

# UN ANÁLISIS CUANTITATIVO DE LA CONVERGENCIA ENTRE EL GAS Y LA ELECTRICIDAD

LUIS MARÍA ABADIE

Bilbao Bizkaia Kutxa.

JOSÉ MANUEL CHAMORRO

Universidad del País Vasco.

Hace ahora aproximadamente una década, *Economía Industrial* publicaba su número 321, dedicado a los hidrocarburos y su liberalización en España. La convergencia entre el gas y la electricidad ocupaba una parte destacada del mismo. En particular, Bogas (1998) describía la transformación experimentada por la industria eléctrica en los últimos años y el papel desempeñado por el gas en dicho proceso.

Tres tipos de razones cabía señalar a este respecto. Primero, desde un punto de vista técnico, los años ochenta y noventa del siglo pasado fueron testigos del desarrollo de las turbinas de gas y de la tecnología del ciclo combinado. Ello trajo consigo una reducción en el tamaño óptimo de las unidades generadoras, un recorte de los tiempos de construcción y una rebaja de las inversiones requeridas, entre otras consecuencias. En segundo lugar, las modernas unidades encajaban bien en el nuevo marco —más flexible— en que la industria eléctrica empezaba a desenvolverse, el cual obedecía en buena medida a factores económicos (como la crisis del petróleo y las dificultades de suministro asociadas). En este sentido, la entrada masiva de inversores privados cambió sustancialmente la percepción del riesgo y las prioridades de inversión (1). En tercer lugar, cabía señalar también la creciente preocupación por el impacto ambiental de la producción de electricidad. Los cambios regulatorios acaecidos en

el pasado y los anticipados en el futuro favorecían así mismo la generación con gas natural frente a otras fuentes más tradicionales.

La transformación radical de la industria eléctrica hizo necesarias, como era de esperar, nuevas estructuras contractuales. Así, transacciones que habían sido internas a las compañías pasaron a ser operaciones entre empresas. Los derechos y deberes de cada parte quedaban especificados y el reparto de riesgos delimitado.

El riesgo más importante era, en general, el derivado de la volatilidad en el precio del combustible; además de la fiabilidad en el suministro. A este respecto, la mayor volatilidad del gas natural frente al carbón constituyía un problema considerable, en la medida en que las oscilaciones en el precio del combustible comprado no pudieran trasladarse al precio de la electricidad vendida. Esto favorecía a aquellos pro-

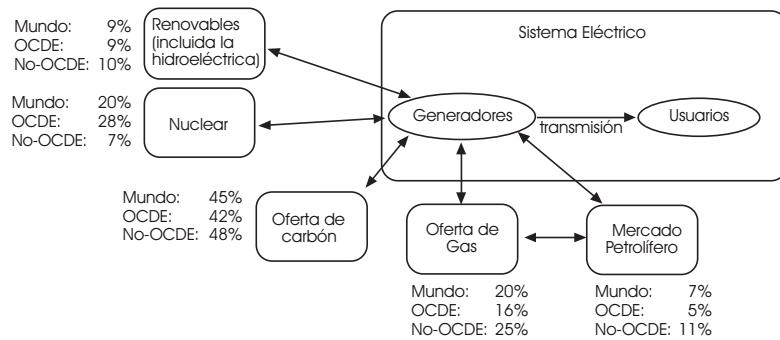


GRÁFICO 1

**EL SISTEMA ELÉCTRICO  
INTERACTÚA CON TODOS  
LOS DEMÁS SISTEMAS  
ENERGÉTICOS**

Los porcentajes representan la fracción de la energía primaria empleada en la generación de electricidad

FUENTE:  
Blyth y Hamilton, 2006

yectos de generación con participación de empresas gasistas o con suministro de gas garantizado con contratos a largo plazo. También había un incentivo en dirección inversa, en virtud del cual algunos productores de gas entrarían en el mercado de generación eléctrica a vender su gas, bien directamente como desarrolladores de proyectos eléctricos o bien indirectamente, mediante acuerdos de venta de gas ligados al precio de la electricidad (2).

La liberalización de los mercados de electricidad y de gas avanzó a la par que la convergencia de ambos negocios, y el precio del gas dejó poco a poco de estar tan vinculado al del petróleo. Más aún, la integración de estos dos mercados hacia aparecer al gas y la electricidad como dos versiones del mismo producto: energía barata, limpia y disponible en casi cualquier lugar (3). Eventualmente, la existencia de mercados al contado («spot») líquidos de ambos productos permitiría un arbitraje perfecto entre ambos, la posibilidad casi total de intercambiarlos y la aparición de instrumentos financieros y de gestión de riesgo nuevos.

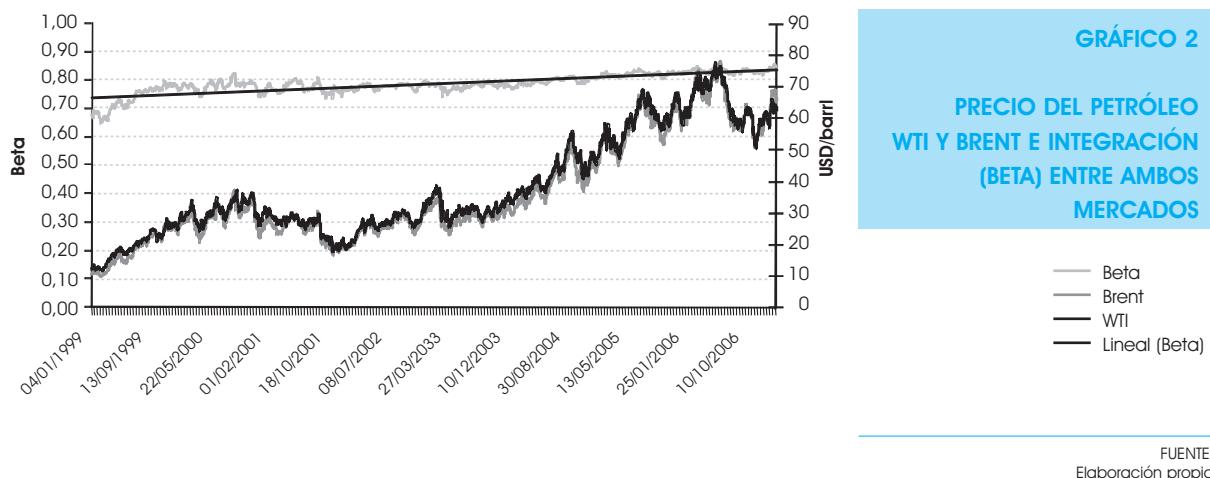
El objetivo de este trabajo es, precisamente, analizar el grado de integración entre estos dos mercados a partir de los precios observados de ambos productos. Ahora bien, como se muestra en el gráfico 1, la generación de electricidad interacciona con otros sistemas energéticos, cada uno de los cuales tiene su propia dinámica e idiosincrasia, que varían considerablemente en regiones del mundo diferentes (Blyth y Hamilton, 2006).

Los cambios en la demanda de electricidad y en los precios relativos entre combustibles pueden llevar, por tanto, a complejos efectos de retroalimentación entre los precios de cada fuente de energía, debido a su vinculación a través de la generación de electricidad. Así, por ejemplo, el petróleo representa la mínima contribución a la generación eléctrica (y la

electricidad no constituye una parte principal del uso último de productos petrolíferos). Sin embargo, en muchas regiones influye fuertemente en los precios del gas, de modo que tiene efectos indirectos importantes sobre los sistemas eléctricos.

