

CONVERGENCIA GAS-ELECTRICIDAD. EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS EN EL MERCADO ESPAÑOL

JUAN JOSÉ MUÑOZ RUEDA

ENDESA.

Los sectores eléctrico y gasista, que históricamente habían estado poco vinculados, han ido convergiendo progresivamente en las dos últimas décadas hasta alcanzar la situación actual, en que existen fuertes relaciones cruzadas, que sin duda seguirán aumentando en los próximos años, y cuyo análisis es precisamente el objeto de este artículo. En él se abordan,

desde una perspectiva global, los fundamentos de la convergencia gas-electricidad, su estado de avance actual y las perspectivas e implicaciones a futuro. En particular, se analiza la convergencia gas-electricidad en los negocios mayoristas de gas y electricidad, en el desarrollo y la gestión de infraestructuras de transporte, almacenamiento y regasificación, en la comercialización a clientes y en la regulación de ambos sectores.

Hasta finales de los años ochenta, la penetración del gas en España era muy incipiente, si bien el consumo crecía a fuertes tasas (gráfico 1, en la página siguiente) a base de competir con otros vectores energéticos (electricidad, butano, gasóleo) en aplicaciones térmicas como agua caliente y calefacción en el segmento residencial y calderas de vapor y hornos en aplicaciones industriales (Sedigas, 2006 y 2007).

En esta década algunas centrales térmicas de fuel instalaron quemadores bicomcombustibles que les permitían utilizar gas natural para generar electricidad, evitando así los elevados costes de fuel. No obstan-

te, el consumo de gas de estas centrales ha sido siempre marginal, quedando muy condicionado en cada momento por el índice de hidraulicidad y el comportamiento de la demanda frente a olas de frío ,y en los últimos años, también de calor, en la medida que se ha generalizado el uso de acondicionadores de aire.

Desde finales de los ochenta se inició la proliferación en España de instalaciones de cogeneración, permitiendo un rapidísimo crecimiento del consumo de gas, primero en el segmento industrial y posteriormente en el sector servicios. Fue precisamente con la cogeneración como comenzó el camino de la convergencia gas-electricidad, si bien el peso relativo de la cogeneración en el mix de generación eléctrica tardó casi una década en llegar a ser relevante (gráfico 2, en la página siguiente).

Este fuerte crecimiento de la cogeneración se fundamentaba en la mayor eficiencia energética y en un favorable tratamiento regulativo. Ambos factores propiciaban importantes ahorros en los costes energéticos de los industriales que apostaban por esta tecno-

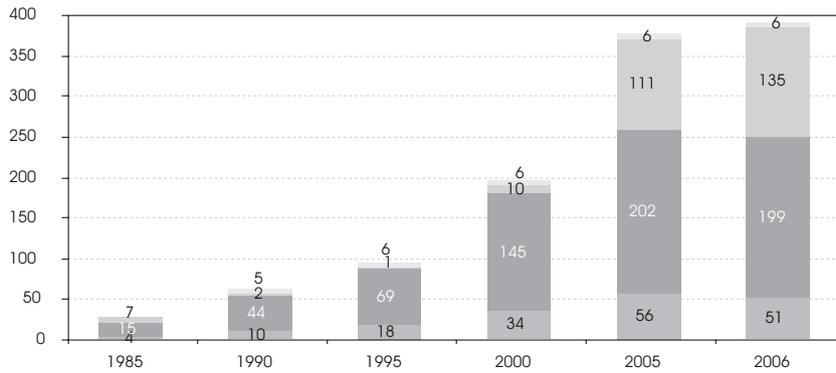


GRÁFICO 1
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA POR USOS DE CONSUMO

- Usos no energéticos
- Generación eléctrica (biocombustibles y ciclos combinados)
- Industrial
- Doméstico comercial

FUENTE:
SEDIGAS «Informe Anual»

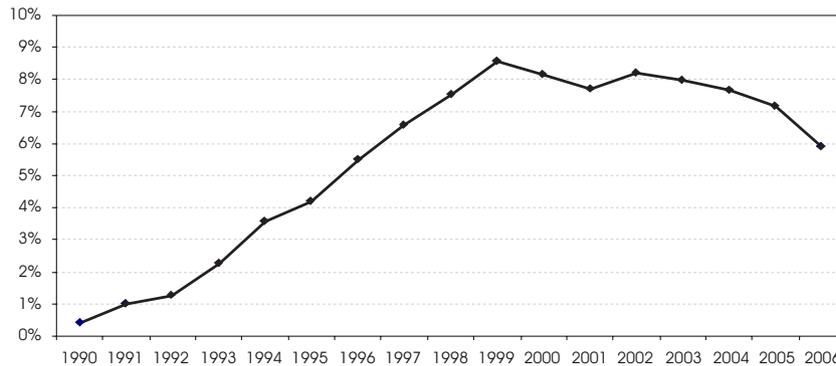


GRÁFICO 2
EVOLUCIÓN DE LA CUOTA DE COGENERACIÓN DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

FUENTE:
CNE «Información estadística sobre las ventas de energía del régimen especial»

logía, razón por la cual empresas eléctricas, gasistas, ingenierías y diversos entes estatales y autonómicos participaron activamente en el desarrollo de este nuevo negocio que por primera vez hacía confluir los negocios gasista y eléctrico, aunque en un entorno muy condicionado por la aplicación de precios regulados y por la ausencia de competencia en el suministro/venta de ambas energías (CNE, 2007a).

A principios de los noventa la política energética, además de fomentar decididamente el desarrollo de las energías renovables, se orienta hacia el gas a través de la cogeneración y los ciclos combinados, como la principal opción para atender las necesidades de nueva capacidad de generación que se esperaban a medio y largo plazo, ya que en aquel momento el sector eléctrico vivía en una situación de sobrecapacidad instalada en generación. Los principales factores favorables a esta elec-

ción de la política energética eran la disponibilidad de gas y la fiabilidad de suministro, el mejor rendimiento energético, el menor impacto ambiental y las menores necesidades de CAPEX (1) de los ciclos combinados en comparación con el resto de tecnologías de generación existentes. En consecuencia, las expectativas para la generación eléctrica, que apuntaban a que el coste marginal de la nueva generación rondaría los 36,06 €/MWh frente al coste medio de generación existente que casi alcanzaba las 60,10 €/MWh, facilitaban el tránsito hacia un modelo de libre competencia en el sector eléctrico.

Ya a finales de los noventa se iniciaron los procesos apertura a la competencia en ambos sectores, que aunque sin duda han experimentado ritmos y grados de éxito dispares, han contribuido de forma irreversible al proceso de convergencia.

La primera evidencia de la convergencia de ambos negocios la aportan las estrategias desarrolladas por las empresas de ambos sectores en los últimos años. A título de ejemplo cabe citar:

a) Diversas empresas eléctricas se han integrado en el negocio gasista, con distintos enfoques. Así por ejemplo EdP-HC optó por los movimientos corporativos para sumar a sus negocios a otras empresas gasistas de menor tamaño. Endesa e Iberdrola, por su parte, se decantaron por un desarrollo progresivo basado en la inversión en infraestructuras y contratos de aprovisionamiento. Finalmente Unión Fenosa optó por acometer, mediante una alianza con ENI, un proyecto más integral con su inversión en Egipto.

b) El operador dominante en el sector gasista se ha integrado en el negocio eléctrico, en España y en otros países, invirtiendo en generación eléctrica, tanto en CCGT (2) como en energías renovables, y desarrollando también su presencia en comercialización eléctrica.

c) Se han producido numerosas tentativas de operaciones corporativas entre empresas gasistas y eléctricas, si bien hasta el momento son más las que se han quedado en el intento que las que se han completado con éxito.

d) Los nuevos entrantes y los operadores tradicionales del sector eléctrico invierten en ciclos combinados y participan también en el negocio de comer-

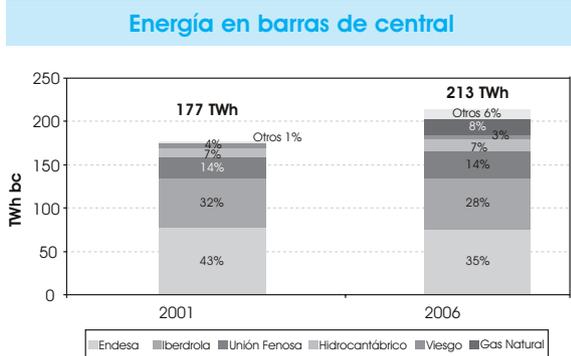
cialización de gas, lo que ha propiciado un elevado número de nuevos agentes en ambos sectores.

Sin duda los procesos de liberalización en los sectores de la electricidad y del gas han actuado como catalizadores de la convergencia entre ambos negocios y, al mismo tiempo, la convergencia ha propiciado los movimientos corporativos, alianzas e inversiones. Todo ello ha redundado en un impulso a la intensidad competitiva en ambos sectores, al menos desde el punto de vista de los clientes, que actualmente disponen de un gran número de posibles suministradores, tanto de gas como de electricidad. Aunque este efecto, especialmente en electricidad, ha quedado muy amortiguado por las distorsiones regulativas de unas tarifas que no se fijan atendiendo al precio de la energía. En el sector gasista, que también adolecía de estos problemas regulativos, la situación cambió drásticamente con la eliminación de las tarifas para la mayor parte de los grandes clientes. Sin embargo, este aspecto está aún pendiente de solución en el sector eléctrico.

