

# LA INTEGRACIÓN VERTICAL DE LOS NEGOCIOS DE GAS Y ELECTRICIDAD: POSIBLES EFECTOS SOBRE LA COMPETENCIA EN LOS MERCADOS AFECTADOS

**JULIÁN LÓPEZ MILLA**

Departamento de Análisis Económico Aplicado.  
Universidad de Alicante.

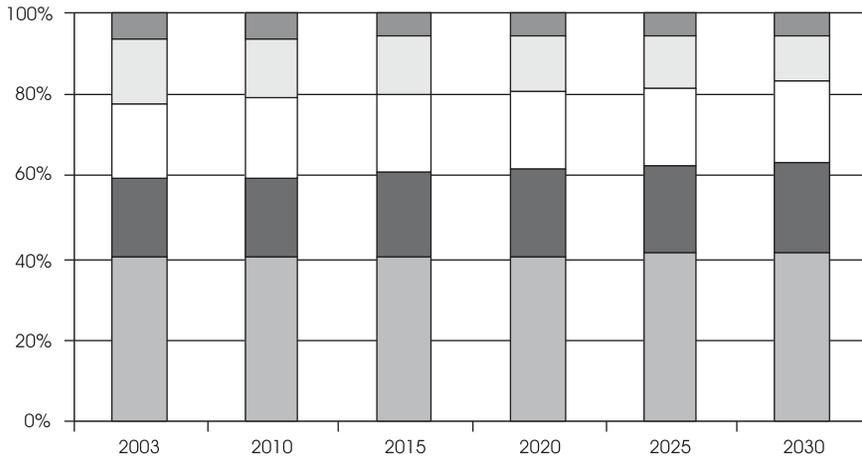
Durante los últimos años, la relación entre los sectores del gas y de la electricidad se ha modificado de forma sustancial, como resultado de la acción combinada de dos factores: por una parte, el creciente uso del gas para la generación de electricidad; por otra, el avance de las políticas de liberalización en los mercados energéticos, que ha traído consigo

la reforma del marco normativo en que desarrollan sus actividades las empresas que operan en ellos, con una regulación similar en ambos, que otorga a los consumidores la posibilidad de elegir proveedor y favorece la supresión de barreras de entrada y el aumento de la competencia.

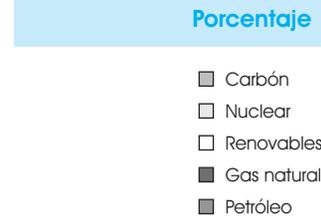
En este nuevo contexto, las compañías eléctricas y gasistas han desarrollado nuevas estrategias para mejorar su eficiencia y hacer frente a la competencia y, entre ellas, se han planteado, cada vez más, la posibilidad de diversificar sus actividades para asegurarse el acceso a abastecimientos de combustible o garantizarse clientes para sus aprovisionamientos. En algunos casos, las empresas han afrontado esa estrategia de diversificación mediante su propio crecimiento, pero, frecuentemente, el camino elegido ha sido el de la cooperación o la integración de varias compañías, mediante «alianzas estratégicas» o a través de fusiones y adquisiciones.

De este modo, la transformación de las relaciones entre los sectores del gas y de la electricidad puede tener repercusiones para las políticas de regulación y defensa de la competencia, no tanto por sus efectos sobre los niveles de concentración horizontal, sino más bien por su influencia en los vínculos verticales que determinan la capacidad de una empresa para competir en una actividad determinada.

En este trabajo analizaremos esas repercusiones, para lo que vamos a examinar, en primer lugar, los factores que explican la creciente integración de las actividades eléctricas y gasistas, poniendo de manifiesto, en el caso de España, el aumento de la participación del gas en la generación de electricidad. A continuación, nos plantearemos los efectos verticales de esa integración, teniendo en cuenta cómo pueden afectar al nivel de competencia existente en los mercados afectados y valorando posibles impactos sobre el diseño de las políticas de regulación.



**GRÁFICO 1**  
**PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD POR TECNOLOGÍA**



FUENTE: AIE, 2006.

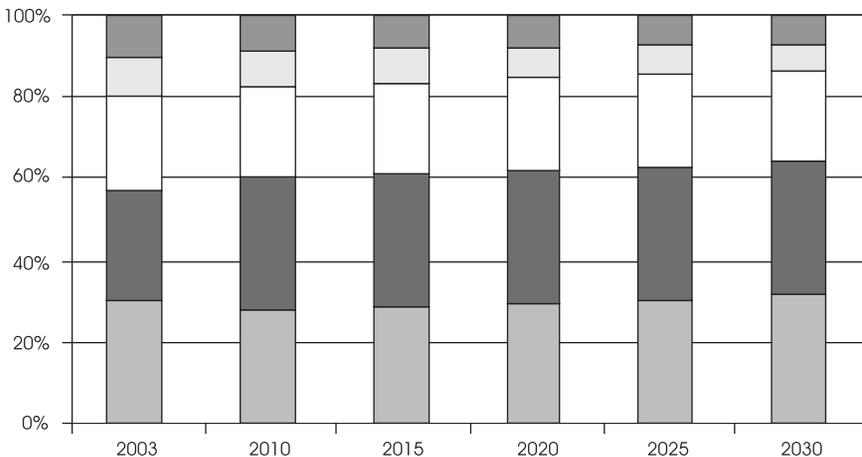
### LA CRECIENTE INTEGRACIÓN DE LOS SECTORES DEL GAS Y LA ELECTRICIDAD †

El desarrollo tecnológico aparece como uno de los principales factores que han promovido la utilización del gas como combustible para la generación de electricidad. El progresivo incremento de la eficiencia de las turbinas de gas de ciclo combinado, unido al descubrimiento de nuevas reservas de gas, ha favorecido el uso de dicha fuente de energía en la producción de electricidad. Además, las características de estas centrales resultan apropiadas para competir en mercados liberalizados pues, en comparación con otro tipo de plantas, se construyen en un período relativamente corto, requieren menores inversiones y son más flexibles, lo que les permite adaptarse más rápidamente a los cambios en la demanda.

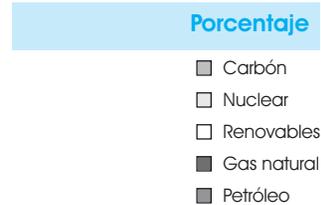
Asimismo, conviene tener en cuenta que emiten menos CO<sub>2</sub> que otras instalaciones, como las que funcionan mediante carbón o petróleo, lo que las coloca en una situación ventajosa en el contexto actual, en el que se ha dado prioridad a la lucha contra el

cambio climático, y algunos países, como España, han de hacer un enorme (y costoso) esfuerzo para cumplir los objetivos que se les han asignado en el marco del Protocolo de Kyoto. La volatilidad de los precios del combustible es el principal inconveniente de esta tecnología que, además, puede acrecentar la dependencia energética de países como España, que carecen de gas natural.

