



Comisión

Nacional

de Energía

# **INFORME SOBRE LA EVOLUCIÓN DE LA COMPETENCIA EN LOS MERCADOS DE GAS Y ELECTRICIDAD**

**Periodo 2005-2007**

## ÍNDICE

<b>1. RESUMEN Y PROPUESTAS DE REFORMA REGULATORIA .....</b>	<b>2</b>
1.1. Estado de la competencia en el sector del gas natural y propuestas de reforma regulatoria.....	3
1.2. Estado de la competencia en el sector de la electricidad y propuestas de reforma regulatoria.....	7
<b>2. MERCADOS MAYORISTAS.....</b>	<b>12</b>
2.1. Mercado mayorista del gas natural .....	12
2.1.1. Cantidades negociadas en el mercado de gas mayorista.....	13
2.1.2. Precios en el mercado mayorista de gas .....	19
2.1.3. Evolución de la estructura del mercado mayorista de gas.....	22
2.1.4. Entradas y salidas en el mercado mayorista de gas.....	28
2.1.5. Capacidad y accesibilidad de las infraestructuras gasistas .....	28
2.2. Mercado mayorista de electricidad .....	32
2.2.1. Cantidades negociadas en el mercado mayorista de electricidad .....	34
2.2.2. Precios del mercado mayorista de electricidad.....	35
2.2.3. Evolución de la estructura del mercado de generación eléctrica .....	44
2.2.4. Construcción de nueva potencia eléctrica en España .....	55
2.2.5. Oferta de servicios complementarios.....	58
2.2.6. Gestión de restricciones técnicas .....	62
2.2.7. Contratación bilateral y mercados a plazo de electricidad .....	66
2.2.8. Episodios anómalos en el mercado mayorista de electricidad.....	67
<b>3. MERCADOS MINORISTAS.....</b>	<b>68</b>
3.1. Mercado minorista de gas natural.....	69
3.1.1. Evolución del grado de concentración en el mercado minorista de gas ..	71
3.1.2. Entradas y salidas del mercado minorista de gas natural.....	78
3.1.3. Impacto de la integración vertical sobre el desarrollo de la comercialización de gas.....	78
3.1.4. Impacto de la integración vertical sobre la fidelización de los consumidores de gas.....	81
3.2. Mercado minorista de electricidad .....	82
3.2.1. Evolución del grado de concentración en el mercado minorista de electricidad.....	85
3.2.2. Entradas y salidas del mercado minorista de electricidad .....	88
3.2.3. Impacto de la integración vertical sobre el desarrollo de la comercialización de electricidad .....	89
3.2.4. Impacto de la integración vertical sobre la fidelización de los consumidores de electricidad.....	90

## 1. RESUMEN Y PROPUESTAS DE REFORMA REGULATORIA

La Disposición adicional quinta contenida en las Leyes 12/2007 y 17/2007 establece que *“La Comisión Nacional de Energía, en el ejercicio de las funciones de supervisión que tiene encomendadas, remitirá anualmente un informe al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio analizando el grado de desarrollo de la competencia en el mercado eléctrico [mercado de hidrocarburos] incluyendo, en su caso, propuestas de reforma regulatoria destinadas a reforzar el grado de competencia efectiva en el sector”*.

El objeto de este informe es analizar la evolución de la competencia en el sector eléctrico y en el sector del gas natural. Tratándose del primer ejercicio que se realiza en cumplimiento de la citada disposición, se ha optado por examinar un periodo de tres años (2005-2007), lo que permite disponer de mayor información para valorar la evolución de los principales indicadores de competencia en los mercados de gas y electricidad.

El informe se enfoca en el grado de concentración y en la integración vertical, así como en otros aspectos específicos del funcionamiento de cada mercado que afectan a su dinámica competitiva. En el sector del gas estos aspectos incluyen la elevada dependencia de la contratación a largo plazo en el mercado primario internacional, el desarrollo incipiente del mercado secundario en España y los condicionantes impuestos por las infraestructuras y el sistema logístico existente. En el sector eléctrico se analiza el impacto del mix tecnológico y de la pivotalidad de los generadores en el mercado spot, y se hace referencia al desarrollo de los mecanismos de contratación a plazo, a la gestión de las restricciones técnicas y a los servicios complementarios. La información empleada se ha obtenido principalmente de las bases de datos de liquidaciones (SINCRO y SIFCO), de la base de datos de OMEL y REE de la que dispone la CNE (SGIME) y de los informes de supervisión periódicos realizados por la CNE.

En el periodo 2005-2007 el proceso de liberalización ha progresado, concretándose en una mayor apertura a la competencia y en una menor concentración en todos los mercados, aún cuando persisten, por una parte, asimetrías significativas entre los principales incumbentes y el resto de agentes y, por otra, algunas barreras a la entrada (que se detallan más adelante) y que no permiten la consolidación de nuevos competidores.

Las empresas eléctricas han fortalecido su entrada en los mercados gasistas, especialmente en el aprovisionamiento y en el segmento de comercialización a clientes industriales, aún cuando permanece una fuerte asimetría entre la cuota del principal incumbente y del resto de competidores. Al contrario, la capacidad de penetración de las empresas gasistas y de otros competidores en el mercado eléctrico ha sido más reducida y discontinua, sobre todo en el mercado minorista eléctrico, donde se ha

registrado un estancamiento, relacionado en buena parte con el problema del déficit tarifario.

### 1.1. Estado de la competencia en el sector del gas natural y propuestas de reforma regulatoria

En el mercado mayorista de gas sigue destacando la rigidez del mercado primario, dominado por los contratos de largo plazo con cláusulas *take or pay*, el poder de mercado de los productores y la ausencia de un mercado spot líquido con precios visibles. En este contexto los importadores de gas en España tienden a recurrir esencialmente a contratos de largo plazo para suministrar a los consumidores finales, recurriendo a contratos spot o de corto plazo tan sólo de forma marginal, para cubrir variaciones en la demanda y para realizar operaciones de *trading*. De hecho, en 2007, los contratos de aprovisionamientos de gas en España con vida residual superior a 10 años superaban el 80% del total del gas importado, según la información recibida por la CNE de las empresas comercializadoras. Por otra parte, en el periodo analizado se aprecia un aumento en el grado de diversificación de las carteras de contratos de los principales importadores.

GAS NATURAL mantiene sus ventajas competitivas de volumen y flexibilidad respecto a los otros operadores, relacionadas con su mayor cuota sobre el total de aprovisionamientos ([...] en 2007, considerando el gas suministrado a ENAGAS para el mercado regulado) y, en particular, sobre el gas canalizado, con la diversificación de la procedencia del gas y con el peso elevado de los contratos [...]. Sus principales competidores en este periodo han sido las empresas eléctricas, IBERDROLA, UNIÓN FENOSA y ENDESA, que han alcanzado, respectivamente, cuotas en aprovisionamientos del [...],[...] y [...]. Se ha registrado tan solo una nueva entrada, la de ELECTRABEL, con una cuota, del [...] en 2006. Asimismo se señala la reducción drástica en la cuota de BP, que ha bajado del [...] en 2005 al [...] en 2007.

Se señala por otra parte que en estos años se ha desarrollado un mercado secundario informal de transacciones bilaterales a través de la plataforma informática MS-ATR de ENAGAS. Estos intercambios, cuyo volumen total alcanzó 443.909 GWh en 2007 (un 8% por encima de la demanda de ese año) no reflejan precio de transacciones. Dicha contratación bilateral surge, fundamentalmente, como respuesta a las carencias de flexibilidad actuales del sistema gasista español, causadas por la fuerte dependencia del aprovisionamiento en forma de GNL por un lado, y la escasez de almacenamiento subterráneos y las restricciones en la red de transporte por otro. Se trata de un mercado especialmente importante para los comercializadores de tamaño más reducido que se aprovisionan exclusivamente de GNL y no cuentan con un mercado suficientemente amplio de clientes finales y/o con generación eléctrica.

En el mercado minorista de gas, donde el coste de la materia prima reconocido en la tarifa se ha mantenido sustancialmente por encima del coste estimado del gas en frontera española, el mercado libre ha seguido creciendo, alcanzando casi el 90% del volumen total de la demanda a finales de 2007. Desde 2005 se aprecia una disminución paulatina de la cuota de mercado del Grupo GAS NATURAL en la totalidad

del mercado minorista del gas, manteniéndose el fuerte grado de asimetría entre su cuota y la de los demás competidores, que se refleja en un HHI de 2986 en 2007.

El desarrollo del sub-mercado del suministro de gas a la generación eléctrica ha sido y sigue siendo la principal dinámica que impulsa la competencia en el mercado minorista de gas. Si bien en una primera etapa de funcionamiento del mercado se observaba una participación muy activa de comercializadoras procedentes de los grandes grupos empresariales petrolíferos, como BP, recientemente se aprecia un descenso o un estancamiento, de la cuota de participación de éstas en el mercado liberalizado. Por otra parte, la cuota de los suministros procedentes de comercializadoras de grupos empresariales que vienen operando tradicionalmente en el sector eléctrico, como IBERDROLA, ENDESA y UNIÓN FENOSA, sigue una tendencia creciente, que se ha acentuado de manera importante en los últimos años. Asimismo, la reciente entrada de SONATRACH GAS COMERCIALIZADORA en 2008 está estrechamente relacionada con este sub-mercado, [...].

La adquisición del gas para su utilización en centrales de ciclo combinado aporta un apoyo fundamental al desarrollo de la comercialización de gas. Para la importación del gas los comercializadores necesitan firmar contratos de larga duración y alcanzar escalas mínimas eficientes (típicamente, los contratos internacionales de gas tienen como mínimo un volumen alrededor de 1 bcm). Al garantizar consumos elevados y de larga duración, el uso del gas para la generación eléctrica permite reducir significativamente el riesgo de entrada en el mercado minorista, donde los clientes finales no están generalmente dispuestos a asumir compromisos de consumo de larga duración.

El sub-mercado de suministro a consumidores industriales es el que ha registrado la mayor entrada de competidores, aún cuando se sigue observando cierta asimetría entre la cuota de GAS NATURAL y la de otros agentes. En los últimos tres años, GAS NATURAL ha mantenido en este sub-mercado una cuota entre el [...] y el [...].

Por otra parte, la competencia casi no ha progresado en el sub-mercado de suministro a consumidores doméstico-comerciales. En 2007 el 80% de este sub-mercado se suministraba a tarifa regulada y el remanente 20% en el mercado libre. Respecto del total, la cuota de mercado de GAS NATURAL fue del [...] reflejando el elevado grado de fidelización de los clientes al operador incumbente en la gran mayoría de las áreas de distribución en España.

A la luz de estas consideraciones puede afirmarse que, en general, la competencia ha aumentado en el sector del gas, especialmente en lo que respecta al desarrollo del mercado secundario y del sub-mercado de consumidores industriales. No obstante, quedan obstáculos importantes que están dificultando la entrada y la consolidación de nuevos competidores en las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas:

1. La carencia de almacenamiento subterráneos, que previsiblemente se mantendrá hasta 2014, y las restricciones de transporte están encareciendo los costes de operación para los comercializadores más pequeños.
2. La ausencia de un mercado secundario organizado con contratos estándar y precios transparentes limita el atractivo del mercado gasista español para nuevos entrantes.
3. Las reglas actuales de acceso y gestión técnica del sistema están produciendo un conjunto de problemas de sobre-contratación e ineficiencias en la utilización de las plantas de regasificación, que tienden a perjudicar especialmente a los agentes de menor tamaño. Las normas objeto de debate conciernen en particular a la contratación del acceso planta por planta, a la fuerte penalización de los excesos de utilización de capacidad y no tanto de los defectos, y a la ausencia de mecanismos de sanciones/compensaciones para inducir a los comercializadores a realizar previsiones correctas de sus consumos y, por tanto, a minimizar los desvíos y retrasos forzados de buques.<sup>1</sup>
4. En el sub-mercado de consumidores domésticos los operadores incumbentes mantienen una ventaja competitiva respecto de otros competidores, que se concreta en el desarrollo de la actividad de comercialización principalmente dentro de los límites del área de distribución del mismo grupo. A este aspecto se añade la tendencia de los consumidores domésticos a permanecer con el grupo empresarial que les suministraba antes de la liberalización del mercado, en parte como resultado de su relación con el distribuidor (mediante facturas, reparaciones y otros servicios) y por el conocimiento de la marca, y en parte por razones de inercia y escasa disposición al cambio de suministrador ligadas a las propias características de esta categoría de consumidores.
5. Más en general, existe una falta de transparencia de precios del gas en España, tanto en el mercado mayorista como minorista, en comparación con los principales países europeos. La desaparición progresiva del sistema de tarifas reguladas plantea, de cara al consumidor final, la falta de una referencia sobre los precios de mercado, y una gran dificultad para comparar los precios de las ofertas de suministro realizadas por los distintos comercializadores.

Los tres primeros problemas identificados tenderán a solucionarse en el largo plazo mediante la construcción de las infraestructuras necesarias de almacenamiento y de interconexión internacional, favoreciendo la aparición espontánea de un *hub* en España.

Por otra parte, cabe destacar que los principales mercados europeos están evolucionando hacia modelos organizados con precios transparentes y contratos

---

<sup>1</sup> A este respecto se señala que no está todavía concluido el debate actualmente en curso, en el seno del Grupo de Modificación de las NGTS, sobre el modelo de gestión logística del sistema gasista.

estándares. Estos mercados se han creado, en la mayoría de los casos, con el decidido apoyo de las entidades reguladoras. En la actualidad, países como Alemania, Francia e Italia trabajan para establecer o potenciar mercados organizados para el comercio mayorista de gas. El grado de avance de la liberalización del gas en España ya proporciona las condiciones adecuadas para permitir el establecimiento de un mercado organizado. Entre las condiciones que cumple el mercado español para el establecimiento de un mercado organizado cabe destacar la existencia de capacidad de importación disponible, las reglas de acceso de terceros, regulado y no discriminatorio en todas las infraestructuras del sistema (incluidas las plantas de regasificación y los almacenamientos), la disponibilidad de diferentes fuentes de aprovisionamiento de gas a través del GNL, la existencia de diferentes agentes comercializadores de gas y una única zona de balance para todo el sistema de transporte.

En todo caso, para que dicho mercado se pueda llevar a cabo es necesario que las normas de balance, de acceso y gestión técnica del sistema junto con la contratación de acceso también estén orientadas a facilitar su desarrollo.

En este sentido, para facilitar los tránsitos internacionales, así como para fomentar el uso del almacenamiento operativo comercial (AOC) en España como punto de compra – venta de gas natural, sería conveniente redefinir la forma de contratación de los peajes, permitiendo la contratación desagregada de los distintos servicios de entrada y salida al sistema de transporte, respetando la viabilidad técnica del sistema.

Asimismo, parece necesario tomar medidas que mejoren las reglas de gestión logística existentes, teniendo en todo caso en cuenta las propuestas que surjan de los Grupos de Trabajo sobre las Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS). Se recomendarían en particular reglas de contratación que permitan un mejor aprovechamiento de la holgura existente en la capacidad de regasificación instalada, así como nuevas reglas operativas que permitan una mejor asignación de la totalidad del mercado entre los distintos puntos de entrada del sistema (por ejemplo extendiendo el análisis de viabilidad que realiza el GTS sólo sobre los puntos con consumo superior a 50 GWh a todos los puntos con consumo superior a 10 GWh), conjuntamente con la introducción de algunas señales económicas para facilitar el cumplimiento de las entradas mínimas necesarias en las distintas plantas y de incentivos y penalizaciones para aumentar la eficiencia de gestión del GTS.

El cuarto y quinto problemas mencionados conciernen el grado limitado de competencia hasta la fecha en el sub-mercado de los consumidores domésticos de gas. Para mejorar esta situación se propone:

- El establecimiento de una Tarifa de Último Recurso realmente aditiva y que no introduzca distorsiones en el desarrollo de la competencia. Asimismo, se considera conveniente limitar progresivamente el ámbito de aplicación de la TUR sólo a los consumidores domésticos.

- Introducción de obligaciones para las empresas comercializadoras de presentar a los consumidores domésticos al menos dos ofertas básicas de suministro según un formato estándar que establecerá esta Comisión, con el objetivo de facilitar la comparación de ofertas para los consumidores. Estas dos ofertas se referirán a una modalidad de suministro básico sólo de gas y a otra de suministro básico de gas y electricidad.
- Implementación eficaz de los mecanismos recientemente introducidos en la normativa (separación funcional de actividades y Oficina de Cambio de Suministrador) para asegurar su adecuado funcionamiento. A este fin incidirán positivamente los desarrollos reglamentarios pendientes de aprobación (por ejemplo el Real Decreto que regula la Oficina de Cambio de Suministrador), la emisión de nuevas circulares relacionadas con la actividad de supervisión de la CNE (por ejemplo la Circular sobre el mercado minorista de gas) y el procesamiento de los datos de circulares existentes (por ejemplo la Circular sobre el mercado minorista de electricidad).
- Realización de una campaña informativa conjunta por parte de la CNE y del Ministerio de Industria sobre los derechos de los consumidores y los procedimientos de cambio de suministrador.

## **1.2. Estado de la competencia en el sector de la electricidad y propuestas de reforma regulatoria**

El sistema eléctrico peninsular presenta todavía un grado de interconexión muy limitado con otros países. En 2007 la capacidad comercial máxima de importación de las interconexiones existentes representaba alrededor del 4% del total de capacidad instalada. Asimismo, en el periodo considerado la contribución de las importaciones a la cobertura de la demanda de punta máxima ha sido reducida o nula y el saldo neto de los intercambios internacionales ha sido exportador. Estas características siguen restringiendo la dinámica competitiva del mercado mayorista de electricidad a una dimensión geográfica nacional peninsular.

Por otra parte, cabe destacar la entrada en funcionamiento del MIBEL en 2006 y el importante crecimiento de la contratación bilateral y de los mercados organizados a plazo, relacionado en gran parte con la entrada en funcionamiento del mercado de OMIP, las subastas CESUR que incluyen la obligación de los distribuidores de adquirir parte de la energía mediante estos mecanismos para el suministro a precio regulado y las emisiones primarias de energía (EPES), a través de las cuales ENDESA e IBERDROLA tienen la obligación de ceder a terceros el uso de una parte de su capacidad de producción mediante un mecanismo de subasta. Mientras en 2005 la casi totalidad de las transacciones de energía se realizaba en el mercado diario, a comienzo de 2008 aproximadamente el 40% de la energía se negociaba ya mediante contratos bilaterales intragrupos en el caso de los generadores-comercializadores y mediante contratos de futuros en el mercado OMIP y en las subastas reguladas CESUR, en el

caso de los distribuidores. Asimismo, como consecuencia del desarrollo de la contratación a plazo con entrega física, a efectos de realizar coberturas de posiciones a plazo, se ha impulsado la negociación OTC (*Over the Counter*) con liquidación financiera.

El precio del mercado diario de OMIE, fijado sobre la base de un mecanismo de subasta uniforme, sigue representando la referencia principal para los demás segmentos del mercado mayorista del MIBEL. A su vez, en el periodo considerado la evolución del precio de OMIE ha mostrado una correlación especialmente elevada con los precios internacionales de corto plazo de gas (del mercado de Zeebrugge en particular), mientras ha sido prácticamente nula la correlación con el coste del gas estimado en frontera española. Una correlación igualmente elevada existe entre los precios de los futuros de gas y los de los futuros de OMIP.

En cuanto a la estructura del mercado de generación, se señala una evolución pro-competitiva, procedente en primer lugar del significativo descenso en la cuota de ENDESA respecto del total de la generación eléctrica realizada, que pasó del 31,1% en 2005 al 27,8% en 2007 y la reducción en su pivotalidad respecto de la cobertura de la demanda. La cuota de IBERDROLA, que ascendía al 23,8% en 2005, aumentó en 2006 hasta el 25,4% y se redujo nuevamente al 23,7% en 2007, manteniéndose por otra parte estable su situación de pivotalidad. UNIÓN FENOSA registró un incremento de su cuota, pasando del 11,1% en 2005 al 12,5% en 2007. Por su parte, VIESGO e HIDROCANTÁBRICO redujeron ligeramente sus cuotas. El principal nuevo entrante, GAS NATURAL, consolidó su posición, al aumentar su cuota sobre la generación total desde el 3,3% en 2005 hasta el 5,6% en 2007. Finalmente, cabe reseñar el incremento de la cuota de otras empresas menores, tanto del Régimen Ordinario, cuya cuota aumenta del 3,6% en 2005 al 4,5% en 2007, como del Régimen Especial, que pasa del 13,8% en 2005 al 14,7% en 2007.

En lo que concierne a la construcción de nueva potencia, en el periodo analizado ésta se ha incrementado casi en un 15% en el Régimen Ordinario y en un 22% en el Régimen Especial. Cabe señalar que el 17% de la nueva potencia en el Régimen Ordinario fue instalada por nuevos entrantes (AES y ELECTRABEL). Por otra parte, se estima que en el Régimen Especial más del 60% del incremento de potencia en estos años fue instalada por nuevos entrantes y otras empresas, distintas de los incumbentes.

La dinámica competitiva observada en el mercado minorista de electricidad ha sido principalmente asociada a la transición de la demanda desde el mercado regulado al mercado libre, y al principal determinante de la misma: la relación entre el precio de la energía incorporado en la tarifa final y el precio de la energía en el mercado mayorista.

Debido a que el precio de la energía implícito en la tarifa integral ha sido significativamente inferior al precio de la electricidad en el mercado diario durante 2005 y 2006, el tamaño del mercado libre se ha reducido del 38% al 25% en 2006, y algunos comercializadores, como IBERDROLA y GAS NATURAL, han optado por una estrategia de parcial retirada.

En 2007, con la introducción del mecanismo del déficit ex ante y el ajuste al alza del precio de la energía incorporado en la tarifa integral, se ha registrado un cambio en esta tendencia, aumentado al 29% el porcentaje de la demanda en el mercado libre.