Las implicaciones de la convergencia de ambos sectores se concentran principalmente en los negocios mayoristas, entendiendo como tales el aprovisionamiento de gas, la generación y la compra/venta mayorista de energía (gas y electricidad); en el desarrollo y la gestión de infraestructuras de transporte, almacenamiento y regasificación; en la comercialización a clientes, y en la regulación de ambos sectores.

GRÁFICO 3

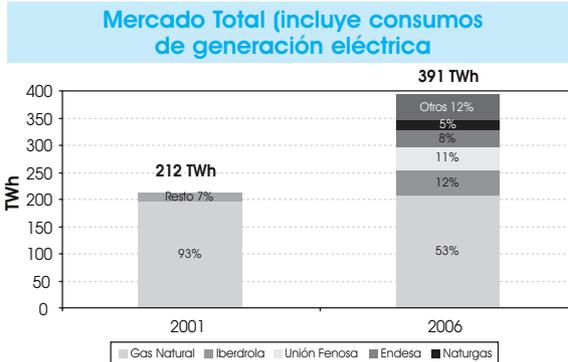
EVOLUCIÓN DE LA CUOTA NETA DE GENERACIÓN DEL RÉGIMEN ORDINARIO



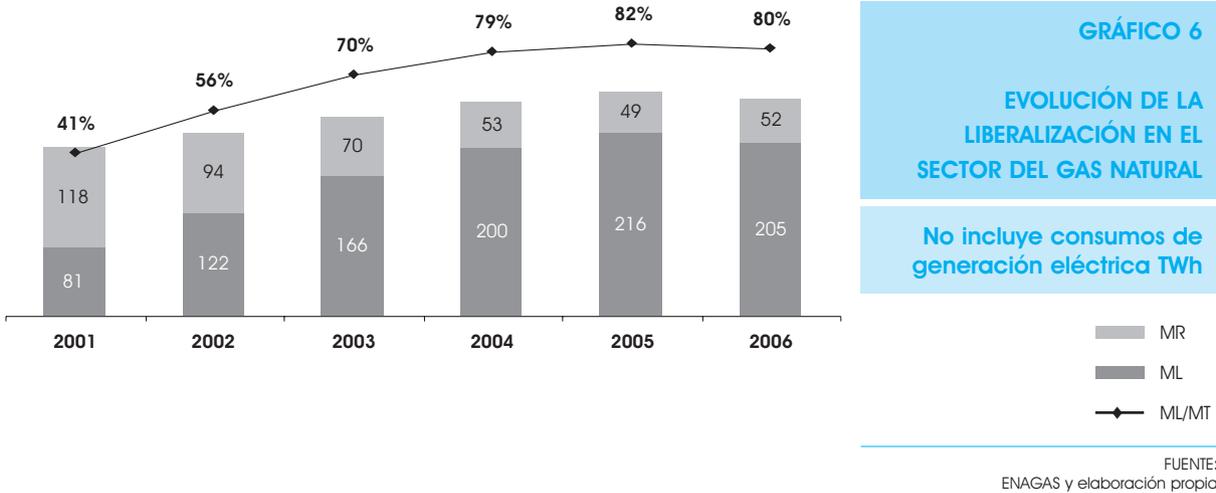
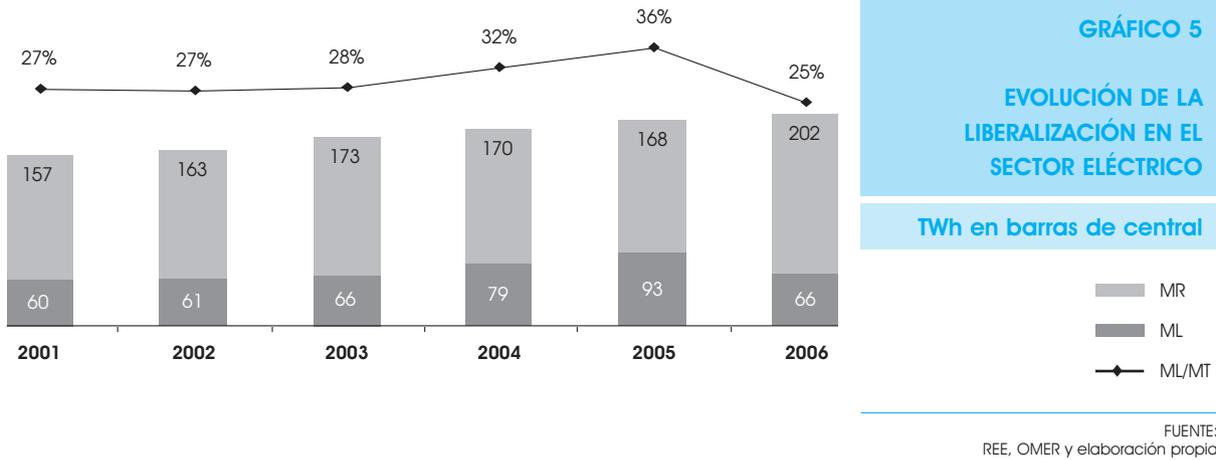
FUENTE: OMEL y elaboración propia

GRÁFICO 4

EVOLUCIÓN DE LAS VENTAS DE GAS NATURAL A CONSUMIDORES FINALES



FUENTE: ENAGAS, CNE («Boletín Informativo sobre la evolución del mercado del gas natural en la zona peninsular») y elaboración propia



En cuanto al negocio de distribución no existen sinergias relevantes, prueba de ello es que los operadores que desarrollan actividades de distribución en ambos sectores mantienen organizaciones funcionalmente separadas para ambas actividades.

Para entender en qué medida son actualmente importantes las implicaciones de la convergencia gas-electricidad en cada uno de los negocios y actividades, conviene detenerse brevemente a revisar la situación actual de estos negocios tras siete años de liberalización en gas y nueve en electricidad, que sin duda es muy dispar, tal como puede apreciarse en los gráficos 3 y 4 respectivamente. En cuanto a la incorporación de nuevos entrantes en generación de electricidad, cabe destacar que el 75% del incremento de la producción de régimen ordinario entre 2001 y 2006 ha sido aportado por nuevos entrantes, mientras que en gas el 94% del

incremento de la demanda desde el año 2001 ha sido aportado por nuevos entrantes.

Por lo que hace referencia al negocio de comercialización a clientes, las distorsiones tarifarias, que han sido más profundas y persistentes en electricidad que en gas en estos últimos años, junto con un mayor crecimiento de la demanda gasita (en gas 12,3% anual, en electricidad 4,5% anual) y también un mayor nivel de concentración de consumo en el segmento de grandes clientes, que en gas alcanza el 86% mientras en electricidad ronda el 51% (y el 36% si se excluyen los clientes interrumpibles y G.4), han facilitado una mayor y más rápida liberalización de clientes en gas que en electricidad, tal como muestran los gráficos 5 y 6 (CNE, 2007b).

A continuación se analizan los aspectos fundamentales de la convergencia gas-electricidad en cada

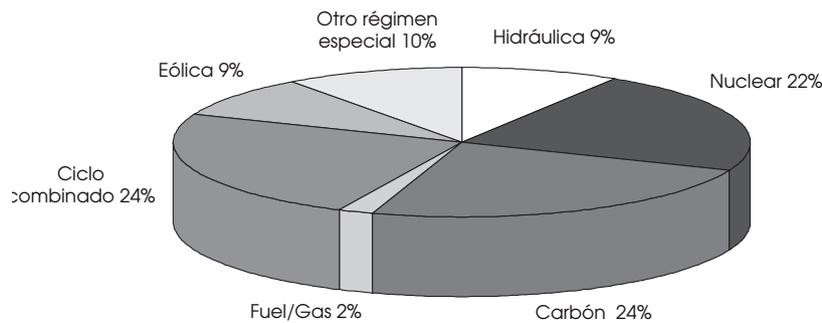


GRÁFICO 7
CONTRIBUCIÓN POR
TECNOLOGÍA AL MIX DE
GENERACIÓN PENINSULAR
DEL SISTEMA ELÉCTRICO
ESPAÑOL
AÑO 2006

FUENTE:
 REE «Avance del Informe 2006 del sistema eléctrico español»

uno de los eslabones de la cadena de valor de ambos negocios, así como las principales implicaciones regulatorias y los retos que deberán afrontar ambos sectores a futuro como consecuencia de la creciente integración gas-electricidad.

CONVERGENCIA EN LOS MERCADOS MAYORISTAS



Sector eléctrico ↓

Actualmente, tal como se observa en el gráfico 7, los ciclos combinados son imprescindibles para cubrir la demanda eléctrica y tienen además una participación muy relevante en el mix de generación del sistema eléctrico peninsular español, alcanzando el 24% en 2006. Sin embargo son, en la mayor parte de las horas del año, la tecnología marginal que consecuentemente fija el precio del mercado mayorista de electricidad (REE, 2007).