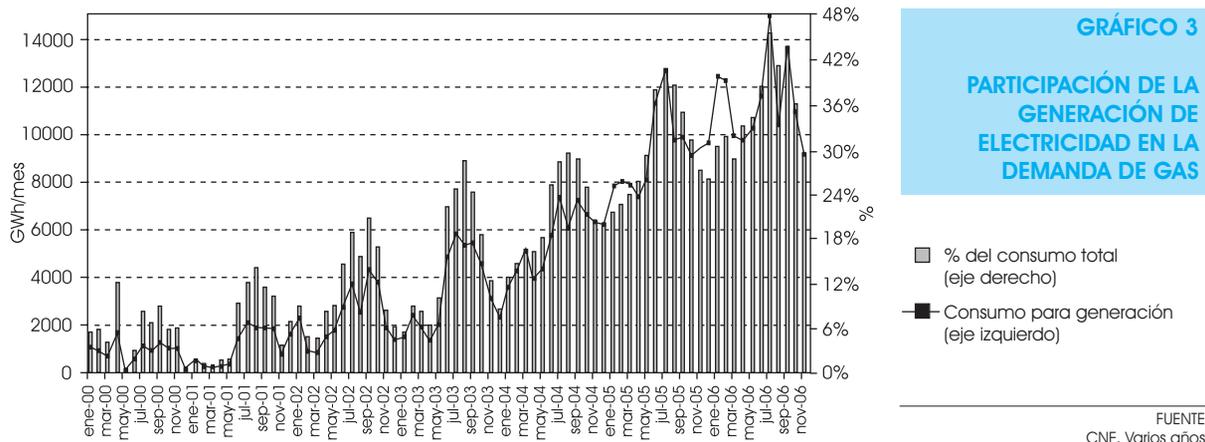
Según los datos de la Agencia Internacional de la Energía, entre 1973 y 2004, la participación del gas en la generación de electricidad a nivel mundial creció desde el 12,1% al 19,6% (AIE, 2006). Las estimaciones de este mismo organismo para el período que abarca hasta 2030 indican que seguirá aumentando hasta alcanzar el 22% en ese año (gráfico 1). Mientras tanto, la potencia instalada en las centrales que funcionan con gas se habrá incrementado en 1.070 GW, lo que representa un crecimiento anual de alrededor de un 2,7%, superior al previsto para las plantas que funcionan con carbón (2,2%) o con energías renovables (1,9%). Como resultado, la participación de esta tecnología en la capacidad de generación



**GRÁFICO 2**  
**CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR TECNOLOGÍA**



FUENTE: AIE 2006.



instalada en todo el mundo aumentará del 27% al 33% a lo largo del período comprendido entre 2003 y 2030 (gráfico 2).

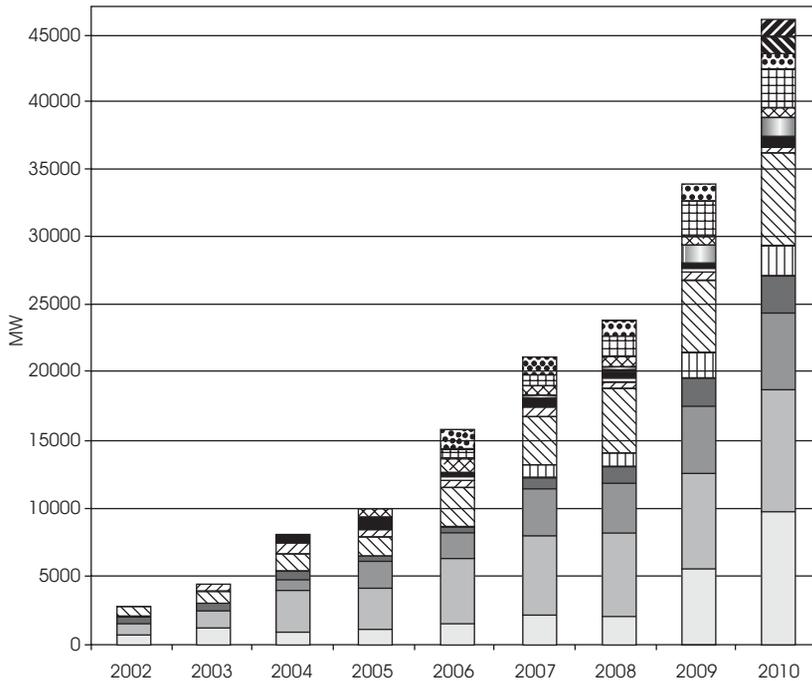
En España, la demanda de gas natural proveniente del sector eléctrico ha experimentado un crecimiento muy notable, con aumentos cercanos al 30% en 2002 y 2003, de más del 65% en 2004 y 2005, y de casi un 25% en 2006. Mientras, la demanda del resto de consumidores (el llamado «mercado convencional») ha crecido a tasas más bajas (entre el 5% y el 9%, e incluso se redujo ligeramente en 2006). De este modo, la generación de electricidad mediante ciclos combinados se ha convertido en el principal «motor» de la expansión del consumo de gas, en el que la demanda de esas plantas ha llegado a alcanzar una participación del 45% en los meses de verano, y de más del 30% en los meses de invierno (gráfico 3). Teniendo en cuenta que se espera la incorporación de un gran número de ciclos combinados a lo largo de los próximos años (gráfico 4), parece indudable que la demanda proveniente del sector eléctrico continuará desempeñando esa función.

Además, en España, la reforma de la regulación ha seguido caminos paralelos en los sectores del gas y de la electricidad. Si a finales de 1997 era la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, la que abrió definitivamente el camino para el inicio del proceso de liberalización en el sector eléctrico, en el del gas, fue la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la que supuso el comienzo del proceso de liberalización. En lo referente a la libre elección de suministrador por parte de los consumidores se establecieron, en un primer momento, calendarios distintos para cada uno de ellos. Sin embargo, el Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, acabó unificando el final del período durante el que se ha ido abriendo el mercado minorista en ambos sectores, de modo que desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores de gas y electricidad pueden elegir libremente su proveedor.

En el resto de Europa, y en otros muchos países, se han puesto en marcha procesos de liberalización similares, que han facilitado el acceso de terceros a las infraestructuras que se gestionan en régimen de monopolio natural y han supuesto la separación de las actividades que, hasta ese momento, llevaba a cabo una sola compañía verticalmente integrada. En algunos casos, ello ha traído consigo la privatización de las empresas públicas que desarrollaban todas o algunas de esas actividades. En este entorno tan cambiante, las compañías energéticas no sólo se han preocupado de invertir y expandirse en sus mercados tradicionales, sino que han tratado de aprovechar las oportunidades que les ofrecían las nuevas circunstancias y, particularmente, la convergencia de los sectores del gas y de la electricidad, para introducirse en otras actividades o penetrar en nuevos mercados.

Algunas de las concentraciones empresariales en las que han participado compañías del sector energético durante los últimos años, como las que promovió en su día Gas Natural, al intentar hacerse con el control de Iberdrola y Endesa, se enmarcan dentro de esa tendencia a favor de la integración de los negocios de gas y electricidad, que se viene manifestando en los países de nuestro entorno con iniciativas similares, no siempre exitosas, como las protagonizadas por E.ON y Ruhrgas en Alemania; EDF y GDF en Francia; EDP, GDP y ENI en Portugal; E.ON y MOL en Hungría; DONG, Elsam y Energi E2 en Dinamarca; GDF y Suez en Bélgica y Francia; Nacional Grid y Transco en el Reino Unido; etc. En Estados Unidos también se produjeron operaciones de este tipo durante la segunda mitad de los noventa (Toh, 2003).

Dentro de nuestras fronteras, y aunque sea a menor escala que en el caso de las operaciones diseñadas por Gas Natural, cabe incluir dentro de esa línea la actuación de EDP, articulada a través de sus participaciones en Hidrocantábrico y Naturgas. Asimismo, resulta evidente que la estrategia de las principales compañías eléctricas españolas pasa por abrirse camino en el

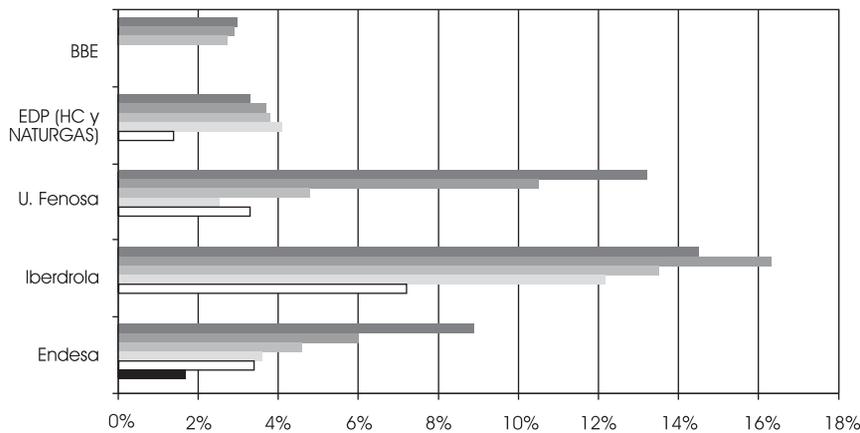


**GRÁFICO 4**  
**POTENCIA INSTALADA EN LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO: EVOLUCIÓN Y PREVISIONES. 2002-2010**

■ Intergen  
 ■ Energía y Gas de Huelva  
 ■ AES Energía  
 ■ Electrabel  
 ■ Bizkaia Energía  
 ■ Global 3 Energía  
 ■ NGS (a)  
 ■ Tarragona Power (b)  
 ■ BBE  
 ■ Gas Natural  
 ■ Enel Viesgo  
 ■ HC  
 ■ Unión Fenosa  
 ■ Iberdrola  
 ■ Endesa

(a): «Nueva Generadora del Sur» está participada al 50% por Cepsa y Unión Fenosa. (b): Participada al 50% por Iberdrola y RWE. (c): Iberdrola dispone del 25% de «Bahía de Bizkaia Electricidad» (BBE). A Iberdrola y Unión Fenosa se les han imputado los porcentajes que les corresponden por su participación en NGS, BBE y Tarragona Power. Elaboración propia a partir de las fechas de operación comercial real o las previstas por los promotores, empleando únicamente datos correspondientes a la España peninsular.