En el periodo 2005-2007 se ha mantenido el alto grado de concentración del mercado de suministro a clientes finales. Considerando el mercado en su totalidad, que incluye el segmento a tarifa y el segmento liberalizado, se observa un HHI alrededor de 3.000 y una cuota conjunta de ENDESA e IBERDROLA que supera el 70% del total durante todo el periodo. UNIÓN FENOSA, presenta un ligero incremento pasando de 13,84% en 2005 a 14,36% en 2007, situándose como el tercer operador con mayor cuota de mercado. Por su parte, GAS NATURAL, que en años anteriores había entrado de forma muy activa en la comercialización de electricidad, presenta una disminución drástica de su cuota, del 2,57% en 2005 al 0,86% en 2007.

En el sub-mercado de baja tensión, que incluye consumidores domésticos y pequeños comercios e industrias con baja elasticidad al precio y que en gran mayoría se suministran a tarifa, se observa también cierta estabilidad, aún mayor que la observada para el mercado total, de las cuotas de los principales suministradores.

En lo que concierne al sub-mercado de alta tensión, que comprende a los consumidores industriales, con más elasticidad al precio y con una presencia relevante en el mercado libre, se observa una evolución de las cuotas mucho menos estable que en el otro segmento analizado. Es sobre todo en este sub-mercado donde se ha apreciado el efecto del déficit de tarifa. Frente a la escasa rentabilidad de la actividad de comercialización varios comercializadores decidieron reducir parcialmente su presencia en este negocio. Entre ellos destaca la estrategia de IBERDROLA que redujo su cuota desde el [...] en 2005 al [...] en 2007 (la disminución de cuota es todavía más evidente si se considera sólo el mercado liberalizado en alta tensión donde IBERDROLA pasó de tener una cuota del [...] en 2005 a una del [...] en 2007).

Todo lo anterior sugiere que también en el caso del sector eléctrico se puede afirmar que la competencia ha progresado, aún cuando este avance se limita esencialmente al mercado mayorista, y está ligado a la reducción del grado de concentración y al desarrollo de los mercados a plazo y de la contratación bilateral, que están dotando de mayor estabilidad y liquidez al mercado mayorista de electricidad, permitiendo, sobre todo a los comercializadores más pequeños y a los grandes consumidores, acceder más fácilmente al mercado mayorista, y disponer en el caso de las EPEs de capacidad de producción de los dos agentes de mayor tamaño y realizar una cobertura de riesgo frente a variaciones en el precio de la energía en el mercado diario. Por otra parte, se cuestiona que las actuales subastas EPEs, en su formato existente, puedan tener un impacto pro-competitivo adicional sobre los incentivos de los generadores a aumentar sus precios de ofertas en el mercado spot.

La cuestión crucial, desde la perspectiva de competencia, es si la menor concentración alcanzada en la estructura de mercado mayorista actual, así como las nuevas entradas (aún cuando discontinuas en el tiempo y limitada a determinadas tecnologías), son

suficientes para restringir el ejercicio potencial de poder de mercado por los operadores de mayor tamaño.

De acuerdo con los informes de supervisión realizados hasta la fecha por la CNE se apunta la existencia de dos principales fuentes de problemas de competencia en el mercado mayorista de electricidad:

- En el mercado diario, para algunos periodos se han planteado dudas sobre la formación de precios, debidos a la fuerte concentración en el ámbito de la tecnología marginal, junto con la elevación de los precios por encima de las referencias de costes.
- En la gestión de restricciones técnicas, cuyo precio se establece mediante un mecanismo de subasta de tipo *pay as bid*, se ha observado la programación de unidades térmicas a precios muy elevados respecto de los costes de producción de referencia (en el pasado la CNE había denunciado ante el Servicio de Defensa de la Competencia numerosas prácticas potencialmente anti-competitivas en este ámbito).

Frente a estos problemas parece oportuno plantear las siguientes medidas regulatorias:

- Desarrollo adicional de nuevas Emisiones Primarias de Energía (EPEs o VPPs), con características distintas de las actuales, dirigidas a mitigar los incentivos a ejercer poder de mercado por parte de los incumbentes y a incentivar la entrada de nuevos comercializadores. Este desarrollo, sobre el cual esta CNE está trabajando, tendría ante todo en cuenta la determinación de un volumen de potencia a ceder relacionado con la situación de pivotalidad de los operadores, es decir con el problema de competencia que se plantea mitigar. Otras características claves conciernen a la duración, la antelación con la que se celebre la subasta respecto del periodo de entrega, la imposición de requisito de pre-calificación, la indexación del precio de ejercicio o el perfil de modulación temporal del producto a subastar.
- Revisión del mecanismo de retribución de las centrales que participan en la resolución de restricciones técnicas, considerando que la aplicación de un puro mecanismo de tipo *pay as bid* tiende a ser inadecuado en situaciones en la que existen empresas con posiciones de dominio que no tienen incentivos a realizar ofertas competitivas. De forma complementaria, y de acuerdo con las recomendaciones del Consejo de Reguladores del MIBEL, parece necesario revisar y desarrollar el sistema de pago de la capacidad en su vertiente de disponibilidad para asegurar la compensación de los costes fijos de operación y mantenimiento de las centrales de reserva o de punta, y por tanto evitar su cierre o su paso a una situación de indisponibilidad.

Por otra parte, en lo que concierne al mercado minorista eléctrico, tal y como se ha comentado anteriormente, el principal obstáculo que hasta la fecha ha impedido el

desarrollo de la competencia ha sido el déficit tarifario. Por lo tanto, una intervención prioritaria en este ámbito consistiría en revisar la estructura actual de las tarifas eléctricas y en particular de la nueva tarifa de último recurso, incluyendo una aceleración de su calendario de aplicación.

Adicionalmente, para el mercado minorista eléctrico se considera conveniente la adopción de medidas similares a las que se han indicado para el mercado minorista de gas:

- Introducción de obligaciones para las empresas comercializadoras de presentar a los consumidores doméstico-comerciales conectados en baja tensión al menos unas ofertas básicas de suministro según un formato estándar que establecerá esta Comisión, con el objetivo de facilitar la comparación de ofertas para los consumidores. Estas ofertas se referirán, por ejemplo, a una modalidad de suministro sólo de electricidad y a otra de suministro de gas y electricidad.
- Realización de una implementación eficaz de los mecanismos recientemente introducidos en la normativa (separación funcional de actividades y Oficina de Cambio de Suministrador) para asegurar su adecuado funcionamiento. A este fin deberán realizarse en la mayor brevedad posible, también, la aprobación de todos los desarrollos reglamentarios pendientes (por ejemplo el Real Decreto que regula la Oficina de Cambio de Suministrador), la emisión de nuevas Circulares relacionadas con la actividad de supervisión de la CNE y el procesamiento de los datos de Circulares existentes (por ejemplo la Circular sobre el mercado minorista de electricidad).
- Realización de una campaña informativa conjunta por parte de la CNE y del Ministerio de Industria sobre los derechos de los consumidores y los procedimientos de cambio de suministrador.

## 2. MERCADOS MAYORISTAS

El uso creciente del gas en la generación eléctrica ha determinado, en la gran mayoría de los países industrializados, una interrelación importante entre los mercados mayoristas del gas y de la electricidad: precios elevados (reducidos) del gas tienden a generar subidas (bajadas) en los precios de la electricidad, puesto que esta tecnología es generalmente marginal en un gran número de horas, y, además, en la medida en que el gas tiene un uso significativo en las centrales de ciclo combinado, un aumento (descenso) del precio de la generación eléctrica puede inducir un aumento (descenso) del precio del gas también para usos convencionales.

En el caso español parece claro que el precio del gas representa uno de los determinantes principales del precio de la electricidad resultante de un mercado mayorista de tamaño peninsular, en ocasiones limitado por restricciones locales de la red de transporte. Por otra parte, el precio del gas se determina en un ámbito internacional, en el cual influyen la indexación tradicional al precio del petróleo y las condiciones de demanda y oferta de varias áreas geográficas (en particular América del Norte, Europa y Asia).

### 2.1. Mercado mayorista del gas natural

El mercado mayorista de gas está formado por dos sub-mercados, el mercado primario y el mercado secundario.

El mercado primario incluye las transacciones entre productores de gas por el lado de la oferta y los agentes importadores o aprovisionadores<sup>2</sup> de gas a España por el lado de la demanda. Dada la reducida cantidad de gas producido en España, que representa menos del 1% del total del gas incorporado al sistema, estas transacciones se realizan en su casi totalidad fuera del sistema gasista español. El gas importado es introducido en el sistema gasista nacional mediante unos puntos de entrada por gasoducto, si se trata de gas canalizado, o por planta de regasificación si se trata de Gas Natural Licuado (GNL).

La dimensión geográfica de este mercado es compleja de definir y requiere la consideración de todos los elementos que condicionan la posibilidad de importar gas en el sistema español. Para el GNL los condicionantes son mínimos, puesto que existe capacidad suficiente, disponible para la contratación, en las plantas de regasificación existentes y planificadas, y la oferta a la que pueden acceder los aprovisionadores es en principio mundial, pudiendo importarse gas a España desde cualquier país que disponga de capacidad de licuefacción (en realidad la mayoría de los movimientos de

<sup>2</sup> En este informe se emplea el término “abastecimiento(s)” para indicar, en general, la oferta de gas por parte de productores y *traders* internacionales en el mercado primario. Por otra parte, se emplea el término “aprovisionamiento(s)” para indicar las importaciones de gas a España, realizada por los sujetos habilitados según la legislación vigente.

GNL hacia España proceden de la cuenca atlántica, que incluye EEUU y Europa como los principales demandantes, y países de América, Europa, Norte de África y Oriente Medio como los principales oferentes).

Por otra parte, el acceso al gas canalizado depende del trazado de las conexiones internacionales por gasoducto y de la disponibilidad de capacidad para contratar en dichos gasoductos. La oferta de gas está esencialmente limitada al gas argelino (a través de la conexión Magreb-Europa y, a partir de 2009, del gasoducto MEDGAZ) y al gas del Mar del Norte, principalmente de Noruega (a través de las conexiones con Francia). Asimismo, la capacidad de estos puntos de entrada se encuentra casi toda contratada, estando disponible para nueva contratación tan solo un 5-10% de la misma.

Finalmente, la capacidad de los importadores de sustituir una opción de aprovisionamiento por otra no es generalmente factible en plazos cortos, debido a que la gran mayoría del gas se importa mediante contratos de largo plazo (10-20 años). En consecuencia, los productores se aseguran el “acceso exclusivo” a los importadores durante periodos de tiempo extensos, aún cuando las presiones competitivas de otros suministradores pueden transmitirse sobre los precios contractuales mediante las revisiones periódicas de los mismos (*price reopeners*)<sup>3</sup>.

Este conjunto de factores conlleva a la consideración de una dimensión geográfica en principio supranacional del mercado primario de gas, que se ve parcialmente condicionada por características propias del sistema español, como el trazado y la capacidad de los gasoductos y los contratos de importación de gas de largo plazo.

Por su parte, el mercado secundario abarca todos los intercambios que tienen lugar en el ámbito del sistema gasista español entre importadores de gas en origen y otros comercializadores. Este mercado tiene una clara dimensión nacional-peninsular, puesto que, por su propia naturaleza, comprende los contratos de reventa de los importadores a otros comercializadores, y las transacciones que los comercializadores realizan entre ellos (típicamente de corto plazo) para ajustar sus posiciones de compra y venta de cara a sus necesidades de suministro a los consumidores finales en España.

### 2.1.1. Cantidades negociadas en el mercado de gas mayorista

El sistema de abastecimiento de gas al mercado español está condicionado por la práctica ausencia de producción nacional, por su escasa interconexión vía gasoducto con el resto de Europa y por su importante capacidad instalada de terminales de regasificación de GNL. Estas características condicionan de manera fundamental el funcionamiento del mercado primario y secundario.

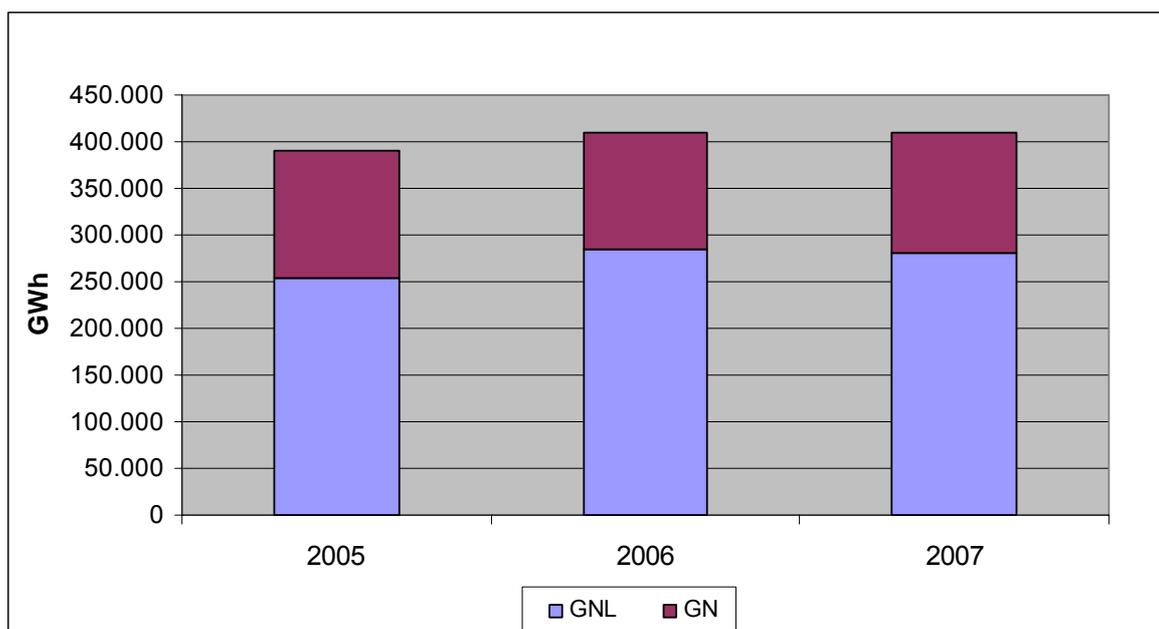
<sup>3</sup> Comisión Europea, *Energy Sector Inquiry*, 10 de enero de 2007.

En lo que concierne al mercado primario, en 2005 el volumen total de abastecimientos fue de 361.923 GWh, incrementándose en un 13% y alcanzando los 408.296 GWh en 2006. En 2007, como consecuencia del descenso de la demanda de gas, el volumen de abastecimientos disminuyó en un 2%, alcanzando los 401.560 GWh. En todo el periodo considerado las importaciones han representado más del 99,5% del total.

La entrada de GNL se ha incrementado considerablemente entre 1999 y 2004, pasando del 46% al 64%. En los últimos años el aumento ha sido moderado: el porcentaje de GNL ha pasado del 65% en 2005 a casi el 70% en 2006, mientras en 2007 ha caído ligeramente al 68%. Esta reducción está relacionada con una mayor entrada de gas por gasoducto desde Argelia y Portugal, así como a menores entradas de GNL procedente de Egipto, Qatar y Trinidad y Tobago.

La existencia de una amplia capacidad disponible en las plantas de regasificación ha contribuido a impulsar la diversificación y, por tanto la competencia, entre fuentes alternativas de gas. Por otra parte, el perfil de aprovisionamiento mediante GNL impone requisitos importantes de flexibilidad sobre los comercializadores, puesto que está basado, fundamentalmente, en la descarga de buques de gran tamaño que llegan a intervalos regulares en el tiempo y configuran una oferta en forma de diente de sierra en torno a un nivel medio constante (contratos de largo plazo), mientras la demanda a cubrir es alisada y apuntada en ciertas épocas del año. Además, la oferta y demanda de gas natural pueden cambiar de forma repentina y los comercializadores deben responder a estos cambios (debidos, por ejemplo, al clima o a problemas técnicos como el retraso de la llegada de un barco metanero) cumpliendo con sus obligaciones de suministro a los consumidores finales.

**Gráfico 1 Evolución de los abastecimientos por tipo de gas (GN y GNL)**



Fuente: CNE, Informe de supervisión de los abastecimientos de gas y la diversificación de suministro, Resolución MINECO 15/07/2002

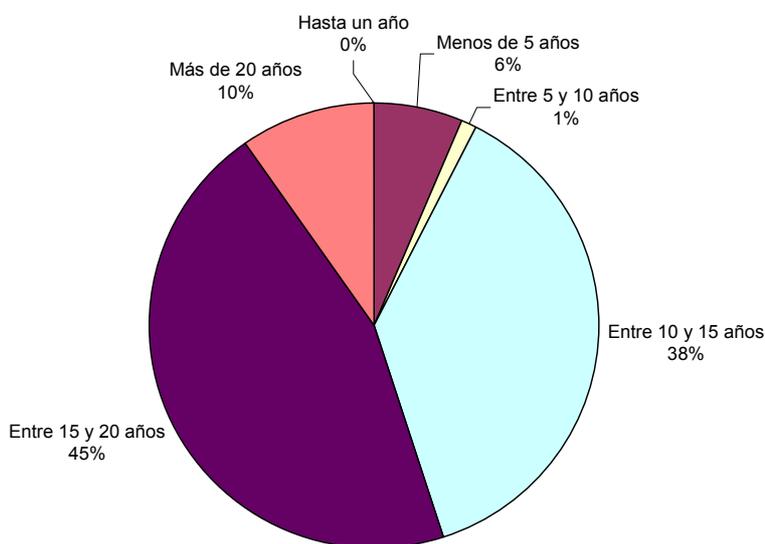
Otra característica relevante a tomar en consideración, por su impacto sobre la dinámica competitiva de este mercado, es la importancia de la negociación basada en contratos bilaterales confidenciales de largo plazo, con cláusulas de compra obligatoria y precios indexados a la evolución de los precios de productos petrolíferos. Aún cuando en los últimos años el volumen de contratos *spot* y de corto plazo se ha incrementado de forma significativa, especialmente en relación con el desarrollo del mercado internacional del GNL, éste no tiene liquidez suficiente y la actividad de comercialización de gas sigue precisando el establecimiento de contratos de importación de largo plazo con los productores.

En los gráficos siguientes se muestran los contratos activos según su duración residual, es decir el número de años que quedan hasta la fecha de vencimiento, que se ha calculado sobre la base de los volúmenes contractuales previstos por los comercializadores para el suministro del mercado liberalizado en los años 2006 y 2007. La duración residual, en comparación con la duración total de los contratos, es una medida que refleja mejor la sensibilidad de los importadores frente a ofertas alternativas de otros productores en los mercados internacionales.

Como se desprende de los gráficos siguientes, el porcentaje de contratos de largo plazo con una duración residual superior a 10 años es elevado, aún cuando ha descendido ligeramente, pasando del 83% en 2006 al 79% en 2007. Por otra parte, la composición de dichos contratos ha cambiado: ha disminuido el porcentaje de contratos de muy largo plazo, con una vida remanente por encima de 20 años, lo que indica que no se han firmado nuevos contratos con duración superior a 20 años, mientras ha aumentado el volumen de contratos con duración residual entre 15 y 20 años, lo que refleja la estipulación de nuevos contratos con vencimiento entre 15 y 20 años, así como la existencia de contratos antiguos de duración superior a 20 años cuya duración residual va disminuyendo con el pasar del tiempo.

[...]

**Gráfico 2 Estructura de los contratos activos de gas natural en 2006 según su duración residual**



Fuente: CNE sobre la base de información aportada por los comercializadores para el Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura.

**Gráfico 3 Estructura de los contratos activos de gas natural en 2007 según su duración residual**



Fuente: CNE sobre la base de información aportada por los comercializadores para el Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura.

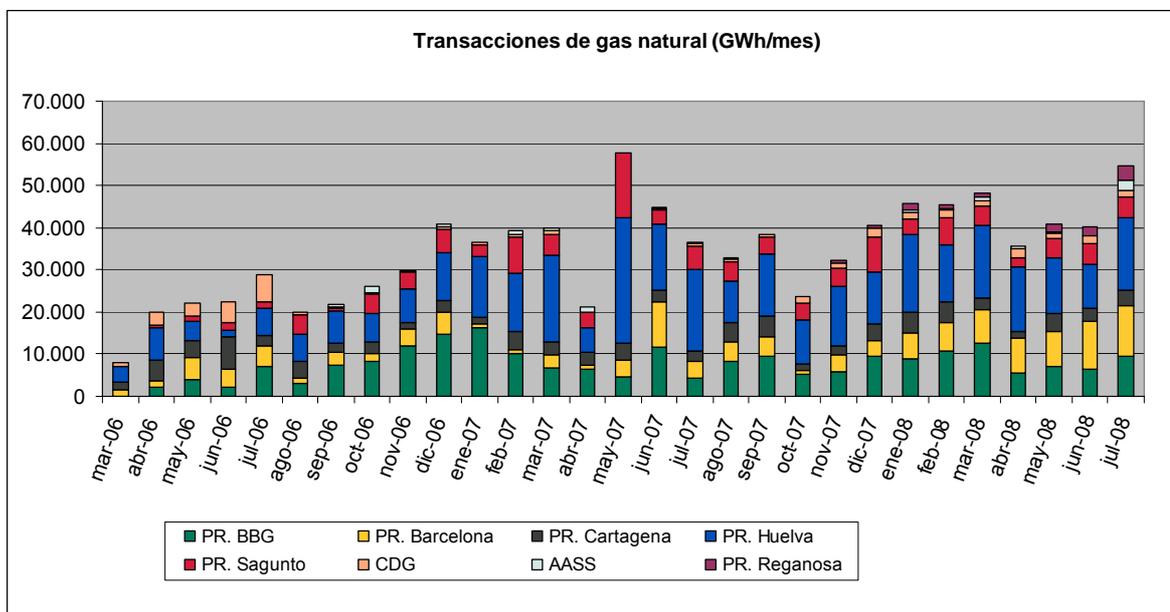
En lo que concierne al mercado secundario, cabe señalar que se ha desarrollado un mercado informal de transacciones bilaterales que se comunican al sistema a través de la plataforma informática MS-ATR desarrollada por ENAGAS. Se trata de un mercado de ajustes no organizado donde se realiza un elevado conjunto (en número de operaciones y volumen de energía) de compra/ventas de gas entre comercializadores. La gran mayoría de las transacciones se realizan en un horizonte diario o semanal. Los principales puntos de compra-venta de gas son las plantas de regasificación y en medida inferior el punto de balance de la red de transporte (indicado habitualmente como centro de gravedad del sistema) y los almacenamientos subterráneos.