Por lo tanto existe una fuerte correlación entre los precios mayoristas del gas y de la electricidad, si bien conviene tener en cuenta que confluyen diversos factores que pueden provocar divergencias de precios en el corto plazo. Por un lado, no existe un mercado mayorista de gas que pueda ser una referencia clara y única para los operadores, aunque sí hay índices de precios de gas en determinados «hubs» de diversos países, como *Henry Hub* en Estados Unidos o *National Balancing Point* (NBP) en el Reino Unido.

También se puede hablar de un mercado spot de GNL que, fundamentalmente a corto plazo, da señales del coste de oportunidad del gas y por tanto de su precio. En definitiva la no existencia de un precio de gas mayorista único, transparente y con la suficiente liquidez a corto, medio y largo plazo, difi-

culta la medición de estas correlaciones e introduce factores diferenciales en las visiones del coste de oportunidad de los operadores gasistas y eléctricos en el mercado español.

Por otro lado, la variabilidad de la producción hidráulica y eólica altera de forma muy relevante la demanda a cubrir con CCGT. Por tanto, la producción eléctrica y el consumo de gas de estas centrales están sujetos a una importante volatilidad por factores climatológicos. El efecto de la hidraulicidad tiene un carácter más predecible a medio plazo, pues la producción hidráulica no cambia sensiblemente de un día para otro y se puede hablar de temporadas o años secos y temporadas o años húmedos.

Por contra, la producción eólica está sujeta a la acción de los frentes que barren la Península, de forma que su variabilidad es más de corto plazo, de modo que mientras la eolicidad media anual presenta menor variabilidad que la hidraulicidad media anual, la producción eólica es más impredecible a una semana vista que la producción hidráulica.

Todo ello comporta importantes consecuencias para el sector gasista en cuanto a la necesidad de infraestructuras que aporten flexibilidad a la logística terrestre del gas y permitan absorber las variaciones de demanda previsible sólo a muy corto plazo, así como sobre el negocio mayorista de gas para vender o comprar las cantidades de gas necesarias para gestionar las variaciones de demanda previsible a medio plazo.

Sector gasista ↓

El sector gasista en España es muy distinto estructuralmente a los sectores homólogos de los países de

nuestro entorno, fundamentalmente por tres factores.

El primero consiste en que su esquema de aprovisionamiento está basado principalmente en el GNL que aporta el 75% del suministro, mientras que en el resto de Europa, la participación del GNL es prácticamente residual. A nivel mundial, apenas el 7% del gas que se consumió en 2005 fue transportado en forma de GNL, mientras el resto se transportó en fase gas desde los yacimientos hasta los centros de consumo a través de gasoductos. En este sentido España debe adquirir GNL en competencia principalmente con los grandes consumidores de GNL en el mundo, que son Corea, Japón y Estados Unidos.

El mercado global de GNL se estructura en dos grandes mercados consumidores: Corea-Japón (Cuenca Asia-Pacífico) y el mercado Atlántico, donde España, Estados Unidos y en menor medida Francia son los principales consumidores (ver gráfico 8). En ambas cuencas se están incorporando nuevos países consumidores que contribuirán al crecimiento de este mercado global, entre los que cabe destacar China e India en Asia-Pacífico y Reino Unido en la Cuenca Atlántica (BP, 2006).

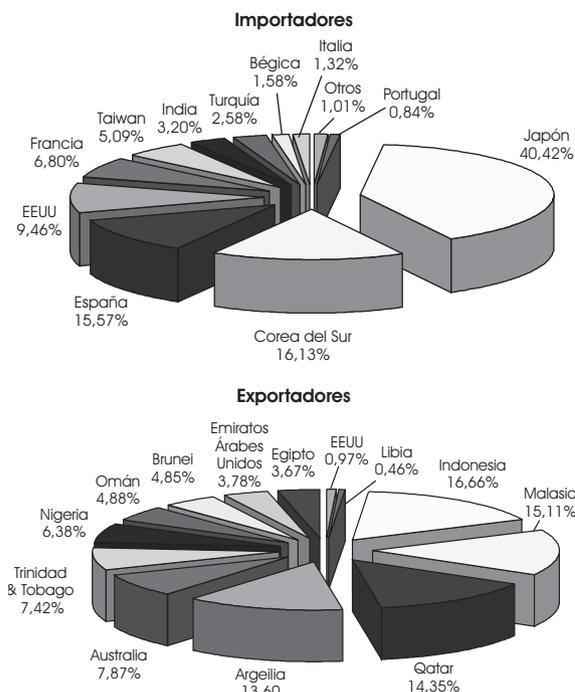
El aprovisionamiento de GNL aporta claras ventajas frente al gas por gasoducto en cuanto diversificación de orígenes y mitigación del riesgo-país de los suministros, mientras que por el contrario la dependencia del GNL conlleva la exposición del comprador a una mayor volatilidad de precios, debido a las opciones de arbitraje entre mercados (Asia-Pacífico vs. Atlántico) que hacen aparecer costes de oportunidad para el GNL y que responden a situaciones cambiantes en el tiempo del balance oferta-demanda de GNL a nivel global.

Así, por ejemplo, situaciones excepcionales como la temporada de huracanes sufridos en el sur de Estados Unidos a finales del verano de 2005, que afectaron a la capacidad de producción interna de gas en aquel país, contribuyeron a la fuerte alza de precios del GNL en el invierno 2005-2006. Es evidente que el elevado grado de concentración en pocos países de la demanda a nivel global, facilita que cualquier situación particular de uno de ellos que derive en un crecimiento súbito de la demanda, pueda afectar al equilibrio del balance global y por ende a los precios del GNL.

Al mismo tiempo el GNL presenta una gran ventaja para los operadores de CCGT en España, que frente a escenarios de baja producción de sus ciclos o de precios bajos del mercado eléctrico por los factores climatológicos ya comentados, pueden tener

GRÁFICO 8

LOS MERCADOS GASISTAS EN EL MUNDO



FUENTE: BP Statistical Review of World Energy, julio 2006 y elaboración propia

la opción de vender el gas excedentario en forma de GNL en diversos mercados internacionales. Y también en situaciones de mayor demanda de gas en España, el GNL constituye una opción más ágil y versátil para contratar los aprovisionamientos adicionales que en cada caso sean necesarios.

El segundo factor diferencial es que la capacidad de almacenamiento subterráneo en España es muy inferior a la de los países desarrollados de nuestro entorno (cuadro 1), que al haber estado siempre abastecidos vía gasoductos, requerían del desarrollo de este tipo de infraestructuras para mejorar la fiabilidad del suministro y la regulación del balance suministro vs. demanda interna, muy condicionado por el carácter típicamente estacional de la demanda de gas derivada de sus usos en sistemas de calefacción.

El tercer factor es la composición de la demanda que, en comparación con los principales países europeos, presenta una diferencia notable: el segmento residencial y de servicios tiene una participación muy inferior, a favor del segmento industrial,

cogeneración y CCGT. La razón de esta diferencia hay que buscarla tanto en la menor penetración del gas en el segmento residencial y de servicios en España, como en los factores climatológicos y demográficos típicos de nuestro país, que sin duda ofrecen menos oportunidades de desarrollo para el gas que en países de climas más fríos y más densamente poblados. En cualquier caso, el efecto es que al añadir a la demanda convencional de gas el fuerte crecimiento de la demanda de gas para generación, la demanda total resultante presenta variabilidades relativas más importantes que en otros países, que hacen necesario un mayor desarrollo de las infraestructuras de almacenamiento. Si ya en la actualidad estas infraestructuras presentan un déficit importante, en el futuro tenderá a ser incluso mayor.

Implicaciones cruzadas ↓

La demanda de gas en España se ve sometida a las fluctuaciones de la producción de los CCGT derivadas de las variaciones en la demanda de electricidad, en la producción eólica e hidráulica y en el orden de mérito de las tecnologías térmicas, que responde a su vez a la situación de los precios del gas, el carbón y los derechos de emisión de CO₂. En la práctica, se observa que al ser los CCGT la tecnología marginal durante un porcentaje elevado de las horas del año, estas fluctuaciones son importantes.

Algunos de los factores que contribuyen a esta variabilidad en la demanda del gas tienen su origen total

o parcialmente en causas climatológicas difícilmente previsible o gestionables con suficiente antelación, como es el caso de la demanda de electricidad, muy influenciada por la temperatura tanto en invierno como en verano, la producción eólica y la producción hidráulica.

El resto de los factores hay que buscarlos en los precios de diversos mercados, que condicionan el orden de mérito de las tecnologías de generación, y fundamentalmente entre las centrales de carbón y los CCGT. Se trata del precio del gas en el mercado internacional, del precio del carbón y del precio de los derechos de emisión de CO₂.

