



**Conferencia de las
Naciones Unidas sobre
Comercio y Desarrollo**

Distr.
GENERAL

TD/B/COM.2/CLP/60
26 de abril de 2007

ESPAÑOL
Original: INGLÉS

JUNTA DE COMERCIO Y DESARROLLO
Comisión de la Inversión, la Tecnología y
las Cuestiones Financieras Conexas
Grupo Intergubernamental de Expertos en Derecho y
Política de la Competencia
Octavo período de sesiones
Ginebra, 17 a 19 de julio de 2007
Tema 3 i) del programa provisional

LA COMPETENCIA EN LOS MERCADOS ENERGÉTICOS

Estudio de la secretaría de la UNCTAD

Resumen

Un examen de la experiencia de las reformas de los mercados de electricidad y gas natural ya realizadas en numerosos países revela la persistencia de considerables problemas de abuso de posición dominante en el mercado. Esa situación es imputable a las características especiales del sector, que propician la adquisición de poder de mercado, a la escasa elasticidad de la demanda, a la complejidad de la reglamentación económica, a la tendencia a la reintegración de elementos anteriormente desagregados de la cadena de suministro, y a los problemas que plantea la aplicación a los mercados energéticos de los métodos convencionales utilizados para la definición de la posición dominante en el mercado y el análisis de fusiones. En el documento se destacan algunas de las dificultades a las que se enfrentan los países en desarrollo al acometer la reforma de sus mercados energéticos. Entre ellas se cuentan los riesgos políticos que entraña la reforma de sectores estratégicos de importancia fundamental para el desarrollo, la inexistencia de un modelo único de probada eficacia, y la necesidad de interpretar y adaptar al contexto nacional las experiencias positivas, así como la complejidad y los costos de la reglamentación económica.

ÍNDICE

	<i>Párrafos</i>	<i>Página</i>
I. ANTECEDENTES	1	3
II. INTRODUCCIÓN	2 - 4	3
III. INTRODUCCIÓN DE LA COMPETENCIA EN LOS MERCADOS ENERGÉTICOS POR MEDIO DE LA LIBERALIZACIÓN Y DE LA REFORMA NORMATIVA	5 - 24	6
a) Liberalización.....	5 - 21	6
b) Papel de la reglamentación	22 - 24	15
IV. CUESTIONES RELATIVAS A LA COMPETENCIA EN LOS MERCADOS ENERGÉTICOS.....	25 - 31	16
V. TAREAS PENDIENTES	32 - 36	21
REFERENCIAS		23

I. ANTECEDENTES

1. En su séptimo período de sesiones, el Grupo Intergubernamental de Expertos en Derecho y Política de la Competencia pidió a la secretaría de la UNCTAD que preparara un estudio sobre la competencia en los mercados energéticos a nivel nacional e internacional. Los mercados energéticos abarcan varias fuentes de combustible y calefacción, como el carbón, la electricidad, el gas, el petróleo, la energía nuclear, la solar y la eólica, entre otras. Atendiendo a las limitaciones actualmente impuestas a la longitud de los documentos de los períodos de sesiones, el presente informe se centrará principalmente en la competencia en los mercados de electricidad y de gas natural en el plano nacional. Se invita al Grupo Intergubernamental de Expertos a que aborde en posteriores períodos de sesiones el examen de la competencia en otros subsectores energéticos, así como de la dimensión internacional.

II. INTRODUCCIÓN

2. La electricidad presenta características especiales (véase el recuadro 1). Es difícil de almacenar, pero su demanda y su oferta han de equilibrarse en forma continua para mantener la calidad del servicio (el gas natural plantea menos problemas técnicos porque se puede almacenar). Los desequilibrios resultan costosos porque pueden causar cortes de suministro, o "apagones". Además, como la red eléctrica está interconectada, cuando una empresa de suministro no puede atender a la demanda de sus clientes, ello puede ocasionar un apagón para todos los usuarios. En la actualidad no existe ninguna tecnología eficaz en función de los costos para lograr automáticamente ese equilibrio (OIE, 2005). Esas dificultades hacen de la fiabilidad del sistema eléctrico un bien público que difícilmente puede proporcionar en forma adecuada un mercado no reglamentado.

Recuadro 1

Características especiales de la electricidad

La electricidad presenta un conjunto muy particular de características físicas y económicas que complican considerablemente la tarea de sustituir las jerarquías (integración vertical y horizontal) por mecanismos de mercado descentralizados. Entre esas características cabe destacar las siguientes:

1. Imposibilidad de almacenarla en forma económica: la demanda debe atenderse generando electricidad "en tiempo real" en cada punto de la red. La congestión de las redes, unida al carácter no almacenable de la electricidad, puede limitar en medida importante la extensión geográfica de la competencia al reducir la capacidad de los proveedores remotos para competir, lo que agrava los problemas de abuso de posición dominante en el mercado. Resulta muy difícil crear un conjunto de mercados completos que operen con la rapidez necesaria en tantos lugares sin generar problemas de dominio en el mercado.
2. La elasticidad de la demanda de electricidad a corto plazo es muy baja, y la oferta se vuelve muy inelástica a niveles de demanda elevados, próximos a los

límites de capacidad; de ahí que los precios al contado de electricidad sean inherentemente muy inestables y brinden muy a menudo a las empresas abastecedoras oportunidades de ejercer unilateralmente poder de mercado.

3. Los flujos circulares (*loop flows*) introducen complejas interacciones adicionales entre generadores situados en diferentes puntos de la red; brindan a las empresas de suministro oportunidades de adoptar medidas unilaterales que afectan negativamente a los precios de mercado; complican la definición de los derechos de propiedad; y crean problemas de coordinación y de parasitismo.
4. Se necesitan mecanismos de mercado compatibles para obtener y manejar eficazmente "servicios auxiliares" que resultan difíciles de diseñar. Además, el carácter no almacenable de la electricidad, sumado a las variaciones constantes de la demanda, la baja elasticidad de la demanda, los fallos aleatorios del equipo de generación y transmisión, y la necesidad de ajuste entre la oferta y la demanda en todos los puntos de la red para superar las limitaciones físicas que dificultan el funcionamiento confiable de ésta, hace necesario disponer de algún tipo de "existencias" en tiempo real para mantener el sistema en equilibrio. Esas "existencias" se suelen conseguir mediante generadores "de reserva" que pueden responder con gran prontitud a cambios de la situación de la oferta y la demanda, aunque en teoría también se pueden obtener resultados equivalentes adoptando medidas adecuadas por el lado de la demanda.

Como consecuencia de esas características, los factores que limitan tradicionalmente los aumentos de precios, como la respuesta de la demanda, el abandono de clientes, la sustitución de la oferta y la entrada potencial, son inherentemente débiles en los mercados de electricidad.

Fuente: Joskow, 2003.

3. Besant-Jones (2006) clasifica las estructuras de mercado de 150 países en desarrollo y países con economía en transición en cinco categorías, en función de su grado de integración vertical, indicando así la etapa alcanzada en el proceso de reforma (recuadro 2). Ese método de clasificación de los países en desarrollo podría aplicarse también a la situación de los países desarrollados, aunque la mayoría de éstos se concentrarían en la parte inferior del recuadro. La diversidad de estructuras de mercado y los diferentes grados de competencia que cada estructura permite son un reflejo del hecho de que la reforma del mercado de electricidad es un proceso a largo plazo. Según el OIE, se trata de un proceso que todavía no se ha culminado en ningún lugar del mundo, ni se concluirá en un futuro previsible.

