa. Para efectos de estructurar las transacciones eléctricas entre generadores y entre éstos y sus potenciales clientes (distribuidoras y grandes consumidores), de forma que en un mismo momento hubiese muchos oferentes y muchos demandantes (emulando un mercado competitivo), es que se ideó el *spot market*, o *pool*⁷. En él se transan las unidades físicas de electricidad, cuyos precios se van fijando cada media hora (Green & Newbery 1997). Las ofertas se hacen hasta las 10 AM del día anterior al que se desea proveer. Las generadoras presentan sus ofertas señalando la cantidad de electricidad que están dispuestas a generar en cada período de media hora el día siguiente y el precio a cobrar. Cada unidad de generación (*genset*) puede generar un máximo previamente declarado (o capacidad registrada), no obstante esto se puede cambiar hasta antes de las 10 AM del día anterior. Si bien

6 Párrafos 1 y 3 de la ley eléctrica de 1989.

7 Un *spot market* es un mercado de bienes, valores o monedas de entrega inmediata o en un corto plazo.

las reducciones de costos (combustibles, y costos de capital y operacionales) fueron de hasta un 50% en la industria. Adicionalmente, los costos de los nuevos competidores, al año 1999, eran un 25% menos que los precios del *pool* (Ofgem 2000). Estas diferencias fueron atribuidas a fallas en la competencia (Wolfram 1999).

Otro antecedente relevante era la concentración del mercado, que entre 1995 y 1996 alcanzaba un nivel de 2200 en el índice HHI⁸.

Ofgem –a la sazón Offer–, en 1994, ya había solicitado a National Power y a PowerGen que se desprendieran del 10% de su capacidad generadora (6 GW) y que se fijaran precios topes (*price caps*) por dos años (Wolfram 1999). Esto, motivado por un análisis de costos que indicaba que los precios promedios eran un 25% superiores de los necesitados por la última planta para generar en determinado período (Wolfram 1999).

2. EL CASO AES – BRITISH ENERGY

En el mes de julio de 1999, Ofgem inició nuevamente un procedimiento de investigación por el anómalo aumento observado de los precios del *pool* en un 80%, en comparación a los precios del mismo período en 1998.

Terminada la investigación Ofgem consideró que existían dos razones para el aumento inusitado de precios:

“First, two of the major price setting generators, National Power and PowerGen, increased the prices at which they offered their coal-fired plant into the Pool, raising energy prices, known as System Marginal Prices (SMP). Second, the capacity element of Pool prices was very high, an apparent reflection of plant unavailability”. (Ofgem 1999a)

Adicionalmente, Ofgem argumentó que no había aumentos de costos en el

funcionamiento de las plantas a carbón de National Power y PowerGen. Esta circunstancia, según Ofgem, habría beneficiado principalmente a dichas empresas (Ofgem 1999). En efecto, más del 80% del sistema marginal de precios había sido fijado por ambas compañías durante el período investigado. Este incremento en los precios no se debía, según Ofgem, a aumentos de costos, sino más bien a una posible manipulación del mercado y en particular al manejo de la capacidad. Ésta fue particularmente baja en el período de 14 días que duró el aumento de precios investigados y que le produjo beneficios a ambos generadores por unos 13 millones de libras esterlinas (\$15.290.948.783).

Ofgem consideró que el poder de mercado de ambas generadoras continuaba sin contrapeso, y que sólo la introducción de mayor competencia produciría finalmente una rebaja en los precios de la electricidad. Para este efecto, Ofgem recomendaba aumentar la entrada al mercado generador de nuevos competidores, rechazando la posibilidad de imponer nuevamente precios topes pues en su opinión dicha medida no produciría más competencia (Ofgem 1998).

La opinión de Ofgem era coincidente con la de otras empresas generadoras. Sin embargo, tres empresas generadoras, que mantuvieron en secreto su identidad durante la investigación, expresaron sus preocupaciones por el limitado período de análisis que la Ofgem había considerado. Suplementariamente, uno de los generadores agregó que el alza de precios se debía a la volatilidad propia de un mercado como el eléctrico (Ofgem 1999a).