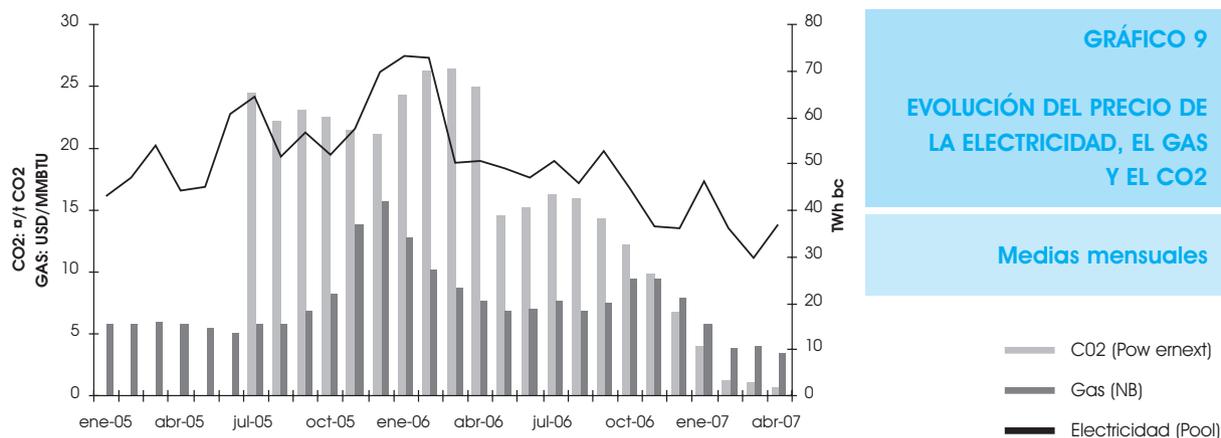
Al mismo tiempo, la relevancia de España en el mercado internacional de GNL, que con un 12% de cuota es el tercer país consumidor por detrás de Japón y Corea, y por delante de Estados Unidos y Francia, hace que no pueda descartarse una cierta influencia de las oscilaciones de la demanda de gas del sistema español en los precios internacionales en general y en los de la cuenca Atlántica en particular, donde el peso relativo de España alcanza el 35%. En consecuencia escenarios de exceso de gas en España que normalmente estarían asociados a precios eléctricos bajos, podrían influir sobre los precios internacionales del GNL a la baja; y viceversa, en escenarios de baja hidráulicidad y alta demanda eléctrica, la demanda de gas aumentará en España, pudiendo afectar también a los precios del GNL en el mercado internacional.

No obstante, en la medida en que cabe esperar que los factores climatológicos afecten de manera

CUADRO 1
ALMACENAMIENTO DE GAS EN EUROPA. AÑO 2006

País	Capacidad TWh	Capacidad % consumo	Extracción GWh/h
Letonia	24,6	139,8	n.a
Eslovaquia	28,7	41,8	14,6
Austria	31,0	30,9	14,5
Alemania	227,0	22,8	228,0
Francia	119,4	22,8	75,9
República Checa	22,5	22,8	139,0
Hungría	33,4	21,4	18,3
Rumanía	39,8	21,2	11,1
Croacia	6,1	18,7	2,3
Italia	136,5	16,7	118,9
Dinamarca	7,7	15,6	10,5
Bulgaria	4,5	12,5	1,6
Holanda	49,6	12,1	70,5
Polonia	15,2	9,6	20,9
España	25,2	6,7	6,1
Turquía	17,8	6,0	6,9
Irlanda	1,9	4,3	1,2
Bélgica	7,3	3,9	10,5
Reino Unido	41,3	3,8	54,5
Portugal	0,9	2,1	3,2
TOTAL	841,0	14,8	683,3

FUENTE: Elaboración propia



FUENTE:
 OMEL, NBP, Powernext y elaboración propia

dispar a los países consumidores de GNL, probablemente la capacidad de influencia de la demanda de GNL en España sobre el equilibrio de precios del mercado internacional sea reducida. Adicionalmente, si se tiene en cuenta el fuerte ritmo de crecimiento del mercado de GNL, según se van incorporando nuevos países consumidores, tanto en la Cuenca Atlántica como en la de Asia-Pacífico, probablemente el peso específico de la demanda de GNL del mercado español se vaya diluyendo en los próximos años, y por tanto los precios del gas en el mercado internacional de GNL van a depender de un balance global entre la capacidad de licuefacción disponible y la demanda de los países consumidores, y consecuentemente el sistema español puede considerarse tomador de precio en cuanto al precio de gas se refiere.

Por último y cerrando el círculo, el precio de electricidad en España estará muy condicionado por los precios internacionales del gas, puesto que los CCGT serán marcadores de precio en muchas horas del año, por el precio de los derechos de emisión de CO₂, y por factores meteorológicos que afectaran a la producción eólica e hidráulica, tal como ya se ha comentado (ver gráfico 9). Adicionalmente puede haber coyunturas en que con precios del CO₂ elevados y precios del gas bajos en comparación con los del carbón, la tecnología marginal pase a ser el carbón y el precio de la electricidad pueda fijarse en función del carbón y el CO₂.

Existen, como ya se ha comentado otras fuentes de volatilidad en el precio de la electricidad (hidraulicidad y eolicidad) que afectarán a la demanda de gas de los CCGT introduciendo volatilidades a corto plazo y a medio plazo. Las volatilidades de medio plazo pueden gestionarse desviando cargamentos

de GNL a otros mercados, mientras que las de corto plazo requieren de la disponibilidad de capacidad de almacenamiento en el sistema logístico, que actualmente no existe y que en cualquier caso tardará entre 5 y 10 años en ser suficiente para atender las necesidades estructurales de la demanda de gas actual y futura.

A la vista de las evoluciones más conservadoras previstas en el Informe de cobertura de la Comisión Nacional de Energía, en las que se observa que la cuota de potencia instalada de CCGT en el mix de generación aumentará desde el 20% de 2006 hasta el 27% en 2010 (ver gráfico 10) y que la cuota del consumo de gas de los ciclos sobre el total de la demanda de gas alcanzará el 39% en 2010, queda claro que la correlación entre precio de electricidad y de gas se irá haciendo más fuerte si cabe y que la demanda de gas estará sujeta a la producción de los CCGT, que a su vez se verá seriamente afectada por las volatilidades inherentes al uso de energías renovables (CNE, 2006).

DESARROLLO Y GESTIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE ALMACENAMIENTO Y REGASIFICACIÓN

Las implicaciones del desarrollo de los ciclos combinados sobre las infraestructuras eléctricas son mucho menos relevantes que sobre las infraestructuras gasistas. La red de transporte de electricidad presenta una topología mucho más mallada que la gasista, fruto de la mayor madurez del sector eléctrico, en el que los centros de consumo y las instalaciones de generación se hallan distribuidos de forma más homogénea que en el caso del sector gasista, donde los puntos de entrada al sistema son

fundamentalmente los seis terminales de GNL y las cinco interconexiones internacionales por gasoducto, entre las que destaca el gasoducto del Maghreb.

La elevada variabilidad del consumo de gas de los CCGT y su elevado consumo unitario han puesto de manifiesto la necesidad de incrementar fuertemente las inversiones en infraestructuras gasistas, tanto en el ámbito del transporte, donde han aparecido importantes congestiones (Eje Levante y Galicia, por ejemplo), como en el del almacenamiento, donde tal como ya se ha comentado anteriormente, España presenta un importante déficit en comparación con países homólogos.

Desde el punto de vista de la Gestión Técnica del Sistema, también puede afirmarse que la aparición de los ciclos combinados no ha supuesto ninguna novedad que haya exigido cambios en las normas de gestión del sector eléctrico, mientras que en el sector gasista, la escasa madurez de las normas de gestión técnica del sistema ha sido puesta a prueba en repetidas ocasiones por la existencia de congestiones de transporte y por la variabilidad de la demanda de gas de los CCGT, que no puede ser gestionada con la reducida capacidad de almacenamiento de las infraestructuras gasistas ya comentada. Prueba de ello son las sucesivas adaptaciones de estas normas con planes invernales y estivales que se han ido sucediendo y modificando en los últimos dos años.

A largo plazo la solución a los problemas surgidos en el sector gasista pasa ineludiblemente por invertir en nuevos almacenamientos subterráneos, y en asegurar una buena coordinación entre las nuevas inversiones en regasificación, gasoductos internacionales, infraestructuras de transporte y nuevos ciclos combinados, para garantizar que la entrada en operación de nuevos terminales, interconexiones o ciclos combinados no conlleva la aparición de congestiones de transporte.

Sin embargo, el periodo de maduración de las inversiones que ya hoy necesita el sistema gasista en almacenamiento y transporte, es largo, y las necesidades del sistema habrán aumentado sensiblemente en cinco años. Por todo ello es necesario plantearse qué medidas paliativas pueden adoptarse para mejorar la situación del sistema en el corto plazo. En este ámbito aparece la necesidad de replantear el esquema de gestión del sistema gasista, con el fin de sacar el máximo partido de las escasas flexibilidades logísticas que ofrecen las infraestructuras actuales.

El esquema de gestión técnica del sistema gasista se caracteriza fundamentalmente por un modelo

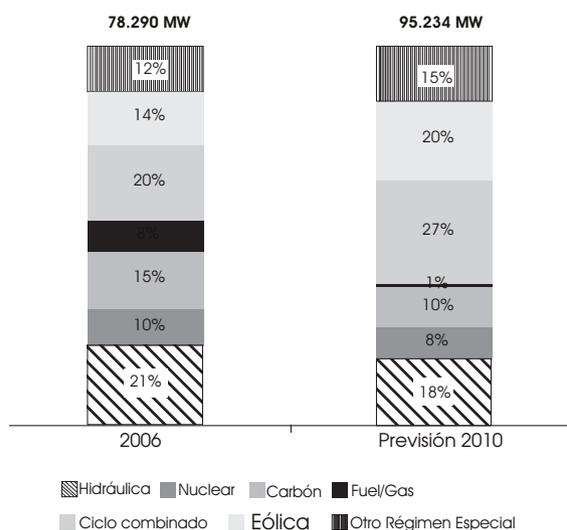
de gestión planta a planta, en el que los agentes comercializadores eligen los terminales en los que desean contratar capacidad de descarga y regasificación y programan las descargas de buques asociadas, mientras que la nominación diaria de la regasificación a realizar se hace a nivel de cada planta y se permite realizar intercambios de gas entre agentes que coincidan en las mismas plantas.