Recuadro 2

Clasificación de los países en desarrollo por sus actuales estructuras de suministro de electricidad¹

Monopolio integrado verticalmente (79 países)

Angola, Antigua y Barbuda, Arabia Saudita, Azerbaiyán, Barbados, Belarús, Benin, Bhután, Botswana, Burundi, Cabo Verde, Chad, Comoras, Congo, Djibouti, Dominica, Eritrea, Etiopía, Fiji, Gabón, Gambia, Granada, Guinea, Guinea-Bissau, Guinea Ecuatorial, Guyana, Haití, Iraq, Islas Marshall, Islas Salomón, Kirguistán, Kiribati, Líbano, Lesotho, Liberia, Libia, Madagascar, Malawi, Maldivas, Malí, Mauritania, Micronesia (Estados Federados de), Mongolia, Mozambique, Myanmar, Namibia, Nicaragua, Níger, Paraguay, República Árabe Siria, República Centroafricana, República Democrática del Congo, República Popular Democrática de Corea, República Islámica del Irán, Rwanda, Samoa, Saint Kitts y Nevis, San Vicente y las Granadinas, Santa Lucía, Santo Tomé y Príncipe, Seychelles, Sierra Leona, Somalia, Sudáfrica, Sudán, Suriname, Swazilandia, Tayikistán, Timor-Leste, Togo, Tonga, Turkmenistán, Uruguay, Uzbekistán, Vanuatu, Venezuela, Yemen, Zambia, Zimbabwe

Monopolio integrado verticalmente + PIE (36 países/territorios)

Bangladesh, Belice, Burkina Faso, Camboya, Camerún, China (mayoría de las provincias), Costa Rica, Côte d'Ivoire, Croacia, Cuba, Egipto, Ghana, Honduras, India (mayoría de los Estados), Indonesia, Jamaica, Malasia, Marruecos, Mauricio, México, Nepal, Nigeria, Omán, Pakistán, Papua Nueva Guinea, República Checa, República Democrática Popular Lao, República Dominicana, República Unida de Tanzania, Senegal, Sri Lanka, Tailandia, Trinidad y Tabago, Túnez, Viet Nam, **Ribera Occidental y Gaza**

CG, CT o CD compradora única, o combinación de CG-CT o CT-CD nacional + PIE (16 países)

Albania, Argelia, Armenia, Bosnia y Herzegovina, Eslovaquia, Estonia, Filipinas, Georgia, India (Andhra Pradesh, Karnataka, Nueva Delhi, Orissa, Rajastán, Uttar Pradesh), Jordania, Kenya, la ex República Yugoslava de Macedonia, Letonia, Lituania, Serbia y Montenegro, Uganda

¹ PIE = productores (privados) independientes de electricidad, frente a las empresas de servicios públicos; CD = compañías de distribución; CG = compañías de generación; TC = compañías de transmisión; y OIS = operador independiente del sistema, al que se suele encomendar la tarea de equilibrar la demanda y la oferta de electricidad cuando esa función está separada de la propiedad del sistema de transmisión.

Múltiples CD y CG, con PIE, una CT como compradora única, y acceso de terceros
(6 países)

Bulgaria, Ecuador, Federación de Rusia, Hungría, Moldova, Polonia

CG, CD y grandes usuarios, una CT y un OIS (13 países)

Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, El Salvador, Guatemala, Kazajstán, Panamá, Perú, Rumania, Turquía, Ucrania

Fuente: Besant-Jones, 2006.

4. Las estructuras de los mercados de gas natural presentan un cuadro comparable. El sector del gas natural de los países exportadores, como Brunei Darussalam, Malasia, la Federación de Rusia, Nigeria y Argelia, está dominado por monopolios integrados verticalmente. Sin embargo, se están produciendo cambios. Por ejemplo, desde 2003 Indonesia viene permitiendo a compañías gasistas privadas intervenir en las fases iniciales de la cadena de producción de gas natural (es decir, en las de exploración y elaboración), y en Tailandia existe una pujante competencia entre mayoristas (Skeer, 2004). En Australia compañías privadas (así como empresas conjuntas públicas-privadas) realizan actividades de producción y venden su gas a las redes de transporte estatales. La situación en los Estados Unidos se caracteriza en general por la presencia de muchos productores desagregados, compañías de transporte y compañías de comercialización de gas natural independientes. Fuera de Norteamérica existe todavía muy poca separación entre las funciones de transmisión y las de comercialización.

III. INTRODUCCIÓN DE LA COMPETENCIA EN LOS MERCADOS ENERGÉTICOS POR MEDIO DE LA LIBERALIZACIÓN Y DE LA REFORMA NORMATIVA

a) Liberalización

5. Son muchos los países que han introducido reformas en sus mercados energéticos. Las reformas de la OCDE fueron impulsadas en general por cambios tecnológicos e institucionales y por el deseo de aumentar la eficiencia en la asignación de recursos y en el proceso de producción. En numerosas regiones en desarrollo, el estímulo inicial a las reformas provino del endeudamiento y de la consiguiente presión de los donantes, unidos al deseo de extender los servicios a la mayoría de la población. Las reformas de muchos países en desarrollo no otorgaron prioridad a objetivos de política tales como el fomento de la competencia o la mejora del medio ambiente, sino que se centraron principalmente en la reducción de la carga financiera que suponían para los gobiernos las empresas de servicios públicos. En el decenio de 1980 los préstamos para el desarrollo del sector eléctrico representaban alrededor del 25% del servicio de la deuda exterior total del sector público de los países en desarrollo: incluso en los casos en que esos servicios públicos resultaban rentables, los gobiernos temían que la financiación mediante endeudamiento público no bastara para atender a las necesidades futuras de inversión en el sector de la electricidad frente al crecimiento de la demanda (Ghanadan y

Williams, 2006). Por consiguiente, los conceptos clave de las reformas del sector han sido la recuperación de costos y la inversión privada.

6. Los mercados de electricidad y de gas natural están cada vez más interconectados, como consecuencia de la creciente demanda de gas natural como combustible de preferencia para la generación de electricidad². Se considera que el gas natural puede desempeñar un papel fundamental en la generación de energía más limpia, pues las centrales eléctricas de gas natural son más eficientes y contaminan menos que las de carbón. Además de costos de producción más bajos, las centrales con turbina de gas de ciclo combinado presentan también costos de construcción menores y plazos de construcción más cortos.

7. Durante muchos años se ha considerado que el sector de la electricidad constituía un monopolio público natural. Las fuertes inversiones de capital que requerían las tecnologías de generación y la infraestructura de suministro tradicionales reforzaban la idea de un monopolio natural de servicio público. Esa percepción cambió a finales del decenio de 1980 y principios del de 1990, como consecuencia de los avances técnicos en las tecnologías de generación, del papel creciente de los mercados, de las necesidades de financiación y de requisitos concretos de los países. En el cuadro 1 se comparan en forma muy sintética los contextos en los que se llevaron a cabo las reformas del sector eléctrico y sus motivaciones subyacentes en países de la OCDE y en países no miembros de la OCDE.

8. Como el de la electricidad, el sector del gas natural ha estado dominado tradicionalmente por entidades de propiedad estatal integradas verticalmente, que funcionaban como monopolios o monopsonios según se tratara de un país productor o importador de gas natural. Puesto que la construcción de gasoductos requiere plazos largos y cuantiosas inversiones, se consideraba que el modelo de integración vertical permitía atender mejor a la necesidad de desarrollar costosas redes de transporte del gas y establecer relaciones económicas a largo plazo con proveedores externos. El sector del gas natural se encuentra actualmente en proceso de globalización, a medida que se expande la demanda y las nuevas tecnologías ofrecen formas innovadoras de adaptar los productos y los servicios a las necesidades concretas. Gasoductos y buques tanque para el transporte de gas natural licuado están enlazando a gran velocidad mercados antes aislados por la geografía.

9. Las reformas introducidas en el sector de la electricidad han impulsado reformas paralelas en los mercados de gas natural vecinos, facilitadas también por los cambios relacionados con los avances tecnológicos y el proceso de globalización en los propios mercados de gas. Otro factor que ha presionado en la misma dirección es el reciente aumento sostenido del precio del gas natural en las principales regiones consumidoras (Norteamérica, Europa, y Asia y el Pacífico), pues países que eran antes autosuficientes en gas natural (Reino Unido, Estados Unidos) han tenido que recurrir en mayor medida a las importaciones, y los elevados precios del petróleo han dejado sentir su influencia en aquellas regiones en las que los precios del gas natural están vinculados a los del petróleo (Europa, Asia y el Pacífico). En muchos países, un elemento fundamental para la liberalización del sector del gas natural es el desarrollo de interconexiones que faciliten las importaciones y el comercio entre los países. Eso ocurre también en cierta

² El gas natural se utiliza también como insumo industrial y como combustible para el transporte y la calefacción.

medida en lo que respecta a la electricidad, especialmente en la Unión Europea, que tiene por objetivo el desarrollo de un mercado interno de la energía, pero también en otras regiones en las que existe cooperación transfronteriza o regional en el abastecimiento de energía, por ejemplo en América Latina y en el África meridional.

10. El modelo de reforma se basa en la competencia y en la regulación independiente. Se prevé que el aumento de la competencia redundará en mayor eficiencia y confiabilidad y precios más bajos y promoverá el crecimiento económico y el desarrollo. Los países en desarrollo esperan asimismo que las inyecciones de capital privado faciliten la extensión de los sistemas eléctricos a los sectores más pobres de la población, aunque esa expectativa ha resultado infundada (véase el párrafo 17). De conformidad con las prioridades mencionadas, se aplica en los sectores de la electricidad y del gas natural un paquete normalizado de reformas (del que es ejemplo destacado la reforma de Inglaterra y Gales).