Tampoco debe olvidarse que el pasado 1 de enero de 2005 se puso en marcha el mercado europeo de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. El sector eléctrico representa más del 50% de las emisiones totales cubiertas bajo la primera fase del denominado *Emissions Trading Scheme* (ETS). Existe la creencia de que sus costes de reducir las emisiones son los más bajos, comparados con los de otros sectores cubiertos—sobre todo, cambiando el combustible de carbón a gas y de lignito a antracita—. El grado en que los generadores de electricidad repercuten el precio del CO<sub>2</sub> sobre el precio de la electricidad es objeto de debate, pero la mayoría de los analistas consideran que aquél es repercutido más o menos por completo. Se intentará, pues, analizar también si hay alguna relación entre el mercado de carbono y los dos anteriores.

De nuevo, no puede esperarse una relación inequívoca. En la UE, la opción marginal para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> parece ser el pasar del carbón al gas. A medida que los precios del gas suben debido a la demanda, el precio del CO<sub>2</sub> necesario para estimular dicho paso también sube. Cabría esperar, por tanto, que los precios del CO<sub>2</sub> y del gas estuvieran ligados. Si, además, el precio del gas fija el precio marginal de la electricidad, las variaciones en el precio de ésta también estarían muy correlacionadas con las del precio del gas y del CO<sub>2</sub>. Puede considerarse, no obstante, un escenario en que se aspire a reducciones en las emisiones más allá de lo que la sustitución del carbón por el gas permitiría. Entonces, las expectativas a largo plazo se situarían sensiblemente por encima de los niveles observados en el ETS y probablemente los precios del CO<sub>2</sub> se



desacoplarían con respecto a los precios del gas y quizá también de los de la electricidad (4).

En el primer apartado se repasa la evidencia empírica en un mercado más bien global como es el del petróleo. Éste se distingue de otros más fragmentados, como el de electricidad o el de gas natural. Después se aborda la experiencia de Estados Unidos en los mercados de gas (segundo apartado) y de electricidad (tercer apartado). El cuarto apartado se centra en el caso de Gran Bretaña, donde la liberalización está más adelantada que en Europa continental. De alguna manera, ambos escenarios pueden servir de guía sobre lo que cabe esperar en nuestro entorno más próximo a medida que el proceso de convergencia avance. En particular, se analizan las series de precios a ambos lados del interconector de gas que une Reino Unido con Bélgica, y se estudia el grado de convergencia entre ambas. En el quinto apartado se aborda la situación vigente en varios países europeos. Se compara la evolución del gas con la del mercado eléctrico español (OMEL). También se extiende el análisis al ETS. La Sección 6 recoge las conclusiones principales.

### EL MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO ↓

De acuerdo con Geman (2005), durante los últimos veinte años el petróleo se ha convertido en el mayor mercado de mercancía primaria («commodity») del mundo. Ha pasado de ser una actividad eminentemente física a un mercado financiero sofisticado, con horizontes de negociación hasta diez años a la vista. En este proceso, a los protagonistas habituales de la actividad (las petroleras, los agentes de compra y venta, etc.) se ha unido un amplio abanico de participantes (bancos de inversión, fondos de inver-

sión, fondos de pensiones, compañías de seguros, fondos paraguas, y demás).

A diferencia de los metales preciosos (oro, plata, platino), el petróleo es un activo destinado a ser consumido, no un depósito de valor. Las necesidades de consumo energético han provocado un enorme incremento en el transporte de hidrocarburos por todo el mundo. Todo apunta a que esta tendencia continúa en el futuro, debido a la creciente demanda de los países desarrollados, China, India y otras economías emergentes. Según estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2004), el transporte de petróleo crecerá desde 31 millones de barriles en el año 2002 a 65 millones en el año 2030. Dados los costes de transporte (unos 2 \$/barril), este mercado tiene la consideración de mercado global.

En este apartado se han tomado las cotizaciones del contrato con vencimiento más corto sobre el West Texas Intermediate (WTI), cotizado en el NYMEX, y las del petróleo Brent, que se negocia en el International Petroleum Exchange (IPE) londinense. Para el periodo de la muestra se obtiene un coeficiente de correlación del 0'996, que da idea de la integración de ambos mercados geográficos (gráfico 2).

Un instrumento algo más sofisticado y potente lo constituye el denominado Filtro de Kalman (descrito muy brevemente en el Apéndice). De su aplicación resulta un parámetro,  $\beta$ , que permite evaluar el grado de convergencia entre dos series a lo largo del tiempo. Así, un valor  $\beta = 1$  sugiere que los mercados están completamente integrados y se cumple la «ley de un solo precio»: los precios de bienes iguales en lugares diferentes son también iguales, salvando los costes de transacción y transporte. En el gráfico 2, la beta va evolucionando a lo largo del tiempo, acercándose paulatinamente al valor de uno.

## LOS MERCADOS DE GAS NATURAL ↓

En el comercio internacional, los grandes mercados presentan claras ventajas, entre ellas las economías de escala, esto es, el menor coste unitario que resulta de una instalación mayor. Ahora bien, alcanzar dichas economías de escala necesariamente requiere grandes inversiones. Por ello, la industria del gas, tradicionalmente, ha buscado la financiación a largo plazo, soportada ésta por contratos también a largo plazo.

Históricamente, el precio del gas ha estado estrechamente vinculado al del petróleo a través de contratos «take or pay» a largo plazo (5). Varias razones empujan a pensar que esta ligazón al precio del petróleo se reducirá en el futuro: aumento en la competencia gas-a-gas, menor importancia del petróleo como combustible competidor (en el sector eléctrico), expansión del gas natural licuado (LNG) y sus mayores oportunidades de arbitraje (6). No obstante, el petróleo será todavía un determinante importante del precio del gas en el corto y medio plazo, pues la mayoría de los contratos a largo plazo existentes están ligados al precio del petróleo (aunque esto está disminuyendo). Además, los contratos a largo plazo seguirán siendo necesarios en los proyectos gasistas futuros debido al carácter intensivo en capital del negocio.

De acuerdo con Álvarez (1998), una de las razones que explican el desarrollo de mercados regionales de gas, a diferencia de los globales como el de petróleo, es que cuesta más mover gas que petróleo en una tubería; el coste es aún mayor si el gas se licua, se transporta por metanero y se regasifica finalmente.

Sin embargo, esta situación de mercados regionales insuficientemente conectados está cambian-

do, debido a la mejora de las infraestructuras de transporte y la rebaja de sus costes (Brito y Hartley, 2007). Las nuevas posibilidades de arbitraje que se abren hacen esperar un gran incremento en las cantidades transportadas que, según el escenario de referencia de la IEA citado, llevaría a triplicar el transporte de LNG entre los años 2002 y 2030 (7). A este respecto, las mejoras se están produciendo en las tres áreas relevantes: las plantas de liquefacción (han conseguido reducir sus costes de capital por unidad de capacidad), el transporte en metaneros (se han reducido las pérdidas energéticas y los costes de capital), y las plantas de regasificación (favorecidas por las economías de escala).

El desarrollo del mercado de LNG permite conectar mercados geográficamente muy alejados, para los que puede no existir otra alternativa de transporte o dicha alternativa supone utilizar gaseoductos que atraviesan países inestables (8). Los gaseoductos también contribuyen a la interconexión de mercados de gas. El precio de transporte por este medio, que suele estar condicionado por el número de países que se atraviesan, está también reduciéndose. Al mismo tiempo, se está incrementando la capacidad de transmisión, gracias a los nuevos materiales empleados en la construcción y a la mayor eficiencia de las turbinas utilizadas para hacer funcionar los compresores que empujan el gas dentro del gaseoducto.

## LA CONVERGENCIA EN ESTADOS UNIDOS ↓

Durante estos últimos años se está asistiendo a un aumento del peso del gas natural en la generación de energía eléctrica (cuadro 1). Este hecho, unido a sus características técnicas, haría de dichas centrales las marginales en la fijación del precio.