FUENTE: CNE. Varios años.



**GRÁFICO 5**  
**CUOTAS DE MERCADO DE LAS COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS EN LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS (\*)**

■ 2006 ■ 2005 ■ 2004  
 ■ 2003 □ 2002 ■ 2001  
 ■ 2000

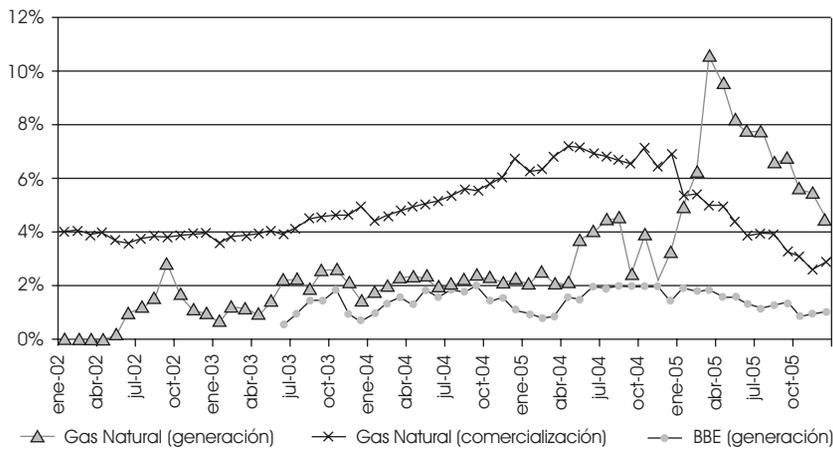
(\*): Los datos representados recogen las cuotas de mercado en la comercialización de gas a precio libre de las filiales pertenecientes a los grupos empresariales liderados por las principales compañías eléctricas.

FUENTE: CNE. Varios años.

sector del gas, de la misma manera que Gas Natural trata de ganar posiciones en la producción y la comercialización de electricidad (gráficos 5 y 6).

El caso de Bahía de Bizkaia resulta muy ilustrativo, pues se trata de un proyecto concebido para aprovechar la convergencia entre los dos sectores: consta de una central de ciclo combinado, propiedad de Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE), situada junto a la planta de regasificación de Bahía de Bizkaia Gas (BBG), en el Puerto Exterior de Bilbao. La central eléctrica, que cuenta con una potencia instalada de 800 MW, utiliza como combustible, fundamentalmente, el gas natural procedente de la regasificadora, que también se destina a la actividad de comercialización del grupo.

La creciente integración de actividades eléctricas y gasistas dentro de un mismo grupo empresarial puede suponer nuevas preocupaciones para las autoridades encargadas de la defensa de la competencia. Recientemente, la Comisión Europea prohibió la adquisición de GDP por EDP y ENI argumentando, entre otras razones, que la entidad resultante dispondría de una posición de dominio en los dos sectores, y que sería capaz de aprovechar la integración de actividades eléctricas y gasistas para limitar la competencia en ambos. Por motivos similares, el *Bundeskartellamt* emitió inicialmente un dictamen negativo sobre la compra de Ruhrgas por E.ON, pero la operación fue aprobada por el gobierno alemán, argumentando que beneficiaba a los intereses generales.



**GRÁFICO 6**  
**PARTICIPACIÓN DE GAS NATURAL Y BBE EN ACTIVIDADES ELÉCTRICAS (\*)**

(\*): Los datos representados recogen las cuotas de mercado de las empresas de Gas Natural y BBE que están presentes en las actividades de generación y comercialización de electricidad. Las cuotas de mercado correspondientes a la generación se han calculado a partir del Programa Horario Final, e incluyen las importaciones y la energía entregada por el régimen especial a los distribuidores. Las cuotas de mercado correspondientes a la actividad de comercialización se refieren a la demanda total de comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos, según el Programa Horario Final. Fuente: OMEL (varios años).

FUENTE:  
CNE. Varios años.

En España, los dos intentos de Gas Natural para hacerse con el control de una gran compañía eléctrica han fracasado, aunque por razones bien distintas. La OPA sobre Iberdrola no salió adelante porque la Comisión Nacional de la Energía (CNE) entendió que no garantizaba la viabilidad financiera de las actividades reguladas (transporte y distribución), y no otorgó la preceptiva autorización (el impacto de la operación sobre la competencia nunca se valoró). La OPA sobre Endesa sí obtuvo la autorización de la CNE que, además, propuso diversas medidas para paliar sus efectos sobre la competencia, pero fue informada negativamente por el Tribunal de Defensa de la Competencia. Aunque el gobierno decidió aprobarla, amparándose en razones de interés general, y subordinándola al cumplimiento de ciertas condiciones, la aparición de una OPA competidora a un precio mucho más elevado provocó que Gas Natural desistiese de sus intenciones.

A continuación, vamos a referirnos a los posibles efectos sobre la competencia de la integración de las actividades eléctricas y gasistas. Al hacerlo, la operación que habría supuesto la toma de control de Endesa por parte de Gas Natural nos proporcionará algunos ejemplos muy ilustrativos (1).

### IMPACTO EN LA COMPETENCIA DE LA INTEGRACIÓN VERTICAL DE ELÉCTRICAS Y GASISTAS ↓

#### Los efectos de las integraciones verticales sobre la competencia ↓

La integración de dos actividades verticalmente relacionadas puede conllevar una mejora en la asignación de recursos si, como consecuencia de la misma:

- Se resuelven problemas de coordinación entre actividades y/o se eliminan los costes de transacción originados por la separación, que exige el establecimiento de contratos entre las distintas empresas (Williamson, 1971).

- Se suprime el «doble margen» (Spengler, 1950), que aparece cuando el mercado en el que opera la empresa «aguas arriba» no es plenamente competitivo, lo que le permite fijar un precio superior al coste marginal. Ese precio se incorpora al coste marginal de la compañía que utiliza su producto como input, y se traslada a los consumidores junto al margen que aplica la empresa que opera «aguas abajo». Si las dos actividades se integran, el primero de ambos márgenes desaparece, pues la compañía obtiene el input al precio de coste.

- Se aprovechan las «economías de alcance», que aparecen cuando producir dos bienes o servicios por separado resulta más caro que producirlos conjuntamente (Baumol, Panzar y Willig, 1982: 71). La existencia de vínculos verticales entre dos actividades puede favorecer la aparición de dichas economías, ya que facilita el diseño de fórmulas capaces de abaratar la producción.

- Se evitan comportamientos oportunistas con respecto a las inversiones. Si dos actividades verticalmente relacionadas son desarrolladas por empresas distintas, y una de las dos ha de acometer inversiones muy específicas para atender la demanda de la otra, cabe la posibilidad de que se produzcan comportamientos oportunistas: una vez efectuadas tales inversiones, la que actúa como cliente puede aprovecharse de que son irreversibles y de que los activos adquiridos no pueden destinarse a un uso alternativo para imponer unas condiciones económicas que le resulten más favorables. En tal caso, será ésta, y no la compañía que ha llevado a cabo las inversiones,

quien se aproveche de la mayoría de los frutos de las mismas. Se habla entonces de «expropiación» (*hold-up*) de inversiones. La integración de ambas empresas o, al menos, la firma de un contrato a muy largo plazo entre ambas, puede servir para evitar este problema (Joskow, 1987).