Estos intercambios surgen fundamentalmente como respuesta a las carencias de flexibilidad del sistema gasista español, causadas por la escasez de almacenamiento subterráneos y por la existencia de restricciones en la red de transporte, y son especialmente importantes para los comercializadores de tamaño más reducido que se aprovisionan de GNL y no cuentan con un mercado suficientemente amplio de clientes finales y/o con generación eléctrica.

En ausencia de capacidad de almacenamiento subterráneo suficiente, el principal mecanismo de flexibilidad para los comercializadores de menor tamaño ha sido, hasta la fecha, el mencionado mercado secundario no organizado. Gracias a las transacciones realizadas en este mercado los comercializadores pueden descargar cantidades de GNL superiores a sus necesidades inmediatas, determinadas por el tamaño de los metaneros, sin incurrir en las elevadas penalizaciones que se imponen al superar los tiempos máximos permitidos (8 días) de almacenamiento en los tanques de GNL de las plantas de regasificación y para la descarga de un buque (5 días). Asimismo, pueden resolver problemas coyunturales de falta de gas frente a aumentos imprevistos de la demanda.

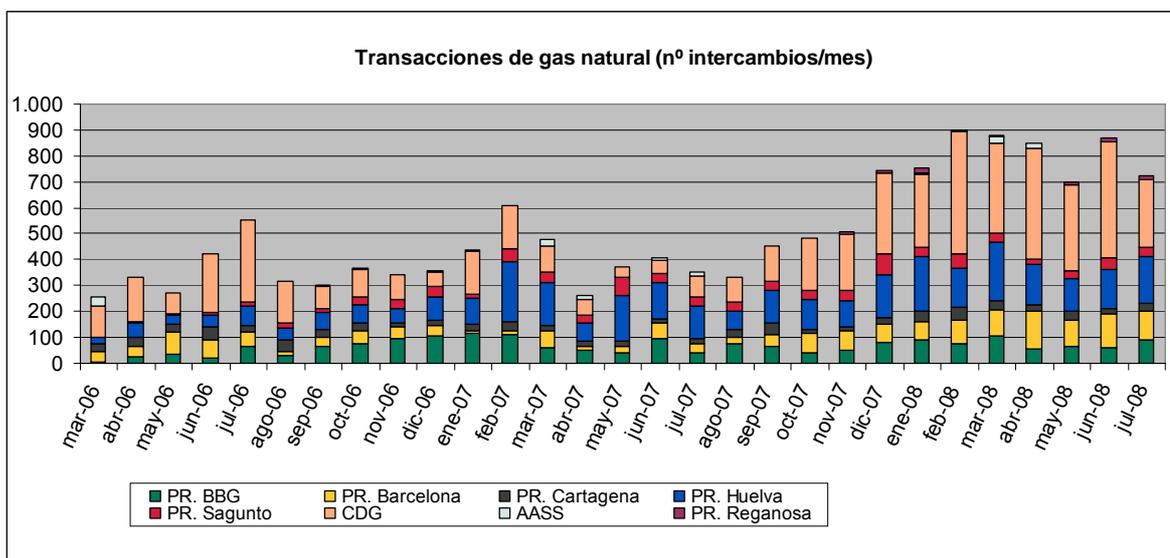
El tamaño del mercado secundario basado en la plataforma electrónica de ENAGAS ha ido aumentando en el tiempo, tanto en términos de volumen como de número de transacciones. La cantidad total intercambiada en 2007 ascendió a 443.909 GWh, un 8% superior a la demanda del año y el número de transacciones fue de 5.429 durante el mismo año. Por otra parte, se desconoce el volumen de intercambios y swaps OTC que tienen lugar al margen de esta plataforma.

**Gráfico 4 Evolución del volumen de intercambios en el mercado secundario de gas en España**



Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

**Gráfico 5 Evolución del número de intercambios en el mercado secundario de gas en España**



Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

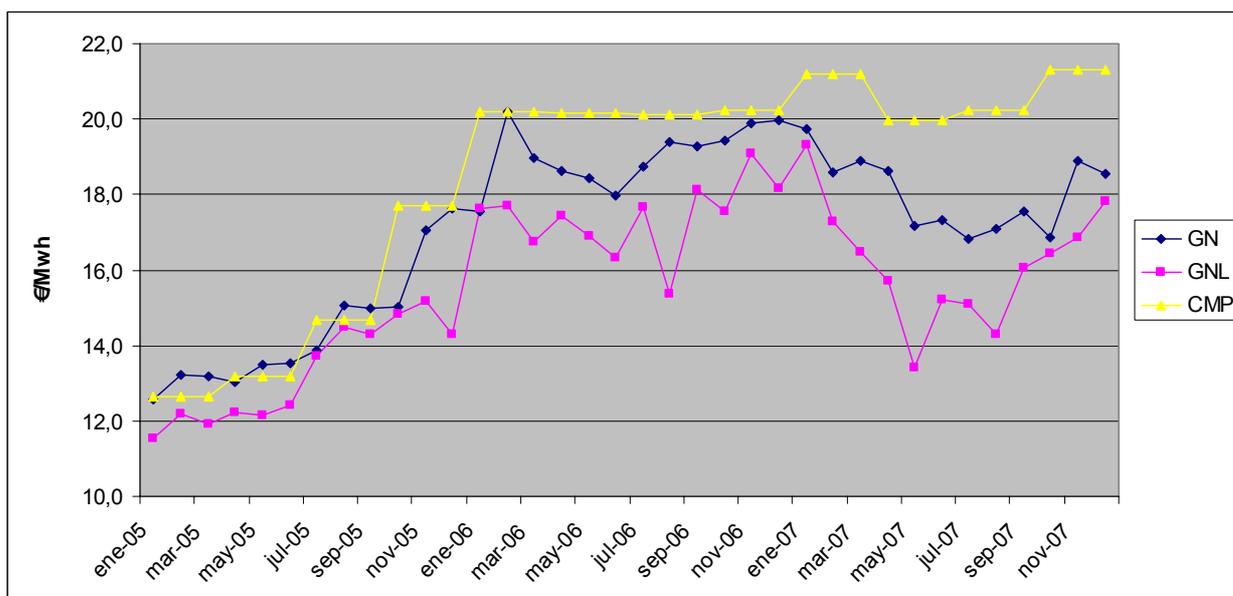
### 2.1.2. Precios en el mercado mayorista de gas

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de los precios medios estimados del gas natural importado por gasoducto y del GNL en la frontera española. Debido a que las importaciones en el mercado primario se realizan principalmente a través de contratos bilaterales confidenciales, no existe transparencia de precios, y las estimaciones están basadas en los precios declarados a la Dirección General de Aduanas por los importadores. Asimismo se muestra la evolución del coste de la materia prima (CMP) incorporado en las tarifas de venta de gas.

Se observa que los precios estimados del gas natural canalizado en frontera han mantenido una estabilidad mayor, mientras los de GNL han sido algo más volátiles, posiblemente debido a su componente de contratos *spot*.

Durante 2005 se registra una estrecha relación entre la evolución de los precios del gas en frontera y el CMP. Por otra parte, en 2006 y 2007 esta relación es más débil, posiblemente como consecuencia de cambios importantes en la definición de la fórmula para el cálculo del CMP<sup>4</sup>. En efecto, en enero de 2006 el CMP se sitúa en 20,2 €/MWh y se mantiene relativamente estable entorno a este nivel hasta finales de 2007. Por otra parte, los precios en frontera muestran variaciones acusadas, en un rango comprendido entre 13,8 €/MWh y 19,7€/MWh.

**Gráfico 6 Evolución del CMP y de los precios medios estimados de gas natural en la frontera española (2005-2007)**



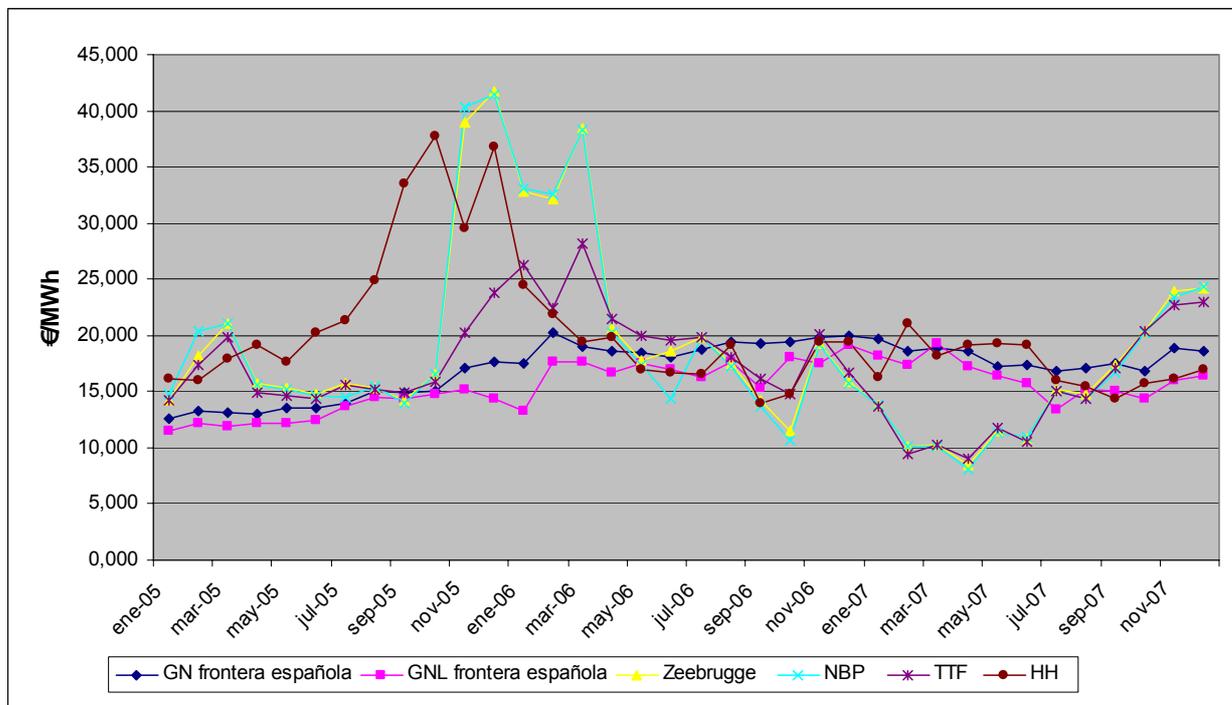
Fuente: Datos de la Dirección General de Aduanas y de UNESA

<sup>4</sup> En 2006 se revisa a la alza la constante de la fórmula del CMP y se elimina el Brent Spot de la cesta de precios de referencia. En 2007 se revisa nuevamente a la alza la constante de la fórmula del CMP.

Respecto de los precios registrados en los mercados spot internacionales, se aprecia que éstos no parecen afectar a la evolución de los precios en la frontera española, que se establecen mediante contratos a largo plazo y que muestran una volatilidad muy inferior a los precios spot internacionales. Los datos indican además que existe una convergencia importante entre los precios de los mercados spot de Holanda, Bélgica y Reino Unido, que son mercados muy interconectados entre ellos. Por otra parte, existe una fuerte divergencia entre los precios registrados en el mercado Henry-Hub de Estados Unidos y los mercados europeos (NBP, TTF y Zeebrugge). El diferencial de precio entre Estados Unidos y Europa tiende a producir movimientos de arbitraje de los cargamentos de GNL.

En 2005 se registraron fuertes incrementos del precio del gas en los mercados spot internacionales, que superaron en algunos periodos los 40 €/MWh. En el caso de Estados Unidos el aumento de los precios fue principalmente relacionado con la reducción en la producción de gas en el Golfo de México, causada por el huracán Katrina. Por otra parte, en el caso de los mercados europeos, y en particular el NBP, la subida de precios tuvo lugar como consecuencia de varios factores, entre los cuales destacan el aumento de la demanda debido a temperaturas invernales más bajas de lo habitual, que coincidió con la escasez del gas almacenado, y el flujo insuficiente de importaciones de gas de corto plazo, a pesar de existir capacidad inutilizada en la planta de regasificación de Grain y en el Interconector de Zeebrugge. Esta situación generó una investigación por parte de OFGEM y de la Comisión Europea, que apuntó a la existencia de congestiones contractuales como principal explicación de lo sucedido.

**Gráfico 7 Evolución de los precios de gas natural en frontera y de mercados internacionales**



Fuente: Platt's, Unesa, Aduanas, WGI

GN: Precio del GN en frontera española, estimado sobre la base de datos de la Dirección General de Aduanas y de UNESA

GNL: Precio del GNL en frontera española, estimado sobre la base de datos de la Dirección General de Aduanas y de UNESA

Zeebrugge: Precio del gas en el mercado a corto plazo de Bélgica

NBP (National Balancing Point): Precio del gas en el mercado spot del Reino Unido

TTF (Title Transfer Facility): Precio del gas en el mercado spot de Holanda

HH (Henry Hub): Precio del gas en el mercado spot de Estados Unidos

En cuanto al mercado secundario, a pesar de su importante evolución reciente en términos de volumen y número de transacciones, no se ha desarrollado todavía hacia un formato organizado con precios transparentes.

Por lo tanto, el mercado mayorista de gas natural en España carece de precios de referencia visibles en todos sus ámbitos.

### 2.1.3. Evolución de la estructura del mercado mayorista de gas

El mercado primario es, en principio, supranacional, aún cuando existen razones para considerar también la dimensión nacional. En efecto, dados los contratos vigentes, en gran mayoría de largo plazo, y los tiempos necesarios para establecer contratos nuevos (entre 2 y 5 años), las presiones competitivas que puedan ejercer otros oferentes en el mercado internacional son limitadas en el corto-medio plazo y están restringidas a los momentos en los que se renegocian los contratos existentes mediante las cláusulas de revisión periódica de los precios, cada 2-4 años, sin perjuicio de la dinámica competitiva que sí puede afectar a la adquisición de volúmenes *spot* o a corto plazo para hacer frente a variaciones imprevistas de la demanda. Esta situación también significa que los precios contractuales siguen una senda de evolución automática, determinada por las fórmulas de indexación, que no deja margen para variaciones arbitrarias por parte de los vendedores. Además, el trazado de los gasoductos condiciona, económica y técnicamente, el destino de una parte relevante del gas incorporado en España (en torno el 30% en la actualidad, que se espera vaya a incrementarse con la entrada en funcionamiento del gasoducto de MEDGAZ en 2009).

En el lado de la oferta destaca la posición de Argelia, que ha venido reduciéndose de forma importante en la última década<sup>5</sup>, alcanzando el 34,4% en 2007. A la vez, ha ido aumentando la entrada de GNL de distintas fuentes (Nigeria, Qatar, Trinidad y Tobago y Egipto en particular). En total, los abastecimientos en forma de GNL se han incrementado considerablemente representando casi el 70% del total en 2007 (esta proporción está destinada a reducirse como consecuencia de la entrada en funcionamiento del gasoducto de MEDGAZ a mediados de 2009).

---

<sup>5</sup> Durante el periodo 1999 – 2004, la cuota de mercado del gas argelino ha alcanzado siempre un nivel por encima del 50%. Sin embargo, a partir de 2005, como consecuencia de las obligaciones de diversificación y seguridad del suministro y de la entrada en funcionamiento de nuevas plantas de regasificación, se ha empezado a observar una disminución significativa del peso del gas argelino.

**Cuadro 1 Origen del gas importado en España**

Orígenes del gas	Cuotas 2005	Cuotas 2006	Cuotas 2007
Argelia	42,9%	32,3%	34,4%
Nigeria	15,3%	20,4%	24,3%
Qatar	14,7%	15,3%	12,9%
Egipto	9,0%	12,4%	10,3%
Noruega	6,2%	5,8%	6,5%
T&T	0,8%	9,1%	6,4%
Omán	4,7%	2,4%	1,4%
Libia	2,7%	1,9%	2,2%
N.d.	1,0%	0,0%	0,0%
Malasia	0,8%	0,0%	0,0%
Portugal	0,0%	0,0%	1,0%
España	0,4%	0,2%	0,3%
Francia	0,4%	0,2%	0,2%
Otros	0,2%	0,0%	0,0%
EAU	0,8%	0,0%	0,0%
Total	100%	100%	100%
<b>Cantidad total (GWh)</b>	<b>361.923</b>	<b>408.296</b>	<b>401.560</b>

Fuente: CNE, Informe de supervisión de los abastecimientos de gas y la diversificación de suministro, Resolución MINECO 15/07/2002

En el lado de la demanda se encuentran las empresas aprovisionadoras de gas al sistema español. De acuerdo con el artículo 61 de la Ley 34/1998, los sujetos que pueden aprovisionar gas al sistema español son los siguientes: los comercializadores, los consumidores directos en mercado (consumidores que acceden directamente a las instalaciones de terceros), los transportistas para los niveles mínimos de llenado de sus infraestructuras y el Gestor Técnico del Sistema para cualquier función que reglamentariamente se establezca (se excluye explícitamente que pueda tener como finalidad última el suministro). Como muestra el cuadro siguiente, se trata en general de comercializadores autorizados, con la excepción de ENAGAS, y en ningún caso de consumidores directos. El principal aprovisionador es GAS NATURAL, con una cuota del [...] en 2007, a la cual debe sumarse la cuota del [...] de ENAGAS<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> En aplicación de la Disposición transitoria decimosexta, añadida a la Ley 34/1998 por el artículo 12 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, a partir del 1 de enero de 2004, el gas del contrato de GAS NATURAL Sagane I, procedente de Argelia vía gasoducto del Magreb, se destinaba principalmente a tarifa y GAS NATURAL vendía este gas a ENAGAS con destino al mercado regulado. La Ley 12/2007, en su Disposición transitoria cuarta, limita la aplicación de la obligación de destinar el gas del Magreb hasta el 1 de enero de 2008, momento a partir del cual entra en vigor el nuevo sistema de tarifas de último recurso y cesa la responsabilidad de ENAGAS de abastecer el mercado regulado. La Orden ITC/2309/2007, de 30 de julio, pospuso la entrada en vigor del sistema de tarifas de último recurso al 1 de julio de 2008.

**Cuadro 2 Aprovechamientos de gas para el mercado español**

Grupo empresarial	Cuotas % 2005	Cuotas % 2006	Cuotas % 2007
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: CNE, Informe de supervisión de los abastecimientos de gas y la diversificación de suministro, Resolución MINECO 15/07/2002

Además de la asimetría entre la cuota de GAS NATURAL y la de otros comercializadores, cabe indicar otras características que contribuyen a reforzar sus ventajas competitivas: [...]

**Cuadro 3 Cuotas de los importadores de gas sobre el total de GN y de GNL (2005-2007)**

Importadores de gas para el mercado total (regulado + libre)	2005		2006		2007	
	GN	GNL	GN	GNL	GN	GNL
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: CNE, Informe de supervisión de los abastecimientos de gas y la diversificación de suministro, Resolución MINECO 15/07/2002

**Cuadro 4 Evolución del grado de diversificación de la cartera de contratos de aprovisionamiento de los principales importadores de gas (2005-2007)**

	2005			2006			2007		
	Índice divers.*	PAIS mayor cuota	Cuota del país	Índice divers.*	PAIS mayor cuota	Cuota del país	Índice divers.*	PAIS mayor cuota	Cuota del país
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: CNE, Informe de supervisión de los abastecimientos de gas y la diversificación de suministro, Resolución MINECO 15/07/2002

\* El índice de diversificación de los contratos de aprovisionamiento de una determinada empresa importadora de gas se ha calculado como el ratio  $10.000/(HHI \text{ de la cartera de contratos de la empresa})$ . A mayores (menores) valores del índice corresponde un mayor (menor) grado de diversificación. Si un importador tiene solo un contrato de aprovisionamiento este índice es igual a 1.

#### **Cuadro 5 Duración total de los contratos activos de GAS NATURAL**

[...]

Fuente: CNE sobre la base de información aportada por los comercializadores para el Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura.

#### **Cuadro 6 Duración residual de los contratos activos de GAS NATURAL**

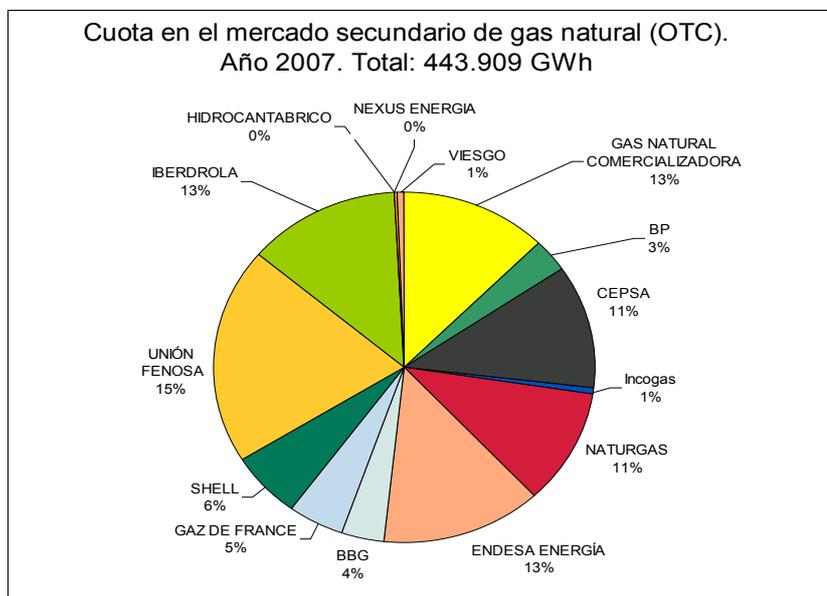
[...]