CUADRO 1  
GENERACIÓN ELÉCTRICA POR TIPO DE ENERGÍA UTILIZADO (%)

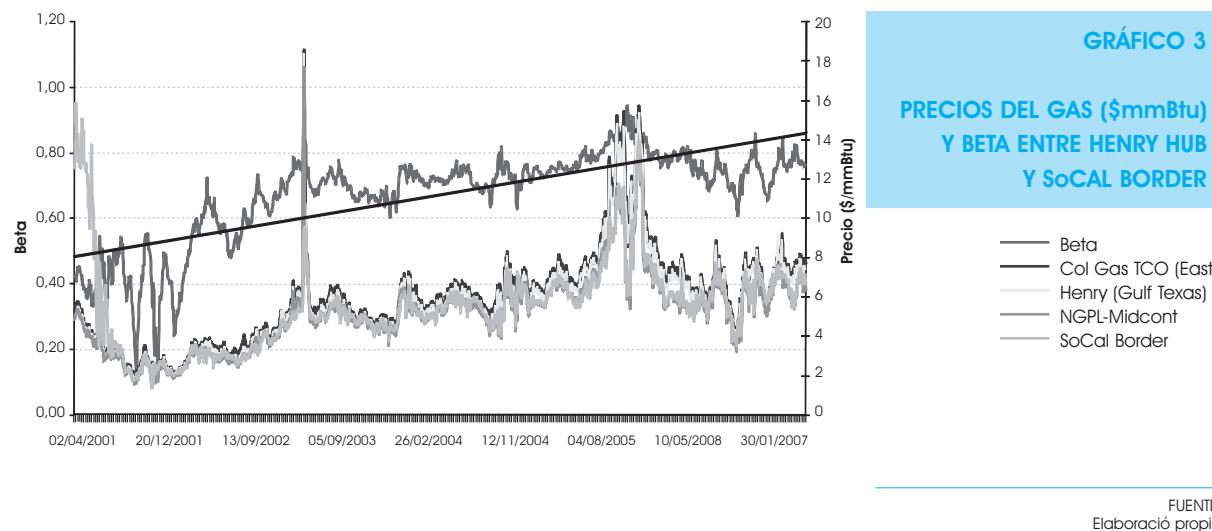
Año	Carbón	Fuel	Gas natural	Nuclear	Hidroeléctrico	Renovables	Otras	Total
1994	52,06	3,26	14,17	19,72	8,01	2,36	0,42	100
1995	50,97	2,22	14,79	20,08	9,27	2,21	0,45	100
1996	52,12	2,36	13,21	19,59	10,08	2,20	0,43	100
1997	52,83	2,65	13,73	18,00	10,21	2,21	0,37	100
1998	51,75	3,56	14,67	18,61	8,93	2,13	0,35	100
1999	50,91	3,20	15,06	19,71	8,65	2,15	0,33	100
2000	51,72	2,93	15,81	19,83	7,25	2,13	0,35	100
2001	50,95	3,34	17,10	20,58	5,81	2,09	0,13	100
2002	50,10	2,45	17,91	20,22	6,85	2,25	0,22	100
2003	50,83	3,07	16,74	19,67	7,10	2,25	0,34	100
2004	49,83	3,04	17,86	19,86	6,76	2,28	0,38	100
2005	49,65	3,02	18,69	19,29	6,65	2,34	0,36	100

FUENTE: Elaboración propia a partir de datos de Energy Information Administration

**CUADRO 2**  
**COEFICIENTE DE CORRELACIÓN ENTRE MERCADOS «SPOT» DE GAS NATURAL**

	Col Gas TCO (East)	Henry(Gulf Texas)	NGPL-Midcont	SoCal order(West)
Col Gas TCO (East)	1,0000	0'9986	0'9828	0'7583
Henry(Gulf Texas)	0'9986	1,0000	0'9842	0'7577
NGPL-Midcont	0'9828	0'9842	1,0000	0'7762
SoCal Border(West)	0'7583	0'7577	0'7762	1,0000

FUENTE: Elaboración propia a partir de datos de ICE



### Mercados de gas ↓

A lo largo de los últimos años se ha producido una convergencia entre los diversos mercados geográficos de gas en Estados Unidos. El cuadro 2 muestra la correlación entre los precios «spot» diarios, desde el 2 de abril de 2001 hasta el 28 de abril de 2007, en cuatro de estos mercados: Columbia Gas Transmission Corp.-TCO IPP Pool (Apalaches), Henry Hub (Tailgate, Louisiana), Natural Gas Pipeline Co. of America-Mid-Continent Pooling PIN y Southern California Border.

En el gráfico 3 se refleja la evolución de las cotizaciones en los cuatro mercados. Se observa una convergencia en precios entre SoCal Border (más alejado y menos correlacionado) y el resto de mercados considerados.

El gráfico 3 muestra que, en sólo seis años, se ha pasado de valores de beta de 0'40 a otros cercanos al 0'80, a pesar de ser mercados geográficos bastante alejados; Henry Hub está situado en el golfo de México, y SoCal Border en el sur de California.

### Mercados de electricidad ↓

La correlación entre los precios medios en horas punta en los mercados eléctricos es elevada, tal como indica el cuadro 3.

**CUADRO 3**  
**CORRELACIÓN ENTRE MERCADOS ELÉCTRICOS DE EEUU**

1-2-2001 al 4-4-2007

	Cinergy	PJM West	Entergy
Cinergy	1,0000	0'8829	0'8906
PJM West	0'8829	1,0000	0'7981
Entergy	0'8906	0'7981	1,0000

FUENTE: Elaboración propia

En el gráfico 4, en la páginas siguiente, aparece la convergencia entre los precios de dos mercados eléctricos: PJM West y Cinergy. Se observa una evolución positiva hacia la integración de ambos.

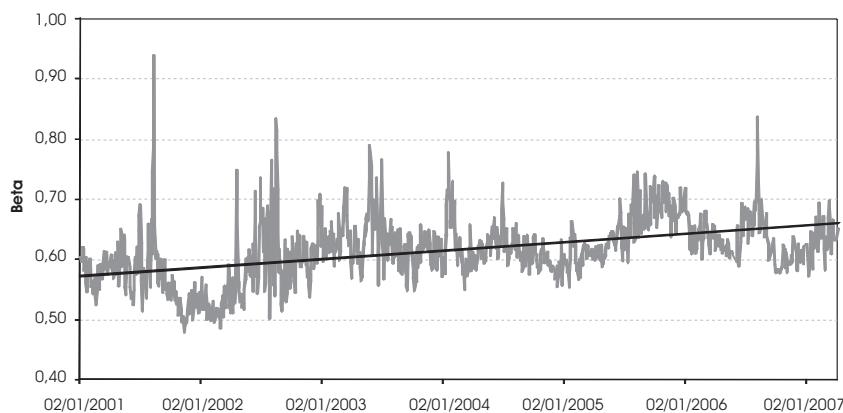


GRÁFICO 4

BETA ENTRE MERCADOS  
ELÉCTRICOS PJM WEST  
Y CINERGY

— Beta  
— Lineal (Beta)

FUENTE:  
Elaboración propia

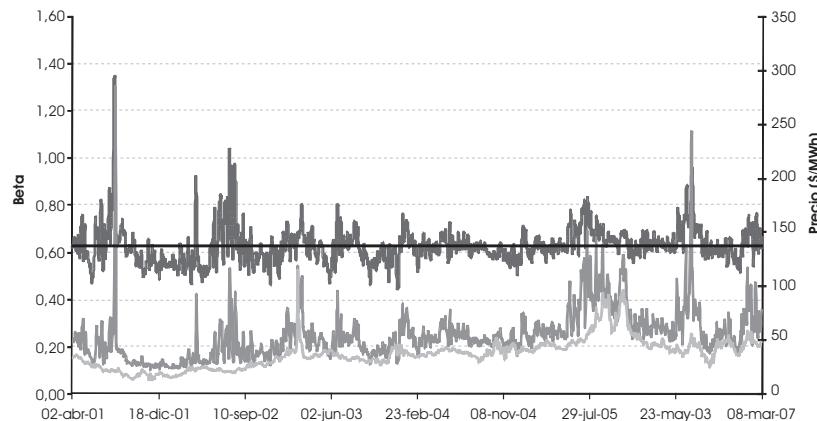


GRÁFICO 5

PRECIO DE ELECTRICIDAD  
(PJM WEST) Y GAS  
(HENRY HUB, 55% EFICIENCIA)  
Y BETA

— Beta  
— PJM West  
— Henry Conv.  
— Lineal (Beta)

FUENTE:  
Elaboración propia

## Mercados de gas y electricidad ↓

Se considera ahora la relación entre los precios de la electricidad (PJM West) y del gas (Henry Hub). Los últimos se convierten a \$/MWh, partiendo de los precios originales (en \$/mmBtu) y suponiendo una eficiencia del 55% en las centrales de ciclo combinado de gas natural (gráfico 5).