■ Se reduce la incertidumbre y se diversifican los riesgos. Cuando una actividad económica depende, en gran medida, de la disponibilidad y el precio de un factor de producción que no se puede sustituir, a la empresa que la lleva a cabo le puede interesar introducirse en la actividad que proporciona el input pues, de este modo, no sólo podrá acceder a mejor información sobre el precio y la disponibilidad del mismo, reduciendo la incertidumbre a la que se enfrenta (Waterson, 1984: 96-98), sino que también será capaz de diversificar riesgos (Armstrong, Cowan y Vickers, 1994: 139-140); si el precio del insumo aumenta, su actividad «aguas arriba» le permitirá compensar parte de la pérdida de margen que experimente «aguas abajo»; si el precio del input se reduce, será el aumento del beneficio «aguas abajo» lo que compensará la pérdida de margen que haya experimentado «aguas arriba» (siempre bajo el supuesto de que en ambos mercados existe un cierto nivel de competencia, aunque no tanto como para que los precios se igualen a los costes marginales respectivos).

Sin embargo, al mismo tiempo, podemos señalar varias razones por las que la concentración de actividades verticalmente relacionadas puede afectar negativamente a la competencia y, por tanto, provocar una disminución del bienestar social (2):

✓ La empresa resultante de la operación puede tener capacidad para incrementar los costes de sus competidores en las actividades que requieren de alguno de los bienes intermedios que produce (negándosele o vendiéndoselo más caro) (Salinger, 1988; Hart y Tirole, 1990). Que esto sea así dependerá, fundamentalmente, del nivel de competencia existente en la actividad que consiste en la fabricación de dicho bien intermedio y de que quepa la posibilidad de sustituirlo en el proceso de elaboración del producto final.

✓ La compañía verticalmente integrada también puede tratar de perjudicar a sus rivales en la actividad «aguas arriba» limitándoles el acceso a los clientes. Ello puede ocurrir si la empresa del grupo que opera «aguas abajo» deja de acudir a proveedores independientes y concentra todas sus adquisiciones en la compañía con la que mantiene vínculos verticales. Para que esto suponga un problema hace falta que exista poca competencia en la actividad que se realiza «aguas abajo» pues, en caso contrario, los proveedores ajenos al grupo podrán encontrar canales alternativos para acceder al consumidor final. No obstante, la situación es más grave cuando una reducción en las ventas de la actividad que se desarrolla «aguas arriba» conlleva un aumento del coste

medio o marginal de las empresas que la llevan a cabo pues, en tal caso, y aunque dicha disminución de ventas sea muy pequeña, puede provocar un notable descenso del nivel de competencia, con el consiguiente aumento del precio del bien o servicio producido en esa actividad y la posibilidad de que ello también limite la competencia en la que se realiza «aguas abajo». En tales circunstancias, la compañía que opera en las dos actividades sale doblemente favorecida porque consigue fortalecer su posición en ambas (Salinger, 1991).

✓ La integración vertical puede limitar la difusión de nuevas tecnologías capaces de contribuir a fabricar el bien final de un modo más eficiente, o dar a la empresa resultante de la operación más acceso a información sobre sus competidores en las actividades «aguas abajo» (Perry, 1989).

✓ Asimismo, la concentración puede dificultar la actuación de los órganos reguladores como resultado de la internalización de transacciones que antes se desarrollaban entre compañías distintas y, por tanto, «de cara al exterior» (Vickers, 1995).

### Efectos de la integración vertical en los sectores del gas y la electricidad ↓

En este apartado nos vamos a referir, fundamentalmente, a la posibilidad de que una concentración vertical que alcance a ambos sectores pueda restringir el acceso de los productores de electricidad a aprovisionamientos de gas en condiciones competitivas, o limitar la demanda proveniente del sector eléctrico hacia los comercializadores de gas que no estuviesen verticalmente integrados.

La competencia en el sector eléctrico se reduciría si un grupo verticalmente integrado tuviera más capacidad que cualquier otro proveedor de gas para obstaculizar o encarecer el acceso de los ciclos combinados a abastecimientos de gas. Lo que resulta relevante en este caso es si el mercado de aprovisionamientos ofrece suficientes alternativas a los demás productores de electricidad, teniendo en cuenta que éstos pueden elegir entre acudir a los suministradores que operan en el mercado nacional, dirigirse a los proveedores internacionales, o desarrollar una estrategia de integración vertical que les permita contar con sus propios abastecimientos.

En el caso de España, ésta fue una de las cuestiones más debatidas con ocasión de la OPA de Gas Natural sobre Endesa pues, a lo largo de 2004, Gas Natural había proporcionado el 42% de los 66.671 GWh destinados a las centrales de ciclo combinado instaladas en España, aunque de ese 42%, un 17% se consumió en las plantas del propio grupo, y sólo se vendió a otros generadores de electricidad el 25% (Gas Natural, 2005a). Dicho en otros términos: Gas

**CUADRO 1**  
**CONTRATOS PARA EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL A CENTRALES DE CICLO COMBINADO. 2004-2005(\*)**

Comercializador	Cuota de mercado(a)	Potencia instalada	Titular de las plantas
Gas Natural	(41'1%)	1200 MW 2000 MW 400 MW 800 MW	Endesa Gas Natural Hidrocarbónico Electrabel(b)
Iberdrola	(29'3%)	3200 MW 400 MW	Iberdrola Tarragona Power (50% de Iberdrola)
Unión Fenosa	(21'1%)	1600 MW 800 MW	Unión FENOSA NGS (50% de Unión Fenosa)
BBE	(8'2%)	800 MW	BBE (25% de Iberdrola)
Shell España	(0'3%)	800 MW	Bizkaia Energía

(\*) Contratos para el abastecimiento regular (no excluyen la utilización de aprovisionamientos complementarios). Algunas de las plantas se encontraban en pruebas cuando se recopiló la información. (a): En el suministro de gas a ciclos combinados, durante el primer semestre de 2005. (b): Entró en funcionamiento a principios de 2006.

FUENTE: TDC, 2006.

Natural únicamente estaba suministrando el 30% del gas destinado a los ciclos combinados de sus competidores (cuadro 1). La cuestión que se discutía era si la compra de Endesa podía otorgar a la sociedad resultante alguna ventaja adicional para aumentar su cuota por encima de ese 30% (un porcentaje muy moderado teniendo en cuenta que las ventas de Gas Natural en el mercado liberalizado superaban entonces el 50%). Lógicamente, había que partir de la base de que si la OPA tenía éxito, los ciclos combinados de Endesa pasarían a ser abastecidos exclusivamente por una empresa del nuevo grupo (aunque Gas Natural ya estaba proporcionando la mitad del suministro de gas que recibía Endesa).

Se trataba, por tanto, de evaluar las posibilidades de acceso a gas por parte de las empresas que habrían sido rivales del nuevo grupo en la actividad de generación. Un simple examen de la información que se puede extraer de las memorias anuales de las compañías revela que, al menos hasta el momento, no parecen existir elementos de preocupación, ya que los propietarios de los ciclos combinados han sido capaces de asegurarse sus propias fuentes de aprovisionamiento.