Este modelo de gestión por planta, junto con la obligación para cada operador de hacer coincidir los flujos físicos de gas con los comerciales, impide una gestión óptima del sistema, que podría minimizar los efectos de la escasez de capacidad de almacenamiento. Además introduce una discriminación muy relevante para los operadores de menor escala, lo que en un mercado con un grado de concentración ya de por sí muy elevado, confiere una gran ventaja al operador dominante.

El esquema de gestión planta a planta, que obliga a los agentes a no exceder determinados límites máximos de gas almacenado por planta, medidos en días de consumo, dificulta especialmente a los agentes de menor escala la gestión de buques que tienen unos tamaños determinados e iguales para

GRÁFICO 10

CONTRIBUCION POR TECNOLOGÍA AL MIX DE POTENCIA INSTALADA PENINSULAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL



FUENTE: REE (Informe 2006 «El Sistema Eléctrico Español») y CNE («Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura, 2006»)

todos los operadores. Para mantenerse dentro de los límites, los agentes pequeños y medianos se ven obligados a realizar multitud de intercambios de GNL en las plantas de regasificación, que complican su gestión logística (por ejemplo, un agente de tamaño mediano puede realizar alrededor de 1.500 intercambios al año con un volumen equivalente al de sus ventas a cliente final).

Una alternativa más eficiente sería, separando la operación comercial de la física a nivel de cada operador, que todos los tanques de GNL se considerasen como un tanque único, en el que se podría intercambiar o comerciar GNL entre todos los operadores. Para ello el Gestor Técnico del Sistema debería en determinadas circunstancias y bajo unas reglas específicas gestionar el desvío de algunos cargamentos a otros terminales de GNL para garantizar la viabilidad física de la operación del sistema.

Los criterios de reparto de la capacidad de los almacenamientos subterráneos, que como ya se ha comentado es un recurso muy escaso, también perjudican a los agentes de menor escala, puesto que se consideran los consumos totales de cada agente (incluyendo los interrumpibles, suministrados por los operadores de mayor escala) y no los firmes exclusivamente, como cabría esperar en un contexto en el que los límites de CORES (3) sobre existencias mínimas se fijan con respecto a los consumos firmes.

El modelo actual tampoco da los incentivos adecuados a los agentes para cumplir sus programaciones de demanda. Esto, en un mercado cuya demanda presenta una elevada volatilidad de carácter estructural, no contribuye a una gestión óptima del sistema, ni garantiza que los sobrecostes derivados de la volatilidad de la demanda sean soportados por quienes causan dicha volatilidad. Así por ejemplo en determinadas ocasiones, la variabilidad de la demanda hace necesario que el Gestor Técnico del Sistema, desvíe o retrase la descarga de buques, pero estas actuaciones no llevan aparejada ni una sanción para los responsables de que ocurran, ni una compensación para los que sufren los retrasos o desvíos.

Los desvíos y retrasos de buques son particularmente frecuentes en un contexto como el actual, en el que no hay incentivo alguno para que cada agente prevea con exactitud su consumo futuro, y aunque el Gestor Técnico del Sistema intenta desviar o retrasar los buques de los operadores cuyo nivel de gas almacenado es más alto, no se garantiza que siempre se desvíen o retrasen los buques de los operadores que programaron por exceso la demanda.

En definitiva, se podría sacar mejor partido de las infraestructuras actuales del sistema gasista, con un esquema de gestión logística que:

- a) Separase para cada operador la operación comercial de la física.
- b) Permitiese que la operación comercial se basase en un esquema de tanque único, lo que eliminaría una barrera muy importante a la aparición de un mercado de gas.
- c) Se estableciesen límites de almacenamiento en planta y cuotas de reparto de los almacenamientos subterráneos más equitativos con los operadores de menor escala.
- d) Se introdujeran los incentivos adecuados para que los agentes responsables de la variabilidad de la demanda asumiesen los costes derivados de su gestión, y los agentes que asumen los retrasos o desvíos en las descargas fueran compensados por ello.

CONVERGENCIA EN MERCADOS MINORISTAS ¶

El negocio comercial minorista es sin duda otro de los pilares de la convergencia gas-electricidad, tal como ya se ha demostrado en otros mercados plenamente liberalizados como es el caso de Reino Unido. Sin embargo, en el caso español, el grado de avance de la convergencia en el negocio comercial podría calificarse de incipiente, debido fundamentalmente a la existencia de barreras regulativas y estructurales en ambos sectores, que impiden el desarrollo, no ya de la convergencia, sino de los propios negocios de comercialización en un entorno de normalidad.

En la medida en que estas barreras, que se analizarán más adelante, puedan eliminarse, el normal desarrollo de la actividad de comercialización de electricidad y gas en todos los segmentos de clientes conducirá de forma ineludible a la convergencia de ambos negocios de comercialización. Existen tres razones especialmente importantes para que esta convergencia se produzca.

La primera tiene que ver con la existencia de sinergias en costes de comercialización por la gestión conjunta de gas y electricidad, que puede traducirse en mejores márgenes para el comercializador y mayores descuentos para los clientes; aunque la importancia de estas sinergias es inversamente proporcional al volumen de consumo de los clientes y, en consecuencia, tendrán mayor importancia en clientes residenciales y serán prácticamente inexistentes en grandes clientes.

La segunda razón radica en la existencia de un valor añadido para los clientes por una gestión conjunta del gas y la electricidad. Nuevamente el valor añadido dependerá del tipo de cliente. Así por ejemplo en el caso de un industrial con una instalación de cogeneración, la gestión conjunta del suministro de gas y la contratación de la producción eléctrica puede aportar mucho valor al cliente en términos de gestión de riesgos de su cuenta de resultados. Por el contrario, puede ser mucho más discutible la existencia de valor añadido en el resto de clientes, si bien en clientes pequeños y medianos puede percibirse valor en la simplificación de la gestión e interlocución derivada de la contratación conjunta de ambas energías.

La tercera atiende a la existencia de un factor dinamizador de la intensidad competitiva, que tiene un impacto determinante incluso en el caso de aquellos segmentos de mercado en los que no existen sinergias en costes de comercialización ni valor añadido incremental para los clientes. El hecho de que exista convergencia a nivel mayorista y consecuentemente una compañía eléctrica entre en el negocio gasista, y por tanto disponga de gas y de los mecanismos para su gestión logística, le facilita el uso de su propia organización comercial de electricidad para comercializar también gas con costes de establecimiento en el negocio muy reducidos. Y viceversa, una compañía gasista que haya invertido en ciclos combinados, y que por tanto disponga de electricidad, puede usar su propia organización comercial de gas para comercializar también electricidad con costes de establecimiento igualmente reducidos.

Estos tres factores conducen a que los operadores eléctricos, tanto los tradicionales como los nuevos entrantes, aborden el negocio de comercialización de gas y que los operadores gasistas hagan lo propio en el negocio de comercialización de electricidad. El efecto combinado de todo ello es un aumento relevante del número de operadores de comercialización en ambos sectores, con el consiguiente incremento de eficiencia y competitividad del mercado minorista, que sin duda redundará en mejores precios y servicios para los consumidores de electricidad y gas.

Sin embargo, tal como se comentaba al inicio de esta sección, la existencia de barreras estructurales y regulativas en gas y electricidad ha impedido el pleno desarrollo de estos efectos dinamizadores de la competencia en todos los segmentos de clientes. A continuación se analiza la situación actual de estas barreras en gas y electricidad, el grado de avance de la convergencia gas-electricidad y la intensidad competitiva en cada uno de los segmentos.

Grandes clientes y empresas ↴

En el segmento de grandes clientes, es sin duda donde la comercialización tanto de gas como de electricidad ha experimentado un mayor y más rápido crecimiento, puesto que en comparación con otros segmentos de clientes, las barreras de entrada (4) son menores y la proactividad de los clientes en la búsqueda de alternativas de suministro es mayor. Sin embargo la existencia de tarifas reguladas, que no se fijan en base a los precios de la energía en cada momento, ha venido dificultando el normal desarrollo de esta actividad.

Aunque el Regulador ha incrementado sensiblemente las tarifas reguladas en los últimos dos años y ha introducido cambios en la normativa de ambos sectores para reducir o incluso eliminar las opciones de arbitraje entre la tarifa y el mercado para los grandes clientes, aún existen algunas tarifas especiales a las que pueden acogerse algunos de estos clientes. Éste es el caso de la tarifa de gas de materia prima o de las tarifas interrumpibles y G.4 en electricidad.