Fuente: CNE sobre la base de información aportada por los comercializadores para el Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura.

El mercado secundario abarca a todos los intercambios que tienen lugar en el ámbito del sistema gasista español tanto entre importadores de gas en origen, como entre otros comercializadores. Históricamente se trataba casi en exclusiva de contratos de medio-largo plazo entre el principal importador de gas (el grupo GAS NATURAL) y otras comercializadoras. Por otra parte, en años recientes el número de operaciones de reventas y de agentes involucrados ha crecido de forma notable, aunque sin dar lugar a un mercado organizado con indicadores de precios. En particular, como ya se ha mencionado, existe un mercado informal de transacciones bilaterales (mercado de ajuste) que se comunican al sistema a través de la plataforma informática MS-ATR desarrollada por ENAGAS y que responden principalmente a las necesidades de flexibilidad de los comercializadores más pequeños.

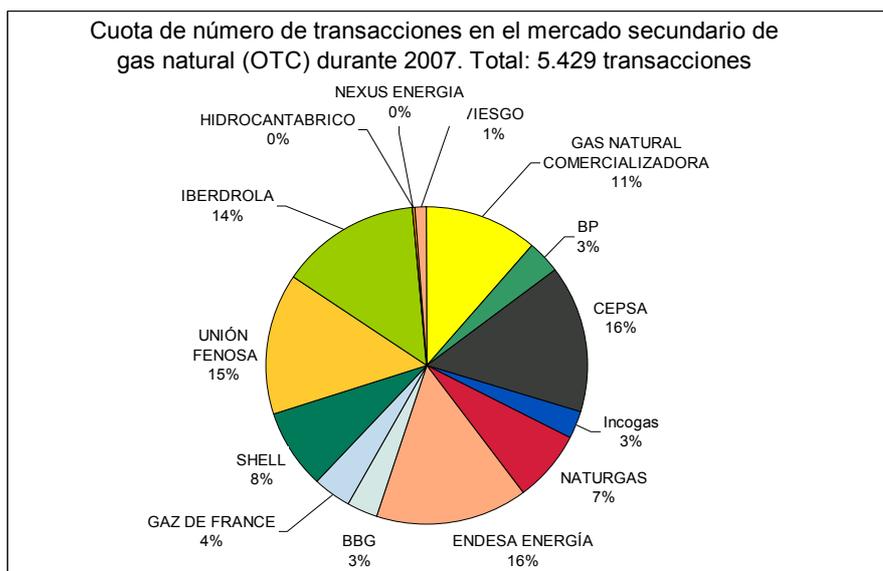
Los participantes en este mercado secundario son, en general, los mismos grupos empresariales activos en aprovisionamiento y comercialización, pero que aparecen en este mercado con cuotas muy diferentes y mucho más simétricas (destaca el hecho de que sean más activos los comercializadores de dimensión menor).

**Gráfico 8 Cuotas de empresas activas en el mercado secundario de gas en España (respecto del volumen total intercambiado en 2007)**



Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

**Gráfico 9 Cuotas de empresas activas en el mercado secundario de gas en España (respecto del número total de transacciones realizadas en 2007)**



Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

#### 2.1.4. Entradas y salidas en el mercado mayorista de gas

Durante el periodo considerado no se han registrado cambios relevantes en el número e identidad de los agentes aprovisionadores de gas a España. En 2005 eran activas 11 empresas, mientras en 2006 y 2007 este número subió a 12 como consecuencia de la entrada de ELECTRABEL.

Cabe mencionar que en 2008 SONATRACH y GALP han empezado a operar como importadores/comercializadores en el mercado español (en el primer semestre de 2008 sus cuotas sobre el total de aprovisionamientos fueron del [...] y del [...] respectivamente).

#### 2.1.5. Capacidad y accesibilidad de las infraestructuras gasistas

El acceso a las plantas de regasificación y, sobre todo, la existencia en las mismas de capacidad disponible para contratar, ha representado hasta la fecha el soporte fundamental para el desarrollo de la competencia en los mercados mayorista y minorista. La situación prevista para los próximos años en España indica el mantenimiento de un margen holgado de capacidad disponible de regasificación para contratar:

- En enero de 2008<sup>7</sup>, las plantas de regasificación presentaban un grado de contratación de capacidad del 87%, existiendo un 13% de capacidad disponible, concentrada principalmente en Cartagena, Huelva, Bilbao y Mugaros<sup>8</sup>, mientras no existía capacidad disponible para contratar en Barcelona y Sagunto.
- Para enero de 2009 la capacidad de regasificación se encuentra contratada en un 69,3%, concentrándose la capacidad disponible en Cartagena, Huelva y Barcelona, donde en 2009 se espera esté finalizada la ampliación de capacidad de 385 a 460 GWh/día.
- Finalmente, para enero de 2011, la capacidad de regasificación reservada asciende al 62,4%, quedando disponible el 37,6% restante. En esta fecha, existe capacidad disponible en todas las plantas de regasificación del sistema, considerando el cumplimiento de las ampliaciones de capacidad previstas en la planificación. Además, a lo largo del año 2011 se pondría en funcionamiento la planta de regasificación de Gijón, por lo que la capacidad disponible aumentaría a finales del año.

<sup>7</sup> Se ha tomado como mes de referencia el mes de enero, ya que al corresponder con uno de los meses de mayor consumo de gas, permite evaluar las posibles restricciones en el sistema, que pueden no manifestarse si se analiza la capacidad disponible en los meses de verano.

<sup>8</sup> Esta planta podría estar sujeta a restricciones por falta de capacidad en la red de transporte.

Cabe matizar que la disponibilidad de capacidad correspondiente a 2009 y 2011 puede estar sujeta a variaciones, bien sea porque haya agentes que aún no han hecho sus reservas de capacidad (en particular en los casos de reservas a corto plazo), o porque se produzcan reducciones de capacidad, en contratos con más de un año en vigor. En particular, la puesta en servicio del MEDGAZ en la segunda mitad de 2009 podría liberar capacidad en las plantas de regasificación de Sagunto y Cartagena.

En el horizonte considerado hasta enero 2011, la capacidad de las interconexiones internacionales aumentará principalmente como resultado de la entrada en funcionamiento del gasoducto de MEDGAZ, que aportará 254,8 GWh/día adicionales, y de un moderado aumento (de unos 13 GWh/día) en la capacidad de la conexión internacional con Francia de Larrau. Por otra parte, no se prevé un aumento de la capacidad disponible para contratar. Aunque a fecha de septiembre de 2008 la capacidad en el punto de entrada de MEDGAZ está en negociación, se considera que no hay capacidad disponible para 2011, ya que, según indicado por el GTS, las solicitudes de contratación superan a la capacidad nominal de la misma.

Por otra parte, el sistema gasista español presenta una carencia importante de capacidad de almacenamiento subterráneo, que es especialmente grave considerando que el GNL presenta inflexibilidades importantes, relacionadas con la limitada disponibilidad de almacenamiento en los tanques de las plantas de regasificación (8 días sin incurrir en penalizaciones importantes), con el tamaño de los buques (entre 200 y 900 GWh) y con la necesidad de coordinar las llegadas y descargas de los buques de distintos agentes.

En el Informe marco de cobertura de la demanda de 2007 la CNE advertía que *“Actualmente el mayor riesgo del sistema se deriva del lento progreso en los desarrollos de nuevos almacenamientos subterráneos”*. Según la Planificación 2008-2016, esta carencia no se resolverá hasta 2014, cuando está prevista la entrada de los nuevos almacenamientos de Yela y Castor.

Tal y como se muestra en el Cuadro 7, la contribución de los almacenamientos subterráneos fue tan sólo del 7% respecto de la demanda punta registrada el 17 de diciembre de 2007, mientras la contribución de las fuentes más flexibles en su totalidad se situó por debajo del 40%. En términos de capacidad nominal, los almacenamientos subterráneos representan el 6% de la capacidad total, y, en caso de indisponibilidad, pueden sustituir el 30% del flujo de gas procedente de Barcelona y el 49% del flujo procedente de Tarifa.

**Cuadro 7 Producción real y capacidad nominal de los distintos puntos de entrada del sistema gasista y su contribución a la cobertura de la demanda del día punta en 2007 (17/12/2007)**

Puntos de entrada al sistema gasista	Producción real (GWh/día)	Capacidad nominal (GWh/día)
<b>Yacimientos y entradas por gasoductos</b>	<b>503</b>	<b>547</b>
<i>Yacimientos nacionales</i>	11	3
<i>Tarifa</i>	300	300
<i>Irún</i>	0	<12
<i>Larrau</i>	56	80
<i>Tuy</i>	8	18
<i>Almacenamientos subterráneos</i>	128	146
<b>Plantas de regasificación</b>	<b>1143</b>	<b>1801</b>
<i>Barcelona</i>	320	493
<i>Huelva</i>	241	384
<i>Cartagena</i>	157	370
<i>Bilbao</i>	183	234
<i>Sagunto</i>	211	220
<i>Mugardos</i>	31	100
<b>Total puntos de entrada</b>	<b>1646</b>	<b>2348</b>
<b>Demanda punta (17/12/2007)</b>	<b>1863</b>	<b>1863</b>
<b>Balance producción/demanda</b>	<b>88%</b>	<b>126%</b>

Fuente: CNE y ENAGAS

**Cuadro 8 Relación entre la capacidad de extracción máxima de los AASS y la capacidad de producción del sistema y de los principales puntos de entrada**

Capacidad de extracción máxima de los AASS (GWh/día)	% Sobre la capacidad nominal total	% Sobre la capacidad nominal de Barcelona	% Sobre la capacidad nominal de Tarifa
146	6%	30%	49%

Fuente: CNE y ENAGAS

Esta situación no ocasiona problemas operativos para los comercializadores de mayor tamaño, como GAS NATURAL, IBERDROLA o UNIÓN FENOSA, que abastecen volúmenes elevados de consumo, bastante superiores a 100 GWh/día. Además estos agentes cuentan típicamente con una cartera diversificada de contratos de suministro, y, en el caso de GAS NATURAL, con la flexibilidad del suministro por gasoducto.

Por otra parte, los comercializadores de menor tamaño, que abastecen una demanda diaria inferior a 100 GWh, se enfrentan a importantes restricciones operativas, puesto

que pueden verse obligados a mantener el gas almacenado en los tanques de GNL durante un periodo más largo que los 8 días permitidos sin incurrir en penalizaciones o, alternativamente, a exponerse al riesgo de no poder abastecer la demanda.

Esta situación se ve agravada por la existencia de limitaciones de capacidad, fundamentalmente de transporte, en algunas áreas geográficas. En particular, en las zonas del Levante y del Noroeste se están produciendo congestiones relevantes de la red que restringen el óptimo funcionamiento del sistema. Por ejemplo, con la entrada en funcionamiento de la planta de REGANOSA en Mugarodos se ha generado en la zona Noroeste una situación en la que la capacidad de regasificación es mayor que la capacidad de evacuación, debido a que la capacidad de transporte en esta zona (el gasoducto Tuy-Llanera-Zamora) es insuficiente. Esta restricción limita la capacidad de la planta de regasificación de Mugarodos de cubrir la demanda en puntos de suministro situados fuera de la zona Noroeste.

La necesidad de resolver estas restricciones en la capacidad de transporte está contemplada en la Planificación 2008-2016, pero la entrada en funcionamiento de estas infraestructuras no está prevista en el corto-medio plazo. En efecto, ninguno de los gasoductos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del sistema, que se han aprobados en la Planificación 2008-2016, entrará en servicio antes del 2012.

Finalmente, cabe mencionar la ausencia de mecanismos de incentivos y penalizaciones que motiven los comercializadores a realizar sus nominaciones teniendo en cuenta las posibles congestiones o restricciones locales, y el hecho de que, desde el 1 de enero de 2008, al dejar de suministrar el mercado regulado, ENAGAS ha perdido su margen de maniobra en la gestión de los flujos de gas en entrada y salida. Como consecuencia, el sistema gasista no puede garantizar en la actualidad que todas las transacciones programadas por los comercializadores sean físicamente viables. Por ejemplo, puede ocurrir que no se cumplan las entradas mínimas requeridas para los distintos puntos de entrada o que se generen situaciones de congestión. Existe en la actualidad un debate en curso sobre el modelo logístico, en el ámbito del Grupo de Trabajo Bernoulli III, sin que se haya todavía alcanzado un acuerdo entre el Operador del Sistema, los diferentes usuarios y titulares de las infraestructuras gasistas.

## 2.2. Mercado mayorista de electricidad

El sistema eléctrico español está formado por un sistema peninsular y varios sistemas extrapeninsulares. El sistema peninsular tiene una potencia instalada de alrededor de 86.000 MW y una demanda de unos 260.000 GWh a finales de 2007. Los sistemas extrapeninsulares alcanzaron en la misma fecha una potencia de casi 5.000 MW y una demanda de unos 16.000 GWh. El análisis de este capítulo se concentra en el sistema peninsular, donde desde el 1 de enero de 1998 existe un mercado de generación abierto a la competencia, mientras los sistemas extrapeninsulares permanecen sujetos a un régimen de despacho basado en costes variables estándares de producción.

El sistema peninsular presenta un grado de interconexión muy limitado con otros países. En 2007 la capacidad comercial máxima de importación de las interconexiones existentes representaba alrededor del 4% del total de capacidad instalada. Asimismo, en el periodo considerado la contribución de las importaciones a la cobertura de la demanda de punta máxima ha sido reducido o nulo (3% en 2005, 0% en 2006 y 1% en 2007) y el saldo neto de los intercambios internacionales ha sido exportador (1.343 GWh en 2005 y 5.803 GWh en 2007). El impacto de dicho saldo, que sigue siendo exportador en 2008, sobre el nivel del precio de mercado en España, está siendo objeto de un estudio adicional que se encuentra en estos momentos en fase de realización.

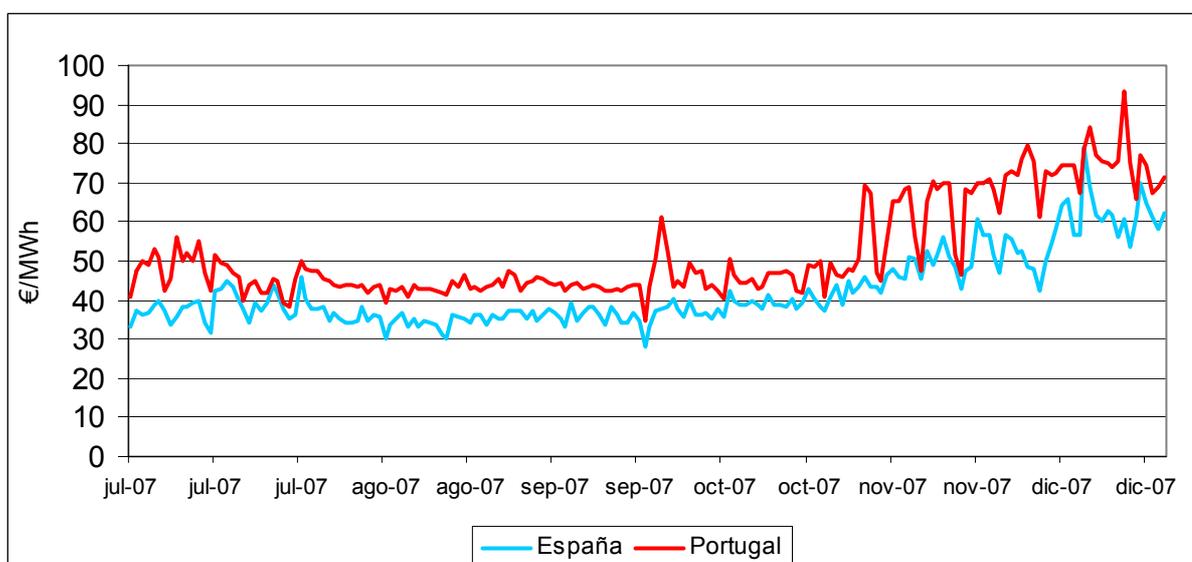
Desde una perspectiva de producto, el mercado mayorista eléctrico se configura como el conjunto de transacciones económicas derivadas de la participación de los agentes vendedores y compradores de electricidad en los mercados organizados de contado y a plazo, así como mediante la negociación de contratos bilaterales. Además, aunque su relevancia sobre el precio final pagado por los consumidores es reducida, cabe considerar los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria y la gestión de desvíos, debido a que son indispensables para el funcionamiento del sistema eléctrico y son generalmente prestados por un número más reducido de generadores respecto a la oferta total.

Desde una perspectiva geográfica, este mercado puede considerarse esencialmente de dimensión nacional peninsular, dado el escaso nivel de interconexión internacional existente, y por tanto el impacto limitado que la generación importada de otros países (Francia y Portugal) puede ejercer sobre la formación del precio para la demanda en España. Así se han expresado en casos recientes tanto el Tribunal de Defensa de la Competencia, como la Comisión Europea (véase el Caso nº 4685, relativo a la operación de concentración ENEL/ACCIONA/ENDESA, de julio de 2007).

Por otra parte, el 10 de abril de 2006 entró en vigor el Convenio Internacional para el desarrollo del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica en el marco de un proceso de integración de los sistemas eléctricos de España y Portugal. En este contexto, se estableció la creación de un único Operador del Mercado Ibérico (OMI), y la configuración del mercado en dos polos, el polo del corto plazo ubicado en España y el polo de largo plazo en Portugal. Así, el mercado físico spot organizado es gestionado por el Operador del Mercado Ibérico Polo Español (OMIE) y el mercado financiero a

plazo organizado por el Operador del Mercado Ibérico Polo Portugués (OMIP). Por otra parte, el desarrollo y gestión técnica de cada sistema eléctrico sigue bajo la responsabilidad del Operador del Sistema de cada país, previéndose una serie de mecanismos de coordinación entre los dos. A este respecto se destaca que, desde el 1 de julio de 2007, se encuentra operativo el mecanismo de gestión conjunta de la interconexión entre España y Portugal, mediante el cual, en una primera fase, la totalidad de la capacidad de interconexión está atribuida al proceso de separación de mercados (*market splitting*<sup>9</sup>), gestionado por el OMIE. En el segundo semestre de 2007 el mercado español y el portugués han funcionado de manera desacoplada, dando lugar a precios distintos en una gran mayoría de horas (70-80%). Generalmente la interconexión se encuentra saturada en el sentido España→Portugal, y los precios son mayores en Portugal que en España. A medida que aumente el grado de interconexión es de esperar que aumente la integración entre los dos mercados.

**Gráfico 10** Evolución de los precios medios diarios de generación mayoristas en España y Portugal



Fuente: OMEL

En un reciente documento de propuesta de compatibilización del concepto de Operador Dominante para el mercado eléctrico en el ámbito del MIBEL, de febrero de 2008, el Consejo de Reguladores del MIBEL reconoce que la integración entre los dos mercados es actualmente limitada y que, hasta que se consiga una integración mayor, debe establecerse un periodo transitorio en el que se definan dos mercados relevantes

<sup>9</sup> El mecanismo de *market splitting* proporciona un precio único si las interconexiones existentes entre la zona portuguesa y la española permiten la realización de los programas comerciales resultantes de la casación del mercado, pero proporciona precios distintos por zona si se manifiestan congestiones en dichas interconexiones.

diferenciados y no un único mercado geográfico a los efectos de aplicar algunas de las limitaciones asociadas al concepto de operador dominante.

Finalmente, cabe mencionar que la dimensión nacional peninsular del mercado geográfico puede verse afectada cuando se producen restricciones técnicas de transporte que impiden la viabilidad del programa final establecida por la casación del mercado diario, produciéndose la activación del mecanismo de resolución de restricciones técnicas para resolver esta inviabilidad técnica.