En el «Informe de Sostenibilidad» correspondiente a 2005, Iberdrola afirmaba haber acordado con la empresa estatal argelina Sonatrach la compra de 1'6 bcm de gas natural a partir de 2009, que será suministrado a través del nuevo gasoducto submarino construido por la sociedad Medgaz, en la que Iberdrola tiene una participación del 12%. A finales de 2005, su cartera de aprovisionamientos ascendía a 16'2 bcm anuales, el 45% de los cuales se va a destinar a atender las necesidades de las plantas ubicadas en España. A lo largo de ese año, esta compañía recibió en España 136 cargamentos de GNL provenientes, fundamentalmente, de Argelia (41% del suministro), pero también de Nigeria (34%), Egipto (13%), Omán (7%), Qatar (3%) y Trinidad-Tobago (2%). Asimismo, Iberdrola viene realizando elevadas inver-

siones en infraestructuras de gas: a finales de 2003, entró en funcionamiento la planta de regasificación y almacenamiento de Bahía de Bizkai Gas (BBG) en el puerto de Bilbao, en la que participa con un 25%, y en 2006 comenzó a operar la de Sagunto, en la que posee un 30%. Como ya hemos señalado, Iberdrola está presente en el accionariado de la sociedad que está construyendo el nuevo gasoducto entre España y Argelia y, además, ha ejecutado varios tramos de la red de transporte para disponer de tubos que le permitan abastecer a sus ciclos combinados.

Unión Fenosa comparte con la italiana ENI, al 50%, el capital de Unión Fenosa Gas (UFG). Esta empresa ha construido, junto a dos compañías egipcias, una planta de licuefacción en Damietta (Egipto) que comenzó a operar en 2005, y en la que va a disponer de un 60% de su capacidad (unos 4 bcm de gas al año) durante al menos dos décadas. UFG ya ha entablado negociaciones para construir un segundo tren de licuefacción en ese mismo emplazamiento. Asimismo, dispone del 7'36% del capital de la sociedad que está construyendo el tercer tren de licuefacción en la planta de Qalhat, en Omán. Esta instalación comenzó a funcionar a finales de 2005, y permitirá a UFG disponer de una capacidad equivalente a 2'2 bcm de gas al año. En España, UFG posee el 42'5% de SAGGAS, propietaria de la planta de regasificación de Sagunto, que empezó a operar en 2006, y participa también en el capital de la sociedad que ha construido la planta de regasificación de Mugaridos, en funcionamiento desde finales de 2006.

Además, en el «Informe Anual 2005» del grupo Unión Fenosa se indica que a lo largo del ejercicio su volumen total de aprovisionamientos de gas ascendió a 3'34 bcm, provenientes de su planta de Egipto (58'9%), de un contrato de suministro con Omán LNG (un 23'6%), de la compra de varios cargamentos en los mercados internacionales, a precios *spot*, y de pequeñas adquisiciones efectuadas en el mercado

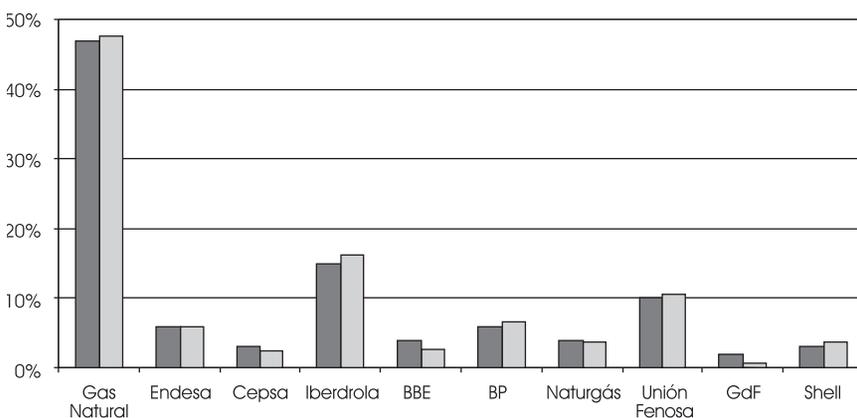


GRÁFICO 7

**CUOTAS DE MERCADO EN APROVISIONAMIENTOS Y COMERCIALIZACIÓN EN 2005 (\*)**

**Porcentaje**

- Aprovisionamientos
- Comercialización

(\*): Cuota de mercado en aprovisionamientos destinados al mercado liberalizado, según empresa comercializadora.

FUENTE: CNE, 2006.

español. En 2005, UFG se adjudica unas ventas de 18.253 millones de kWh (1,57 bcm) a ciclos combinados, lo que representaría una cuota de mercado del 20%.

Hidrocantábrico se beneficia de su integración en el grupo encabezado por EDP (que controla el 95,7% del capital) y de la posibilidad de acceder a los aprovisionamientos de los que dispone su filial Naturgas (en la que tiene el 56% de las acciones) (3), que desarrolla actividades de almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de gas en algunas zonas del norte peninsular. De hecho, la adquisición de esta sociedad, que se produjo a finales de 2003, supuso también la incorporación de contratos de abastecimiento que superan los 2 bcm anuales, entre los que destaca el establecido con Atlantic LNG para la adquisición de más de 1 bcm de GNL procedente de Trinidad y Tobago (4). Estos contratos se unen a los que Hidrocantábrico ya mantenía con Sagane, una compañía del grupo Gas Natural, para la cobertura de las necesidades de su central de ciclo combinado ubicada en Castejón (que, por ejemplo, en 2003 consumió 0'25 bcm).

Bizkaia Energía, que en 2005 puso en funcionamiento su planta de ciclo combinado en Amorebieta, dispone de un contrato a largo plazo (20 años) con Shell para el abastecimiento de 1 bcm anual de GNL.

Como ya se ha mencionado, la planta de BBE se abastece a partir del gas descargado en la planta de regasificación del grupo (BBG), cuya propiedad se reparten, con un 25% cada uno, el Ente Vasco de la Energía, Iberdrola, Repsol-YPF y British Petroleum. Dado que estas tres últimas compañías cuentan con sus propios aprovisionamientos, el acceso al gas natural no constituye ningún problema para BBE.

Además de los ya citados, tienen pequeñas cuotas en el aprovisionamiento del mercado español algu-

nos de los mayores operadores presentes en los mercados energéticos internacionales, como Cepsa, GdF o BP (gráfico 7). La propia Endesa, junto a los acuerdos que mantiene con Gas Natural para el suministro de 3 bcm al año hasta 2018, dispone de contratos a largo plazo con Sonatrach (Argelia), Nigeria LNG Limited y Ras Laffan LNG Limited (Qatar) para el abastecimiento de un volumen total similar, y participa, con un 25%, en un proyecto para construir una terminal de regasificación en Livorno (Italia), donde dispondrá de una capacidad máxima de 2 bcm.

De este modo, la estrategia de integración vertical que han seguido las compañías que estaban instalando ciclos combinados ha contribuido a la diversificación de los aprovisionamientos recibidos en el mercado español y al aumento de la competencia en la actividad de comercialización de gas natural, pues una vez disponían de abastecimientos suficientes para sus centrales parecía lógico que los aprovecharan para suministrar gas a precio libre. De hecho, las filiales de Iberdrola y Unión Fenosa se han convertido en las principales rivales de Gas Natural en esa actividad.

Si la OPA de Gas Natural sobre Endesa no suscitó demasiadas preocupaciones acerca de la posibilidad de que se limitara el acceso de los productores de electricidad a los aprovisionamientos de gas natural fue, en gran medida, porque ya existía la posibilidad de acudir a diversas fuentes de abastecimiento en los mercados nacionales e internacionales y, además, el peso Endesa en la comercialización apenas suponía el 6% de los aprovisionamientos destinados al mercado liberalizado (de hecho, Endesa ni siquiera abastecía a sus propios ciclos), de forma que no parecía que la operación fuese capaz de introducir limitaciones para el acceso de los demás productores de electricidad a los abastecimientos de gas.