La existencia de estas tarifas es la razón principal por la que en electricidad persiste un segmento de unos 35 TWh anuales (alrededor de un 15% del total del mercado, y un 29% del consumo del segmento de grandes clientes) que obtienen precios muy por debajo del coste de servir en mercado libre, mientras en gas el suministro acogido a la tarifa de materia prima supone unos 5 TWh anuales (apenas un 2% del consumo total de clientes convencionales). En los gráficos 5 y 6 puede observarse el efecto de estas distorsiones sobre la evolución de la energía suministrada en los mercados liberalizados de gas y electricidad.

En cualquier caso, todo apunta a que el Regulador está proyectando ya los cambios regulativos necesarios para eliminar estas distorsiones tarifarias, que especialmente en electricidad, limitan en gran medida el normal funcionamiento del mercado en el negocio de comercialización a grandes clientes. Aunque dichas distorsiones sólo desaparecerán de forma permanente con la definitiva supresión de las tarifas reguladas de suministro de energía, que ya se contempla en las leyes 12/2007 y 17/2007 recientemente aprobadas por las Cortes Generales.

Asumiendo por lo tanto, que dentro de algunos meses estas distorsiones podrían haber sido eliminadas por completo, y con la ayuda de un escenario de precios a la baja en electricidad y gas en el primer semestre de 2007, se observa ya en el mercado de grandes clientes un incremento notable de la intensidad competitiva, tanto en gas como en elec-

tricidad, por la concurrencia de un mayor número de operadores, que en los últimos dos años habían reducido drásticamente su actividad comercial.

En este segmento, en el que los costes puramente comerciales son muy bajos con relación al volumen de negocio, las cuotas actuales de los operadores tanto en gas como en electricidad no confieren una posición de dominio que alcance a constituir en sí misma una barrera de entrada para nuevos operadores (5), por lo que todo hace prever que en un plazo relativamente corto se normalizará el funcionamiento del mercado de grandes clientes. No obstante, existen aún algunas cuestiones que podrían influir negativamente en el correcto desarrollo del mercado y de la convergencia gas-electricidad.

En primer lugar, el desarrollo de mercados a plazo en electricidad contribuirá a aumentar la transparencia también en el mercado minorista de grandes clientes, al facilitar la operación de comercializadores de menor entidad y de posibles nuevos entrantes. Por el contrario, en gas no parece avecinarse el nacimiento de mercados a plazo que faciliten la operación de comercializadores nuevos entrantes o de los ya existentes y de menor tamaño. Más aún, las restricciones logísticas derivadas de las infraestructuras, y la filosofía e inestabilidad de las normas de gestión técnica del sistema, suponen no sólo una barrera de entrada para nuevos operadores, sino también una amenaza a la continuidad de algunos de los existentes, tal como ya se ha comentado anteriormente.

Otro aspecto mejorable desde el punto de vista regulativo tiene que ver con una tipología de clientes muy relevante dentro del segmento de grandes consumidores, los cogeneradores, cuyo régimen regulativo ha sido modificado recientemente por el nuevo Real Decreto de Régimen Especial. La cuenta de resultados de un cogenerador está muy condicionada por el precio de la electricidad, al que están ligados sus ingresos, y por el precio del gas, que determina su coste de combustible. El cogenerador recibirá adicionalmente unos incentivos para primar los ahorros que aporta al Sistema por su mayor eficiencia energética y por los costes de capacidad de transporte y distribución eléctrica que evita al acercar la generación al punto de consumo.

Sin embargo, algunos de estos incentivos se fijarán como una función del precio medio del gas. Esta medida que aparentemente aporta una buena cobertura de riesgos para los cogeneradores, en la práctica contribuye a elevar el nivel de incertidumbre de los cogeneradores, a los que les resulta imposible gestionar coberturas de precio sobre la electri-

cidad y el gas que se ajusten a sus contratos de compra de gas y venta de electricidad, puesto que el incentivo que reciben se fija en base a una encuesta de precios de gas aplicados por los comercializadores a los cogeneradores, con la que se calcula un índice medio para todo el sector, que lógicamente no se ajusta a su situación particular. Por ejemplo si un cogenerador comprase el gas a un precio fijo y vendiera la electricidad a precio fijo, no conseguiría cubrirse del riesgo de precio gas-electricidad, puesto que un componente importante de su remuneración estaría indexado al coste medio del gas de todos los cogeneradores de España.

Este modelo de incentivación a los cogeneradores impide que los comercializadores de gas y electricidad desarrollen productos ajustados a las necesidades de cada cogenerador para asegurar un suministro de gas competitivo y una buena gestión de riesgos gas-electricidad. Este tipo de productos podría contribuir también a introducir transparencia y competitividad en los mercados a plazo, que precisamente ahora se intentan desarrollar.

En definitiva, cabe esperar que en el segmento de grandes clientes, se normalice la actividad comercial en gas y electricidad, y aumente la convergencia, fruto del efecto dinamizador de la intensidad competitiva ya comentado, aunque habrá que estar atentos a la evolución de las barreras regulativas que aún hoy persisten y que sin duda dificultan el pleno desarrollo del mercado liberalizado en este segmento de mercado.

Cientes residenciales y pequeños negocios ↓

La comercialización en el segmento de gran público se diferencia en muchos aspectos de la que se desarrolla en otros segmentos de clientes con consumos unitarios mayores. Quizás la primera gran diferencia radica en que los costes de la actividad comercial, que en otros segmentos pueden considerarse prácticamente despreciables, en éste son muy relevantes. Hasta el punto de que se puede afirmar que, en este segmento, existen economías de escala que determinan un tamaño mínimo necesario para la sostenibilidad de un operador a medio plazo.

Para entender mejor las implicaciones de los costes comerciales, puede resultar útil clasificar los conceptos de coste en tres categorías: costes de establecimiento y costes fijos; costes de captación de clientes y costes de gestión de clientes. Los primeros, entre los que se encuentran la publicidad (construcción de marca y promoción), el desarrollo de sistemas de información, la implantación de los canales

de atención a clientes y del *back-office* (oficinas, centros de atención telefónica, *back-office* de facturación, cobro, gestión de reclamaciones, etc.) son los que originan las economías de escala, puesto que para poder recuperar estos costes e inversiones es necesario alcanzar un cartera de clientes suficientemente grande. Dicho de otro modo, un operador que tiene una cartera de clientes suficientemente grande con relación al tamaño del mercado total dispone de una ventaja competitiva en costes enorme y, por tanto, este negocio tenderá a caracterizarse por operadores de grandes volúmenes y márgenes ajustados. Estos costes son, además, susceptibles de generar sinergias cuando se comercializa gas y electricidad conjuntamente.

La segunda categoría se refiere a los costes de las comisiones al canal por cliente captado y a los descuentos promocionales o los regalos de bienvenida que se hacen a los nuevos clientes. Las características del suministro de electricidad y gas hacen que el cliente no esté obligado a «comprar» proactivamente para recibir el servicio (6) como sucede en otros productos o servicios, y por tanto la única forma eficiente de captar clientes es con un planteamiento «push». De ahí la relevancia del coste de captación, que puede oscilar entre 40 y 80 €/cliente. Además, si se comercializa gas y electricidad conjuntamente se consiguen importantes ahorros en costes.

Por último, los costes directos de gestión de clientes, que comprenden la facturación, el cobro, la atención de reclamaciones y de clientes, son costes proporcionales al tamaño de la cartera de clientes, aunque también pueden experimentar reducciones en sus valores unitarios ligadas al número de clien-

tes, por las mejores condiciones que pueden negociarse con los proveedores externos de algunos de los servicios.

En definitiva, el segmento residencial reúne todas las condiciones, para que se produzca una fuerte convergencia gas-electricidad, especialmente cuando en los negocios mayoristas de ambos sectores ya se ha producido un nivel de convergencia elevado que facilita la disponibilidad de gas y electricidad para que respectivamente operadores eléctricos y gasistas puedan comercializar en este segmento. Sin embargo la existencia de unas tarifas reguladas de suministro de electricidad y de gas que compiten deslealmente con el mercado libre ha impedido el pleno desarrollo de la liberalización en el segmento residencial y la consecuente convergencia gas-electricidad.

En el año 2003 se abrió a la competencia el segmento residencial y de pequeños negocios, tanto en electricidad como en gas. A pesar de que existían, al igual que en la actualidad, unas tarifas reguladas de suministro que se fijaban sin atender a los precios mayoristas de la energía, los principales operadores eléctricos y gasistas iniciaron campañas de captación de clientes, que en general pivotaban sobre una propuesta combinada de electricidad, gas y otros servicios de valor añadido.