11. Ese paquete normalizado de reformas comprende cinco elementos interdependientes: desagregación; privatización; competencia en el mercado al por mayor; competencia en el mercado al por menor; y acceso regulado o negociado de terceras partes a los subsectores de transmisión y distribución, en el caso de la electricidad, y de transporte (gasoductos) y almacenamiento, en el del gas natural.

12. El primer paso consiste en desagregar el monopolio de servicios públicos integrado verticalmente en múltiples empresas productoras de electricidad (compañías de generación) o de gas y proveedores minoristas que puedan comerciar entre sí. El proceso de desagregación se complementa con la venta (privatización) de las diferentes entidades resultantes, pues se considera poco probable que pueda desarrollarse debidamente la competencia si las entidades son de la misma propiedad.

13. En los segmentos de la cadena de suministro que entrañan la existencia de una red (es decir, los sistemas de transmisión de alto voltaje y los sistemas locales de distribución que transportan la electricidad desde las compañías de generación hasta los usuarios, o, en el caso del gas natural, los gasoductos y las instalaciones de almacenamiento) la competencia no es viable porque requeriría la duplicación de la red. Permitiendo a todos los productores y proveedores minoristas acceder a las redes de transporte se aumentan las posibilidades de competencia, pues se ofrece a los usuarios finales la oportunidad de escoger a su proveedor. Eso alienta a las compañías de generación a tratar de producir electricidad y gas natural más baratos y competir así por los proveedores minoristas, y a éstos a competir por la clientela de los usuarios finales. Para que surja una industria competitiva ha de existir un mercado en el que los consumidores puedan elegir entre diversos proveedores. Por consiguiente, otro aspecto de la desagregación consiste en separar los segmentos de transporte que constituyen un monopolio natural de otros elementos que se prestan a la competencia, y en permitir el acceso regulado de terceras partes a las redes de transporte.

Cuadro 1

**Comparación de las características básicas de la desreglamentación de la OCDE
 y de las reformas del sector eléctrico en países no miembros de la OCDE**

	Desreglamentación de la OCDE	Reformas del sector eléctrico en países no miembros de la OCDE
Conceptos clave	Competencia, elección, eficiencia	Inversión privada, crecimiento económico
Cambio de paradigma	El modelo de monopolio natural deja de considerarse pertinente para la generación y los servicios minoristas. Se suprimen las reglamentaciones relativas al costo del servicio y a la tasa de rendimiento y se sustituyen por mercados competitivos.	El modelo de empresa estatal de servicios públicos genera deuda pública y a menudo funciona mal. Se desmantela el modelo de desarrollo impulsado por el Estado, sustituyéndolo por un modelo orientado hacia el exterior, atractivo para los inversores y basado en la explotación comercial con recuperación plena de los costos.
Objetivos proclamados	Reducir los precios. Ofrecer a los consumidores la posibilidad de elegir. Mejorar la eficiencia. Aumentar la competitividad nacional.	Aliviar las finanzas nacionales (servicio de la deuda). Lograr que el sector funcione sin ayuda financiera del gobierno. Promover las inversiones y mejoras tecnológicas. Eliminar las limitaciones al crecimiento relacionadas con el suministro de electricidad.
Premisa básica	La desreglamentación impulsará al sector a funcionar al costo marginal a largo plazo. La eficiencia de las empresas será recompensada en el mercado.	La comercialización plena es el único modelo viable. El sector privado es el más adecuado para la explotación comercial. El sector privado puede movilizar el capital necesario.
Rasgos principales del modelo de política	Reestructuración del sector para facilitar la competencia. Modificación de los sistemas de gestión y los incentivos a la inversión por efecto de las señales de precios de un mercado competitivo.	Introducción en los servicios públicos de criterios comerciales, liberalización de precios, eliminación de subvenciones. Modificación del sistema de incentivos de gestión mediante la introducción de criterios comerciales y/o la gestión privada. Modificación del sistema de incentivos a la inversión mediante medidas de desagregación, medidas legislativas, regímenes fiscales especiales o condiciones contractuales.
Fuerzas impulsoras y factores limitativos	Gran demanda de electricidad más barata por parte de los consumidores. Compañías de generación independientes en busca de nuevos mercados. Inversores en busca de mejores rendimientos en el sector eléctrico. Empresas de servicios públicos que, para eludir reglamentaciones, operan a través de filiales no reguladas.	Preocupación del gobierno por la situación fiscal y el crecimiento macroeconómico. Aportaciones de capital de empresas transnacionales y otros inversores a cambio de medidas de liberalización. Fomento de la viabilidad comercial del sector y su atractivo para los inversores, más que de los intereses de los usuarios

	Desreglamentación de la OCDE	Reformas del sector eléctrico en países no miembros de la OCDE
Puntos débiles	Activos obsoletos o infrautilizados. Situaciones de dominio en el mercado. Manipulación del mercado, maniobras comerciales. Dificultades para atraer inversiones a largo plazo en el subsector de la transmisión, reservas, confiabilidad. Escasa tolerancia pública de las subidas pronunciadas de precios.	Inseguridad jurídica e insuficiente protección de los derechos de propiedad de los inversores Injerencias del Gobierno por intereses políticos. Reglamentación deficiente. Robos de electricidad, pérdidas no explicadas. Corrupción, tratos de favor y prácticas empresariales indebidas. Escasa tolerancia pública de la recuperación de costos sin mejora del servicio.

14. El paquete normalizado de reformas se ha utilizado tanto en países desarrollados como en países en desarrollo, pero con distintos grados de convicción y de éxito. Los resultados de las reformas varían según la profundidad de la liberalización, las condiciones imperantes en el sector al comienzo de las reformas y las propias motivaciones del proceso (véase el cuadro 1).

Recuadro 3

Reforma del sector eléctrico en Chile

Chile comparte muchas de las características de los sistemas eléctricos de los países en desarrollo. El tamaño de su población es relativamente reducido, lo que limita las posibilidades de aprovechar economías de escala. El consumo de electricidad por habitante es bajo en comparación con los niveles de los países desarrollados, pero está aumentando rápidamente (a razón de un 6% anual). El sistema de generación de electricidad cuenta con una gran capacidad instalada de generación hidroeléctrica, pero con el aumento de la demanda han adquirido creciente importancia los combustibles fósiles. No obstante, Chile constituye quizás un caso único entre los países en desarrollo por el grado de protección otorgado a la propiedad privada y por la estabilidad generada por el largo período de disciplina económica bajo gobierno militar.

En 1974 los servicios públicos de suministro eléctrico de Chile se encontraban en una situación muy difícil. La inflación, los elevados precios de los combustibles y los controles sobre los precios finales habían ocasionado grandes pérdidas y un déficit de inversiones en el sistema de propiedad pública. Esa situación era consecuencia de la nacionalización y de la crisis del petróleo desencadenada por la OPEP. El Gobierno se proponía reorganizar el sector para introducir en él disciplina económica.

Entre principios de 1982 y principios de 2004 se amplió la capacidad instalada tanto del Sistema Interconectado Central (SIC), con predominio de la generación hidroeléctrica, como del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), fundamentalmente térmico. El SING adolece de un exceso de capacidad, mientras que el SIC se ha visto sometido a

raconamiento en años de sequía. La expansión de la capacidad de generación se logró en gran medida en régimen de propiedad privada y manteniendo los precios a niveles bajos. La longitud total de las líneas de transmisión del SIC se incrementó en un 3,7% anual, y la del SING, en un 14,9% anual.

Un éxito considerable de Chile ha consistido en el aumento de la tasa de conexión de usuarios rurales a las redes eléctricas. Aunque la mayor parte de la población del país vive en zonas urbanas, y la tasa de urbanización es elevada, el 62% de los hogares rurales (alrededor de 269.841) carecían de suministro eléctrico en 1982. En 2002 la proporción había disminuido al 14%. La mayor parte de ese avance se logró en los últimos diez años a raíz del establecimiento de un Programa Nacional de Electrificación Rural administrado por el Fondo Nacional de Desarrollo Regional. Ese fondo se basa en un sistema de financiación tripartita de los costos de capital de las conexiones rurales, en el que los usuarios pagan el 10%, las empresas el 20% y el Estado el 70%, y los gastos de funcionamiento corren a cargo de los usuarios.