Como resultado de dicha investigación y preocupada de los intereses de los consumidores, Ofgem propuso la modificación de las licencias de los generadores más grandes que pudiesen tener un poder de mercado significativo en el *pool*. A esta cláusula se le llamó “condición de abuso de mercado” (*market abuse licence condition*), pues

8 El índice HHI (o *Herfindahl-Herschmann Index*) mide la concentración de un mercado. Se calcula sumando los cuadrados del porcentaje de la participación de mercado de la firma. De acuerdo al Departamento de Justicia Norteamericano un resultado menor a 1000 resulta de un mercado desconcentrado. Si el resultado varía entre los 1000 y 1800, el Departamento lo considera moderadamente concentrado. Sobre los 1800, es considerado altamente concentrado.

tenía por objeto prohibir conductas que se consideraban un abuso de poder de mercado. La condición le otorgaba la potestad al regulador de imponer una multa de hasta el 10% de la facturación de la empresa (Ofgem 1999a).

La acción intentada por Ofgem de modificar la licencia de las empresas generadoras se enfrentó con el problema que ella no tenía facultades para modificarlas sin el consentimiento de las empresas⁹. Esto, porque originalmente el gobierno conservador había concebido el mercado de la generación como competitivo, con lo que la idea de un regulador restringido era más aceptable¹⁰. El caso fue que de ocho grupos generadores (National Power, PowerGen, London Electricity, TXU, Edison, AES, British Energy y BNFL Magnox), considerados con algún margen de poder influir en el mercado, sólo seis accedieron a que se modificara su licencia y dos rechazaron esta posibilidad (AES y British Energy).

En mayo de 2000, Ofgem haciendo uso de su facultad de referir el asunto a la Comisión de Competencia¹¹, le solicitó a ésta su pronunciamiento respecto de si el hecho de no modificar las licencias de AES y British Energy operaba o podría operar en contra del “interés público”. Para el caso que la Comisión lo estimase posible, Ofgem solicitó la modificación de la licencia de los grupos generadores.

Ofgem consideraba que el efecto adverso al interés público era el abuso del poder sustancial de mercado. Esto se manifestaba en una serie de métodos de manipulación de precios, producción y capacidad, entre los que destacaban:

- Acciones que materialmente perjudicaban el balance del sistema de transmisión eficiente y económica.
- Conductas que infundadamente restringieran la generación o la capacidad

disponible de manera de aumentar el precio de la electricidad.

- La aplicación de políticas de precios discriminadoras que determinen precios que sean excesivamente diferentes en el tiempo, siendo que las condiciones de demanda y costos son semejantes.

2.1 LEGISLACIÓN APLICABLE

Para este caso la legislación relevante era la ley eléctrica de 1989, modificada por la ley de servicios de utilidad pública.

La legislación de competencia aplicable al caso era la ley de comercio equitativo de 1973 (*Fair Trading Act 1973*) y la ley de competencia de 1989 (*Competition Act 1989*). Igualmente son aplicables los artículos 81 y 82 del Tratado de la Comunidad Europea (o Tratado de Roma), siempre y cuando se afecte el intercambio entre países miembros de la comunidad europea.

La ley de comercio equitativo de 1973 permitía investigar monopolios por parte de Ofgem. Si el director de la Ofgem consideraba que si un monopolio –de escala o complejo– actual o futuro podía afectar el “interés público”, éste podía referir el caso a la Comisión de Competencia. Hay un monopolio de escala cuando una sociedad o un grupo de sociedades relacionadas prestan o adquieren por lo menos un cuarto de los bienes y servicios de un tipo particular en todo o parte el Reino Unido. A su vez, existe un monopolio complejo cuando un grupo de sociedades no relacionadas, que en conjunto representan por lo menos un cuarto de la oferta o adquisición de un tipo particular de bienes y servicios, se conduce de tal forma que produce actual o eventualmente el efecto de restringir, distorsionar o impedir la competencia.

La ley de competencia de 1989 establece dos posiciones. La primera (capítulo I), prohíbe

9 Párrafo 11 de la ley eléctrica de 1989.

10 Incluso el regulador no tenía facultades para imponer multas. No es sino con la entrada en vigencia de la ley de servicios de utilidad pública del año 2000 (*Utilities Act 2000*), que el regulador adquirió esta potestad.

11 Párrafo 12 de la ley eléctrica de 1989.

acuerdos que impidan, restrinjan o distorsionen la competencia, pudiendo afectar el comercio dentro del Reino Unido. La segunda (capítulo II) prohibición dice relación con la conducta de las empresas que pueda ser considerada un abuso de posición dominante y que pueda afectar los intercambios del Reino Unido.

Adicionalmente, el director de la Ofgem trabaja en conjunto con el director general de la oficina de comercio equitativo (*Office of Fair Trading*), en todos los casos en que la competencia del mercado eléctrico sea considerada como restringida. La ley de competencia de 1989 le otorga al director de la Ofgem poderes para aplicar multas equivalentes al 10% de la facturación de las compañías que infrinjan las normas de dicha ley. Si el director de la Ofgem considera que en ciertos casos la ley de competencia no es respetada, él puede referir los casos para su vista por la Comisión de Competencia.