Al examinar los efectos verticales de la OPA de Gas Natural sobre Endesa también se contempló la posi-

**CUADRO 2**  
**ESTIMACIÓN DE SINERGIAS EN LA OPA DE GAS NATURAL SOBRE ENDESA**

Corporación	Comercialización	Sistemas de Información	Distribución
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Integración de Gobierno Corporativo y Alta Dirección</li> <li>■ Integración de las funciones corporativas</li> <li>■ Optimización del uso de espacio inmobiliario de las dos compañías</li> <li>■ Reducción de los costes operativos asociados a Estructura</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Integración de <i>call-centers</i> y plataformas de gestión comercial</li> <li>■ Integración de las compras de Marketing y Publicidad</li> <li>■ Aprovechamiento de economías de escala en facturación</li> <li>■ Eliminación de solapes en la red de puntos de venta y adopción del modelo de canales de Gas Natural, basado en agentes</li> <li>■ Integración de fuerzas comerciales y de las áreas comerciales de apoyo</li> <li>■ Integración de las estructuras de apoyo para operaciones comerciales internacionales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Eliminación de proyectos de desarrollo redundantes entre compañías</li> <li>■ Unificación de Centros de Proceso de Datos y optimización de servicios externos de soporte (explotación de sistemas, soporte de usuarios, etc.)</li> <li>■ Disminución de los costes de mantenimiento debido a eliminación de aplicativos redundantes</li> <li>■ Mayor poder de negociación por volúmenes y optimización de los procesos de compra de HW y SW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ El solapamiento de redes de distribución permitirá:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>— Realización conjunta de tareas administrativas de soporte</li> <li>— Coordinación conjunta de tareas externalizadas de bajo nivel de especificidad (obra civil, lectura de contadores)</li> </ul> </li> <li>■ Reducción de costes de compras en aprovisionamientos comunes                             <ul style="list-style-type: none"> <li>— Obra civil, arrendamientos, suministros generales, etc.</li> </ul> </li> <li>■ Implantación de las mejores prácticas de Gas Natural en la red de distribución de gas de Endesa</li> </ul>

FUENTE: Gas Natural (2005b), a partir de cálculos efectuados por Boston Consulting Group para la compañía.

bilidad de que la operación limitase la demanda del sector eléctrico que se podía dirigir a los restantes comercializadores de gas. Sin embargo, ello parecía poco factible: como hemos señalado, Gas Natural era el único suministrador nacional de Endesa que, por otra parte, ya buscaba fuentes de abastecimiento alternativas en los mercados internacionales, así que no era probable que la operación supusiera una merma relevante para los negocios de los suministradores de gas que operaban en el mercado liberalizado español. Tampoco se apreciaba que el nuevo grupo fuera a disponer de alguna ventaja que le permitiera captar un mayor porcentaje de la demanda de gas procedente de los ciclos combinados de sus competidores (de hecho, lo más probable es que ocurriese lo contrario: sus rivales tenderían a acudir a otros proveedores para evitar robustecer al más fuerte).

No obstante, al margen del impacto que hubiera tenido esa operación, cabe poner de manifiesto que la situación actual, en la que, junto a Gas Natural, los principales promotores de ciclos combinados son empresas eléctricas que tratan de asegurarse abastecimientos propios y pretenden disponer de una cuota de mercado relevante en la comercialización de gas, no es la más favorable para la aparición de proveedores de gas que no estén verticalmente integrados con productores de electricidad, ya que apenas les deja hueco en ese segmento del mercado.

Sus posibilidades quedan limitadas a la instalación de plantas por parte de generadores que no estén verticalmente integrados, y observando el gráfico 4 se puede comprobar que la mayoría de los ciclos combinados que se van a poner en funcionamiento entre 2007 y 2010 pertenecerán a empresas que mantienen vínculos empresariales con alguno de los

actuales proveedores de gas del mercado español, o alguna compañía que aún no está presente en él pero opera con volúmenes significativos de gas en los mercados internacionales. En definitiva, podemos afirmar que la actual tendencia a favor de la integración vertical de actividades eléctricas y gasistas deja poco espacio para la participación de comercializadores independientes en el suministro de gas a ciclos combinados.

### La gestión conjunta de los negocios de gas y electricidad: otras ventajas y riesgos ↓

Al presentar la OPA sobre Endesa, Gas Natural estimó que la integración de ambas compañías le permitiría conseguir, a partir de 2008, un ahorro anual de costes de hasta 350 millones de euros, por aprovechamiento de sinergias en los sistemas de información y en las funciones corporativas y de comercialización. Tales ahorros se lograrían a través de la integración de los sistemas de información (hasta 90 millones de euros), de la reducción en gastos corporativos y de administración (hasta 85 millones de euros), y de la integración de los servicios de facturación, comercialización y marketing y de las plataformas comerciales para aprovechar las economías de escala en la atención a los clientes (hasta 175 millones de euros) (cuadro 2). Asimismo, previó que podría rebajar los costes en 75 millones de euros adicionales, mejorando la eficiencia en el negocio de la distribución a través de ahorros en las compras y subcontrataciones de servicios (esta última reducción de costes habría sido invertida íntegramente en mejorar la calidad del servicio).

Resulta difícil valorar si ahorros de costes como los estimados por Gas Natural son realmente alcanzables,

pues el regulador español no dispone de estudios propios sobre las sinergias que se podrían derivar de la integración vertical de actividades eléctricas y gasistas, ni contamos con trabajos en los que se analice esta cuestión, de forma específica, en otros países. No cabe, por tanto, la posibilidad de efectuar una valoración cuantitativa de las mismas. Sólo podemos constatar que en el contexto internacional existe una tendencia a favor de ese tipo de integración, como ya pusimos de manifiesto al comienzo de este trabajo, y ello sugiere la idea de que, probablemente, algunos ahorros de costes se pueden lograr. Lógicamente, ello no aporta ninguna garantía, pues dicho proceso podría estar justificado por otros factores (por ejemplo, por el acceso a algún tipo de ventaja que permitiera fortalecer el poder de mercado de las empresas).

Sin embargo, debemos tener presente que la gestión conjunta de los negocios eléctricos y gasistas puede suponer riesgos adicionales para algunas de las actividades que llevan a cabo estas empresas, como ocurriría en el caso de que un grupo verticalmente integrado gestionase ambas redes de distribución: existiría la posibilidad de que se produjera algún tipo de «arbitraje entre redes», favoreciendo el desarrollo de una en perjuicio de la otra según sus intereses en cada una de las actividades de distribución (en España, tienen distintos regímenes retributivos) o en otros negocios relacionados con ellas. En particular, cabría considerar el riesgo de que se retrasase la expansión de la red de gas, que en España se encuentra menos desarrollada que la eléctrica, o se favoreciera su desarrollo de una forma que no fuese homogénea desde el punto de vista territorial.

También podría reducirse la transparencia sobre los costes de las empresas que llevan a cabo ambas actividades de red, al quedar todos incluidos en una misma unidad y existir diferencias entre las estructuras de costes de las compañías que desarrollan sólo uno de los negocios y las que realizan los dos.

Ciertamente, se puede evitar que estos riesgos se traduzcan en perjuicios para los consumidores estableciendo marcos normativos adecuados, que refuerzan la separación de la actividad de distribución respecto del resto de las que se llevan a cabo en los sectores del gas y la electricidad. Asimismo, sería conveniente introducir nuevas exigencias contables que permitan aumentar la transparencia sobre los costes e ingresos de las distribuidoras, con el fin de facilitar la tarea de supervisión por parte del regulador. La reforma de los regímenes retributivos de las actividades de distribución de gas y electricidad parece igualmente necesaria (sobre todo, en el segundo caso, para el que ya se ha iniciado el proceso). En cuanto a la posibilidad de que la gestión conjunta de ambas redes pueda retrasar o desequilibrar territorialmente el desarrollo de las infraestructuras de distri-

bución de gas cabe constatar que la regulación actual, a pesar de proclamar la necesidad de «un desarrollo homogéneo del sistema gasista en todo el territorio nacional», no atiende adecuadamente este objetivo, de forma que, si realmente se desea alcanzarlo, habría que revisarla.