### 2.2.1. Cantidades negociadas en el mercado mayorista de electricidad

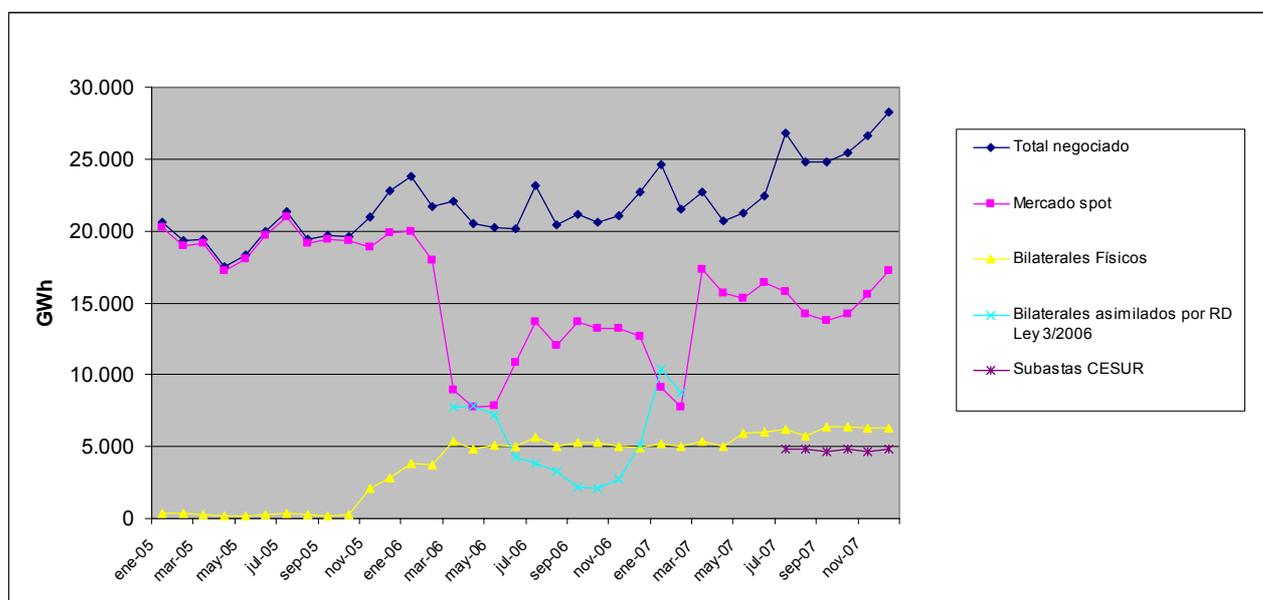
En el siguiente gráfico se observa la evolución de las cantidades negociadas en el mercado eléctrico mayorista español entre el 2005 y el 2007, alcanzando a finales de 2007 un volumen mensual superior a los 25.000 GWh. En 2005 la casi totalidad de las transacciones de energía se realizaba en el mercado diario. Desde entonces se está observando un crecimiento paulatino de la contratación bilateral, relacionado en gran parte con el Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero (véase el Gráfico 11), la entrada en funcionamiento del mercado a plazo organizado de OMIP, con las subastas CESUR y con la obligación de los distribuidores de adquirir parte de la energía mediante estos mecanismos para el suministro a precio regulado. Además, desde 2007 se están realizando subastas de capacidad virtual, conocidas como emisiones primarias de energía (EPES), a través de las cuales ENDESA e IBERDROLA tienen la obligación de ceder parte de su capacidad mediante un mecanismo de subasta.

Así, se puede observar un aumento de los contratos bilaterales físicos desde finales de 2005 y principios de 2006, manteniéndose estable la cantidad de contratos bilaterales físicos alrededor de los 6.000 GWh/mes. Adicionalmente, la energía adquirida mediante contratos bilaterales asociados a las subastas CESUR, cuya primera entrega comenzó en julio de 2007, se ha mantenido entorno a 5.000 GWh/mes hasta finales de 2007. En el mercado libre la gran mayoría de los contratos bilaterales se refieren a transacciones intragrupo.

En noviembre de 2007, según la información publicada en el Boletín del MIBEL del mismo mes, el 56% de la generación en España peninsular se contrataba en el mercado diario de OMEL, intercambiándose el restante 44% en mercados a plazo organizados y contratos bilaterales físicos. Por otra parte, en los primeros seis meses de 2008 aproximadamente el 40% de la energía se negociaba mediante contratación bilateral y mercados a plazo organizados.

Cabe precisar que, a pesar de que los precios se configuran a través de distintos mecanismos de contratación a plazo, el volumen de energía negociado mediante contratos bilaterales físicos (entre los cuales se encuentran también los asociados con los mercados OMIP), y con las subastas CESUR pasa necesariamente por el mercado *spot* de OMEL.

**Gráfico 11 Evolución del volumen spot versus contratos bilaterales físicos y subastas CESUR en el mercado eléctrico mayorista español (2005-2007)**



Fuente: CNE y OMEL

Nota: El Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, estableció que, hasta cuando se implementara la normativa que regulara la compra de electricidad por las distribuidoras mediante contratos bilaterales, las ofertas de venta y adquisición coincidentes, presentadas por un mismo grupo empresarial en el mercado diario, se asimilarían a contratos físicos bilaterales, con carácter previo a la casación en el mercado diario (a este fin se establecía que dichas transacciones se liquidaran a un precio de 42,36 €/MWh para el año 2006, correspondiente al coste medio previsto en la tarifa de 2006). Este sistema dejó de existir con la entrada en vigor de la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, que regula los contratos bilaterales que firman las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa.

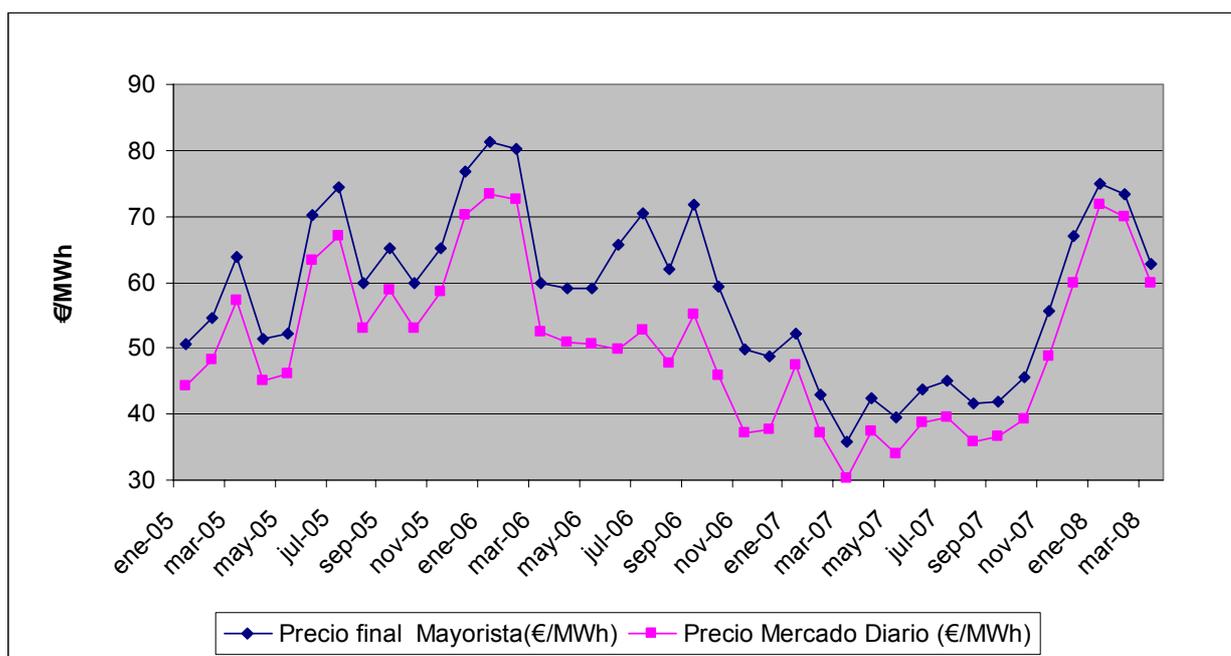
## 2.2.2. Precios del mercado mayorista de electricidad

A pesar de la reducción en las cantidades negociadas en el mercado diario gestionado por OMIE, el precio que se determina en el mismo mediante un mecanismo de subasta uniforme (el precio de equilibrio corresponde a la oferta de la última unidad de generación aceptada para casar la demanda) sigue representando la principal referencia visible para la fijación de los precios en los contratos bilaterales (esto es especialmente evidente en los contratos de futuro *estándar* del mercado organizado de OMIP, cuyo subyacente es el contrato *spot* base de OMIE).

Después de una fase de crecimiento, alternada con caídas puntuales durante 2005, el precio de la generación eléctrica en el mercado diario español ha ido disminuyendo de forma continuada en 2006 y hasta marzo de 2007, alcanzando los 30 €/MWh, y mostrando desde entonces una tendencia nuevamente alcista.

En el gráfico siguiente se muestran el precio mensual del mercado diario y el precio mensual final que suma al primero los costes derivados de la solución de restricciones técnicas, del mercado intradiario, de los procesos de operación técnica del sistema (regulación secundaria, regulación terciaria y gestión de desvíos) y la aplicación de la garantía de potencia. Se puede apreciar como, en general, el precio del mercado diario representa el componente fundamental del precio final. Durante 2006, y como consecuencia del RD Ley 3/2006<sup>10</sup>, de febrero de 2006, los otros componentes del precio final fueron más elevados que en otros años. Por ejemplo, en este año la energía programada por solución de restricciones técnicas fue de 15.349 GWh (un 396% más que en 2005), causando una repercusión sobre el precio medio final de 2,15% (frente a los 0,55 €/MWh del 2005).

**Gráfico 12 Evolución del precio del mercado diario y del precio final en el mercado organizado gestionado por OMIE (enero 2005 – marzo 2008)**



Fuente: OMEL y CNE

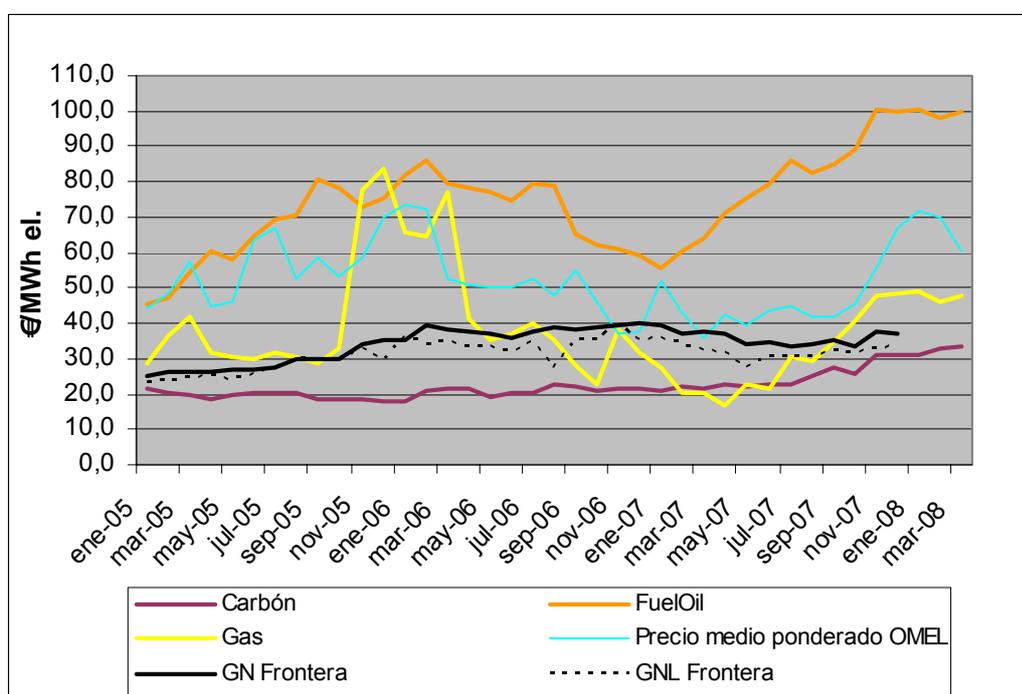
La evolución del precio de la electricidad al por mayor está en línea con el fuerte descenso en el precio del gas natural y de la cotización de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> durante los años 2006 y 2007<sup>11</sup>, y con la mejora en las condiciones de pluviosidad durante varios meses de 2006, que ha redundado en una mayor producción hidráulica. Por su parte, el fuel oil disminuye durante el mismo periodo, pero de forma menos acusada con respecto a los otros combustibles fósiles. Así, puede observarse una alta

<sup>10</sup> Real-Decreto Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial.

<sup>11</sup> La disminución del precio del CO<sub>2</sub> está a su vez relacionada en buena parte con una distribución inicial en exceso de los derechos de emisión

correlación entre precios internacionales de corto plazo del gas natural (Zeebrugge) y el precio del mercado diario de OMIE (el coeficiente de correlación entre ambos alcanza el valor de 0,86, en el periodo de enero de 2007 a marzo de 2008, y el 0,88 si se incluye el coste del CO<sub>2</sub>, en el mismo periodo), mientras la correlación es casi nula respecto del precio del gas natural y del GNL en la frontera española. A este respecto cabe señalar que durante 2007 las centrales de ciclo combinado de gas han marcado el precio del mercado diario de OMIE durante más del 80% de las horas<sup>12</sup>.

**Gráfico 13 Evolución de los precios de los combustibles fósiles\* y de la electricidad**



Fuentes:

Precio medio ponderado en el mercado diario de OMEL

Precio del fuel oil: LSF0/1% Med CIF Cargo, Platt's

Precio del gas natural: Zeebrugge, 24 Hr/Day, Platt's

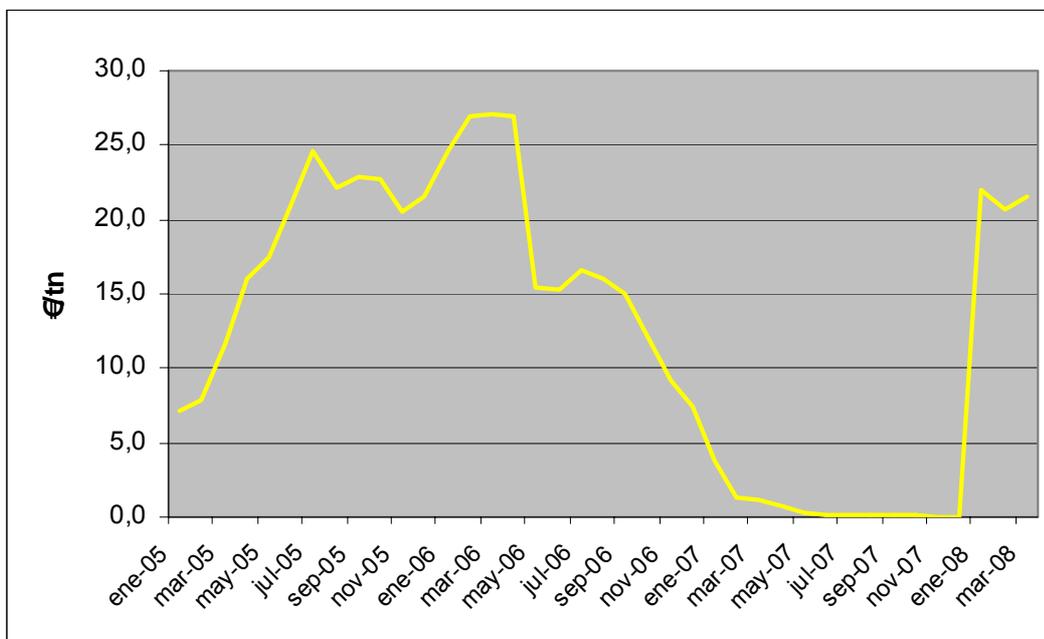
Precio del carbón: índice MCIS -NW Europa/McCloskey's Coal Report

\* Los precios de los combustibles fósiles se han expresado en €/MWh eléctricos empleando las siguientes conversiones: para el gas 1kWh eléctrico=2 kWh gas (aprox.); para el fuel 1kWh eléctrico=3,4 kWh gas; para el carbón 1kWh eléctrico=3,5 kWh carbón.

Los precios de los combustibles fósiles no incluyen el coste de los derechos de CO<sub>2</sub>.

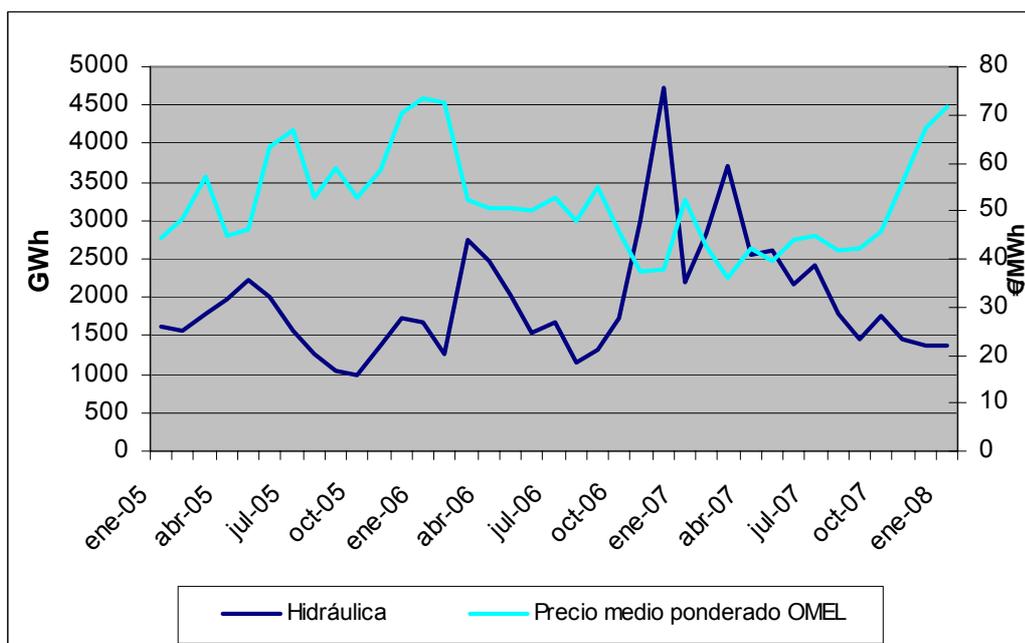
<sup>12</sup> Fuente: informes mensuales de OMEL

**Gráfico 14 Evolución del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en el European Climate Exchange**



Fuente: Pointcarbon, ECX

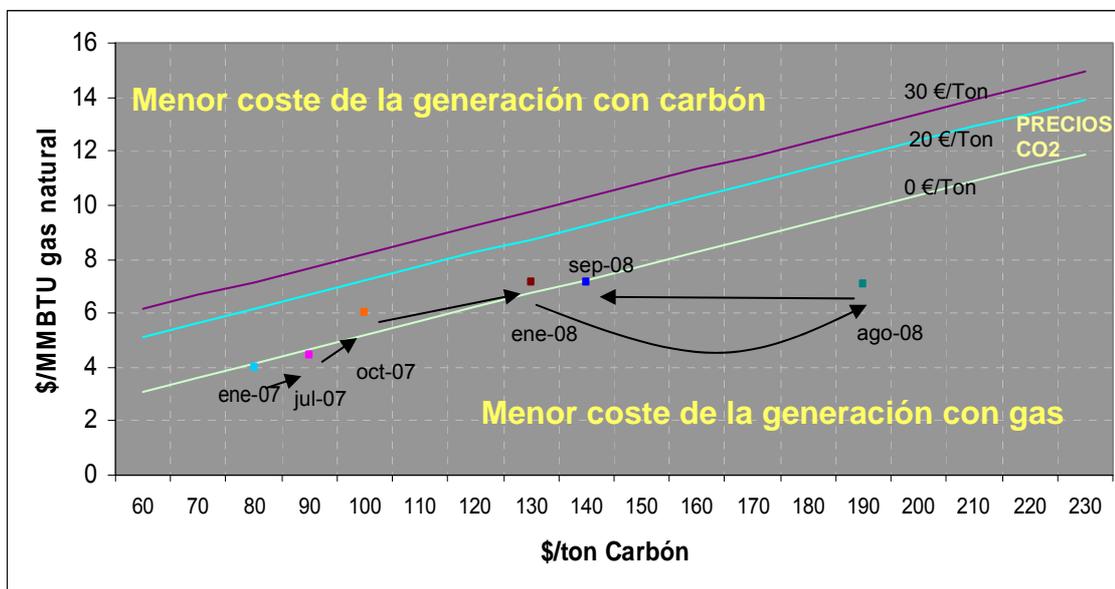
**Gráfico 15 Evolución de la producción hidráulica frente a los precios de OMEL**



Fuente: REE, OMEL, CNE

El precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> afecta la ventaja competitiva del gas respecto al carbón como combustible para la generación eléctrica. Se puede apreciar que, para un determinado nivel de precio del gas, el precio del carbón que implica un coste de generación equivalente es tanto mayor cuanto menor sea el precio del CO<sub>2</sub>. En el gráfico siguiente se representan tres líneas que reflejan combinaciones de precios de gas y carbón con el mismo coste de generación, en presencia de precios alternativos de los derechos de CO<sub>2</sub> (0 €/ton, 20 €/ton, 30 €/ton). En enero, julio y octubre de 2007 la línea relevante ha sido la asociada al coste del CO<sub>2</sub> de 0 €/ton. En estos meses se ha observado, en primer lugar, cierta igualdad entre costes de generación con carbón y con ciclo combinado de gas, para pasar, en octubre de 2007 a una situación de ventaja de la generación con carbón. Por otra parte, desde enero de 2008 la línea relevante del CO<sub>2</sub> se ha desplazado hacia arriba, reflejando el mayor coste del CO<sub>2</sub> en el entorno de 20 €/ton. En este contexto el gas mantiene cierta ventaja competitiva debida en buena parte al elevado precio del CO<sub>2</sub> y al hecho de que el precio del carbón ha aumentado más que el del gas hasta agosto de 2008 (en septiembre el precio del carbón ha caído de forma significativa, mientras el precio del gas se ha mantenido estable).