Sin embargo lo que de una forma incipiente fue posible en 2003 gracias a unos precios moderados de la electricidad y del gas, dejó de serlo a partir de 2005, tan pronto como repuntaron los precios del crudo arrastrando consigo a los del gas, que a su vez y con la colaboración de la baja hidraulicidad, el precio del CO₂ y del carbón empujaron los pre-

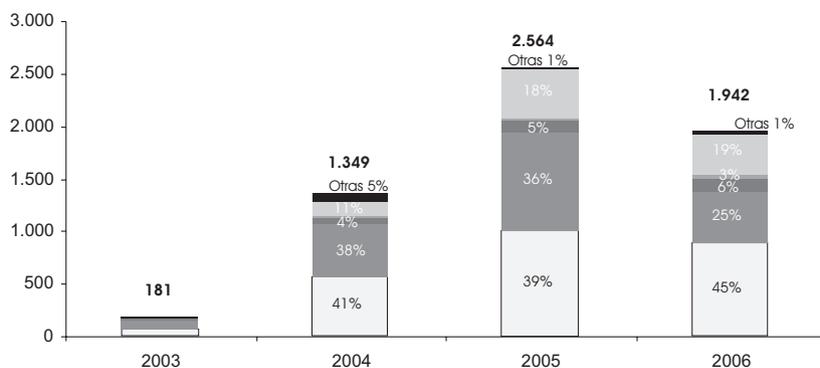


GRÁFICO 11
EVOLUCIÓN DE LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO PENINSULAR
Miles de puntos de suministro

- Endesa
- Iberdrola
- Unión Fenosa
- Hidrocantábrico
- Viesgo
- Gas Natural

FUENTE: CNE, UNESA y elaboración propia

cios de la electricidad a niveles que ya no hacían posible competir con la tarifa regulada eléctrica (ver gráfico 11, en la página siguiente).

El efecto de parada de la actividad también se apreció en cierta medida en gas (ver gráfico 12), aunque de forma mucho más moderada puesto que la tarifa de gas evoluciona siguiendo los precios del crudo y sus derivados, que en general forman parte de la mayoría de las fórmulas de precio de los contratos de aprovisionamiento de los operadores. De hecho algunos agentes han mantenido una actividad comercial a ritmo constante en el mercado residencial de gas desde el inicio de 2003, mientras sí que puede apreciarse que el operador dominante ralentizó sensiblemente su ritmo de liberalización de clientes a partir de 2005.

En cualquier caso podemos constatar que hoy por hoy la actividad comercial en el segmento de gran público, en lo que a captación de clientes se refiere, es totalmente inexistente en electricidad y en gas únicamente está siendo dinamizada por algunos operadores, entre los que no está el operador dominante. Esta situación merece ser analizada para entender en profundidad las diversas causas que están impidiendo en cada uno de los sectores la existencia de la dinámica competitiva que cabría esperar en este segmento de mercado en el que existen fuertes sinergias para la comercialización conjunta de gas y electricidad, que deberían facilitar la dinamización de la intensidad competitiva.

Existen fundamentalmente dos causas que explican la situación actual del segmento de gran público y que sin duda deben ser abordadas por el Regulador, si se pretende que el mercado de gas y electricidad en este segmento funcione eficientemente y en régimen de competencia real. La primera es la

distorsión tarifaria ya mencionada y la segunda es el grado de concentración de los operadores en este segmento en gas y electricidad. Ambos factores van a tener una repercusión especialmente relevante con la creación de las tarifas de último recurso, con la designación de los suministradores de último recurso y con la definición del mecanismo de traspaso de clientes desde las compañías distribuidoras a los suministradores de último recurso, que se analizará más adelante.

Mientras la tarifa residencial de gas se fija considerando un coste de materia prima que refleja en cierta medida el precio del gas en el mercado y que en cualquier caso durante los últimos años no ha distorsionado el funcionamiento del mercado, la tarifa eléctrica sólo permite que los comercializadores puedan empezar a ofrecer descuentos cuando el precio del mercado es inferior a 35 €/MWh. Actualmente las cotizaciones del mercado OTC para 2008 se sitúan en el entorno de los 50 €/MWh y, consecuentemente, mientras no se construya la tarifa eléctrica teniendo en cuenta los precios del mercado y los costes de comercialización, no habrá más liberalización en el segmento residencial de electricidad.

En la Ley de transposición de la *segunda* Directiva de Electricidad, recientemente aprobada, se contempla que a partir de 1 de enero de 2009 todos los clientes que permanezcan en la tarifa regulada sean transferidos a los comercializadores que hayan sido designados suministradores de último recurso. En el caso del gas se contempla un proceso de traspaso de clientes similar que se realizaría el 1 de julio de 2008.

Estos comercializadores dispondrán de un mecanismo de subasta que servirá para que adquieran la

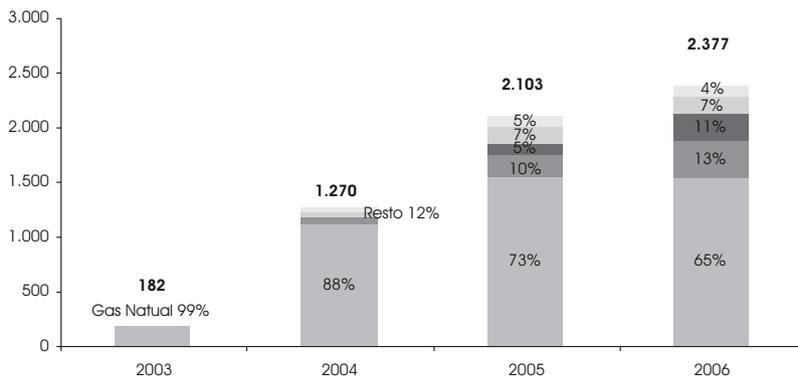


GRÁFICO 12
EVOLUCIÓN DE LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR DEL GAS NATURAL
 Miles de puntos de suministro

- Gas natural
- Endesa
- Naturgas
- Iberdrola
- Unión Fenosa

FUENTE: CNE, y elaboración propia

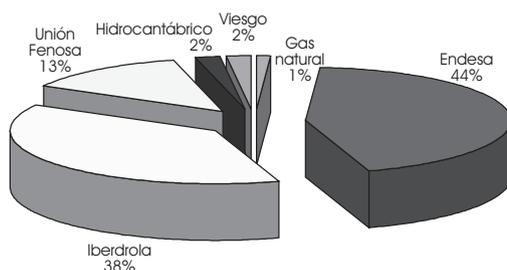


GRÁFICO 13

CUOTAS MERCADO TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL AÑO 2006

Puntos de suministro

FUENTE: UNESA y elaboración propia

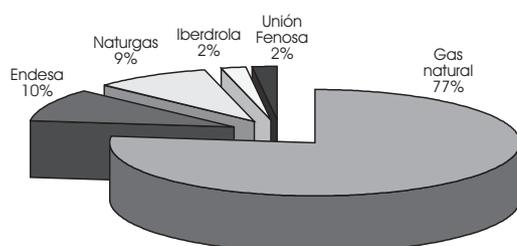


GRÁFICO 14

CUOTAS DEL MERCADO TOTAL DE GAS NATURAL EN EL AÑO 2006

En puntos de suministro

FUENTE: CNE «Boletín Informativo sobre la evolución del mercado del gas natural en la zona peninsular»

energía eléctrica que suministren a sus clientes de último recurso y para que se fijen las tarifas de último recurso en base a los precios que resulten en dichas subastas. Si este planteamiento se lleva a cabo, podría subsanarse el problema de la suficiencia de la tarifa eléctrica. Sin embargo, el mecanismo de asignación o traspaso de clientes podría dejar una estructura de cuotas de mercado que genere importantes barreras de entrada, especialmente en el sector gasista.

Aunque dicho mecanismo no está definido todavía, y ni siquiera se ha designado qué comercializadores serán suministradores de último recurso en electricidad, todo apunta a que la mayor parte, sino la totalidad, de los clientes de un distribuidor pasarán a ser clientes de último recurso del comercializador perteneciente al mismo grupo industrial del distribuidor.

En los gráficos 13 y 14 se muestra la estructura de cuotas que resultaría en el mercado residencial y de pequeños negocios de gas y electricidad respectivamente, y puede observarse que en gas el operador dominante ostentaría una cuota del 77%, el segundo de un 10% y el tercero de un 9%, mientras

en electricidad la situación sería más equilibrada con cuotas del 44%, 38% y 13% para los tres primeros operadores respectivamente

Tal como se ha comentado anteriormente, una cuota de mercado elevada en este segmento constituye una barrera de entrada muy relevante por la existencia de economías de escala en los costes de comercialización. Si además en la fijación de las tarifas de último recurso no se incluyen todos los costes comerciales que tendría un operador mediano o pequeño, las barreras de entrada serán insalvables a medio y largo plazo, y por tanto no se desarrollará el mercado en este segmento.

CONVERGENCIA EN LA REGULACIÓN DE AMBOS SECTORES ↓

Como ya se ha visto existe una convergencia muy importante entre los negocios gasista y eléctrico, a nivel mayorista y minorista (7), y además son muy importantes las implicaciones cruzadas en cuanto a infraestructuras de generación (CCGT), transporte eléctrico, transporte gasista, almacenamiento y

regasificación. En consecuencia, parece razonable que la regulación de ambos sectores, tenga un grado de convergencia igualmente importante, ya que de no ser así, las asimetrías regulativas entre negocios convergentes en los que la posición de dominio de determinadas compañías es asimétrica, estaría generando ventajas competitivas en beneficio de determinadas empresas y en detrimento de otras.

Adicionalmente las asimetrías regulativas gas-electricidad, generarían barreras a la competencia y por ende a la capacidad de elección de los consumidores. Por ello es de enorme relevancia revisar el grado de convergencia en las cuestiones clave de la regulación desde el punto de vista de su implicación en el fomento y garantía de una competencia real.