Al hilo de esta cuestión, cabe señalar que la confluencia de ambas redes también puede influir sobre los niveles de competencia existentes en las actividades de suministro de gas y electricidad. En España, los comercializadores pertenecientes a los grupos empresariales que poseen redes de distribución disponen de ciertas ventajas en el negocio minorista, al menos en aquellas zonas por las que se extienden los tubos o líneas de la compañía con la que están verticalmente integrados. Si un grupo empresarial concentra la propiedad de ambas redes no existe la posibilidad de que un suministrador de electricidad vinculado a la sociedad que distribuye gas se convierta en rival del comercializador perteneciente al grupo que posee la red de distribución de electricidad, y en el mercado liberalizado de gas ocurre algo similar: el comercializador del grupo que se encarga de la distribución de gas nunca va a tener que competir con un suministrador vinculado a la sociedad que distribuye electricidad. El problema es que el rival ausente es el que suele resultar más «creíble», aquel que se encuentra en mejor situación para acceder al mercado minorista y, por consiguiente, el que garantiza una cierta disputa por el mismo, no sólo porque lo conoce mejor, sino porque, al mismo tiempo, cuenta con una marca acreditada, que los consumidores ya asocian al suministro de una fuente de energía. Debemos hacer hincapié en que la ausencia o desaparición de dicho competidor no sólo afecta a la competencia efectiva en las zonas señaladas, sino a la potencial, lo que reduce la presión sobre todos los agentes que operan en el mercado.

En España, Endesa es la única empresa que gestiona ambos tipos de redes, aunque ello sólo ocurre en zonas muy concretas de nuestra geografía (cuadros 3 y 4): concretamente, en Baleares, Aragón y Extremadura (aunque en estas dos últimas regiones el solapamiento sólo se produce en una parte del territorio). La adquisición de Endesa por parte de Gas Natural habría provocado que esa situación se extendiese a Cataluña y a Andalucía, y que se acentuase en Aragón y Extremadura, pero al no haberse producido podemos concluir que, al menos en la actualidad, la convergencia de redes no debe ser motivo de una especial preocupación.

Por último, resulta pertinente preguntarse si las sociedades verticalmente integradas disponen de alguna ventaja exclusiva para captar nuevos clientes mediante las llamadas «ofertas duales», esto es, aquellas que combinan el suministro de gas y electrici-

**CUADRO 3**  
**CUOTAS EN LA DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD. GWh VEHICULADOS EN 2004**

	Endesa	Iberdrola	Unión Fenosa	Hidrocanábico	Viesgo
Andalucía	99'98%	0%	0'02%	0%	0%
Aragón	99'92%	0'08%	0%	0%	0%
Asturias	0%	1'45%	0%	93'03%	5'52%
Baleares	100%	0%	0%	0%	0%
Canarias	100%	0%	0%	0%	0%
Cantabria	0%	3'33%	0%	0%	96'67%
Castilla-La Mancha	3'16%	50'01%	46'84%	0%	0%
Castilla-León	1'11%	82'61%	15'04%	0%	1'24%
Cataluña	99'39%	0'61%	0%	0%	0%
Extremadura	50'36%	49'63%	0'01%	0%	0%
Galicia	0'66%	0'01%	94'26%	0%	5'07%
La Rioja	0%	100%	0%	0%	0%
Madrid	0%	58'59%	41'41%	0%	0%
Murcia	0%	100%	0%	0%	0%
Navarra	0'15%	99'85%	0%	0%	0%
País Vasco	0%	100%	0%	0%	0%
C. Valenciana	0'08%	99'48%	0%	0'44%	0%
<b>Promedio</b>	<b>41'97%</b>	<b>37'57%</b>	<b>14'15%</b>	<b>3'99%</b>	<b>2'32%</b>

FUENTE: CNE, 2005b.

**CUADRO 4**  
**CUOTAS EN LA DISTRIBUCIÓN DE GAS. GWh VEHICULADOS EN 2004**

	Gas Natural	Naturgás	Endesa	Otros
Andalucía	98'18%	0%	0'99%	0'85%
Aragón	72'97%	0%	27'03%	0%
Asturias	63'80%	36'20%	0%	0%
Baleares (aire propanado)	0%	0%	100%	0%
Canarias	0%	0%	0%	0%
Cantabria	100%	0%	0%	0%
Castilla-La Mancha	100%	0%	0%	0%
Castilla-León	97'85%	0%	2'15%	0%
Cataluña	99'83%	0'17%	0%	0%
Extremadura	12'84%	0%	85'95%	1'21%
Galicia	97'54%	0%	0%	2'46%
La Rioja	100%	0%	0%	0%
Madrid	99'36%	0%	0%	0'64%
Murcia	100%	0%	0%	0%
Navarra	100%	0%	0%	0%
País Vasco	40'15%	59'85%	0%	0%
C. Valenciana	99'88%	0%	0'12%	0%
<b>Promedio</b>	<b>88'14%</b>	<b>9'61%</b>	<b>2'06%</b>	<b>0'19%</b>

FUENTE: TDC, 2006.

dad. En caso de que así fuera, y bajo el supuesto de que los consumidores valoran la variedad (aunque no sea más que por el ahorro de costes de transacción que les supone acudir a un solo proveedor), ello las colocaría en una posición más favorable para ganar cuota de mercado en las actividades de comercialización.

La respuesta a esa pregunta depende, en gran medida, de la situación existente en los mercados mayoristas, pues si éstos permiten acceder al gas y a la electricidad sin ningún tipo de racionamiento, y a precios competitivos, no debería haber ninguna dificultad para que un comercializador independiente de tales grupos verticales pudiera presentar ofertas duales similares a las suyas (3). Ahora bien, si los mer-

cados mayoristas no son competitivos, o existen dificultades para acceder a suficientes aprovisionamientos, puede ocurrir que a los comercializadores no les quede margen para efectuar tales ofertas (y esto no imposibilitaría únicamente las «ofertas duales», también impediría las de una sola fuente de energía).

En España, el mercado mayorista de electricidad permite acceder a la energía producida por los generadores en igualdad de condiciones, pero la forma en que se organizan los intercambios y el nivel de competencia que existe no garantizan que los comercializadores que carecen de presencia en la actividad de producción tengan las mismas posibilidades de beneficio que los que sí la tienen. Además, los

suministradores de electricidad a precio libre se enfrentan a la existencia de una tarifa fijada por el gobierno, que marca un máximo para sus ofertas (4). Durante los últimos años, la evolución de esa tarifa no ha reflejado completamente el aumento de los precios de la electricidad en el mercado mayorista, lo que ha llevado a varios comercializadores independientes a abandonar la actividad, e incluso ha provocado que algunos de los que están vinculados a empresas productoras, como Iberdrola o Gas Natural, decidan reducir notablemente sus contratos con los consumidores finales (de hecho, una buena parte de los que se han quedado sin comercializador se han pasado a la tarifa).

Por otro lado, debemos tener en cuenta que acceder a los mercados internacionales de gas con el fin de lograr los abastecimientos necesarios para operar en el mercado minorista español exige contar con una cierta dimensión pues, en caso contrario, resulta difícil conseguir aprovisionamientos diversificados y precios competitivos. En este contexto, las sociedades verticalmente integradas que participan en la actividad de generación y disponen de ciclos combinados de gas cuentan con el respaldo de una demanda segura, que les permite alcanzar un volumen mínimo.

Además, no debemos perder de vista que a pesar de que a las distribuidoras no se les permite realizar ofertas de suministro a precio libre, los grupos verticalmente integrados que posean redes de distribución pueden aprovechar las ventajas que ofrece la propiedad de las mismas para captar nuevos clientes, como hemos señalado antes. En consecuencia, cabe defender la idea de que las autoridades habrían de adoptar medidas adicionales para reforzar la separación entre las actividades de comercialización y distribución.

## CONCLUSIONES ↓

En este trabajo se ha realizado un análisis de los posibles efectos sobre la competencia de la integración vertical de actividades eléctricas y gasistas. Dicho análisis debe ser considerado como preliminar, pues aunque lo que se está examinando son las consecuencias de un proceso cada vez más presente en los mercados energéticos internacionales, se trata de una tendencia relativamente reciente, que tiene manifestaciones muy diversas, que van desde operaciones de fusión y adquisición hasta simples acuerdos comerciales, y que producirá resultados muy dispares según cuál sea la configuración de los mercados energéticos en que operen las empresas que se integren.