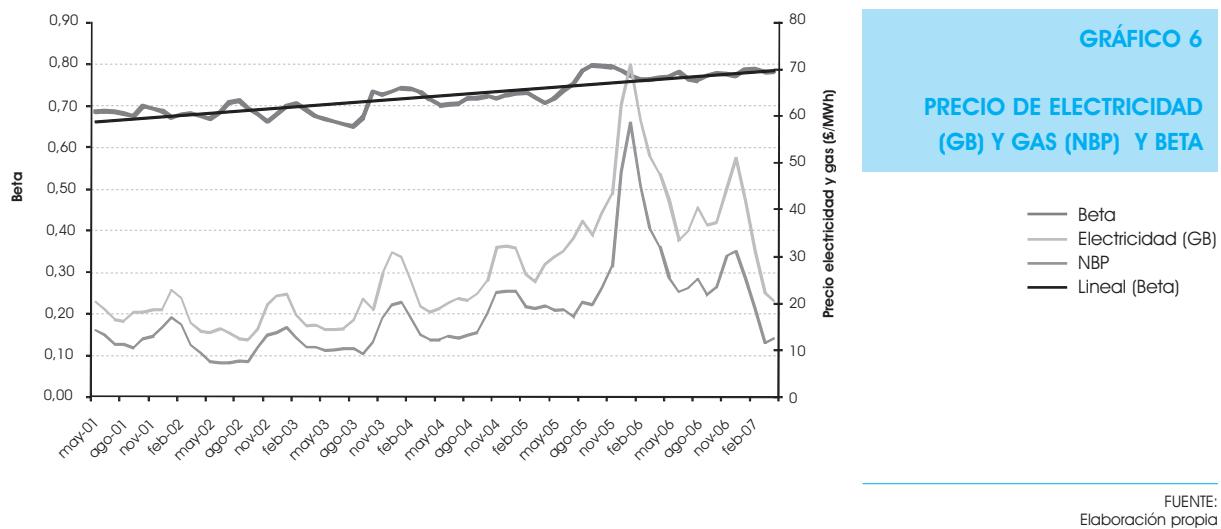
Se observa un cierto comportamiento paralelo, pero menos volátil, de los precios del gas, en comparación con los de la electricidad. El coeficiente de correlación en la muestra (constituida por 1.452 observaciones diarias) es 0,6682. El análisis con el filtro de Kalman proporciona unos valores de  $\beta$  que superan ligeramente el 0,60 y muestran una tendencia de convergencia muy suave.

## LA CONVERGENCIA EN GRAN BRETAÑA ↓

Tanto el mercado de generación eléctrica como el de gas están liberalizados. Además, este último mercado está unido físicamente al continente europeo por el gaseoducto conocido como «interconector» entre Bacton (Inglaterra) y Zeebrugge (Bélgica).

Suponiendo una eficiencia del 55% en la conversión del gas natural a electricidad, los precios medios mensuales (en £/MWh), desde mayo de 2001 hasta abril de 2007, muestran el comportamiento del gráfico 6.

Hay una correlación elevada entre los precios de la electricidad y del gas. La diferencia entre ambos (horquilla o «spread») muestra cierta variabilidad,



pero manteniendo siempre unos márgenes positivos relativamente estables; esto es importante desde el punto de vista de gestión de riesgos. Así, comprando en el mercado «spot» gas natural y generando casi inmediatamente energía eléctrica se asegura un margen positivo.

El precio de la electricidad en el mercado mayorista está altamente correlacionado con el precio del gas, tal como se muestra en el cuadro 4.

El parámetro  $\beta$  muestra una convergencia entre el gas cotizado en el National Balancing Point (NBP) británico y la electricidad en el mercado mayorista; evoluciona desde valores próximos a 0'70 hasta otros cercanos a 0'80 (gráfico 6).

## LA CONVERGENCIA EN EUROPA CONTINENTAL ↓

### Mercados de gas ↓

Durante los últimos años, los precios del gas han aumentado drásticamente a nivel mundial. Esto es cierto tanto para el gas importado en base a contratos a largo plazo con un precio ligado al petróleo como para los pocos mercados negociados de Europa. Varios factores explican este incremento en la UE: un aumento sostenido en los precios del crudo, un endurecimiento de las restricciones ambientales, que tienden a estimular el uso del gas frente al carbón o al petróleo, y un aumento de la demanda.

Otro factor que muy probablemente incidirá elevando el precio del gas a corto plazo es la proporción creciente de LNG, que generalmente es más caro que el enviado por gaseoducto (9). Por otro lado, sin

CUADRO 4  
CORRELACIÓN ENTRE EL MERCADO ELÉCTRICO BRITÁNICO DE GAS

	Electricidad	NBP	Zeebrugge
Electricidad	1,0000	0'9705	0'9606
NBP	0'9705	1,0000	0'9884
Zeebrugge	0'9606	0'9884	1,0000

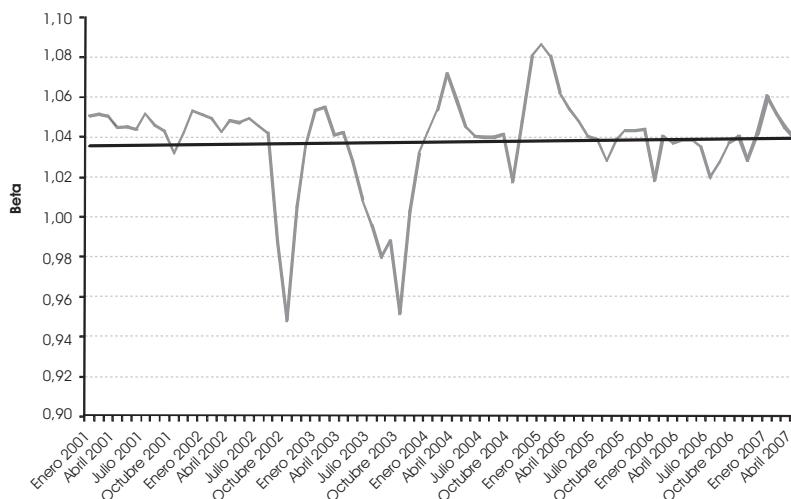
FUENTE: Elaboración propia

embargo, parece que el precio del gas permanecerá competitivo en tanto el número de oferentes aumente y la oferta sea abundante (10).

La UE produce sólo alrededor del 46% del gas que consume. Se espera que la demanda de gas aumente un 1'8% en promedio durante el período 2002-2030, pero que la producción europea disminuya al mismo tiempo. Habrá, pues, un crecimiento notable en las importaciones de gas durante las dos décadas próximas.

Kjärstad y Johnsson (2007) muestran los proyectos de importación existentes y previstos en la UE-25 que se espera que entren en funcionamiento para el año 2011. De sus datos se desprende que los Estados miembros están haciendo un esfuerzo importante en términos de capacidad de importación, a fin de mantener ésta en 1'5 veces las importaciones reales. Estas nuevas infraestructuras no sólo facilitarán la conexión de la UE con el entorno exterior, sino que también contribuirán a vertebrar la red interior.