Entre 1992 y 2002, los precios medios de la electricidad disminuyeron en casi un 30% en términos reales. Los bajos precios de la electricidad y las elevadas tasas de inversión en el sector han ido acompañados de muy buenos resultados financieros de las empresas participantes. Esos resultados ya eran respetables antes de la privatización, pero mejoraron después considerablemente.

La calidad del suministro en el sector eléctrico chileno ha mejorado sustancialmente desde 1982. Las interrupciones del suministro por fallos del sistema de transmisión han disminuido desde la privatización. Sin embargo, se registró un problema grave en el verano de 1998/99, cuando la escasez de agua para las centrales hidroeléctricas ocasionó repetidas interrupciones del suministro eléctrico. Otro problema importante que se registró recientemente fue el causado por la reducción en un 15% de las exportaciones de gas natural de la Argentina a Chile como consecuencia de la crisis financiera de 2002 en la Argentina.

El sistema eléctrico de Chile demuestra que son posibles la privatización y una competencia efectiva en un mercado eléctrico relativamente pequeño con una proporción importante de generación hidroeléctrica.

Fuente: Pollit, 2004.

15. Chile fue el primer país que acometió una amplia reforma del sector eléctrico a partir de sus reformas legislativas de 1978. En 1981 se inició el proceso de desagregación vertical y horizontal, al que siguió una privatización en gran escala en 1986. Las experiencias de reforma de Chile (véase el recuadro 3) tuvieron importancia para otros países en desarrollo porque demostraron que la reforma era posible y que resultaba también beneficiosa para los países en desarrollo. También tuvieron la virtud de poner de manifiesto algunas de las diferencias existentes entre países en desarrollo. Por ejemplo, al comparar la experiencia de Chile con la de Ghana (véase el recuadro 4) se advierte claramente la importancia que para las reformas del sector de la energía tiene el marco macroeconómico general. En Chile el proceso de reforma se

vio reforzado por un largo período anterior de estabilidad económica. No ocurrió lo mismo en Ghana, donde el hecho de que se estuvieran implantando al mismo tiempo reformas macroeconómicas más generales complicó y en cierta medida socavó la reforma del sector eléctrico. La experiencia de Ghana ilustra en gran medida los elementos expuestos en el cuadro 1.

Recuadro 4

Reforma del sector eléctrico en Ghana

Las reformas del sector eléctrico de Ghana tuvieron lugar en un contexto de crisis fiscales episódicas relacionadas con la deuda pública, los malos resultados financieros de las empresas estatales y las fluctuaciones del precio mundial del cacao, principal exportación del país. Los ajustes estructurales de finales del decenio de 1980 pusieron fin a una década de crecimiento negativo, pero los elevados niveles de gasto antes de las elecciones nacionales en el decenio de 1990 condujeron a una serie de colapsos fiscales caracterizados por elevadas tasas de inflación (74% en 1995). La política económica de Ghana quedó vinculada estrechamente a los préstamos del FMI para el ajuste estructural y la estabilización.

Antes de la reforma, el pequeño sector eléctrico de Ghana se componía fundamentalmente de dos empresas estatales, la Volta River Authority (VRA) y la Electricity Corporation of Ghana (ECG). La VRA era la propietaria de todas las instalaciones de generación y transmisión y suministraba electricidad a la ECG, principal empresa de distribución. La VRA también vendía electricidad directamente a grandes empresas industriales y a los países vecinos, que pagaban en divisas convertibles. La VRA funcionaba bien tanto en el plano técnico como en el financiero, pero la ECG sufría elevadas pérdidas en el sistema de distribución (de más del 20%) y proporcionaba servicios de baja calidad. Aun después de una serie de incrementos, en 1993 las tarifas no permitían recuperar sino una tercera parte del costo marginal a largo plazo.

Sólo un 24% de la población tenía acceso a electricidad en 1993. En ese año se puso en marcha la reforma del sector eléctrico, precipitada por la escasez de oferta causada por el rápido aumento de la demanda y por la sequía, que redujo la capacidad de producción del sistema, predominantemente basado en la energía hidroeléctrica (más del 90% de la generación neta). Cuando el Gobierno solicitó del Banco Mundial financiación para nuevas instalaciones termoeléctricas, el Banco le exigió que aumentara las tarifas, eliminara los obstáculos a la participación privada y planeara una amplia reforma. En 1997 el gabinete aprobó un plan de reestructuración que habría de abrir a la competencia las actividades de generación, liberalizar el acceso a la transmisión, desagregar la VRA y reorganizar la distribución en concesiones de base geográfica con el fin de poner término a la segmentación del mercado. Seguirían reguladas las tarifas aplicadas a los pequeños usuarios (menos de 5 MW), y los grandes usuarios serían abastecidos directamente por las compañías de generación. Un nuevo operador de la red se encargaría del despacho por orden de mérito y de la gestión de un mercado de ajustes.

Ese plan de reforma no llegó a aplicarse, en parte por la oposición de la VRA, que argumentó que la desagregación debilitaría su posición competitiva en la propuesta Comunidad Eléctrica del África Occidental, y del mayor usuario del país, una filial de Kaiser Aluminium, que deseaba mantener su arreglo preferencial con la VRA (1,7 c/kWh por el 40% de la electricidad del país). El plan fue socavado también por las contradicciones entre la lógica del sector eléctrico y la lógica fiscal de la reforma. Los planes de desagregación de la VRA entraban en conflicto con las necesidades de su socio en una empresa conjunta establecida para construir nueva capacidad de generación térmica; su socio estadounidense (CMS Generation) deseaba que la VRA fuera una empresa estable con grandes activos. La legislación de reestructuración fue arrinconada en el Parlamento en 2000, y no ha vuelto a presentarse. También algunos otros aspectos de la reforma tuvieron poco éxito. Un contrato de gestión privada de tres años de duración con una empresa europea no sirvió para reducir las pérdidas del sistema de la EGC. En la crisis fiscal de 1997, originada por las elecciones, el Ministerio de Energía anunció un incremento de las tarifas del 300%, lo que provocó tal oleada de indignación que el Presidente retiró inmediatamente la medida. Un efecto positivo de esa crisis fue, en cambio, la creación de un órgano regulador independiente, la Public Utilities Regulatory Commission (PURC), que ha aumentado las tarifas pero también ha rechazado incrementos propuestos sin pruebas suficientes de mejora del servicio, imponiendo cierto grado de correlación entre las tarifas y el servicio. Sin embargo, el acceso a la electricidad, que no formaba parte del programa de reformas, centrado en los aspectos financieros, no ha mejorado significativamente. Cuando Kaiser Aluminum se declaró en quiebra en 2001 y se retiró del país, Ghana perdió su principal consumidor de electricidad y se encontró con un exceso de capacidad y onerosas obligaciones de compra de energía termoeléctrica generada con gas. Las pérdidas del sector siguen lastrando el presupuesto nacional, pero tras una década de reformas sigue sin modificarse la estructura básica del sector eléctrico de Ghana.

Fuente: Ghanadan y Williams, 2006.

16. Aunque no fue la primera, la ambiciosa reforma del sector de suministro de electricidad en Inglaterra y Gales ha sido emulada por muchos otros países desarrollados primero y posteriormente por países en desarrollo. Se reconoce en general que determinados factores que concurrían en Inglaterra y Gales al comienzo del proceso de liberalización fueron importantes para allanar la transición a una estructura orientada hacia el mercado. En el momento de la reforma, la rama de producción nacional poseía un exceso de capacidad de generación y una red madura y bien conectada y se beneficiaba de precios elevados. La aparición del gas como nueva fuente de energía nueva y más barata, unida a adelantos tecnológicos que hicieron que los generadores alimentados por gas resultaran más atractivos que las instalaciones de carbón existentes, hizo posible aumentar la capacidad incluso al tiempo que disminuían los precios (Murria, 2002).

17. En la mayor parte del mundo en desarrollo no existían ni existen todavía condiciones tan favorables. Aun hoy la mayoría de los países en desarrollo no dispone de un exceso de capacidad continuado y padece frecuentes interrupciones del suministro y un servicio de escasa calidad. El gas no constituye para ellos una fuente de energía nueva y más barata, pues muchos

utilizan todavía otras fuentes de combustible más económicas³. No cuentan con redes suficientemente bien conectadas, y en muchos de ellos la infraestructura está deteriorada y existen grandes necesidades de inversión. Los rápidos procesos de urbanización e industrialización crean un exceso de demanda de energía, y la electrificación de las zonas rurales se ve dificultada por la dispersión de sus habitantes. En efecto, los problemas relacionados con la densidad de población tienen gran importancia para los países en desarrollo, y en muchos casos dan lugar a un desarrollo fragmentario de las redes. Los resultados preliminares de un estudio de la UNCTAD⁴ sobre la competencia en el sector energético de los países en desarrollo indican que algunos países han desarrollado redes separadas para las zonas rurales y las urbanas, probablemente en respuesta a los problemas de densidad demográfica y a la necesidad de subvencionar la electrificación a fin de que resulte económicamente atractiva para los inversores privados.