En lo referente al acceso de los propietarios de ciclos combinados a los aprovisionamientos de gas hemos podido comprobar que, al menos en España, los

principales productores de electricidad han seguido una clara estrategia de integración vertical, tratando de hacerse con abastecimientos propios. Endesa, que ha presentado el programa de construcción de ciclos más ambicioso es, sin embargo, la única compañía que aún no parece haberse decantado por dicha estrategia, aunque es probable que ello tenga bastante que ver con el proceso de OPAs en que está inmersa. Los pocos productores que no se han integrado verticalmente, los más pequeños, podrán, sin embargo, beneficiarse de la estrategia de los más grandes, que ha generado una cierta competencia en la actividad de comercialización de gas, lo que les permitirá disponer de varios proveedores en el mercado nacional, en el que no se requieren las dimensiones mínimas que exigen los mercados internacionales.

En este contexto de integración vertical generalizada, los comercializadores de gas que no estén presentes en la actividad de generación lo tendrán difícil: apenas les quedará margen para hacerse con contratos de abastecimiento a ciclos combinados, y sin el respaldo de este tipo de demanda tendrán que enfrentarse a muchos obstáculos para hacerse un hueco (a no ser que se trate de operadores internacionales).

Si la integración vertical de actividades eléctricas y gasistas conlleva la gestión de ambas redes de distribución, el desarrollo de algunas infraestructuras se puede ver perjudicado, aunque este riesgo es muy bajo en España porque las redes sólo confluyen en unas pocas zonas. A pesar de ello, pensamos que el regulador ha de esforzarse para establecer un marco normativo apropiado, que retribuya adecuadamente las inversiones y aumente la transparencia. Además, la propiedad de las redes todavía proporciona algunas ventajas a los grupos que están presentes en la actividad de comercialización. De hecho, la integración vertical entre esta actividad y la distribución, junto a las dificultades para acceder a suministros mayoristas a precios competitivos, constituyen los principales obstáculos para la aparición de competidores en el suministro a precio libre (al margen de que hablemos de ofertas duales o individuales). La integración entre actividades eléctricas y gasistas, aunque puede incrementar las dificultades para los comercializadores no integrados, facilita la entrada de nuevos suministradores de gas y electricidad.

## NOTAS ↓

- (1) Para un análisis en profundidad de la operación se puede consultar Del Guayo, López Milla y Hancher (2006).
- (2) En Church (2004) se trata este tema con más detalle y se profundiza en cada una de las cuestiones aquí citadas.
- (3) Gas Natural dispone también de una participación, muy inferior a la de Hidrocarburos, en el capital social de Naturgas (el 9,4%). Además, sus derechos de voto en esta sociedad se en-

cuentran limitados al 3%, en virtud del artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, que establece umbrales para el ejercicio de tales derechos en los operadores principales de los sectores eléctrico y gasista.

- (4) Actualmente, y en virtud de un acuerdo con Gas Natural que se extiende hasta 2007, este gas se está vendiendo en Estados Unidos a un precio superior al de adquisición, y Naturgas lo está sustituyendo con aprovisionamientos procedentes de otras zonas.
- (5) Esta respuesta surge como resultado de generalizar las conclusiones que obtienen Church y Gandul (2000) para el caso de la integración entre el *hardware* y el *software*.
- (6) Las dificultades que encuentran los comercializadores se exponen más detalladamente en los informes elaborados por la Comisión Nacional de la Energía y el Tribunal de Defensa de la Competencia con ocasión de la OPA de Gas Natural sobre Endesa (CNE (2005b) y TDC (2006), respectivamente).

## BIBLIOGRAFÍA ↴

ARMSTRONG, M.; COWAN, S. y VICKERS, J. S. (1994): *Regulatory Reform. Economic Analysis and British Experience*. The MIT Press, Cambridge, Massachusetts.

AIE (2006): *World Energy Outlook*. Agencia Internacional de la Energía, París.

BAUMOL, W. J.; PANZAR, J. C. y WILLIG, R. D. (1982): *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*. Harcourt Brace Jovanovich, New York.

CHURCH, J. (2004): *The Impact of Vertical and Conglomerate Mergers on Competition. Final Report for Directorate General for Competition*. European Commission. Disponible en: [http://europa.eu.int/comm/competition/mergers/others/merger\\_impact.pdf](http://europa.eu.int/comm/competition/mergers/others/merger_impact.pdf).

CHURCH, J. y GANDAL, N. (2000): «Systems Competition, Vertical Merger, and Foreclosure» *Journal of Economics and Management Strategy*, vol. 9, n.º 1, pp. 25-51.

CNE (varios años): *Informe semestral de seguimiento de las infraestructuras referidas en el Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y de gas natural y su cobertura*. Comisión Nacional de la Energía, Madrid.

CNE (varios años): *Boletín mensual de estadísticas del mercado de gas natural*. Comisión Nacional de la Energía, Madrid.

CNE (2005): *Resolución de la Comisión Nacional de la Energía sobre la solicitud de autorización de Gas Natural SDG, S.A., de fecha 11 de octubre de 2005 de segregación en filiales y aportación de las ramas de actividad de transporte secundario y distribución, y la solicitud de Gas Natural SDG, S.A. de 7 de septiembre de 2005 de toma de participación en el capital social que resulte de la liquidación de la OPA presentada ante la CNMV*. Comisión Nacional de la Energía, Madrid.

CNE (2005b): *Informe de la CNE sobre el proyecto de concentración consistente en la adquisición del control de Endesa, S.A. por parte de Gas Natural SDG, S.A. mediante Oferta Pública de Adquisición de Acciones*. Comisión Nacional de la Energía, Madrid.

CNE (2006): *Información básica de los sectores de la energía, 2005*. Comisión Nacional de la Energía, Madrid.

DEL GUAYO, Í.; LÓPEZ MILLA, J. y HANCHER, L. (2006): *Competencia y regulación: un análisis de la OPA de Gas Natural sobre Endesa*. Dilex, Madrid.

GAS NATURAL (2005a): *Informe Anual, 2004*. Gas Natural, Barcelona.

GAS NATURAL (2005b): *Creación de un grupo energético líder, global e integrado*. Presentación para la OPA de Gas Natural sobre Endesa, noviembre. Gas Natural, Barcelona.

HART, O. y TIROLE, J. (1990): «Vertical Integration and Market Foreclosure», *Brookings Papers on Economic Activity, Microeconomics*, pp. 205-76.

JOSKOW, P. L. (1987): «Contract duration and relationship-specific investments: Empirical evidence from coal markets», *American Economic Review*, vol. 77, n.º 1, pp. 168-185.

OMEL (varios años): *Evolución del mercado de producción de energía eléctrica*. Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S. A, Madrid.

PERRY, M. K. (1989): «Vertical Integration: Determinants and Effects», en R. Schmalensee y R. Willig (editores), *Handbook of Industrial Organization*, vol. I, cap. 4, pp. 183-255, NorthHolland, Amsterdam.

SALINGER, M. A. (1988): «Vertical Mergers and Market Foreclosure», *Quarterly Journal of Economics*, vol. 103, n.º 2, pp. 345-56.

SALINGER, M. A. (1991): «Vertical Mergers in Multi-product Industries and Edgeworth's Paradox of Taxation», *Journal of Industrial Economics*, vol. 39, n.º 5, pp. 545-56.

SDC (2005): *Informe del Servicio de Defensa de la Competencia N-05082*. Gas Natural / Endesa. SDC, Madrid.

SPENGLER, J. (1950): «Vertical Integration and Antitrust Policy», *Journal of Political Economy*, vol. 58, n.º 4, pp. 347-352.

TOH, K. H. (2003): *The Impact of Convergence of the Gas and Electricity Industries: Trends and Policy Implications*. International Energy Agency, París, disponible en <http://www.iea.org/textbase/papers/2003/toh.pdf>.

TDC (2006): *Expediente de Concentración Económica C94/05*. Gas Natural/Endesa. Tribunal de Defensa de la Competencia, Madrid.

VICKERS, J. (1995): «Competition and Regulation in Vertically Related Markets», *The Review of Economic Studies*, vol. 62, n.º 1, enero, pp. 1-17.

WATERSON, M. (1984): *Economic Theory of the Industry*. Cambridge University Press, Cambridge.

WILLIAMSON, O. E. (1971): «The Vertical Integration of Production: Market Failure Considerations», *American Economic Review*, vol. 61, n.º 2, pp. 112-123.