Por su parte, la Directiva UE 1998/30/EC dio un impulso importante al proceso de liberalización del mercado de gas natural, cuyo objetivo último era crear un



**GRÁFICO 7**  
**BETA ENTRE NBP Y ZEEBRUGGE**

— Beta  
— Lineal (Beta)

FUENTE:  
Elaboración propia

único mercado europeo integrado. Ese mismo año se conectó el mercado británico (liberalizado) con el continental (no liberalizado y vinculado al precio del petróleo) mediante el interconector (11). Se esperaba que esta conexión física propiciase una convergencia en los precios al contado del gas en las dos zonas, de modo que la diferencia de precios se limitase a los costes de transporte. Surgieron así los mercados («hubs») en Gran Bretaña (National Balancing Point, NBP) y Bélgica (Zeebrugge). Ambos permiten acceder a mercados tanto al contado como a plazo («forward») relativamente maduros, líquidos y transparentes. También se creó un mercado en Bunde (Alemania) y el «Title Transfer Facility» (TTF, en Holanda), aunque no están tan desarrollados.

Estos mercados han atraído una atención considerable con respecto a su integración o convergencia. Por ejemplo, Asche *et al.* (2001, 2002) observan un grado creciente de integración en los precios del gas natural a nivel de países europeos. Una pregunta importante es si este proceso ha llevado a una convergencia entre los precios en países diferentes.

Neumann *et al.* (2006) responden a dicha pregunta. Sus resultados muestran que la construcción del gasoducto entre NBP y Zeebrugge ha conducido a una convergencia en precios diarios casi perfecta entre los dos extremos del interconector en el periodo de tiempo estudiado (marzo de 2000 a febrero de 2005). En cambio, la liberalización en Europa continental no parece estar dando los mismos resultados (12).

A continuación, se replica en cierto sentido este análisis, utilizando el filtro del Kalman con 76 obser-

vaciones de precios medios mensuales, que van desde enero de 2001 a abril de 2007 (gráfico 7). La existencia del interconector vincula fuertemente los precios del gas natural del Reino Unido con los de Bélgica, como muestran unos valores de  $\beta$  muy cercanos en todo momento a uno.

Seguidamente, se toman los precios diarios del gas en Zeebrugge y TTF, desde el 27 de noviembre de 2003 hasta el 12 de abril de 2007. Analizando estos datos se obtiene el gráfico 8, en la página siguiente. Las cotizaciones muestran un coeficiente de correlación de 0,7852. Sin embargo, el grado de convergencia es modesto.

### Mercados de gas y electricidad ↓

Los precios de la electricidad están determinados por múltiples condiciones físicas (climatología, hidrología, sobrecargas), costes de combustibles, medidas ambientales (comercio de permisos) y factores de mercado (oferta y demanda, necesidades de inversión). Esta multiplicidad de factores, así como la dificultad de almacenaje, complica el predecir cualquier precio de la electricidad.

Son varias las tecnologías que generan electricidad en la UE. Como es natural, la evolución de sus componentes de coste influye decisivamente sobre los precios de generación. Es razonable, por tanto, decir que los precios del gas (junto a los del carbón, o los del fuel oil) son esenciales para explicar las variaciones de los precios de la electricidad en Europa.

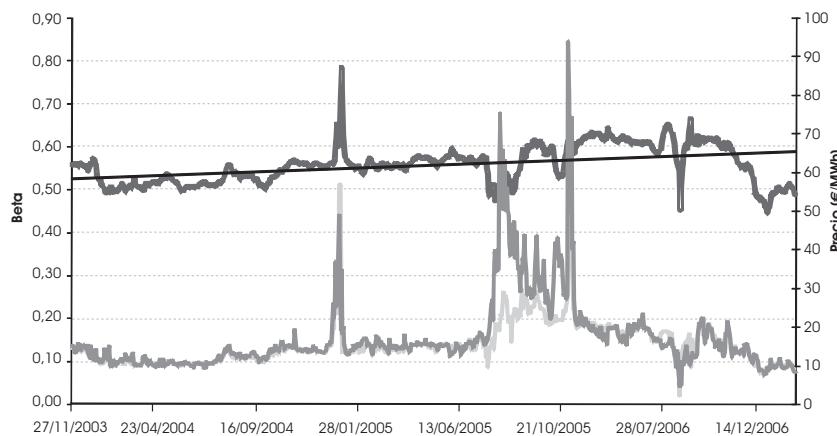


GRÁFICO 8  
PRECIO DEL GAS  
EN ZEEBRUGGE Y TFF Y BETA

Beta  
TFF  
Zeebrugge  
Lineal (Beta)

FUENTE:  
Elaboración propia

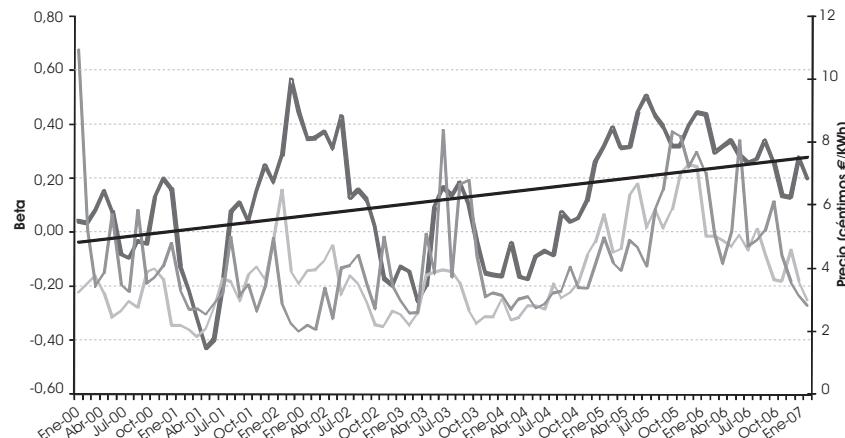


GRÁFICO 9  
PRECIO DE ELECTRICIDAD  
EN OMEL Y APX Y BETA

Beta  
OMEL  
APX  
Lineal (Beta)