18. Muchos países en desarrollo tomaron conciencia (o fueron convencidos) de la necesidad de la reforma y trataron de seguir el ejemplo de Inglaterra y Gales. Sin embargo, por lo general no estaban en condiciones de acometer una liberalización radical de este tipo, y en muchos casos el proceso sufrió interrupciones y el modelo de reforma tuvo que modificarse para adaptarlo a las circunstancias concretas del país (así, por ejemplo, en Ghana, la India, el Perú, el Ecuador y el Brasil).

19. Los sectores energéticos de los países que han introducido reformas presentan estructuras muy diferentes entre sí. Esa diversidad se explica por el hecho de que algunos países han reformado sólo una parte de la cadena de suministro (normalmente la generación de electricidad) o han optado por mantener cierto grado de integración vertical. También influye el que haya o no participación del sector privado o se utilicen una combinación de propiedad estatal y privada. Por ejemplo, Noruega liberalizó el sector sin modificar la estructura de propiedad, mientras que en la Argentina las reformas entrañaron la privatización de más del 80% de la generación, la totalidad de la transmisión y un 60% de la distribución (Pollitt, 2004b). Las diferencias pueden estar relacionadas también con el hecho de que el país tenga que importar energía, con su tamaño y con la estructura centralizada o federal del sistema de gobierno. En ese contexto, las reformas de los Estados Unidos, la Argentina y Australia se vieron complicadas por la existencia de sistemas de suministro de electricidad y gas fragmentados y sujetos a diferentes jurisdicciones normativas y operacionales. Buena parte de Asia (Bangladesh, China, Filipinas, India, Indonesia, Malasia, Nepal, Pakistán, República de Corea, Tailandia y Viet Nam) siguió el modelo basado en productores independientes de electricidad e impulsado por inversiones extranjeras. La experiencia de las reformas en Asia se vio profundamente afectada por el fracaso⁵ de algunas

³ El ejemplo de Polonia ilustra ese extremo: Polonia cubre más del 95% de sus necesidades de electricidad mediante la combustión de carbón, por lo que quizás resulte poco realista esperar que pueda cumplir en el futuro inmediato el actual objetivo jurídicamente vinculante de la Unión Europea del 20% (Lynam, 2007).

⁴ Memorando de la UNCTAD, abril de 2007.

⁵ Los productores independientes de electricidad obtuvieron por lo general condiciones excesivamente generosas, que transferían todos los riesgos al Gobierno y no eran sostenibles. En muchos casos, los procesos de licitación no eran transparentes e intervenían en ellos gobiernos extranjeros para promover los intereses de determinados inversores.

experiencias de gran notoriedad (entre las que destaca el proyecto de la central de Dabhol, en la India, impulsado por Enron), por la crisis financiera asiática y por la crisis del suministro eléctrico en California en 2000/01 (Dubash, 2004). Esos acontecimientos precipitaron la salida de los inversores del sector eléctrico.

20. Besant-Jones (2006) observa que la reforma del sector eléctrico está más avanzada en países (de América Latina y Europa oriental) con sistemas eléctricos relativamente grandes y un ingreso per cápita relativamente alto. Señala asimismo que las reformas basadas en una reestructuración sustancial del mercado, adecuadas para países grandes de ingreso mediano, resultarían inviables en países pequeños de ingreso bajo, y pone en duda la utilidad de la desagregación de sistemas eléctricos de tamaño reducido en países con escasa capacidad institucional y economía poco pujante. En su opinión, para la reforma de los mercados eléctricos de los países en desarrollo un enfoque gradual resulta menos arriesgado y más sostenible que una operación de una sola fase. Sin embargo, al implantar una reforma gradual por etapas, los gobiernos de los países en desarrollo tendrán que hacer un esfuerzo por mantener el impulso y evitar el estancamiento o la dispersión del proceso.

21. Del análisis de las estructuras de mercado de los sectores de la electricidad y del gas natural se desprende que existen todavía en diversas jurisdicciones posibilidades considerables de abuso de posición dominante en el mercado. En efecto, la experiencia indica que, aun después de que se abran a la competencia sectores antes reglamentados, persisten en muchos casos problemas considerables de poder de mercado (Shepherd, 1997). Análogamente, años después de acometer la liberalización de los mercados de electricidad y de gas natural, la CE reconoce que en muchos de sus Estados miembros no existe todavía una situación de competencia, y que resulta muy dudoso que los precios del gas natural y de la electricidad sean el resultado de un proceso realmente competitivo y no de decisiones adoptadas por empresas prevaliéndose de su posición dominante (CE, 2007). El abuso de posición dominante en el mercado erosiona los beneficios que de la introducción de la competencia deben derivarse para los consumidores. Es especialmente importante velar por que la estructura de mercado que se desarrolle durante la transición de mercados reglamentados a mercados competitivos no impida el desarrollo de una competencia real.

b) Papel de la reglamentación

22. La reglamentación económica eficaz es una variable institucional de importancia determinante para la introducción de la competencia en los sectores de la electricidad y del gas, pues es necesaria no sólo para regular el acceso de terceros a los segmentos monopolísticos de la cadena de suministro, sino también para establecer mercados mayoristas y otros intermediarios financieros tanto a corto plazo (mercados al contado) como para el suministro futuro de electricidad y gas. Para el buen funcionamiento de esos mercados es fundamental que los precios sean el resultado de la relación entre la oferta y la demanda y que se permitan las transacciones entre empresas ubicadas en distintos segmentos de la cadena de suministro.

23. En ese contexto, en algunos países se ha encomendado esa función reguladora a un operador independiente del sistema. Para ello es necesario que las empresas de servicios públicos propietarias del sistema de transmisión transfieran el control operativo (no la propiedad) de determinadas instalaciones de transmisión a una organización independiente sin fines de lucro. La ventaja que presenta en principio un operador de ese tipo es que puede proporcionar servicios

de despacho y coordinación y garantizar acceso justo y equitativo al sistema de transmisión, evitando prácticas discriminatorias y reduciendo las transacciones dentro de una misma empresa y otras formas de abuso de posición dominante en el mercado.

24. Las normas y reglamentaciones en que se basa el funcionamiento de los mercados energéticos son complejas y requieren una vigilancia constante. Por ejemplo, en el Reino Unido, donde el Electricity Pool inicial se sustituyó por los New Electricity Trading Arrangements (NETA)⁶ por considerar que propiciaba el abuso de posición dominante en el mercado en el subsector de la generación, ha sido necesario introducir correcciones para subsanar fallos en la concepción misma del sistema. En la región estadounidense de Nueva Inglaterra, el mecanismo de subasta de precios en el mercado mayorista de electricidad fue sustituido por el mecanismo de precio marginal local (Joskow, 2005). El Gobierno de Nueva Zelanda promovió inicialmente la autorregulación del sector, pero al cabo de unos años se vio obligado a intervenir para colmar el vacío reglamentario. No cabe duda de que lograr condiciones adecuadas de competencia y de reglamentación económica ha planteado y plantea dificultades importantes incluso para las economías más desarrolladas, a pesar de su superior capacidad institucional y financiera. Por ejemplo, se calcula que en el Reino Unido se dedicaron a la reglamentación de los mercados alrededor de dos terceras partes del presupuesto del organismo regulador, de 40 millones de libras (Practical Action, 2006). Los costos de explotación totales de los operadores regionales de transmisión y operadores independientes del sistema en los Estados Unidos se estimaron en más de 1.000 millones de dólares EE.UU. en 2004 (Kwoka, 2005). La financiación de los organismos reguladores constituye un obstáculo adicional para los países en desarrollo, especialmente teniendo en cuenta las limitaciones de recursos y la existencia de otras prioridades.