■ La separación de actividades, y en particular de las actividades de transporte y distribución como actividades reguladas, para que no distorsionen la competencia ni a nivel mayorista ni minorista, se halla perfectamente establecida en la actualidad en ambos sectores.

■ Otro factor muy relevante es la existencia y el fomento por parte del Regulador de mercados mayoristas líquidos tanto *spot* como a plazo, así como la introducción de medidas para limitar la posición de dominio de los operadores de mayor escala. En este punto la situación es muy dispar, ya que en electricidad existe un mercado *spot*, y se están fomentando los mercados a plazo, al obligar a los operadores a participar como compradores en el caso de los distribuidores, y como vendedores en el caso de E ndesa e Iberdrola, para limitar su poder de mercado. Mientras en el sector gasista, no existen mercados ni *spot* ni a plazo, ni tampoco se está fomentando su desarrollo por parte del Regulador, y teniendo en cuenta el grado de concentración del mercado gasista y las barreras logísticas (infraestructuras y normas de gestión técnica del sistema), sin un impulso del regulador será difícil que exista un mercado eficiente. No se trata de que el Regulador cree un mercado mediante una disposición normativa, pues en general los mercados que funcionan no son creados por un regulador, sino que simplemente aparecen. Se trata por tanto de que el Regulador se centre en el eliminar las barreras que impiden la aparición de un mercado de gas y, en su caso, que introduzca algunas medidas dinamizadoras para su desarrollo.

■ La fijación de las tarifas de forma que no distorsionen el funcionamiento del mercado ha presentado en el pasado, y todavía presenta, importantes asimetrías entre ambos sectores. En el sector gasista las tarifas de grandes clientes han sido suprimidas (salvo las de materia prima), y las tarifas de clientes residenciales y pequeños negocios, se fijan siguiendo en cierta

medida el mercado sin generar distorsiones a la comercialización. Por el contrario en electricidad la situación es mucho más precaria, tal como ya se ha comentado, por la existencia de tarifas artificialmente bajas para grandes clientes interrumpibles y G.4 y para clientes del segmento de gran público.

■ Las dos leyes de transposición de las segundas Directivas de gas y electricidad, presentan algunas asimetrías importantes. Quizás la más relevante es la formulación de la tarifa de último recurso que en gas contempla un componente denominado «garantía de suministro», que no se contempla en electricidad. En electricidad se han establecido ya mecanismos de subastas para garantizar el aprovisionamiento del comercializador de último recurso, y para usar el precio resultante en la fijación de la tarifa de último recurso, mientras en gas (con un calendario más apretado) de momento no se ha definido un mecanismo análogo. La designación por parte del Ministerio de los suministradores de último recurso requiere, en el caso de la electricidad, la consulta previa de las Comunidades Autónomas, mientras en gas la designación es directa por parte del Ministerio. Y por último existe también una asimetría en el calendario de ambos proyectos, aunque quizás pueda justificarse por el mayor avance de la liberalización de los clientes en el gas que en la electricidad.

■ En cuanto a las normas que deben seguir distribuidores y comercializadores para gestionar los cambios de suministrador de los clientes, existen asimetrías tanto en las obligaciones de los comercializadores, como en el propio fundamento regulativo de las reglas, que en electricidad se desarrollaron bajo el liderazgo de la CNE con la participación de los operadores, mientras en gas dichas normas fueron propuestas por Sedigas, que es la asociación sectorial, en la que los operadores tienen derechos de voto prácticamente proporcionales a su cuota de mercado.

CONCLUSIONES ↓

La convergencia gas-electricidad es ya hoy muy importante y lo será aún más en el futuro por los siguientes motivos: porque la tecnología por la que apuestan todos los operadores para desarrollar la nueva capacidad de generación es el ciclo combinado (además de las renovables), y con ello el acceso al gas se convierte en un factor clave del negocio eléctrico; desde el punto de vista del gas, el crecimiento de la potencia instalada en ciclos combinados ha convertido a la generación con CCGT en el motor del crecimiento de la demanda y en un segmento de mercado muy relevante, y porque al mismo tiempo que aumenta la convergencia por los factores anteriores se desarrollan procesos de liberali-

zación de ambos mercados que facilitan la entrada de operadores eléctricos en gas y viceversa.

El proceso de convergencia en el caso español se ha visto ralentizado e incluso frenado en algunos casos, por la existencia de distorsiones de carácter regulativo, que han afectado principalmente a la comercialización en el sector eléctrico, por el efecto de unas tarifas reguladas artificialmente bajas que no reflejan el precio de la energía. También existen distorsiones en la regulación gasista, aunque quizás en este sector los obstáculos más importantes sean la escasez de infraestructuras de almacenamiento y la existencia de congestiones en el transporte que constituyen barreras al avance del mercado y la competencia.

Las principales implicaciones de la convergencia gas-electricidad son:

En primer lugar, que el mix de generación del sistema eléctrico, con un peso crecientemente importante de las energías renovables cuya producción está condicionada por factores meteorológicos, introduce una importante volatilidad en la demanda de gas de los ciclos combinados. Para poder gestionar adecuadamente esta volatilidad, se requiere de mayores flexibilidades en unas infraestructuras de transporte y almacenamiento ya escasas en la actualidad y que sólo estarán disponibles a medio o largo plazo. Por lo tanto, a corto plazo se hace necesario un rediseño de las normas de gestión técnica del sistema gasista que permita aprovechar al máximo las escasas flexibilidades que ofrecen las infraestructuras actuales.

En segundo lugar, la elevada exposición (75%) del sistema gasista español al mercado internacional de GNL, que sin duda aporta enormes ventajas en diversificación y seguridad, deja a nuestro mercado expuesto a la volatilidad de precios del mercado internacional, pues el GNL supone sólo el 7% del suministro a nivel mundial. Y esta volatilidad de precios del gas contribuirá también a incrementar la volatilidad de precios de la electricidad, que ya de por sí es elevada fruto del peso de las energías renovables. Para amortiguar la volatilidad de precios que soporten los clientes y los operadores, el papel de la comercialización y los mercados a plazo es fundamental.

En la medida en que se eliminen las distorsiones tarifarias, la convergencia en el negocio comercial será muy elevada, y ello contribuirá a la existencia de un mercado minorista competitivo en que operadores eléctricos, gasistas y nuevos entrantes compitan en el suministro de gas y electricidad a clientes. No obstante, en el mercado residencial y de pequeños negocios, una vez se eliminen las distorsiones tarifarias, la aparición de los suministradores de último recurso podría, dependiendo de cómo se realice la asigna-

ción de los clientes, conferir una posición de dominio especialmente abrumadora en el caso del mercado gasista, hasta el punto de generar barreras de entrada insalvables para el resto de operadores.

NOTAS ↓

- (1) CAPEX: *Capital Expenditure* se refiere al capital necesario para la inversión en determinados activos. Unos valores actualizados orientativos de la inversión necesaria en millones de Euros por MW instalado en las principales tecnologías de generación serían: 0,5 M€/MW para un ciclo combinado, 1,04 M€/MW para una planta de carbón y 2,5 M€/MW para una planta nuclear.
- (2) CCGT: Central de gas de ciclo combinado (*Combined Cycle Gas Turbine*)
- (3) CORES: Corporación de Reservas Estratégicas. Los comercializadores están obligados a mantener 35 días de existencias de seguridad sobre la base de sus ventas firmes (no interrumpibles). Para mantener dichas existencias disponen de los almacenamientos subterráneos, los almacenamientos de GNL, el almacenamiento de la red de transporte y los buques que se hallen a menos de 3 días de distancia del puerto de descarga.
- (4) Para comercializar en el segmento de grandes clientes los costes de establecimiento son muy reducidos en comparación con el volumen de negocio, ya que no es necesaria ni una organización muy grande, ni grandes inversiones en publicidad, sistemas de información y canales de atención comercial.
- (5) Ni para nuevos entrantes ni para los operadores que redujeron drásticamente su nivel de actividad en 2006 como consecuencia de los elevados precios mayoristas, que en combinación con tarifas reguladas demasiado bajas, restaban atractivo a la comercialización a clientes.
- (6) Salvo en el caso de un nuevo suministro. Sin embargo, en esa situación, el servicio fundamental para el cliente es la conexión a la red (eléctrica o gasista).
- (7) En realidad, y tal como se ha comentado anteriormente, en el negocio minorista la convergencia aparecerá en la medida que las distorsiones tarifarias y la barreras estructurales sean convenientemente eliminadas.

BIBLIOGRAFÍA ↓

- BP (2006): *BP Statistical Review of World Energy*. BP London.
- CNE (2006): *Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura*. Comisión Nacional de Energía. Madrid.
- CNE (2007a): *Información estadística sobre las ventas de Energía del Régimen Especial*. Comisión Nacional de Energía. Madrid.
- CNE (2007b): *Boletín Informativo sobre la evolución del mercado del gas natural en la zona peninsular*. Comisión Nacional de Energía. Madrid.
- REE (2007): *Avance del Informe 2006 del sistema eléctrico español*. Red Eléctrica de España. Madrid.
- SEDIGAS (2006): *Informe Anual 05*. Sedigas. Barcelona.
- SEDIGAS (2007): *Avance Estadístico 2006*. Sedigas. Barcelona.