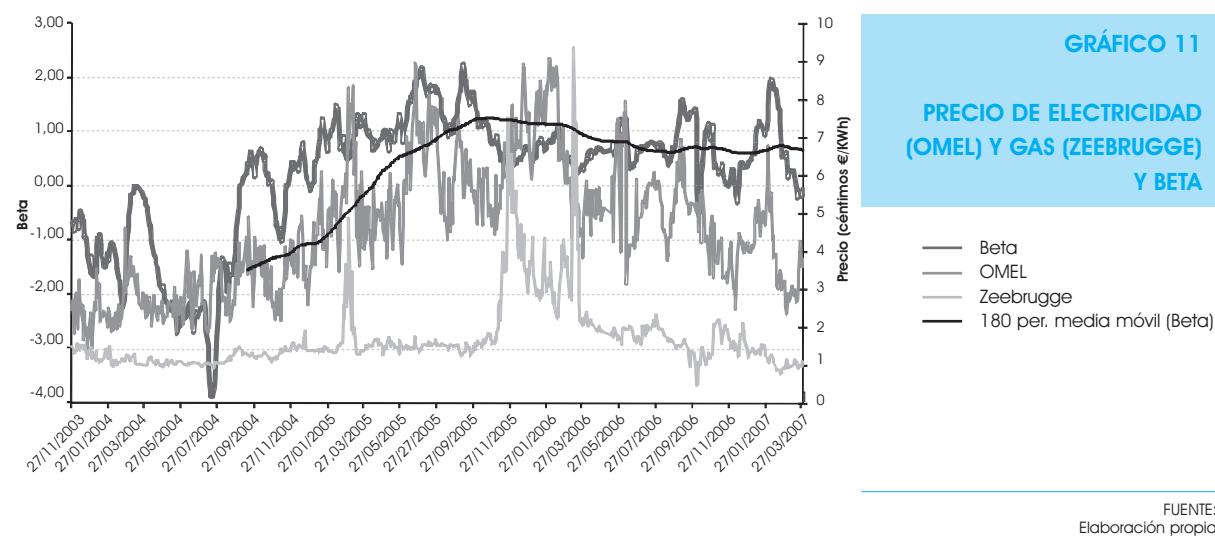
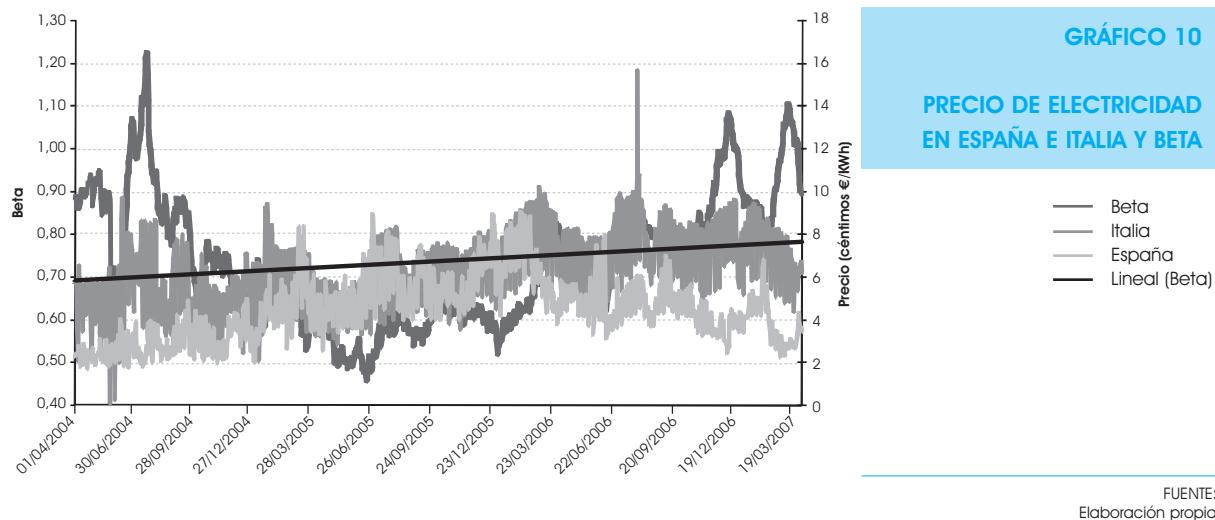
FUENTE:  
Elaboración propia

Las tecnologías basadas en el gas natural, sobre todo las turbinas de gas en ciclo combinado, son a menudo las tecnologías marginales que establecen el pico de precios de la electricidad en el mercado a un día vista. Pueden también determinar los precios fuera de pico. Por ello, las oscilaciones en el mercado de gas tienen un impacto directo en el mercado eléctrico, tanto en términos del nivel del precio como de su volatilidad.

Además, la existencia de gas en un determinado punto podría llevar, si las infraestructuras lo permiten, a elegir el lugar óptimo de producción eléctrica. Por ejemplo, generar electricidad en A y transportarla por la red a B (donde se necesita), asumiendo las pérdidas de la red eléctrica correspondiente, o transportar el gas a B, pagando los costes de transporte por gaseoducto o por LNG, y allí generar la energía eléctrica.

En los mercados energéticos desarrollados, los precios de varios combustibles están altamente correlacionados entre sí. Según Yang y Blyth (2007), en la mayoría de los países de la OCDE los precios de la electricidad reflejan los precios del gas. Utilizando precios trimestrales desde 2003 a 2005, los valores extremos del coeficiente de correlación se alcanzan para Finlandia (0'33, altamente dependiente de la hidrología) y Reino Unido (0'989, mercado liberalizado). A nivel de la OCDE, los precios medios de la electricidad siguieron a los del gas, con una correlación de 0'763.

Se analiza, a continuación, la evolución de dos mercados geográficamente alejados, OMEL (España) y APX (Holanda), pero que tienen en común un peso importante del gas en la generación eléctrica. Los precios mensuales presentan una correlación de 0'4523 y se mueven como muestra el gráfico 9. Hay



una cierta aproximación, al final del periodo. Se va de la inexistencia de relación entre los precios hasta una convergencia muy modesta todavía.

Por su parte, los precios diarios de la electricidad en Italia y España se han comportado como muestra el gráfico 10. De acuerdo con el parámetro beta, existe un grado de convergencia elevado.

Se comparan, por último, los precios diarios del gas en Zeebrugge con los de la electricidad en el mercado OMEL, suponiendo —como antes— una eficiencia del 55% en la transformación. Véase el gráfico 11. El coeficiente de correlación es 0'5311. La beta es bastante inestable, pero sí se aprecia una aproximación hacia la convergencia.

### Mercados de gas, electricidad y CO<sub>2</sub> ↓

El Protocolo de Kioto establece objetivos de emisiones sobre un periodo de compromiso de cinco años. Acorde con esta estructura, el ETS también asigna permisos de emisión sobre periodos de contratación de 5 años. Parece claro que la longitud de estos plazos es un factor importante a la hora de considerar el riesgo en el precio del CO<sub>2</sub> (13).

El precio del CO<sub>2</sub> viene creado básicamente por la regulación pública. Por tanto, la incertidumbre que rodea dicho precio se debe también a la regulación pública o, en otras palabras, a la incertidumbre que rodea la regulación pública.

Se supone que el coste del CO<sub>2</sub> se repercute sobre el precio de la electricidad, ya sea al 100% o en menor cuantía. La medida en que hacerlo es una cuestión compleja. La Teoría Económica sugiere que el precio del CO<sub>2</sub> se trate como un coste de oportunidad: la decisión de generar compite con la posibilidad de no hacerlo y vender los derechos sin usar en el mercado. Por tanto, el precio del CO<sub>2</sub> debe ser siempre incluido en el precio de la electricidad. En la realidad, sin embargo, otros factores pueden influir sobre el grado en que se repercute, entre ellos el nivel de elasticidad de la demanda, el modo de asignación a las centrales existentes y nuevas, la regulación pública del precio de la electricidad, y la estructura de propiedad del mercado (14).

Por otra parte, el precio de la electricidad viene determinado por la planta marginal en el mercado. Dependiendo del grado en que el precio del CO<sub>2</sub> pase a la electricidad, las decisiones de inversión en tecnologías más limpias pueden verse alteradas y esto, a su vez, influir sobre el perfil de la que será la planta marginal en un momento dado.

Siguiendo a Reinaud (2007), no hay una respuesta única a la pregunta de cómo ha afectado el ETS a los precios de la electricidad. Las estimaciones empíricas son, en el mejor de los casos, tentativas, debido a que:

- ✓ No hay un único mercado eléctrico de la UE, sino varios mercados y marcos regulatorios a lo largo y ancho de la misma (aunque existen interconexiones entre ellos).
- ✓ Otros muchos factores influyen sobre los precios de generación, tales como los del gas natural o el uso potencial del poder de mercado por las compañías eléctricas.
- ✓ No se puede acceder a las estrategias de puja (ofertas), ni al proveedor marginal del mercado. En la práctica, además, la tecnología marginal puede cambiar durante ciertas horas, días y/o en el tiempo durante el periodo punta (incluidos los cambios en la eficiencia marginal del combustible).

Más aún, si se tiene en cuenta que el precio pagado por el usuario final es una mezcla de varios precios de mercado y difiere de unas categorías de usuario final a otras, el impacto del CO<sub>2</sub> sobre los precios del usuario último es incluso menos conocido que el impacto sobre los precios de generación.

Las consideraciones anteriores ayudan a comprender los valores del cuadro 5, referido a un entorno más amplio que el de la UE.