**Gráfico 16 Relación entre precio del CO<sub>2</sub>, precio del gas natural y precio del carbón para generación eléctrica**



Fuentes:

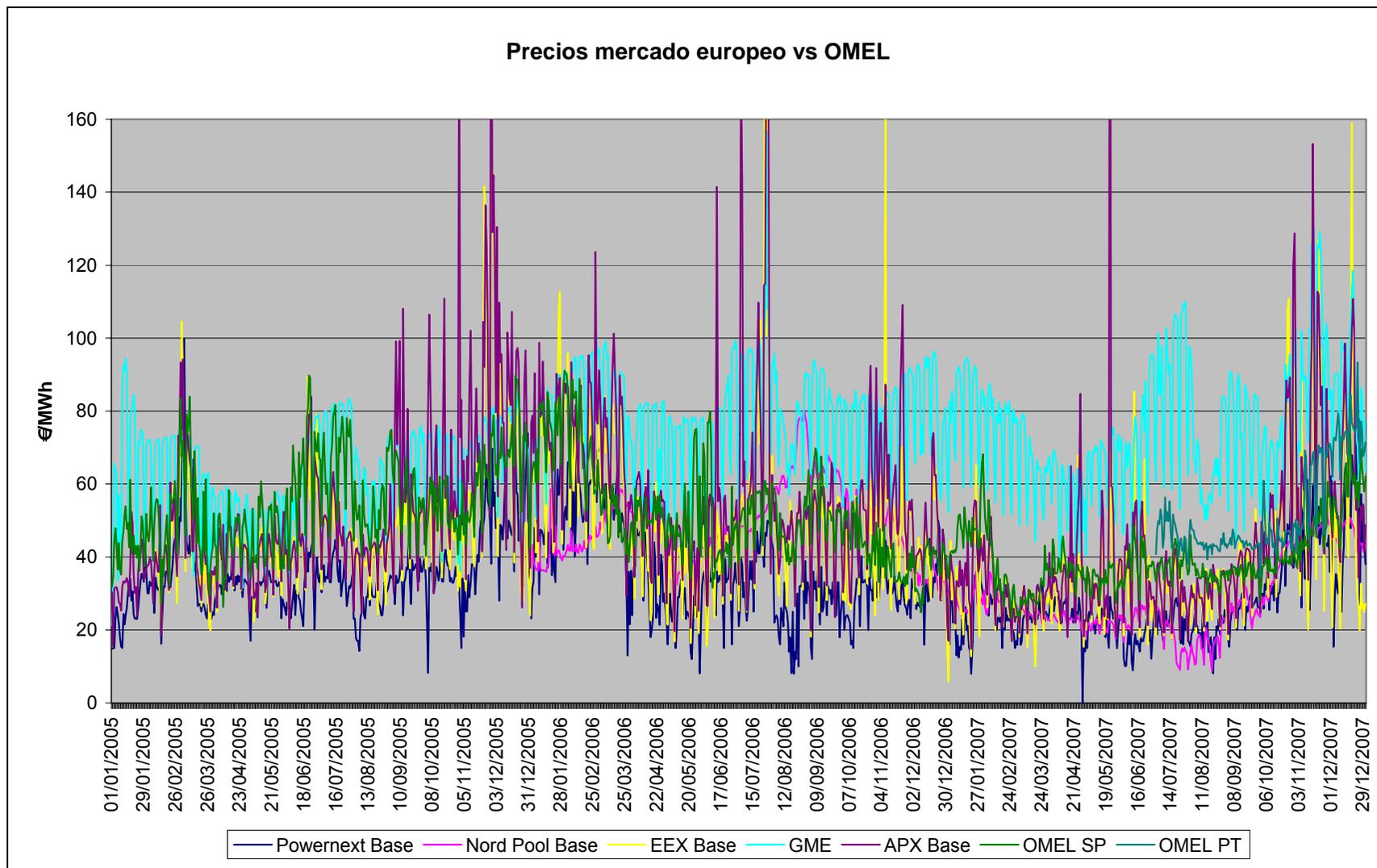
Precio del gas natural: Zeebrugge, 24 Hr/Day, Platt's  
 Precio del carbón: índice MCIS -NW Europa/McCloskey's Coal Report  
 Tipo de cambio euro/dollar: 0,75060 €/\$, Platt's.  
 Equivalencia térmica empleada: 293,1 kWh = 1MMBTU.

La comparación de los precios del mercado diario en España con los de otros mercados europeos revela una volatilidad menor de los precios españoles, que se han situado en el entorno de la media europea durante gran parte del periodo considerado. Cabe en todo caso señalar que algunos de los mercados considerados son esencialmente mercados de ajustes de tamaño poco representativo respecto de la demanda total (este es el caso de APX, EEX y Powernext que en 2005 registraron volúmenes de negociación inferiores al 5% del consumo nacional).

A efectos del ejercicio de comparación se han considerado los siguientes mercados:

- Powernext Base: Precio de la electricidad en el mercado spot de Francia
- Nord Pool Base: Precio medio de la electricidad en el mercado spot de los países escandinavos
- EEX Base: Precio de la electricidad en el mercado spot de Alemania
- GME: Precio medio de la electricidad en los mercados spot zonales de Italia
- APX Base: Precio de la electricidad en el mercado spot de Holanda
- OMEL SP: Precio de la electricidad en el mercado spot de OMEL, lado español
- OMEL PT: Precio de la electricidad en el mercado spot de OMEL, lado portugués

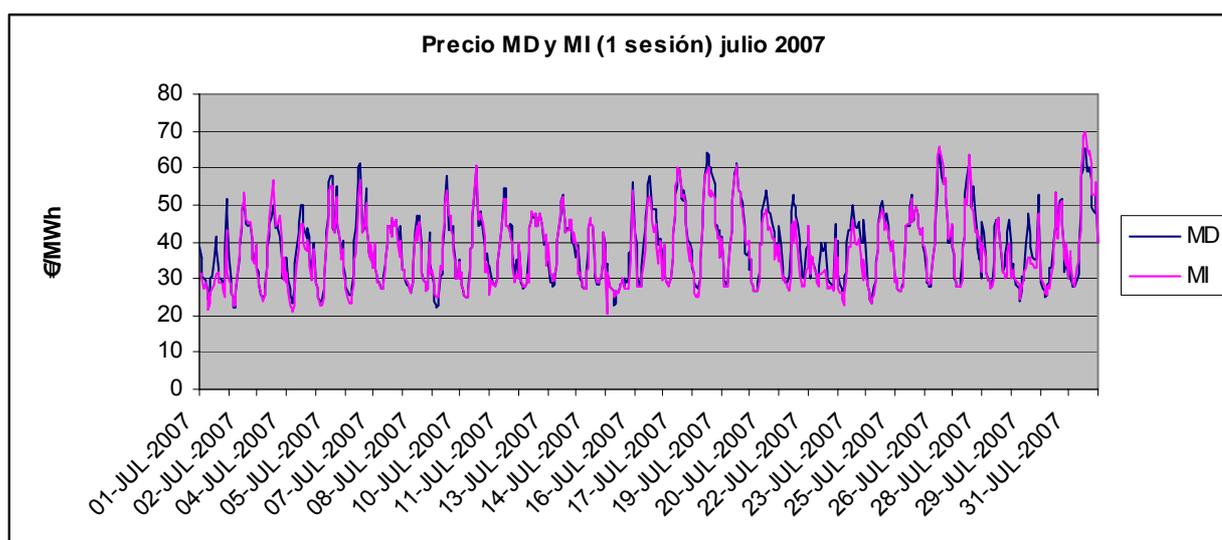
Gráfico 17 Precios spot de la electricidad (producto base) en varios mercados europeos (2005-2007)



Los precios que se determinan en el mercado diario sirven de referencia para otros mercados eléctricos en España. Entre ellos cabe mencionar ante todo al mercado intradiario, que consta de 6 sesiones, en las cuales en 2007 se negociaron unos 26.000 GWh. Puesto que en este mercado se negocian ajustes sobre programas definidos en el mercado diario, es de esperar que dichos ajustes se produzcan en general a precios cercanos a los del propio mercado diario.

Los valores horarios de los precios de ambos mercados durante el periodo 2005-2007 han sufrido variaciones, identificándose tres etapas. Durante los años 2005 y 2007 los precios medios del mercado intradiario han sido en general similares a los del mercado diario, con coeficientes de correlación de 0,94 y 0,95. A modo de ejemplo, puede observarse el comportamiento durante el mes de julio de 2007.

**Gráfico 18 Precios diarios medios del mercado diario y del mercado intradiario en julio de 2007**



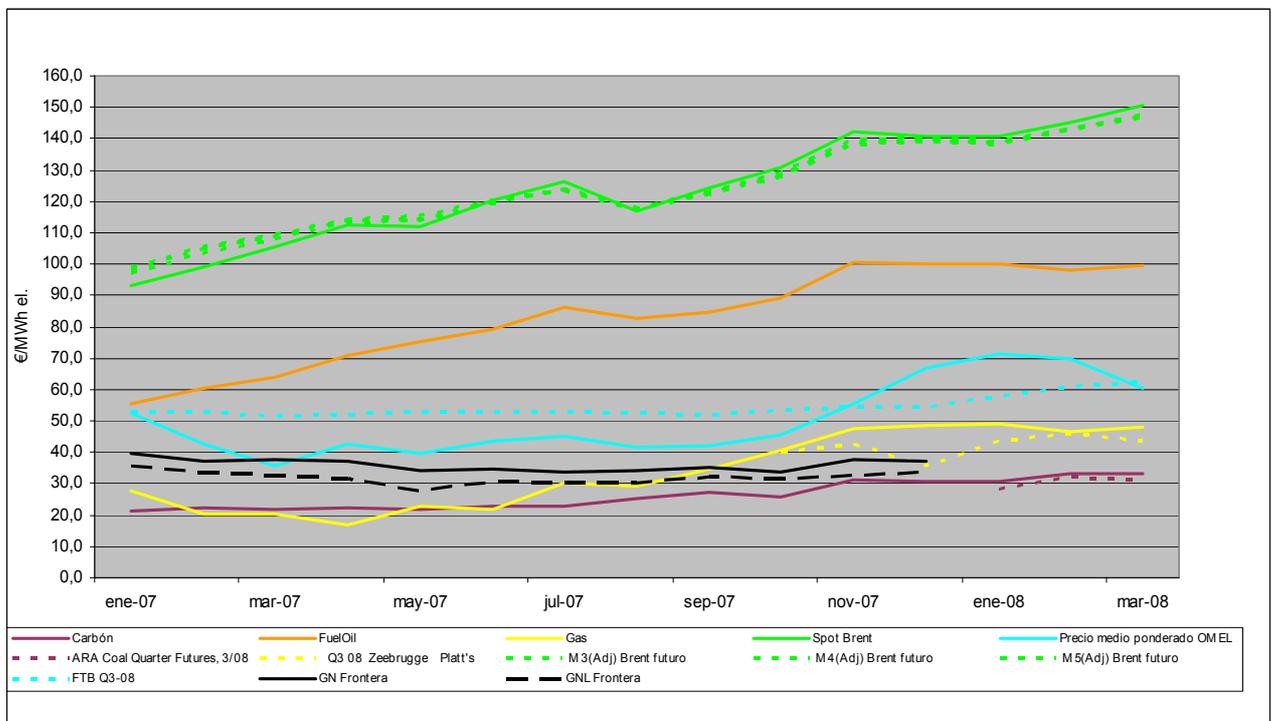
Fuente: OMEL, CNE

Sin embargo, durante el año 2006, los comportamientos de los dos mercados se diferenciaron en mayor medida, proporcionando un menor coeficiente de correlación (0,90). Esta diferencia puede estar relacionada con el comportamiento atípico de los agentes del mercado durante el periodo de vigencia del RDL 3/2006, de 24 de febrero, que modificó el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial.

Por otra parte, el precio esperado en el mercado diario tiende a afectar al precio de los futuros de electricidad, negociados en el mercado a plazo de OMIP (más adelante se hablará de este mercado con más detalle). En los siguientes gráficos se observa que, de la misma manera en que la evolución de los precios del mercado diario sigue la de

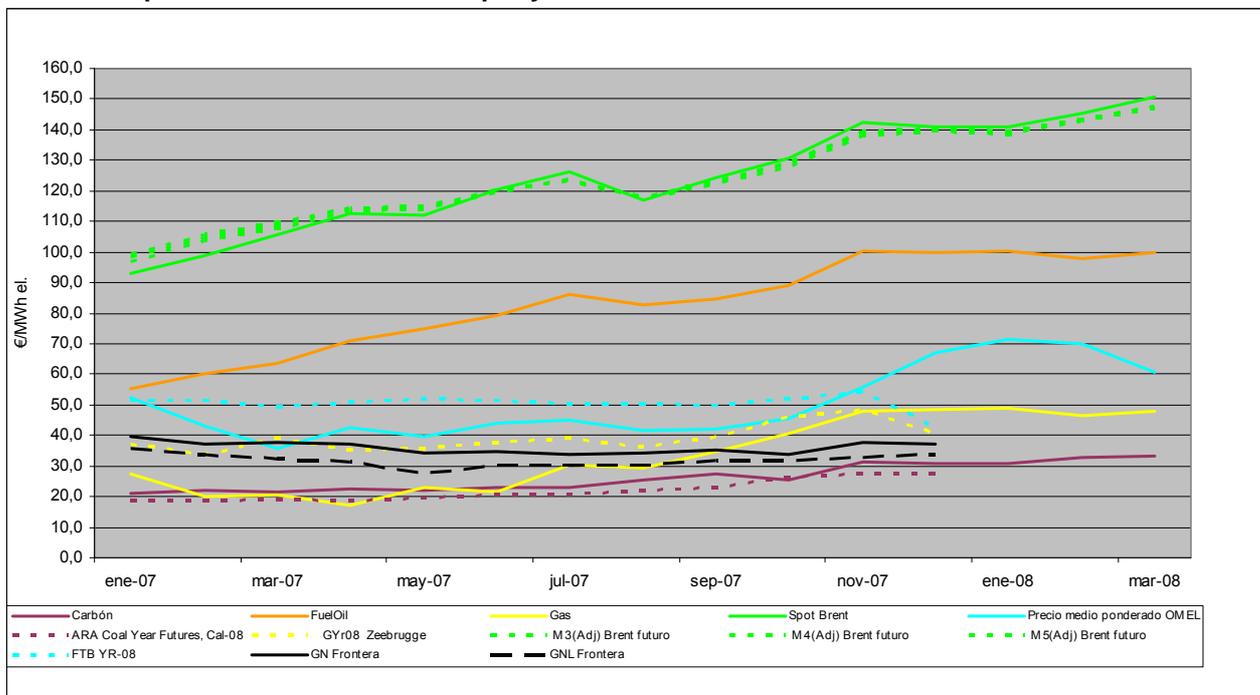
los precios spot de los combustibles fósiles, los precios de los futuros de la electricidad están correlacionados con los precios de los futuros del gas para periodos comparables. Así, se puede observar que el precio del futuro con entrega anual, FTB YR-08, se encuentra estrechamente relacionado con el precio del futuro del gas con entrega anual, GY-08 Zeebrugge. Este mismo efecto se observa entre el futuro con entrega trimestral, Q3-08 Zeebrugge, y el futuro del OMIP FTB Q3-08 con entrega en el mismo periodo.

**Gráfico 19 Comparación de los precios del mercado diario y del futuro Q3 08 en OMIP frente a los precios de combustibles spot y futuros.**



Fuente: OMEL, CNE, OMIP, Platt's

**Gráfico 20 Comparación de los precios del mercado diario y del Futuro Yr 08 en OMIP frente a los precios de combustibles spot y futuros.**



Fuente: OMEL, CNE, OMIP, Platt's

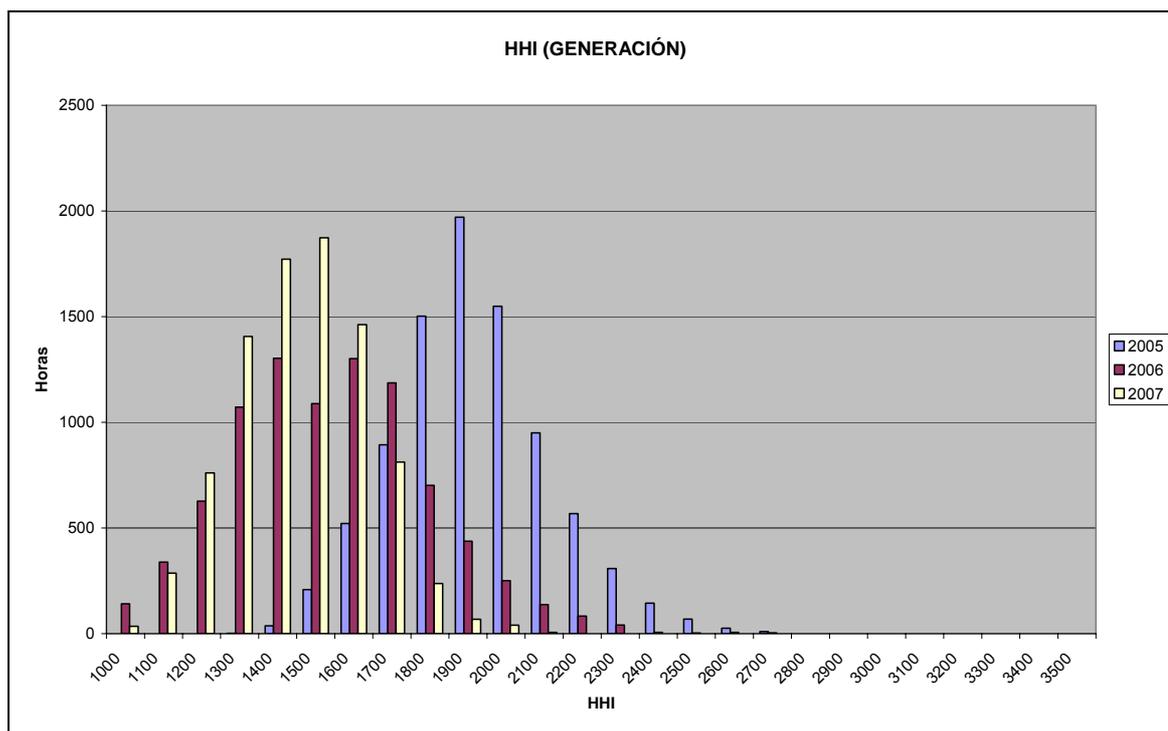
### 2.2.3. Evolución de la estructura del mercado de generación eléctrica

El peso relativo de una empresa en el mercado eléctrico puede medirse en términos de potencia disponible (MW) o de energía producida (GWh). La primera medida tiene la ventaja de ser una variable estructural que no está afectada por el comportamiento estratégico de las empresas, pero puede ignorar determinadas restricciones a la utilización de la potencia (en particular la hidráulica y la eólica) y acabar sobreestimando el poder de mercado existente. La segunda no presenta este problema, puesto que mide la participación realmente observada de las empresas en el mercado, aún cuando tiene el inconveniente de incorporar su conducta estratégica. A efectos de analizar la evolución histórica reciente de la concentración en el mercado, se ha considerado en general más adecuado emplear los indicadores basados en la generación realizada.

En lo que concierne a la generación total, los gráficos siguientes muestran en general un descenso significativo del HHI horario, calculado con referencia a la energía producida en el mercado eléctrico español en cada una de las 8760 horas del año, durante los años considerados. Se ha tomado una medida horaria del HHI, además de la media anual, para reflejar adecuadamente su variabilidad, debido a las fluctuaciones en la demanda y por tanto en el mix de tecnologías empleadas para atender dicha demanda. En el gráfico siguiente se muestra la frecuencia (medida en número de horas) de los HHIs registrados en 2005, 2006 y 2007 (por ejemplo: el gráfico indica que en 2005 se ha registrado un nivel de concentración de 1900 en aproximadamente 2000

horas, mientras el mismo se ha observado tan solo en poco más de 400 horas en 2006). Los histogramas de 2007 y 2006 se sitúan a la izquierda del de 2005, mostrando una tendencia a la reducción del HHI durante la gran mayoría de horas.

**Gráfico 21 Histograma del índice de concentración HHI horario para el mercado de generación eléctrica (2005 – 2007)**



Fuente: CNE y OMEL

La evolución de las cuotas de los principales agentes en el mercado de generación eléctrica también indica una reducción en el nivel de concentración, tanto si se considera el mercado total de generación eléctrica, que incluye la producción del Régimen Ordinario, del Régimen Especial y las importaciones, como si se considera sólo el Régimen Ordinario.

En lo que concierne al mercado total, se observa una disminución del HHI medio anual de 1.935 a 1.811, que refleja esencialmente la significativa reducción en la cuota del primer operador, ENDESA, que pasa del 31,1% en 2005 al 27,8% en 2007, debido principalmente al menor crecimiento de la potencia instalada de esta empresa en comparación con otros generadores (véase el Gráfico 27). Por su parte, IBERDROLA mantiene su cuota casi inalterada, aumentando desde el 23,8% en 2005 al 25,4% en y volviendo a reducirse hasta el 23,7% en 2007. UNIÓN FENOSA y VIESGO mantienen cuotas casi inalteradas, alrededor del 11-12% y del 2-3%, respectivamente, mientras GAS NATURAL, el principal entrante, pasa del 3,4% en 2005 al 6,7% en 2006, disminuyendo al 6,2% en 2007. Se observa un aumento de la generación de Régimen Ordinario de otras empresas, como AES y ELECTRABEL, que creció desde el 3,6% en 2005 al 4,5% en 2007.

**Cuadro 9 Cuotas de mercado de los principales agentes en el mercado total de generación eléctrica (2005, 2006 y 2007)**

Generación total	2005	2006	2007
ENDESA	31,1%	28,0%	27,8%
IBERDROLA	23,8%	25,4%	23,7%
UNIÓN FENOSA	11,1%	11,3%	12,5%
GAS NATURAL	3,4%	6,7%	6,2%
HIDROCANTÁBRICO	6,5%	5,4%	5,3%
VIESGO	2,9%	2,0%	2,0%
OTROS (RÉGIMEN ORDINARIO)	3,6%	4,0%	4,5%
OTROS (RÉGIMEN ESPECIAL) <sup>13</sup>	13,8%	13,8%	14,7%
IMPORTACIONES	3,9%	3,4%	3,2%
HHI MEDIO ANUAL	1.935	1.850	1.811

Fuente: CNE, OMEL e informes anuales de las empresas (cuotas estimadas de la generación de Régimen Especial)

La estructura empresarial de la producción del Régimen Ordinario refleja una evolución similar a la observada para la generación total. Por otra parte, se registran mayores cuotas de los incumbentes y un valor significativamente más elevado del HHI. Este asciende a 2.345 en 2007 si se considera tan sólo el Régimen Ordinario y a 1.811 si se considera la generación total.