IV. CUESTIONES RELATIVAS A LA COMPETENCIA EN LOS MERCADOS ENERGÉTICOS

25. Las características especiales del sector eléctrico (véase el recuadro 1) propician el ejercicio de poder de mercado, y al mismo tiempo hacen que resulte muy difícil detectarlo. Por ejemplo no es fácil determinar si un nivel de precios elevado se debe a una situación de escasez o al abuso de posición dominante en el mercado. La elasticidad de la demanda es baja en los mercados eléctricos, por lo que no puede contribuir sustancialmente a reducir los precios y mitigar sus fluctuaciones. Además, en los casos en que se ha introducido la competencia entre minoristas, los datos disponibles indican que la posibilidad de que los clientes cambien de compañía no constituye un factor disuasorio suficiente contra los abusos de poder de mercado (Harper y Waddams Price, 2004, Joskow, 2007). Cuando el mercado está concentrado, los precios al contado y, por consiguiente, los precios contractuales, serán elevados a menos que se adopten medidas para limitar las posibilidades de abuso de posición dominante en el mercado (Newbery, 2002).

⁶ Bower (2002) sostiene que la introducción de los NETA fue innecesaria y constituyó un desperdicio de recursos, pues no sirvió para poner coto a los abusos de posición dominante en el mercado ni para reducir los precios.

26. La concentración en los mercados energéticos liberalizados constituye un problema importante tanto en Norteamérica como en Europa. Las fusiones y adquisiciones se habían intensificado en Europa aun antes de la liberalización de los mercados energéticos, y han aumentado considerablemente desde 1998. En particular en el Reino Unido y en Suecia, países en los que la liberalización conllevó la desagregación plena de toda la cadena de suministro de los sectores del gas y de la electricidad, se ha manifestado una preocupante tendencia a la reintegración vertical, aunque no en toda la cadena de suministro. También se observa una incipiente reintegración de las actividades de generación con las de transmisión y las de distribución en algunos estados de los Estados Unidos (Joskow, 2006a) y en Nueva Zelandia. La introducción de la competencia a nivel europeo parece haber intensificado el proceso de consolidación en los mercados energéticos.

27. No existe un consenso sobre qué trato conviene dar a la integración vertical en los mercados energéticos, pero los estudios empíricos tienden a explicar la integración vertical por diversas consideraciones de eficiencia (Joskow, 2006b). Está extendida la opinión de que la persistencia de la integración vertical es una prueba de su eficiencia (Michaels, 2006). La reaparición de la reintegración vertical en el sector eléctrico se ha explicado como estrategia tendente a reducir la exposición a los riesgos vinculados con los mercados al contado, ya que los precios elevados en el mercado al por mayor pueden beneficiar a las compañías de generación, pero en perjuicio de los minoristas, a los que pueden favorecer, en cambio, precios bajos en el mercado al por mayor. En ese contexto, las compañías de generación pueden utilizar la integración vertical (a través de fusiones y contratos) como estrategia de gestión del riesgo, para contrarrestar las pérdidas de beneficios y coordinar las inversiones. Sin embargo, aun reconociendo las ventajas de la integración vertical para las empresas del sector, las autoridades de defensa de la competencia deben mantenerse vigilantes contra las empresas que utilizan la integración vertical para controlar los mercados. La dificultad estriba en que ese uso de la integración vertical es a menudo difícil de demostrar.

28. La demanda de gas natural es más sensible a los aumentos pronunciados de los precios (Joskow, 2005); no obstante, la extendida utilización de contratos a largo plazo y de acuerdos firmes de compra sin derecho de rescisión constituye un problema en la medida en que, allí donde se aplican, pueden limitar el acceso al gas natural y a la infraestructura de transporte y almacenamiento conexas, reduciendo así el alcance de la competencia. No hay pruebas, sin embargo, de que los contratos de suministro de energía a largo plazo sean anticompetitivos en general (Leveque, 2006). A menudo se otorga más importancia a sus ventajas -su capacidad de limitar abusos de posición dominante en el mercado y su papel como incentivo para atraer inversiones, reduciendo las fluctuaciones de los precios y garantizando los ingresos de los países exportadores de gas natural.

29. Algunos países han preferido errar por un exceso de cautela y han adoptado medidas preventivas contra la reintegración. Por ejemplo, en Australia (Estado de Victoria) se prohíbe por ley la reintegración de las actividades de generación y distribución y se limita la propiedad accionarial que las empresas participantes en el mercado pueden tener en otras empresas que operan en el mismo mercado. Además, la Comisión Australiana de la Competencia promueve la adopción de disposiciones sobre la propiedad cruzada para complementar el artículo 5 de la Ley de prácticas comerciales (Willet, 2006). La Argentina prohíbe a las compañías de producción y almacenamiento tener una participación de control en empresas de transporte o distribución, y los contratos entre empresas afiliadas deben ser aprobados por el organismo regulador

(EFET, 2000). En enero de 2006, en una decisión confirmada por el Tribunal Regional Superior de Dusseldorf, la *Bundeskartellamt* (autoridad de defensa de la competencia de Alemania) impidió a E.ON Ruhrgas suscribir con compañías de distribución contratos a largo plazo por más del 80% de sus necesidades actuales de gas. Los contratos en vigor debían terminarse al final de septiembre de 2006 (*Bundeskartellamt*, 2007). No cabe duda de que las complejidades de las relaciones de propiedad y de los acuerdos contractuales pueden hacer que resulte difícil para las autoridades de defensa de la competencia detectar las prácticas anticompetitivas y las conductas excluyentes (véase el recuadro 5).

30. Las fusiones por convergencia entre compañías de gas natural y de electricidad están suscitando inquietud por sus posibles efectos en el bienestar, puesto que esas compañías son competidoras reales y potenciales en el mercado más amplio de servicios energéticos. Gilbert y Newbery (2006) han elaborado un modelo de los efectos de una fusión de ese tipo y llegan a la conclusión de que la empresa resultante de la fusión tiene probablemente incentivos para aumentar los precios del gas natural por encima de los niveles anteriores, pero los consumidores de electricidad no resultan necesariamente perjudicados por una fusión de convergencia. El hecho de que la Comisión Europea haya bloqueado el acuerdo comercial entre Energías de Portugal y Gas de Portugal ilustra los posibles peligros de las fusiones de convergencia (véase el recuadro 6). Sin embargo, de los datos empíricos no se desprende que esas fusiones sean en sí mismas anticompetitivas.

Recuadro 5

Chevron Corporation y Texaco, Inc.

El 14 de octubre de 2000, Chevron acordó adquirir todo el capital suscrito de Texaco a cambio de acciones ordinarias de Chevron, lo que dio lugar a una nueva empresa combinada de la que los accionistas de Chevron poseían el 61% y los de Texaco el resto. El 7 de septiembre de 2001 la Comisión Federal de Comercio de los Estados Unidos interpuso una demanda por supuesta violación del artículo 7 de la Ley Clayton y del artículo 5 de la Ley de la Comisión Federal de Comercio. En los fundamentos de la demanda se alegaba concretamente que la fusión, en las condiciones propuestas, reduciría sustancialmente la competencia en 11 mercados, 2 de los cuales correspondían específicamente al gas natural: el transporte a tierra por gasoducto del gas natural extraído de yacimientos marinos de la zona central del golfo de México, y el fraccionamiento de la mezcla bruta en productos de gas natural licuado que se realizaba en Mont Belvieu, en Texas. En virtud del mandato de transacción judicial por el que se resolvió el caso, Texaco debía deshacerse, en un plazo de seis meses contados a partir de la fusión, 1) de su participación de una tercera parte en sistema de gasoductos de la zona central del golfo de México, y 2) de su participación en la planta de fraccionamiento de Enterprise en Mont Belvieu.

El sistema de transporte a tierra por gasoducto del gas natural desde las instalaciones en mar abierto presenta en ambos mercados un grado elevado de concentración, que habría aumentado sustancialmente como resultado de la fusión propuesta, proporcionando a Chevron y Texaco participaciones de control en los únicos dos gasoductos de uno de los

mercados o en dos de los tres gasoductos del otro. Además, la adquisición de Texaco, en las condiciones propuestas, habría proporcionado a Chevron una participación financiera en tres de las cuatro plantas de fraccionamiento de Mont Belvieu.

Según la Comisión, de haberse permitido que la transacción se llevara a cabo en las condiciones propuestas, se habría registrado un aumento de los precios al consumidor como consecuencia de la actuación unilateral de Chevron/Texaco o de la actuación coordinada de Chevron/Texaco y las demás empresas competidoras. La Comisión sostuvo que era improbable que la entrada de nuevas empresas pudiera poner coto a las conductas anticompetitivas en los mercados en cuestión y contener el aumento de precios resultante de la fusión en las condiciones propuestas, ya que las empresas recién incorporadas solían topár con obstáculos importantes que les impedían convertirse en competidoras eficaces.

Fuente: OCDE, 2007c.