#### CUADRO 5 COEFICIENTES DE CORRELACIÓN EN LA OCDE

Precios trimestrales 2003-2005			
	Precio electricidad	Precio gas	Precio CO <sub>2</sub>
Precio electricidad	1,00	0,76	0,37
Precio gas	0,76	1,00	0,48
Precio CO <sub>2</sub>	0,37	0,48	1,00

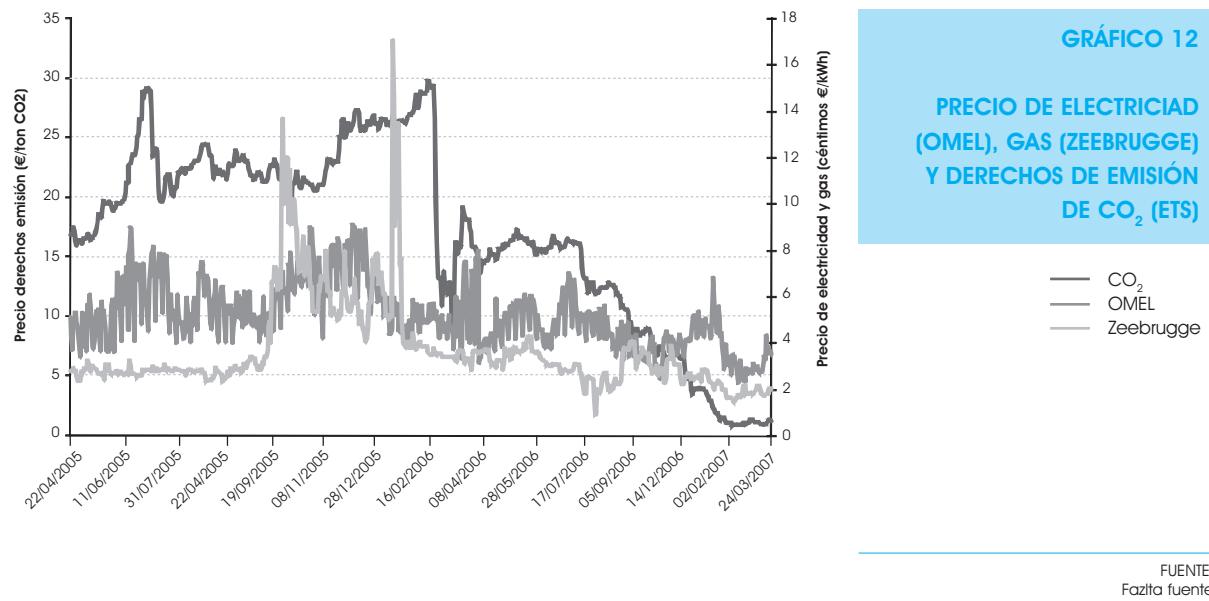
FUENTE: Yang y Blyth (2007)

En el caso concreto del ETS, las fluctuaciones en los precios del CO<sub>2</sub> y del gas han estado muy correlacionadas hasta la fecha. Pero esto puede no seguir siendo así en adelante, pues el precio del CO<sub>2</sub> depende de otros muchos determinantes.

Hay una diferencia importante entre los recursos energéticos y los permisos de CO<sub>2</sub>. No hay, *a priori*, necesidad por día o por hora de permisos de emisión, mientras que las instalaciones industriales dependen de una oferta sostenida de energía para funcionar. Las instalaciones sometidas al ETS necesitan sólo tener permisos por su nivel de emisiones una vez al año. Además, ya les ha sido asignada la inmensa mayoría de sus necesidades bajo los primeros Planes Nacionales de Asignación (PNA). Estas diferencias pueden hacer que el mercado de CO<sub>2</sub> sea estructuralmente menos líquido y profundo que el de petróleo, por ejemplo.

El gráfico 12 ilustra la evolución del precio de CO<sub>2</sub>. La elevada volatilidad durante 2005 tiene mucho que ver con los anuncios de los PNAs para el primer periodo de compromiso. El 15 de mayo de 2006 es el día en que la Comisión Europea publicó datos de emisiones de instalaciones incluidas en el sistema y se supo de un exceso de oferta de permisos para 2005; esta información hizo que los precios del CO<sub>2</sub> se desplomaran. No obstante, la caída comenzó antes, cuando los primeros países informaron que las emisiones reales verificadas en 2005 estaban un 10% o más por debajo de las asignaciones que habían otorgado a sus industrias. Los agentes del mercado se dieron cuenta de que iba a haber muchos más permisos suplementarios hasta 2007 de lo que habían pensado.

La caída, superior al 50%, acaecida a mediados de mayo de 2006, hizo que los precios de la electricidad cayeran también en varios mercados europeos, incluido el español. Ello demuestra que el precio del CO<sub>2</sub> se repercute en el de la electricidad. No obstante, los cambios en éste último no tienen por qué ser explicados adecuadamente por los cam-



bios en aquél, pues son debidos en gran medida a otros factores. Nótese que esto no implica que cuando la correlación es más baja los productores no repercutan los costes del CO<sub>2</sub> en los precios de la electricidad.

El gráfico también muestra la evolución de los precios diarios de la electricidad en España y del gas en Zeebrugge. Durante el último mes de 2005 y los primeros de 2006, en que los precios del gas son inusualmente altos, los de la electricidad se sitúan también en niveles relativamente altos. Desde mayo de 2006, unos y otros van más o menos acompañados en las subidas y bajadas, aunque no necesariamente sincronizados.

La serie del CO<sub>2</sub> muestra claramente un antes y un después. Con la excepción del desplome, hasta finales de 2006 puede apreciarse cierta semejanza entre su perfil y el de la electricidad. En los últimos meses, sin embargo, nada parece frenar su descenso. En cuanto a su paralelismo con el gas, nunca parece haber sido muy estrecho.

## CONCLUSIONES ↓

El punto de partida en este trabajo era la constatación de que la convergencia entre los sectores de la electricidad y el gas ha avanzado en el pasado de la mano de la liberalización en ambos. La evidencia empírica aquí presentada refuerza dicha relación, tanto en su vertiente geográfica como temporal. Ello no significa, obviamente, que el proceso avance a un solo ritmo o que el estadio alcanzado sea el mismo.

En general, los países donde la desregulación o liberalización ha ido más lejos (habitualmente anglosajones) son también aquéllos donde la convergencia alcanzada es también mayor. Esto es así dentro de un mismo sector (como el del gas en Estados Unidos, por ejemplo) y entre sectores (de gas y electricidad en Gran Bretaña).

La convergencia, en cualquier caso, no puede considerarse como algo automático, y menos aún que avanzará sin más al ritmo deseado. Liberalizar más o menos responde, entre otros factores, a un impulso político. En este sentido, la Unión Europea parece encontrarse en una posición relativamente rezagada.

No obstante, los avances tecnológicos y los argumentos económicos desempeñan también un papel crucial. El análisis aquí presentado sugiere que estos factores empujan a su vez en la dirección adecuada, pues el grado de convergencia muestra reiteradamente un perfil creciente. En ocasiones, sin embargo, el nivel inicial es tan bajo, o el ritmo tan lento, que se tardará algún tiempo en alcanzar la cota deseada.

## APÉNDICE. FILTRO DE KALMAN Y CONVERGENCIA

Cuando se trata de estudiar relaciones entre precios, el precio del bien en un mercado puede expresarse como función del precio en el otro mercado y de los costes de transacción y/o transporte entre uno y otro. Si se dispone de los pares de precios, es posible aplicar el Filtro de Kalman. De ahí

resulta un coeficiente que varía en el tiempo,  $\beta_t$ , el cual es un indicador de la fuerza de la relación entre los precios (Harvey, 1990).