**Cuadro 10 Cuotas de los principales agentes en la generación eléctrica del Régimen Ordinario (2005, 2006 y 2007)**

Generación RO	2005	2006	2007
ENDESA	39,3%	34,8%	34,8%
IBERDROLA	26,9%	28,9%	27,2%
UNIÓN FENOSA	14,1%	14,2%	15,9%
GAS NATURAL	4,0%	8,1%	7,6%
HIDROCANTÁBRICO	7,7%	6,5%	6,4%
VIESGO	3,5%	2,3%	2,2%
OTROS (RÉGIMEN ORDINARIO)	4,6%	5,2%	5,8%
HHI MEDIO ANUAL	2.571	2.386	2.345

Fuente: CNE, OMEL

El menor grado de concentración observado en el mercado de generación total respecto al Régimen Ordinario se debe principalmente a la generación de Régimen Especial, que es realizada en mayoría por un gran número de otros operadores, distintos de los incumbentes. El reparto estimado de la generación de Régimen Especial, que se muestra en el cuadro siguiente, indica que tan sólo el 24,5% de este tipo de producción, que en 2007 ascendía a unos 57.000 GWh, se atribuye a ENDESA,

<sup>13</sup> Se incluye sólo la producción en régimen especial correspondiente a los agentes no principales, la de estos ha sido incorporada a sus respectivas cuotas.

IBERDROLA, VIESGO, UNIÓN FENOSA e HIDROCANTÁBRICO, mientras un 1,6% corresponde a GAS NATURAL y el restante 74% a otros operadores<sup>14</sup>.

**Cuadro 11 Cuotas estimadas de los principales agentes en la generación eléctrica del Régimen Especial (2005, 2006 y 2007)**

Generación RE	2005	2006	2007
ENDESA	5,6%	5,5%	5,3%
IBERDROLA	16,2%	15,5%	14,0%
UNIÓN FENOSA	1,7%	1,7%	1,8%
GAS NATURAL	1,5%	1,9%	1,6%
HIDROCANTÁBRICO	2,9%	2,1%	1,7%
VIESGO	1,1%	1,1%	1,7%
OTROS (RÉGIMEN ESPECIAL)	71,0%	72,1%	74,0%

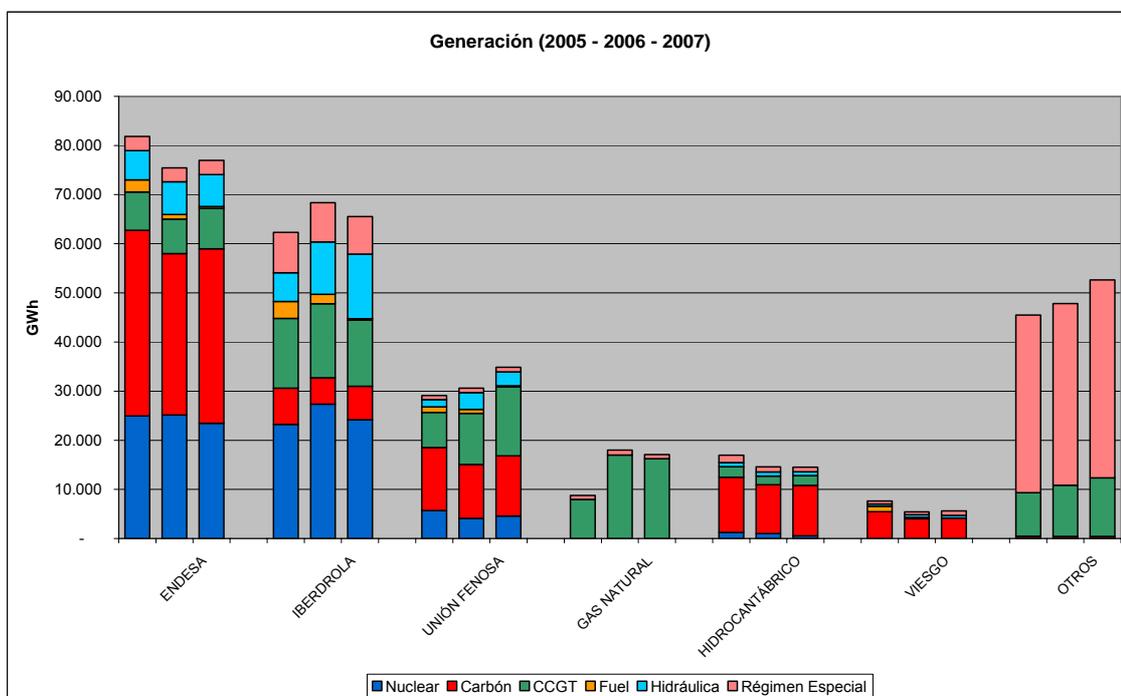
Fuente: CNE, OMEL e informes anuales de las empresas

La importancia de los anteriores resultados debe ser matizada, puesto que la concentración medida con respecto a todos los tipos de tecnologías de generación no refleja la diferente forma en que éstas pueden afectar al precio de mercado.

Conjuntamente al tamaño, el mix tecnológico de un generador también influye en su capacidad e incentivos a actuar de forma estratégica para modificar los precios en su beneficio. En los gráficos siguientes se muestra el *mix* tecnológico de cada empresa, tanto en términos de generación realizada, como en términos de potencia instalada en el Régimen Ordinario.

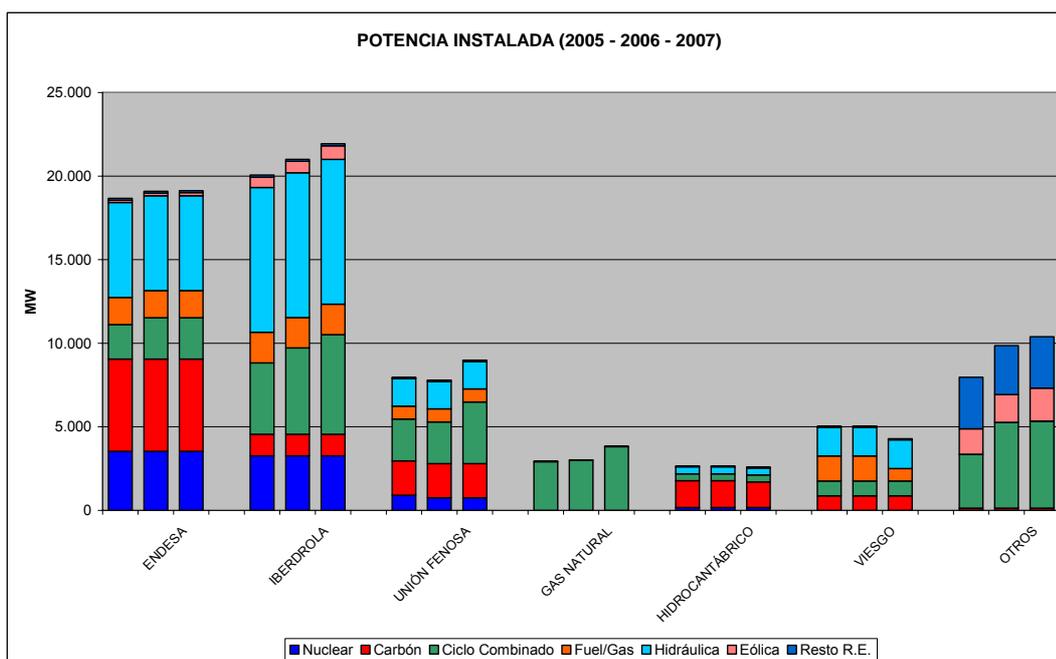
<sup>14</sup> Según se desprende del informe anual de OMEL de 2007 a finales de este año el número de otros operadores en el Régimen Especial asciende a más de 500 empresas.

**Gráfico 22 Mix tecnológico por empresa en términos de generación (GWh)**



Fuente: CNE y OMEL

**Gráfico 23 Mix tecnológico por empresa en términos de potencia eléctrica instalada (MW)**



Fuente: CNE y OMEL

En general, la capacidad de retirar producción del mercado (o de realizar pujas elevadas) de forma rentable depende de la tecnología de producción, tanto en lo que respecta a sus costes variables de producción, como a sus características técnicas. Las centrales económicamente retirables son aquellas que en un determinado periodo son a la vez competitivas (su coste incremental es inferior y relativamente cercano al precio de mercado) y técnicamente retirables (la producción puede ser reducida sin costes significativos). Cuanto mejor se cumplan estas dos condiciones, mayor será la capacidad de retirar producción del mercado de forma rentable, es decir incurriendo en un coste inferior al beneficio que la decisión conlleva. Esta estrategia puede forzar la entrada de otras centrales con coste marginal más elevado y por tanto elevar el precio por encima de su nivel competitivo.

Por las razones anteriores, se han calculado también los índices de concentración horarios HHI referidos a las tecnologías retirables y, en particular, a aquellas que habitualmente compiten en el margen, y que, por tanto, afectan a la determinación del precio de mercado, es decir: carbón, ciclo combinado y energía hidráulica regulable<sup>15</sup>. No se ha incluido el fuel oil porque ha sido marginal en un número reducido de horas durante 2005 y 2006, y durante 2007 no ha sido marginal en ninguna hora<sup>16</sup>.

Tanto la generación nuclear como la generación hidráulica fluyente, la eólica y el resto de la generación del Régimen Especial no se han considerado como retirables puesto que sus costes incrementales son significativamente inferiores al precio de mercado y el coste de su retirada sería significativo y/o una estrategia de retirada sería muy fácil de detectar. Lo anterior no significa que estas tecnologías no impacten sobre el precio de mercado y sobre las estrategias de oferta de los agentes. De hecho, mayores cantidades de generación nuclear y del Régimen Especial tienden a producir una reducción del precio de mercado, desplazando centrales térmicas con mayor coste marginal. Este efecto tiende a ser más acusado cuanto más fragmentada es la propiedad de estas tecnologías, y, sobre todo, cuanto menos se asocia con la propiedad de potencia marginal retirable<sup>17</sup>.

También para las tecnologías marginales y retirables se ha observado un descenso en el nivel de concentración durante el periodo 2005-2007. Por otra parte, cabe destacar

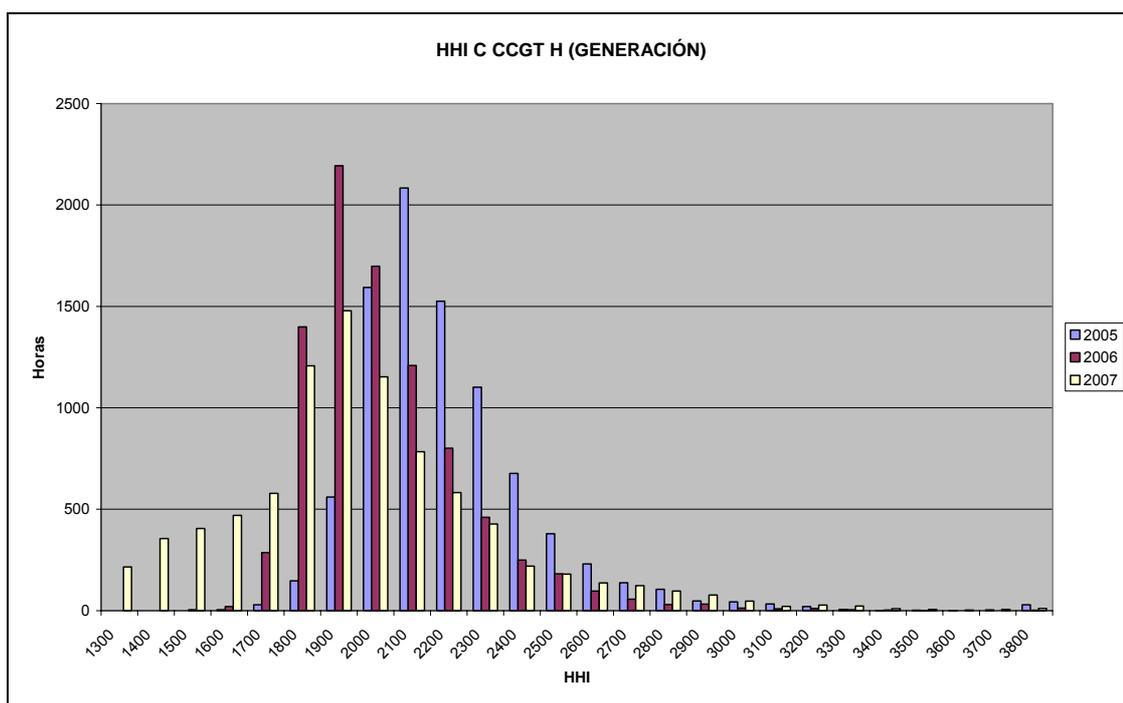
<sup>15</sup> En años secos existen restricciones sobre el uso del agua embalsada por obligaciones medioambientales y de usos civiles. En años húmedos existe la posibilidad de que la retirada de agua cause el llenado de un embalse y por tanto el vertido del agua embalsada, siendo estos factores más o menos intensos dependiendo del tamaño del embalse asociado a las centrales. No obstante, las centrales con embalse tienen cierta flexibilidad en gestionar el nivel de producción a lo largo del tiempo y por esta razón se han considerado como tecnología retirable.

<sup>16</sup> Véase la información publicada por OMEL en los informes mensuales sobre el mercado spot de generación.

<sup>17</sup> El comportamiento estratégico de retirada de capacidad, y por tanto de elevación de los precios, tiende a ser más rentable cuanto mayor sea la generación inframarginal que una empresa posea. Esto es así porque para una empresa de gran tamaño y costes variables bajos la pérdida de ingresos de las unidades no ofertadas tiende a ser más que compensada por el mayor precio que esta empresa obtenga sobre las unidades inframarginales (que a su vez será tanto más alto cuanto mayor sea el diferencial de coste entre la tecnología marginal y las tecnologías inframarginales).

que se trata de un descenso inferior al observado para la totalidad del parque de generación: en efecto, los HHI horarios de 2006 y 2007 siguen situándose por encima del umbral indicativo de referencia de 2000 durante más del 50% de las horas.

**Gráfico 24 Histograma del índice de concentración HHI horario para el mercado de generación eléctrica, solo tecnologías retirables y marginales (2005, 2006 y 2007)**



Fuente: CNE y OMEL

En términos de cuotas de mercado de las principales empresas, se puede observar que el menor nivel de concentración en estas tecnologías se ha debido esencialmente, como en el caso de la generación total, a una reducción importante en la cuota de mercado de ENDESA (desde el 37,1% al 31%) y a un aumento en la cuota de GAS NATURAL (desde el 5,4% al 10,1%) y de otros agentes (desde el 8,4% al 10,3%). Se destaca que la cuota de IBERDROLA ha bajado de forma poco significativa (desde el 21,1% al 20,5%), posiblemente debido al aumento de la producción hidráulica y a la continua puesta en marcha de sus ciclos combinados, que han compensado la pérdida de cuota asociada a la entrada de nuevos ciclos combinados de gas de otros agentes.

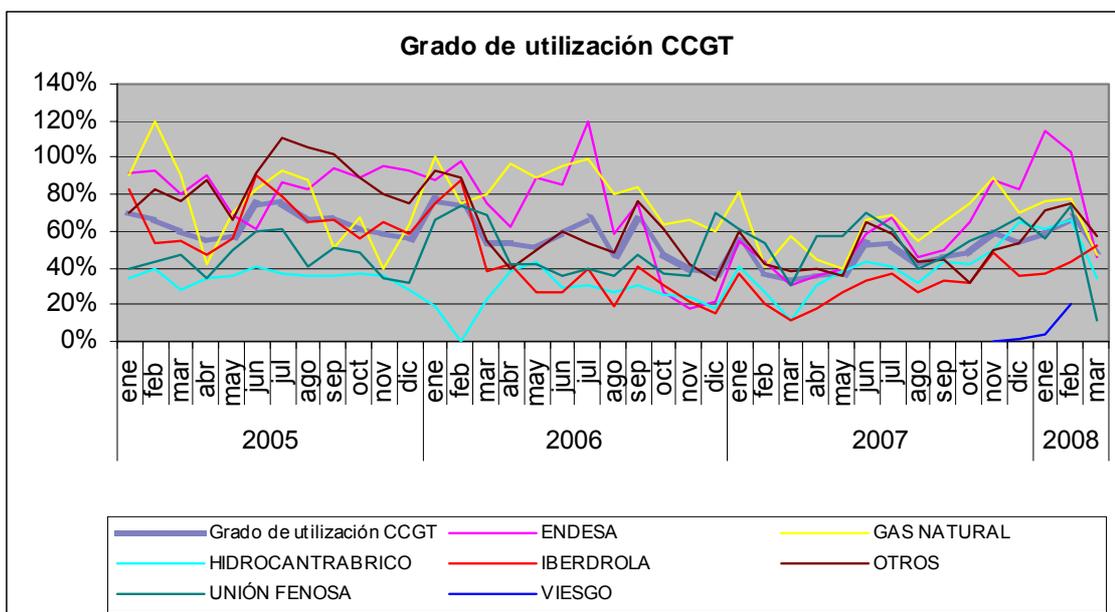
**Cuadro 12 Cuotas de los principales agentes en el mercado de generación para determinadas tecnologías retirables y marginales**

Generación C CCGT H	2005	2006	2007
ENDESA	37,1%	32,6%	31,0%
IBERDROLA	21,1%	20,6%	20,5%
GAS NATURAL	5,4%	10,8%	10,1%
HIDROCANTÁBRICO	9,0%	8,1%	7,8%
UNIÓN FENOSA	14,1%	14,9%	16,6%
VIESGO	5,0%	3,5%	3,7%
OTROS	8,4%	9,5%	10,3%
HHI MEDIO ANUAL	2226	1993	1939

Fuente: CNE y OMEL

En el periodo analizado se ha registrado una tasa de utilización muy variable en las principales tecnologías flexibles (CCGT y carbón), con cierta tendencia a reducirse en los últimos años, en parte relacionada con el aumento de la capacidad instalada y de la hidráulidad durante algunos meses en 2006 y 2007. La tasa de utilización, para una determinada central, se ha calculado como el ratio entre el número de horas de funcionamiento observado y el número máximo de horas de funcionamiento permitidos por la potencia instalada disponible. Como se muestra en los gráficos siguientes, esta tasa no ha sido homogénea entre empresas. Para la tecnología de ciclo combinado ha oscilado entre el 40% y el 80%, siendo HIDROCANTÁBRICO e IBERDROLA las empresas con el grado de utilización generalmente más bajo. En cuanto a la tecnología de carbón, la tasa de utilización también ha oscilado entre el 40% y el 80%, mostrando VIESGO e IBERDROLA los valores más bajos.

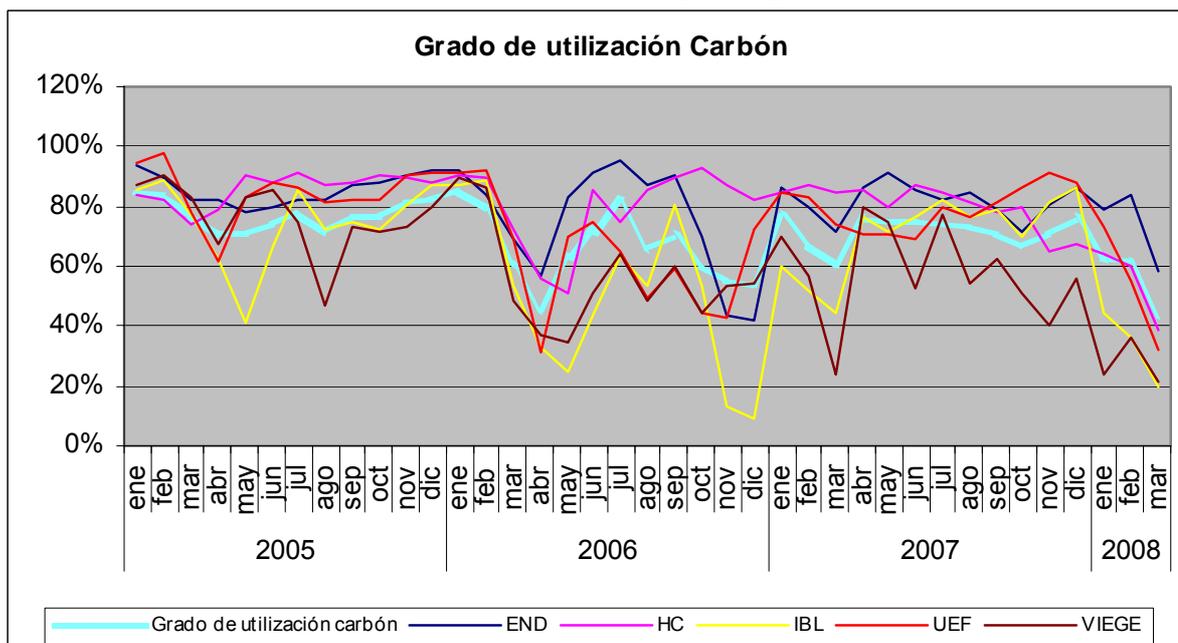
**Gráfico 25 Grado de utilización de centrales de CCGT por empresa**



Fuente: CNE y OMEL

\* La existencia de tasa de utilización superiores al 100% se debe a que el dato de producción observada incluye los ciclos combinados en prueba, mientras la producción máxima no los incluye.

**Gráfico 26 Grado de utilización de centrales de carbón por empresa**



Fuente: CNE y OMEL

La relación entre demanda y potencia disponible en un periodo dado es un determinante fundamental del grado de competencia en el mercado. En situaciones de márgenes de cobertura elevados la presión competitiva tiende a inducir a las empresas a realizar ofertas iguales a su coste marginal. Por otra parte, en situaciones de márgenes de cobertura estrechos, en las que la presión competitiva es menor, las empresas tendrán un incentivo a ejercer poder de mercado dependiendo de su tamaño y mix tecnológico y de la reacción de sus competidores.