2.2 DEFINICIÓN DE MERCADO

La definición de mercado permite identificar los límites de la competencia entre firmas, estableciendo el marco dentro del cual se aplica la ley de competencia. Con esto se logra aislar las posibles manifestaciones de conductas anticompetitivas y permite calcular la participación en el mercado de las firmas bajo investigación (*Office of Fair Trading* 1999).

La Comisión de Competencia, previo a definir el mercado relevante, consideró aspectos de demanda, oferta, temporales, y geográficos.

En términos de demanda, lo que se busca es determinar si existe sustitución en la electricidad, o en otras palabras si la electricidad puede ser sustituida por otro combustible (aceite de calefacción, bencina, gas, aire, agua, vapor, etc.). Si esto es así, entonces se entiende que el mercado está compuesto por la electricidad más su sustituto. Para el caso que nos ocupa, la Comisión consideró que no existe sustitución pues es poco factible que esto se produzca en un período inferior a doce meses. Agregó, que los consumidores son indiferentes a la ubicación de

la planta, al tipo de combustible utilizado para generar electricidad, y a sus propietarios (*Competition Commission* 2001).

En cuanto a la oferta o generación eléctrica, consideró que es difícil cambiar de una actividad productiva a la de generación, con lo que los generadores no se veían expuestos a sustitución en la oferta. Así, sólo las empresas generadoras pueden producir electricidad.

No obstante, la flexibilidad de la planta sería un factor determinante del mercado a estudiar, más que la habilidad de la planta de producir continuamente o no. Por ejemplo, las plantas de ciclo combinado de gas poseen una flexibilidad tal que pueden incrementar su producción en un muy corto plazo si así se requiere. Una planta térmica (ej. carbón) puede, igualmente, aumentar su producción en un corto plazo si no está operando a plena capacidad. Dicha flexibilidad le otorga al generador la capacidad de retener energía en el spot market pues los precios se van fijando cada media hora. Con esto, la generadora podría hacer funcionar sus plantas flexibles sólo en el caso que los precios sean altos. Esto avalaría la hipótesis de la Comisión que cada media hora de transacciones produciría sendos mercados. Así, slots de media hora serían mercados diferentes.

Para el caso de la temporalidad, la Comisión estimó que no es fácil la acumulación eléctrica por los consumidores con el objeto de ser utilizada en el futuro. Esto impide que los consumidores puedan adquirir electricidad a precios más bajos, para luego ser utilizada en períodos cuando los precios son más altos (*Competition Commission* 2001).

No obstante, sí consideró que los períodos punta y no punta constituyan mercados separados. Esta distinción está dada por la imposibilidad de los consumidores de producir sustitución entre períodos (encender una lámpara en el día en vez de la noche), o por la variación en la capacidad de generación entre períodos.

En términos geográficos, aunque la Comisión concluye que no son relevantes para el sistema inglés, sí considera que la ubicación

geográfica podría contribuir a producir poder de mercado en momentos de alta demanda si el generador local no se ve amenazado por la capacidad del sistema en otras localidades.

Concluye la comisión que el mercado sólo corresponde a la generación de electricidad (*Competition Commission* 2001).

2.3 PODER DE MERCADO Y SU ABUSO

Como se señalaba anteriormente, la ley de competencia establece dos prohibiciones en sus capítulos I y II respectivamente. El primero prohíbe acuerdos que impidan, restrinjan o distorsionen la competencia y que puedan afectar el comercio dentro del Reino Unido. El segundo prohíbe conductas de entidades que realicen alguna actividad económica que pueda ser considerada abuso de una posición dominante en el mercado que pueda afectar el comercio dentro del Reino Unido.

El poder de mercado es considerado como el poder de incrementar precios consistentemente y de forma rentable por sobre los niveles de competencia (*Office of Fair Trading* 1999a). En este marco es que Ofgem presenta su caso ante la Comisión de Competencia, pues la experiencia le demostraba que tanto AES y British Energy habían manipulado el mercado incrementando los precios del *pool*.

Un primer problema que tuvo que enfrentar Ofgem fue su definición de abuso de poder "substantial", puesto que el derecho de la competencia inglés—ley de competencia de 1998—sólo aceptaba la idea de abuso de posición dominante. La condición de abuso de mercado señalaba que había abuso de poder de mercado substantial si una entidad, sola o a través de sus relacionadas, tenía la capacidad de producir, independientemente de cualquier cambio en la demanda del mercado o condiciones de costo, un cambio "substantial" en los precios de generación (*Competition Commission* 2001).