En el contexto del análisis de regresión, el punto de partida lo constituye la expresión siguiente (Neumann *et al.*, 2006):

$$\ln B_t = c + \beta_t \ln A_t + \varepsilon_t \quad (1)$$

donde  $A_t$  y  $B_t$  son los precios del bien en los lugares A y B en el momento  $t$ . Además,  $c$  denota los costes de transacción y transporte (supuestos constantes) entre ambas localidades. La perturbación aleatoria se distribuye según  $\varepsilon_t \sim N(0, \sigma^2_\varepsilon)$ . Por su parte, el parámetro  $\beta$  permite evaluar el grado de convergencia:

- ✓ si  $\beta = 1$ , los precios relativos se mantienen constantes, se cumple la ley del precio único y los mercados están totalmente integrados.
- ✓ si  $\beta = 0$ , no hay relación entre un precio y el otro y los mercados no están integrados.
- ✓ si  $\beta \rightarrow 1$  a lo largo del tiempo, se avanza hacia una mayor integración; lo contrario sucede si  $\beta$  se va alejando cada vez más de uno.

El parámetro  $\beta_t$  evoluciona en el tiempo según la ecuación de transición:

$$\beta_t = \beta_{t-1} + \eta_t \quad (2)$$

donde  $\eta_t$  tiene media cero y  $\text{Var}(\eta_t) = \sigma^2_\eta \Delta_t$

El Filtro de Kalman es un procedimiento recursivo que estima primero  $\beta_t$  utilizando la información disponible hasta  $t-1$ . En el paso siguiente, tiene lugar la información de la fecha  $t$  y las estimaciones de  $\beta_t$  se actualizan usando dicha información. El dotar a este procedimiento de unas condiciones iniciales permite obtener estimaciones óptimas de  $\beta_t$ , a medida que se dispone de cada nueva observación. El filtro repite estos pasos sucesivamente hasta utilizar todas las observaciones disponibles.

#### NOTAS ↓

- (1) En un contexto de monopolio, ya sea público o privado regulado, con sus clientes cautivos, el riesgo derivado de invertir en proyectos de generación más grandes o a más largo plazo queda muy diluido. En un marco liberalizado, sin embargo, quienes toman las decisiones no son inmunes a las consecuencias de las mismas; arriesgan su propio dinero, o el de sus accionistas y banqueros. Los objetivos perseguidos en uno y otro marco no tienen por qué ser los mismos. El horizonte temporal relevante también puede ser distinto.

- (2) Desde un punto de vista conceptual, la convergencia entre las industrias del gas y de la electricidad puede establecerse en tres tramos: convergencia en exploración y desarrollo («upstream»), explotación y negocio («midstream»), y distribución y comercialización («downstream»). El tramo superior de la industria del gas se presta a fusiones con el del petróleo, mientras que los otros dos se prestan más a fusiones con la electricidad. Un análisis de las repercusiones de esta convergencia sobre las actividades de fusión y adquisición de empresas, y sobre la política energética, puede encontrarse en Toh (2004).
- (3) No debe olvidarse que el gas natural es una mercancía física (que, como tal, puede almacenarse), mientras que la electricidad se genera en cada momento, debiendo equilibrarse la oferta con la demanda.
- (4) La opción de almacenar CO<sub>2</sub> a bajo coste en depósitos subterráneos también afectará a la demanda de gas natural, pues dicha tecnología puede permitir una mayor generación basada en carbón bajo restricciones a la emisión más estrictas.
- (5) Estos contratos obligan al comprador a pagar por el suministro aunque no se consuma; de este modo, eximen al productor de los riesgos de volumen y precio.
- (6) De hecho, en los países en que el mercado de gas está liberalizado, los contratos se vinculan a precios «spot», como el precio del gas en Henry Hub para Estados Unidos. Al mismo tiempo, se avanza hacia una mayor flexibilidad en los contratos «take or pay» y se recortan los plazos de éstos.
- (7) Así, los mayores precios del LNG en Europa, en particular en España, han hecho que los metaneros se hayan dirigido preferentemente a Europa, disminuyendo las importaciones de LNG de Estados Unidos.
- (8) Diversas informaciones cifran entre 2500 y 4000 km. el límite a partir del cual es menos costoso utilizar el transporte de LNG frente a los gaseoductos (si es que esta alternativa existe).
- (9) Así, los costes del gas bombeado desde Argelia y Libia a Italia y España se encuentran entre 1'08 y 1'68 \$/millón de termias británicas, mientras que el LNG desde dichos países tendrá un coste entre 2'42 y 2'60.
- (10) A los principales proveedores (Argelia, Noruega, Rusia), se añadirán o incrementarán Egipto, Libia, Nigeria, Qatar, Abú Dabi, Angola, Guinea Ecuatorial, Omán, Trinidad y Tobago, Irán y otros. Además, el descenso de los costes de transporte, unido al aumento de los precios del gas, está haciendo que determinados recursos que antes no eran rentables se extraigan y comercialicen.
- (11) Los flujos de gas se mueven en un sentido u otro según los precios en ambos mercados. Lógicamente los cambios en el sentido de los flujos de gas no pueden ser instantáneos.
- (12) La posterior Directiva 2003/55/EC pretende acelerar el proceso de reforma en la industria del gas natural.
- (13) En la medida en que al término de cada periodo se despeja una parte importante de incertidumbre, la secuencia temporal en que llega la información puede dar lugar a ciclos en las decisiones de inversión. Si los plazos son breves, mostrarían un perfil de dientes de sierra que, en principio, no tiene por qué ser deseable. Véase a este respecto Blyth y Yang (2006).
- (14) Por ejemplo, la posibilidad de que los permisos futuros se distribuyan sobre la base de las emisiones actuales incentiva a no repercutir todo el coste de oportunidad: hacerlo podría llevar a una menor demanda de electricidad, menores emisiones y menor asignación de «rentas».

## BIBLIOGRAFÍA ↓

- ÁLVAREZ, E. (1998): «La interrelación del gas y la generación eléctrica ante la Ley de Hidrocarburos». *Economía Industrial*, nº 321, pp. 123-133.
- ASCHE, F., OSMUNDSEN, P. y TVETERAS, R. (2001): «Market integration for natural gas in Europe». *International Journal of Global Energy Issues*, 16, 300-312.
- ASCHE, F., OSMUNDSEN, P. y TVETERAS, R. (2002): «European market integration for gas? Volume flexibility and political risk». *Energy Economics*, 24, 249-265.
- BLYTH, W. y HAMILTON, K. (2006): «Aligning climate and energy policy», Chatham House. En <http://www.chathamhouse.org.uk/pdf/research/sdp/Stern%2010406.pdf>
- BLYTH, W. y YANG, M. (2006): «Impact of climate change policy uncertainty in power investment». IEA Working Paper.
- BOGAS, J. D. (1998): «La convergencia de gas y electricidad en el mercado energético global». *Economía Industrial*, nº 321, pp. 111-122.

- BRITO, D.L. y HARTLEY, P.R. (2007): «Expectations and the evolving world gas market». *Energy Journal*, vol. 28, nº 1, pp. 1-24.
- HARVEY, A.C. (1990): *Forecasting, structural time series models and the Kalman filter*. Cambridge University Press.
- IEA (2004): *World Energy Outlook*. OECD Paris.
- GEMAN, H. (2005): *Commodities and commodity derivatives*. Wiley Finance.
- KJÄRSTAD, J. y JOHNSSON, F. (2007): «Prospects of the European gas markets». *Energy Policy* 35, pp. 869-888.
- NEUMANN, A., SILVERSTOVS, B. y VON HIRSCHHAUSEN, C. (2006): «Convergence of European spot market prices for natural gas? A real-time analysis of market integration using the Kalman Filter». *Applied Economics Letters*, vol. 13, pp. 727-732.
- REINAUD, J. (2007): «CO2 allowance & electricity price interaction» OECD/IEA February.
- TOH, K-H. (2004): «The impact of convergence of the gas and electricity industries: trends and policy implications». International Energy Agency, IEA Working Paper.
- YANG, M. y BLYTH, W. (2007): «Modeling investment risks and uncertainties with Real Options approach». IEA Working Paper.