31. Varios comentaristas (por ejemplo, Barquin y otros, 2005; O'Toole, 2004; Leveque, 2006; Newbery, 2007; Brennen, 2003; Vandezande y otros, 2006, y Wolack, 2004) critican algunos aspectos del actual análisis de fusiones que utilizan las autoridades de defensa de la competencia al examinar las fusiones en el sector energético. Buena parte de las críticas se centran en el enfoque utilizado para definir el mercado en cuestión y en la inadecuación de los criterios habitualmente aplicados para determinar la existencia de una posición dominante en el mercado. Por ejemplo, determinar si una conducta constituye un abuso de posición dominante resulta a menudo difícil porque empresas con una cuota de mercado modesta tienen a la vez capacidad e incentivos para elevar los precios cuando los mercados son poco flexibles y los proveedores ocupan una posición clave, lo que merma la eficacia del índice Herfindahl-Hirshman y de los criterios basados en la cuota de mercado (Gilbert y Newbery, 2006). También se critica a las autoridades de defensa de la competencia por no tener en cuenta las repercusiones futuras de las fusiones en el contexto de la transición a un mercado competitivo y la mayor probabilidad de que se produzcan errores de tipo II⁷ en las cuestiones relacionadas con la energía. Muchos propugnan la adopción de métodos más rigurosos y complejos de análisis de fusiones que se adecuen específicamente a las características especiales de los mercados energéticos.

⁷ Se produce un error de tipo II cuando la autoridad de defensa de la competencia no detecta el carácter perjudicial de una transacción y la autoriza, en detrimento de la competencia y del bienestar de los consumidores.

Recuadro 6

Análisis comparativo de las fusiones de EDP/GDP y de E.ON/MOL (2005)

Energías de Portugal (EDP) es la compañía que se encarga de la generación, la distribución y el suministro de electricidad en Portugal. A través de sus filiales españolas (Hidrocantábrico y Naturcorp), realiza también importantes actividades en España en los sectores de la electricidad y del gas. Gas de Portugal (GDP) abarca todos los niveles de la cadena de suministro de gas en Portugal. Goza de derechos exclusivos de importación, almacenamiento, transporte y suministro al por mayor de gas natural. Controla cinco de las seis empresas locales de distribución de gas que existen en Portugal (la sexta está controlada por EDP).

Tras una investigación en profundidad, la Comisión llegó a la conclusión de que el acuerdo fortalecería la posición dominante de EDP en los mercados al por mayor y al por menor de electricidad de Portugal y la posición dominante de GDP en los mercados de gas. Por consiguiente, la concentración reduciría sustancialmente o impediría que se manifestaran los efectos de la liberalización de los mercados de electricidad y de gas y conduciría a un aumento de los precios para los usuarios domésticos e industriales. Las medidas correctivas propuestas por EDP y ENI no eran suficientes para disipar las inquietudes sobre posibles efectos negativos en la competencia.

La transacción E.ON/MOL presentaba características muy diferentes de las de la fusión EDP/GDP. En primer lugar, no creaba una empresa líder nacional: MOL es la compañía húngara de petróleo y gas, mientras que E.ON es un grupo alemán dedicado principalmente al suministro de gas y electricidad en Europa. En segundo lugar, antes de la transacción E.ON y MOL no realizaban actividades en los mismos mercados de gas y de electricidad en Hungría. La actividad de MOL se centraba en las fases iniciales, de producción, transmisión, almacenamiento y venta al por mayor de gas, mientras que E.ON se dedicaba básicamente al suministro al por menor y la distribución de gas y electricidad, a través de empresas regionales de distribución bajo su control. Por consiguiente, a diferencia de la fusión EDP/GDP, la de E.ON/MOL no planteaba problemas de competencia horizontal (fusión entre empresas participantes en los mismos mercados o eliminación de competidores potenciales). Las principales inquietudes se referían a la competencia vertical (fusión entre empresas participantes en diferentes etapas del proceso de producción). En tercer lugar, E.ON ofreció un conjunto importante de medidas correctivas, que al entender de la Comisión atendían a todas las preocupaciones en materia de competencia, mientras que las medidas correctivas ofrecidas en la fusión EDP/GDP no aportaban en modo alguno una solución satisfactoria a los problemas indicados en aquel caso.

Fuente: CE, 2004.

V. TAREAS PENDIENTES

32. En el presente documento no se han abordado en modo alguno todas las cuestiones relacionadas con la introducción de la competencia en los mercados energéticos. Queda en pie el desafío de encontrar la forma más eficaz de desarrollar y gestionar mercados energéticos competitivos que permitan alcanzar los objetivos fijados en materia de competencia al tiempo que se obtienen resultados sociales aceptables en relación con el cambio climático, la seguridad del suministro de energía y el desarrollo.

33. Para los países en desarrollo, en particular, los niveles de pobreza energética siguen siendo inaceptablemente elevados, y persisten las presiones para que se aborden los efectos distributivos a corto y mediano plazo de la introducción de la competencia en los mercados energéticos. Se recuerda a menudo a los gobiernos que, aunque traspasen a las fuerzas de mercado la responsabilidad del funcionamiento del sector de la energía, seguirán teniendo que rendir cuentas de los resultados que se obtengan. Los riesgos políticos son muy grandes, pues la energía tiene una importancia estratégica para la política de desarrollo de un país. La liberalización puede redundar en un aumento de los precios; la privatización no suele contribuir a alcanzar los objetivos de electrificación rural (véanse el párrafo 17 y, en el recuadro 3, el ejemplo del programa de electrificación rural de Chile, que resulta instructivo a este respecto); y el aumento de la eficiencia de las antiguas empresas estatales de servicios públicos puede entrañar la pérdida de muchos puestos de trabajo.

34. La experiencia acumulada en materia de liberalización de los mercados energéticos demuestra que no existe un único modelo de mercado adecuado para introducir una competencia efectiva en esos mercados. También indica claramente que los detalles tienen gran importancia. Las experiencias satisfactorias no son automáticamente transferibles a países en situaciones diferentes, sino que han de ser interpretadas y adaptadas, aunque se mantengan invariables los principios subyacentes. Al reexaminar las políticas de reforma y los supuestos en que se fundamentan, Ghanadan y Williams (2006) afirman que las reformas deben basarse en evaluaciones realistas de las necesidades y de la capacidad nacionales. Besant-Jones (2006) comparte esa opinión, y añade que la enseñanza más importante que se puede extraer de la reforma de los mercados eléctricos en los países en desarrollo es la de que la amplia diversidad de los países en desarrollo en cuanto a sus recursos económicos e institucionales obliga a descartar recetas uniformes. Los sectores eléctricos de numerosos países en desarrollo, reformados o no, siguen funcionando mal, tanto desde el punto de vista financiero como desde el operacional (Ghanadan y Williams, 2006). Una excepción destacada es la de Botswana, donde, como resultado de reformas modestas que no entrañaron desagregación, privatización ni comercialización, la Botswana Power Corporation está funcionando bien y rindiendo beneficios (Prasad, 2006).

35. Además, resulta evidente que sin reglamentación no hay mercados eficientes. La clave del proceso es una reglamentación adecuada, y los organismos reguladores han de mantener una actitud vigilante y actuar con prontitud para que las mejoras de la eficiencia se traduzcan en una disminución de los precios al consumidor. La reforma de los mercados energéticos es un proceso largo, en el que suele ser necesario ir introduciendo ajustes. En los primeros esfuerzos de reforma de la mayoría de los países en desarrollo no se prestó demasiada atención a las cuestiones relacionadas con la reglamentación y la competencia. En muchos países en desarrollo sigue predominando la propiedad estatal, las reglamentaciones por lo general no se han ensayado

debidamente y la competencia sigue estando restringida (Zhang y otros, 2005). La mayoría de los países en desarrollo están ya probablemente convencidos de la necesidad de reglamentación. Sin embargo, el contexto en el que emprendieron las reformas se caracterizaba por la importancia primordial otorgada a la reducción del papel del Estado, que dificultó el desarrollo de instituciones reguladoras fuertes. Además, la reglamentación de los mercados energéticos también ha resultado ser muy costosa.