La definición de poder de mercado contenida en la directriz sobre evaluación de poder de mercado (1999), de la Oficina de Comercio Equitativo, no solo admite que pueda haber una influencia en los precios, sino que puede ser más extensa aun. Esta acepta como conductas representativas de poder de mercado las ventas de productos de menor calidad y la disminución del producto ofertado. Asimismo, reconoce que es una difícil misión el tener que determinar cuándo existe poder de mercado, y por tanto debe hacerse caso a caso (*Office of Fair Trading* 1999a).

No obstante, la Comisión de Competencia estimó que lo relevante era determinar si un generador, independientemente, era capaz de aumentar los precios. Esto, principalmente por la configuración del mercado eléctrico que permite bajo variadas condiciones de tiempo y cuando el sistema se encuentra muy estresado. Esto se magnifica si existe una alta concentración de propiedad. A esto se le suma la especial configuración de los acuerdos llegados a través del *pool* (*Competition Commission* 2001a).

La estructura del mercado alcanzada el año 2001, en términos de aumento de la competencia, hizo que la Comisión desechara esta alegación. En efecto, para marzo de 2001 el índice Lerner¹² cayó al igual que el HHI de las generadoras eléctricas a carbón, que cayó desde los 2644 hasta los 1688 entre noviembre de 1999 y febrero de 2000 (Newbery 2003).

Una cuestión interesante planteada por la Comisión es la distinción entre abuso de las reglas del mercado del abuso mismo del mercado. Más que un juego de palabras, existen dos razonamientos diferentes para solucionar ambos problemas. Mientras es muy difícil distinguir el abuso de poder de mercado de las conductas comerciales propias de la competencia, es más claro poder determinar que existe un desapego a las normas que regulan el poder de mercado. Esto puede ser mucho más común puesto que las transacciones del mercado eléctrico son altamente

12 El índice Lerner se utiliza para medir el poder de mercado sustrayendo el costo marginal de la firma a partir de sus precios, para luego dividir el resultado por el precio. Si dicho resultado se acerca a cero, entonces la firma no posee poder de mercado. Por el contrario, si el resultado se acerca a uno, entonces la firma posee poder de mercado.

reguladas, lo que exacerba el problema del abuso de las reglas del mercado.

3. LOS NUEVOS ACUERDOS DE TRANSACCIÓN ELÉCTRICA

El descontento que el *pool* generaba entre las autoridades, que veían cómo el mecanismo no era capaz de traspasar la reducción de los costos y el aumento de la competencia a precios, lo que movió al gobierno laborista a proponer los nuevos acuerdos de transacción eléctrica (*New Electricity Trading Arrangements*, NETA).

Por medio de estos acuerdos se eliminaba el *pool* como fuente principal para formar precios, y se trasladaba el grueso de las transacciones a contratos bilaterales entre generadores y distribuidores. También es posible transar electricidad en *forward markets* y en *future markets*, como igualmente en bolsas eléctricas (*power exchanges*).

Como es necesario operar la red en forma balanceada, siempre habrá algún margen de carga necesario de adquirir por parte de *National Grid* en un *spot market*. Con todo, sólo un 2 % de la electricidad necesaria para el balance es adquirida de esta forma. Cuando la red de transmisión se encuentre desbalanceada, mayor será la necesidad de *National Grid* de adquirir electricidad para balancear la red. En ese caso se crean costos para las empresas desbalanceadas (Ofgem 2002a).

Los nuevos acuerdos de transacción eléctrica entraron a regir en marzo de 2001, y bajo su vigencia no han existido casos presentados ante la Comisión de Competencia al respecto.

4. CONCLUSIÓN

En términos legales, y quizás lo más novedoso de la decisión de la Comisión de Competencia, fue dirimir el asunto AES-British Energy a favor de las empresas puesto que no quedaba completamente claro si la estrategia comercial de ambas compañías, y en general de

todas las compañías integrantes del mercado generador inglés, correspondía a un doloso abuso de posición dominante o simplemente estaban frente a un legítimo ejercicio de sus capacidades empresariales para efectos de maximizar utilidades.