36. Como consecuencia de la situación de endeudamiento de muchos países en desarrollo, el proceso de reforma ha dependido en medida importante de la inversión extranjera, por lo que ha quedado inextricablemente vinculado a reformas macroeconómicas más generales. Reformas energéticas mal concebidas o fallidas pueden tener considerables repercusiones negativas en todos los sectores de la economía -desde la reducción del ingreso disponible de las unidades familiares hasta incrementos de costos que lastran el funcionamiento de las empresas y socavan la competitividad de las exportaciones, y, en el plano macroeconómico, aumentos de la inflación, del desempleo y de la deuda externa. Paradójicamente, las condiciones macroeconómicas desfavorables impiden la llegada de las inversiones extranjeras que tanta importancia tienen para el buen éxito de las reformas energéticas en los países en desarrollo. Además, puesto que los países en desarrollo se encuentran en un estadio de desarrollo caracterizado por el predominio de actividades extractivas y manufactureras que utilizan intensivamente energía, en comparación con economías más desarrolladas, las cuestiones relacionadas con la energía tienen quizás para ellos una importancia más acuciante. Las dificultades son realmente enormes, pero mantener el *statu quo* no es una solución. Para los países en desarrollo con condiciones especialmente desfavorables podría resultar preferible seguir por el momento el ejemplo de Botswana en vez de arrostrar los riesgos de reformas fallidas y reglamentaciones ineficaces. En ese contexto, el papel de la UNCTAD podría consistir en proporcionar un foro para abordar la dimensión de desarrollo de la introducción de la competencia en los mercados de la energía.

REFERENCIAS

- Abate, G. and M-K. Codognet et al. 2001. Mergers and Acquisitions in the European Electricity Sector: Cases and Patterns. Draft Report. Centre d'économie industrielle (CERNA). October 2001.
- Barquin, J. and L. Bergman et al. 2005. Brief academic opinion of economic professors and scholars on the project of acquisition of Endesa by Gas Natural. 28 October 2005.
- Besant-Jones, J.E. 2006. Reforming Power Markets in Developing Countries: What Have We Learned? Energy and Mining Sector Board Discussion Paper No. 19. IBRD/World Bank. September 2006.
- Bower, J. 2002. Why Did Electricity Prices Fall in England and Wales? Market Mechanism or Market Structure? Oxford Institute for Energy Studies. EL 02. September 2002.
- Brennan, T. 2003. Mismeasuring electricity market power. Regulation, Spring 2003. Available at <http://www.cato.org/pubs/regulations/regv26n1/v26n1-10.pdf>.
- Newbery, D. 2007. What are the issues in mergers and acquisitions arising from electricity market restructuring? EUI Working Papers. RSCAS 2007/01. Florence School of Regulation.
- Bundeskartellamt (2007). Press Release. 17 January 2007. Available at http://www.bundeskartellamt.de/wEnglisch/News/Archiv/ArchivNews2006/2006_01_17.php.
- Dubash, N. 2004. Asian electricity reform in historical perspective. 22 September 2004. Available at http://www.thefreelibrary.com/_/print/PrintArticle.aspx?id=128977538.
- EC 2004. Commission prohibits acquisition of GDP by EDP and ENI. Press Release IP/04/1455. 09/12/2004.
- EC 2005. Commission's conditional approval of E.ON's acquisition of MOL's gas business – frequently asked questions. MEMO/05/492, Brussels 21 December 2005.
- EC 2007. Prospects for the internal gas and electricity market. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. COM(2006)841 final. Brussels 10 January 2007.
- EFET 2000. Unbundling as a crucial factor in the completion of European electricity and gas market liberalisation. Position paper, European Federation of energy Traders (EFET). September 2006.
- Ghanadan and Williams 2006. Electricity Reform in Developing and Transition Countries: A Reappraisal. Elsevier. Energy 31 (2006) 815-844. p. 825.
- Gilbert, R. and D. Newbery. 2006. Electricity merger policy in the shadow of regulation.
- Hall, D. 1999. Electricity restructuring, privatization and liberalization: Some international experiences. PSIRU Reports. 9910-E-U-Prob.doc.

Harker, M. and C. Waddams Price 2004. Consumers and antitrust in British deregulated energy markets, in *The Pros and Cons of Antitrust in Deregulated Markets*. Swedish Competition Authority. Stockholm, September 2004.

IEA 2001. IEA approves Australia's energy liberalization, adds that reforms must respect the environment. IEA Press Releases, 9 July 2001.

IEA 2005. *Lessons from Liberalized Electricity Markets*. OECD/IEA, Paris.

IEA 2006. *World Energy Outlook 2006, Summary and Conclusions*.
<http://www.worldenergyoutlook.org/summaries2006/English.pdf.p>

Joskow, Paul L. 2003. *Electricity Sector Restructuring and Competition: Lessons Learned*. Cuadernos de Economía, Año 40, No 121, pp. 548-558. December 2003.

Joskow, P.L. 2005. Supply security in competitive electricity and natural gas markets. 29 December 2005.

Joskow, P. L. 2006a. *Markets for Power in the United States: An Interim Assessment*. Forthcoming in *The Energy Journal*, Vol. 27, No. 1. IAEE. 2006.

Joskow, P. L. 2006b. Vertical integration. Prepared for the American Bar Association Antitrust Section's Issues in Competition Law and Policy. Available at
http://econ-www.mit.edu/faculty/index.htm?prof_id=pjoskow&type=paper.

Joskow, P. L. 2007. Remarks prepared for the Conference on Competition in Wholesale Power Markets. Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Docket No. AD07-7-000. 27 February 2007.

Kwoka, J. 2005. Post-PUHCA consolidation of electricity: Five economic facts that should make us somewhat uncomfortable. Paper delivered at the Institute for Public Utilities Regulatory Policy Conference. Richmond, Virginia. 5 December 2005.

Leveque, F. 2006. Antitrust enforcement in the electricity and gas industries - problems and solutions for the EU. Discussion Paper 2005-6/1. Florence School of Regulation. European University Institute. May 2006.

Lynam, J. 2007. EU seeks converts to eco-stoicism. BBC News, Brussels. Available at
<http://newsvote.bbc.c.uk/mpapps/pagetools/print/news.bbc.co.uk/2/hi/business/6433665.stm>.

Michaels, R.J. 2006. Vertical Integration and the Restructuring of the U.S. Electricity Industry. Executive Summary. Cato Institute. Policy Analysis No. 572. 13 July 2006.

Murray, J. The regulation of electricity markets worldwide: When theory meets practice. Speech delivered at IERE General Meeting. Jinan, China, 13 November 2002. Available at
<http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/default/archives/speeches/spc021113jm.asp>.

- Newberry, D. 2002. Issues and options for restructuring electricity supply industries. DAE Worling Paper WP 0210. University of Cambridge, Department of Applied Economics.
- OECD 2007c. Note by the US Department of Justice and the US Federal Trade Commission submitted at the round-table on energy security and competition policy. DAF/COMO/WD(2007)25. 13 February 2007.
- O'Toole, I. 2004. A strategic rethink in the European power markets – a drive for vertical integration. Available at http://www.marketdata.sungard.com/press/reprints/worldpower_march2004.pdf.
- Pollitt, M. 2004(a). Electricity reform in Chile: Lessons for developing countries. Paper prepared for the Industrial Organization Policy for Development Programme. Development Research Group. World Bank.
- Pollitt, M. 2004(b). Electricity Reform in Argentina: Lessons for Developing Countries. Cambridge Working Papers in Economics. CWPE 0449. September 2004.
- Practical Action 2006. Electricity reform experiences in Asia, Pacific region, GATS and privatization of the industry. WTO Watch - Trade Observer. Available at http://www.janathakshan.org/gats_reforms/c/elecrefo.html.
- Prasad, G. 2006. Energy sector reform and the pattern of the poor: Energy use and supply, a four-country study: Botswana, Ghana, Honduras and Senegal. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). March 2006.
- Shepherd, W.G. 1997. Market power in the electric utility industry: An overview. November 1997.
- Skeer, J. 2004. Asian LNG Trade and Gas Market Reform: Implications for Gas and Power Consumers. Oxford Institute for Energy Studies. NG 6. November 2004.
- UNCTAD 2006. The Emerging Biofuels Market: Regulatory, Trade and Development Implications. UNCTAD/DITC/TED/2006/4.
- Vandezande, L. and L. Meeus et al. 2006. Evaluation of economic merger control techniques applied to the European electricity sector. Available at http://www.esat.kuleuven.be/electa/publications/fulltexts/pub_1589.pdf.
- Willet, E. Competition in the Australian energy market - the ACCC perspective. Speech delivered at the Australian Energy User 2006 - The Energy to Compete Conference. 24 October 2006.
- Zhang, Y., D. Parker et al. 2005. Competition, Regulation and Privatization of Electricity Generation in Developing Countries: Does the Sequencing of the Reforms Matter? The Quarterly Review of Economics and Finance 45(2-3), 358-379.