Quizás lo anterior pueda parecer obvio ante los ojos de mucha gente, pero ante los ojos de Ofgem (la autoridad), la conducta de los generadores era realmente un abuso de su posición dominante. Esta discusión claramente se divide entre quienes tienen una aproximación más afín a las decisiones de la Comisión Federal de Comercio (*Federal Trade Commission*) y el Departamento de Justicia norteamericano, por un lado, y quienes se aproximan a la forma en que la Comisión Europea aborda estos temas. Sin embargo, y aparentemente, la tendencia del derecho inglés (y también europeo) es hacia la visión más "norteamericana" de enfrentar los problemas de competencia.

LISTA DE REFERENCIAS

1. Armstrong, M., Cowan, S., & Vickers, J. (1994), *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*. First edition. London, The MIT Press.
2. Competition Commission (1999), 'Summary Of PowerGen Plc And Midlands Electric Plc: A Report On The Proposed Merger' <http://www.competition-commission.org.uk/rep_pub/reports/1995/power.htm>, visitada el 22 de junio de 2003.
3. Competition Commission (2001), "'Abuse of Market', AES and British Energy: A Report on References Made Under Section 12 of the Electricity Act 1989", <http://www.competition-commission.org.uk/rep_pub/reports/2001/fulltext/453c8.pdf>, visitada 25 junio de 2003.
4. Competition Commission (2001a), "'Conclusions', AES and British Energy: A Report on References Made Under Section 12

- of the Electricity Act 1989" <http://www.competition-commission.org.uk/rep_pub/reports/2001/fulltext/453c2.pdf>, visitada el 25 de junio de 2003.
5. Energy Information Administration (1997), 'The Structure of UK Electricity Prior to Privatization', *Electricity Reform Abroad and U.S. Investment U.S. Department of Energy*, <<http://www.eia.doe.gov/emeu/pgem/electric/ch211.html>>, visitado el 22 de junio de 2003
 6. Green, R., & Newbery, D. (1997), 'Competition in the Electricity Industry in England and Wales', *Oxford Review of Economic Policy*, 13(1): 27-46.
 7. Guislain, P. (1997). *The Privatization Challenge: A Strategic, Legal, and Institutional Analysis of International Experience* (World Bank Regional and Sectoral Studies). Washington, D.C: The World Bank.
 8. Kwoka Jr., J. (1997), 'Transforming Power: Lessons from British Electricity Restructuring', *Regulation*, <<http://www.cato.org/pubs/regulation/reg20n3e.html>>, visitado el 21 de junio de 2003
 9. Newbery, D. (2003), 'The Effect of NETA on Wholesale Electricity Prices' Cambridge, Department of Applied Economics, University of Cambridge, <<http://www.econ.cam.ac.uk/dae/people/newbery/files/NETAefct2.pdf>>, visitado el 25 de junio de 2003.
 10. Office of Fair Trading. (Guideline). (1999). *The Competition Act 1998: Market Definition* (OFT 403). London: Office of Fair Trading.
 11. Office of Fair Trading. (Guideline). (1999a). *The Competition Act 1998: Assessment of Market Power*. London: Office of Fair Trading.
 12. Ofgem (1998), 'Report On Pool Price Increases In Winter 1997/98' London, Ofgem, <http://www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/2363_winterpool.pdf>, visitado el 22 de junio de 2003.
 13. Ofgem (1999), 'Ofgem to Investigate July Pool Price Hikes' London, <http://www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/1620_r12.pdf>, visitado el 22 de junio de 2003.
 14. Ofgem (1999a), 'Rises in Pool Prices in July: A Decision Document' London, Ofgem, <http://www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/2359_pooloct.pdf>, visitado el 22 de junio de 200.
 15. Ofgem (2000), 'The Governments Review of Energy Sources for Power Generation: Ofgem Advice to the Government' London, <http://www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/1566_advice.pdf>, visitado el 22 de junio de 2003.
 16. Ofgem (2002), 'Legal Framework' London, <<http://www.ofgem.gov.uk/ofgem/shared/template2.jsp?id=844>>, visitado el 21 de junio de 2003.
 17. Ofgem (2002a), 'NETA at a Glance', <http://www.ofgem.gov.uk/ofgem/microsites/microtemplate1.jsp?toplevel=neta&assortment=neta>, visitado el 25 de junio de 2003.
 18. Sweeting, A. (2000), 'The Wholesale Market for Electricity in England and Wales: Recent Developments and Future Reforms' <http://www.iasa.ca/ED_documents_various/sweeting01.pdf>, visitado el 22 de junio de 2003.
 19. Wolfram, C. (1999), 'Electricity Markets: Should the Rest of the World Adopt the United Kingdoms Reforms?' Berkeley, University of California Energy Institute, <<http://www.ucci.berkeley.edu/PDF/pwp069.pdf>>, visitado el 22 de junio de 2003.