Los indicadores de “pivotalidad” pretenden reflejar la posición de cada agente de cara a la cobertura de la demanda, lo que constituye una calificación necesaria de los indicadores de concentración.

A continuación se emplean dos tipos de indicadores de “pivotalidad” distintos: el PSI (*Pivotal Supplier Index*, al cual se hará referencia también como Índice de Pivotalidad) y el RSI (*Residual Supply Index*, que se indicará también como Índice de Oferta Remanente). El PSI es un indicador binario, que asume el valor 1 cuando el generador es “pivote”, es decir cuando se enfrenta a una demanda residual positiva en una determinada hora, y el valor 0 cuando no es “pivote”. El PSI puede agregarse para obtener el porcentaje del tiempo durante el cual la empresa generadora tiene el estatus de “pivote”. Al ser un indicador binario, este índice presenta dos problemas fundamentales: se concentra en el poder de mercado potencial que existe en las horas punta y no aporta información sobre el grado de pivotalidad de un agente respecto de la demanda, puesto que tan solo indica la presencia o ausencia de pivotalidad.

El RSI es conceptualmente similar al anterior pero tiene dos propiedades superiores: se define en base continua y refleja el poder de mercado potencial en todas las horas. Para un generador *i* el RSI se define de la siguiente forma:

$$\text{RSI} = [(\text{Potencia total disponible} - \text{Potencia relevante disponible del generador } i) / \text{Demanda de energía total}] * 100\%$$

El RSI mide hasta qué punto la potencia disponible de un operador es indispensable para cubrir la demanda en un periodo de tiempo determinado, pudiendo interpretarse también como el porcentaje máximo de la demanda que puede cubrir el conjunto de todos los competidores del operador *i*-ésimo (la oferta remanente).

Un valor del RSI mayor de 100% en una hora determinada indica que el generador *i* tiene escasa habilidad de afectar el precio, puesto que los otros generadores tienen potencia suficiente para abastecer la demanda. Al contrario, un valor del RSI inferior al 100% indicaría la existencia de cierto potencial de ejercicio de poder de mercado, debido a que la potencia del generador *i* es necesaria para suministrar la demanda. Un test habitual, conocido como “Test de Sheffrin”, para detectar la existencia de un potencial poder de mercado excesivo, es el de verificar si un operador tiene un RSI inferior o igual al 110% durante más del 5% de las horas en un año. La consideración del 110% en lugar del 100% se justifica por la necesidad de tener en cuenta que la potencia debe garantizar, por razones de seguridad de suministro, un margen de reserva por encima de la demanda, habitualmente en el orden del 10%.

En el cálculo de estos indicadores se ha tenido en cuenta que la generación de tipo no retirable no puede ser utilizada para subir los precios. A este fin se ha restado la potencia de las centrales nucleares, de hidráulica fluyente y otras del Régimen Especial, de la demanda total y de la potencia de cada agente.

En el siguiente cuadro se incluyen los resultados del cálculo de estos indicadores para las empresas en el mercado mayorista eléctrico español en los años considerados. Ante todo, destaca el hecho de que solo ENDESA e IBERDROLA tienen la condición de operadores “pivotes”, condición que ha ido cambiando de forma significativa desde 2005 hasta 2007, especialmente debido al incremento de nueva potencia instalada respecto de la demanda.

**Cuadro 13 Indicadores de “pivotalidad” (2005- 2007)**

	RSI (*)	PSI (horas)	PSI (días)
<b>2005</b>			
<b>Endesa</b>	11,40%	1,77%	11,51%
<b>Iberdrola</b>	14,00%	3,00%	15,62%
<b>Otros</b>	0,00%	0,00%	0,00%
<b>2006</b>			
<b>Endesa</b>	4,70%	0,07%	0,82%
<b>Iberdrola</b>	17,50%	3,08%	14,79%
<b>Otros</b>	0,00%	0,00%	0,00%
<b>2007</b>			
<b>Endesa</b>	2,70%	0,06%	0,55%
<b>Iberdrola</b>	16,10%	2,33%	15,89%
<b>Otros</b>	0,00%	0,00%	0,00%

(\*) Porcentaje de horas en las cuales el RSI es inferior o igual al 110%  
Fuentes: MITyC, REE y OMEL

Nota: La relevancia de la situación de pivotalidad para el grado de competencia potencial se entiende mejor si, además del PSI medido con respecto a las horas, se considera también el PSI medido con referencia a los días. En efecto, puede ser suficiente que exista una hora en un día durante la cual una empresa es “pivote” para alterar potencialmente la dinámica competitiva de todo el día.

En lo que concierne a ENDESA, tanto el índice PSI, como el RSI se han reducido: el PSI ha alcanzado un nivel inferior al 1% en 2007, tanto en términos de horas, como en términos de días, mientras el RSI se ha situado por debajo del 110% durante menos del 5% de las horas del año.

En cuanto a IBERDROLA, se observa, en todo el periodo considerado, un RSI por debajo del 110% durante bastante más del 5% de las horas del año. En lo que concierne el PSI, su valor se mantiene sin grandes cambios, tanto en términos de horas, como en términos de días. Este resultado se explica, además de por la entrada de los nuevos ciclos combinados, por el incremento, en 2006 y en los primeros seis

meses de 2007, de la producción hidráulica, que tiene un peso relativo importante en el parque de generación de IBERDROLA.

Cabe señalar que en estos cálculos de pivotalidad se han incluido las centrales de fuel oil, aún cuando, por su elevado coste de producción, en 2007 y 2008 no han sido despachadas.

Considerando datos más recientes, que abarcan el segundo semestre de 2007 y el primero de 2008, y realizando el cálculo del RSI y del PSI excluyendo las centrales de fuel oil de la potencia disponible para abastecer la demanda, se aprecia una mayor pivotalidad de ENDESA respecto de la calculada anteriormente, mientras la de IBERDROLA se reduce ligeramente (este resultado refleja el hecho de que el porcentaje de centrales de fuel oil de IBERDROLA es superior al de ENDESA).

**Cuadro 14 Análisis de “pivotalidad” excluyendo las centrales de fuel oil**

Empresa	2007 (Q3-Q4) – 2008 (Q1 -Q2)		
	RSI*	PSI **(horas)	PSI** (días)
Endesa	8,4%	1,78%	8,47%
Iberdrola	13,5%	4,39%	19,40%
Otros	0,00%	0,00%	0,00%

(\*) Porcentaje de horas en las cuales el RSI es inferior o igual al 110%  
Fuentes: MITyC, REE y OMEL

## 2.2.4. Construcción de nueva potencia eléctrica en España

Durante el periodo analizado la potencia instalada de CCGT en el Régimen Ordinario se ha incrementado en un 14,9%, pasando de 53.284 MW en 2005 a 62.043 MW en 2007. La totalidad de la capacidad construida corresponde a centrales de ciclo combinado de gas. Por otra parte, la potencia instalada en Régimen Especial ha aumentado de 19.284 MW en 2005 hasta 24.532 en 2007, registrando un incremento del 27%.

**Cuadro 15 Incremento de potencia de generación eléctrica de Régimen Ordinario (2005-2007)**

	Régimen Ordinario		
	2005	2006	2007
<b>Total (MW)</b>	53.284	58.973	62.043
<b>Incremento</b>		10,68%	5,21%

Fuente: Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Ordinario (MITYC), en operación comercial, actualizado en febrero de 2008

**Cuadro 16 Incremento de potencia de generación eléctrica de Régimen Especial (2005-2007)**

	Régimen Especial				
	2005	2006		2007	
	MW	MW	Incremento	MW	Incremento
<b>MW eólica</b>	10.089	11.884	17,74%	14.221	19,93%
<b>Resto RE</b>	9.195	9.687	3,50%	10.311	1,60%
<b>Total</b>	19.284	21.571	11,92%	24.532	13,43%

Fuente: CNE, Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Especial (MITYC), con estado definitivo, actualizado en febrero de 2008

En el cuadro siguiente se detallan los incrementos de potencia y sus promotores en el Régimen Ordinario durante el periodo 2005-2007. Se han incluido tan sólo las instalaciones con estado definitivo de funcionamiento según el Registro publicado por el MITYC, sin incluir las que se encuentran en fase de pruebas operacionales, que en 2007 ascendieron a unos 2.500 MW.

**Cuadro 17 Incremento de potencia de generación eléctrica de Régimen Ordinario por promotor y central (2005-2007)**

Promotor	Central	Potencia	Fecha entrada en operación comercial
	Ciclo Combinado	(MW)	
<b>Fecha de inicio de operación en 2005:</b>			
IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.	ACECA, GRUPO 3	400	jul-05
BIZKAIA ENERGÍA, S.L.	AMOREBIETA	800	nov-05
IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.	ARCOS DE LA FRONTERA GRUPO 1	397	feb-05
IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.	ARCOS DE LA FRONTERA GRUPO 2	397	feb-05
GAS NATURAL SDG, S.A	ARRÚBAL GRUPO 1	400	abr-05
GAS NATURAL SDG, S.A	ARRÚBAL GRUPO 2	400	abr-05
UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, S.A.	PALOS DE LA FRONTERA GRUPO 2	401	feb-05
UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, S.A.	PALOS DE LA FRONTERA GRUPO 3	401	jun-05
HIDROELÉCTRICA IBÉRICA, S.L.	SANTURCE, GRUPO 4	465	ene-05
<b>TOTAL 2005</b>		<b>4.061</b>	
<b>Fecha de inicio de operación en 2006:</b>			
UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, S.A.	ACECA, GRUPO 4	400	may-06
IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.	ARCOS DE LA FRONTERA GRUPO 3	832	mar-06
GAS NATURAL SDG, S.A	CARTAGENA GRUPO 1	400	feb-06
GAS NATURAL SDG, S.A	CARTAGENA GRUPO 2	400	feb-06
GAS NATURAL SDG, S.A	CARTAGENA GRUPO 3	400	feb-06
CASTELNOU ENERGÍA, S.L.	CICLO COMBINADO DE CASTELNOU	805	jun-06
ENDESA GENERACIÓN S.A.	CRISTOBAL COLON	400	nov-06

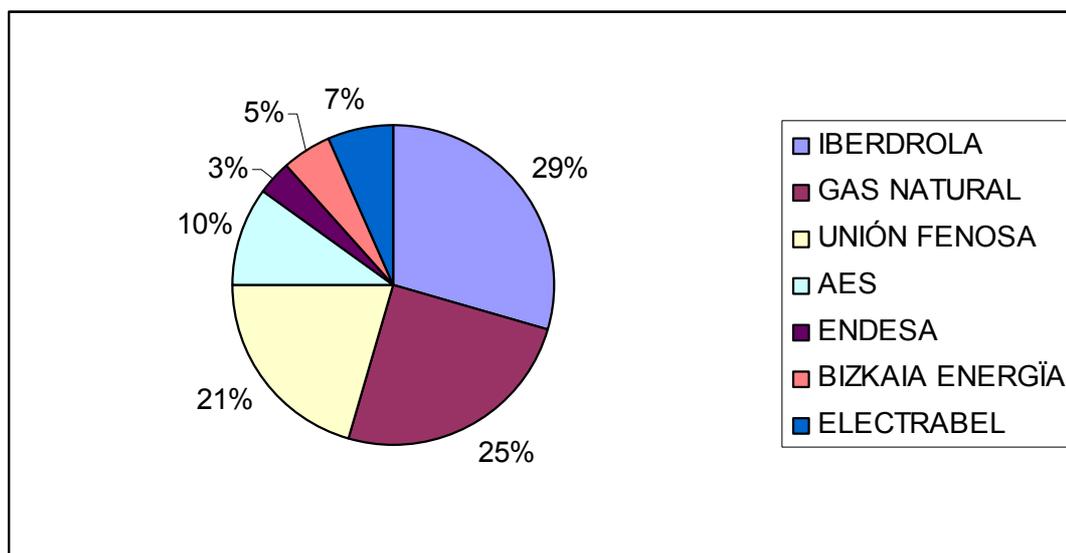
IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.	CTCC ESCOMBRERAS	852	nov-06
AES ENERGÍA CARTAGENA, S.R.L.	ESCOMBRERAS GRUPO 1	400	nov-06
AES ENERGÍA CARTAGENA, S.R.L.	ESCOMBRERAS GRUPO 2	400	nov-06
AES ENERGÍA CARTAGENA, S.R.L.	ESCOMBRERAS GRUPO 3	400	nov-06
<b>TOTAL 2006</b>		<b>5.689</b>	
<b>Fecha de inicio de operación en 2007:</b>			
UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, S.A.	CCC SAGUNTO, GRUPO 1	423	jul-07
UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, S.A.	CCC SAGUNTO, GRUPO 2	423	sep-07
UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, S.A.	CCC SAGUNTO, GRUPO 3	423	oct-07
GAS NATURAL SDG, S.A	CTCC PLANA DEL VENT 1	500	jul-07
GAS NATURAL SDG, S.A	CTCC PLANA DEL VENT 2	500	jul-07
ENEL VIESGO GENERACIÓN	ESCATRON 3	800	dic-07
<b>TOTAL 2007</b>		<b>3.070</b>	
<b>TOTAL 2005-2007</b>		<b>12.821</b>	

Fuente: Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Ordinario (MITYC), con estado definitivo, actualizado en febrero de 2008

Nota: El Grupo IBERDROLA es propietario de HIDROELÉCTRICA IBÉRICA y del 25% en BIZKAIA ENERGÍA. Asimismo, la empresa ELECTRABEL es propietaria de CASTELNOU ENERGÍA.

Los principales promotores fueron IBERDROLA (29%), GAS NATURAL (25%) y UNIÓN FENOSA (21%). Tan solo el 17% de la nueva capacidad (2.005 MW) fue promovido por nuevos entrantes: AES ENERGÍA CARTAGENA (10%) y CASTELNOU ENERGÍA, perteneciente a ELECTRABEL (7%).

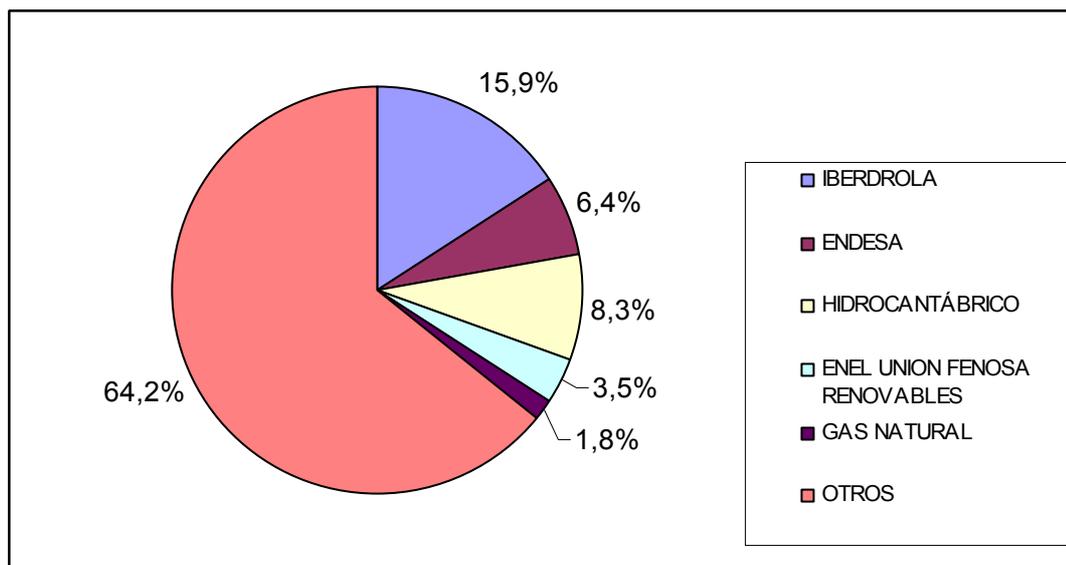
**Gráfico 27** Reparto de la nueva potencia del Régimen Ordinario que entró en funcionamiento en el periodo 2005-2007



Fuente: Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Ordinario (MITYC), en operación comercial, actualizado en febrero de 2008

En lo que concierne al incremento de potencia del Régimen Especial su composición por empresa revela la importancia de la contribución de nuevos entrantes y otras empresas, distintas de los incumbentes.

**Gráfico 28 Reparto estimado de la nueva potencia del Régimen Especial que entró en funcionamiento en el periodo 2005-2007**



Fuente: CNE, OMEL e informes anuales de las empresas

### 2.2.5. Oferta de servicios complementarios

Los servicios complementarios, que incluyen los procesos de regulación secundaria y terciaria, y a los cuales se añade la gestión de desvíos, son servicios necesarios para el funcionamiento del sistema eléctrico. Son generalmente ofrecidos por los generadores y tienen por objeto que la producción se adapte a la demanda mediante mecanismos de subasta gestionados por el operador del sistema. La clasificación de los servicios en distintas categorías obedece a que, debido a sus características técnicas singulares, la oferta disponible en cada uno de estos sub-mercados es diferente.

**Cuadro 18 Cantidades de energía y precios de los servicios complementarios en 2007**

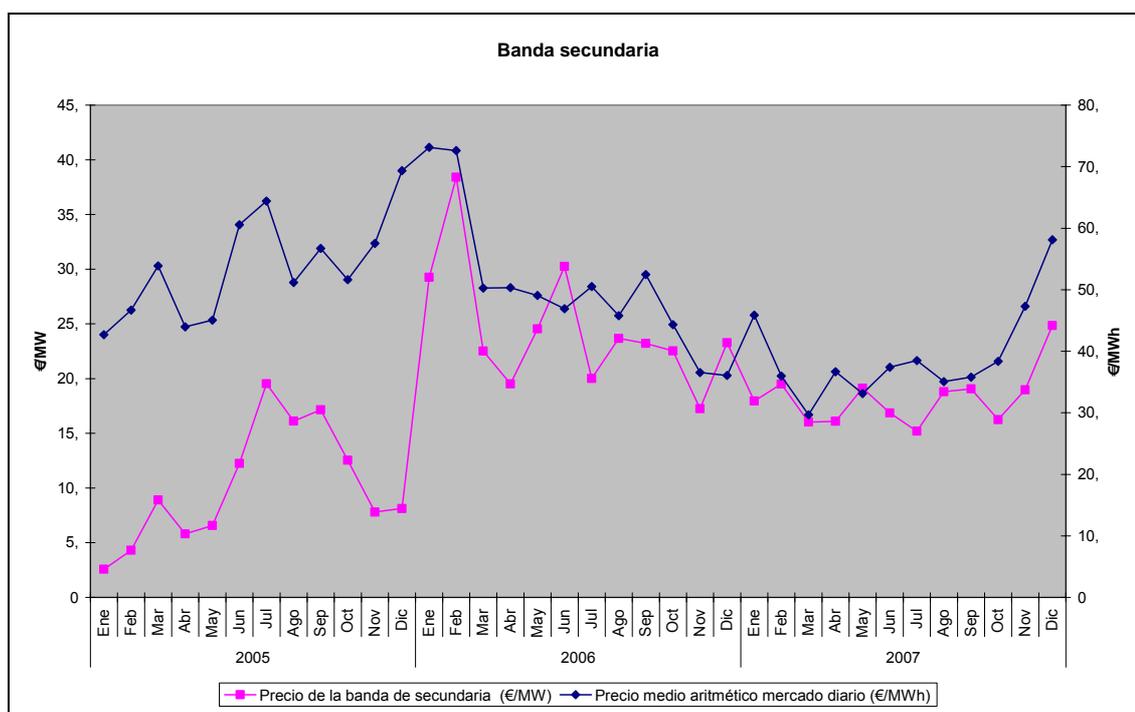
Servicios complementarios en 2007	Energía (GWh)		Precio medio (c€/kWh)	
	a subir	a bajar	a subir	a bajar
Banda de regulación secundaria	9305	6735	1,862	
Energía de regulación secundaria	947	1186	4,113	2,620
Energía de regulación terciaria	1750	2108	5,278	2,201
Gestión de desvíos	830	1330	5,275	2,489

Fuente: OMEL

El precio del servicio de regulación secundaria depende del volumen de reserva que sea requerido por el operador del sistema para realizar las funciones de regulación de frecuencia-potencia y, en cada zona de regulación, la retribución será función de la banda que le resulte asignada, así como de la energía finalmente utilizada. Este servicio es especialmente afectado por las condiciones de hidraulicidad.

En lo que respecta a la banda, durante el periodo 2005-2007 el precio de este servicio se ha mantenido siempre por debajo del precio del mercado diario, aunque se observa una cierta correlación entre ambos precios, ya que el precio de oferta de la banda de secundaria responde al coste de oportunidad de reservar la capacidad de producción en lugar de utilizarla en el mercado diario.

**Gráfico 29 Precio del servicio de regulación secundaria (2005-2007)**



Fuente: OMEL

En cuanto a la estructura de la oferta del servicio de regulación secundaria se aprecia que el número de generadores que pueden ofrecerla, dada su tecnología, es bastante restringido, revelando por tanto una mayor concentración respecto a la del mercado de producción. Durante el periodo analizado se ha registrado una disminución de las cuotas de ENDESA y de UNIÓN FENOSA, a la que han correspondido una mayor participación de GAS NATURAL, HIDROCANTÁBRICO y VIESGO, mientras IBERDROLA ha mantenido su cuota casi inalterada.

**Cuadro 19 Cuotas de banda de regulación secundaria asignada por empresa**

	2005	2006	2007
<b>Endesa</b>	34,4%	29,9%	29,5%
<b>Gas Natural</b>	3,5%	3,7%	4,4%
<b>Hidrocantábrico</b>	8,9%	12,0%	11,8%
<b>Iberdrola</b>	30,9%	31,1%	31,5%
<b>Unión Fenosa</b>	19,3%	19,8%	18,1%
<b>Viesgo</b>	3,0%	3,4%	4,0%
<b>Otros</b>	0,0%	0,0%	0,0%

Fuente: CNE, OMEL

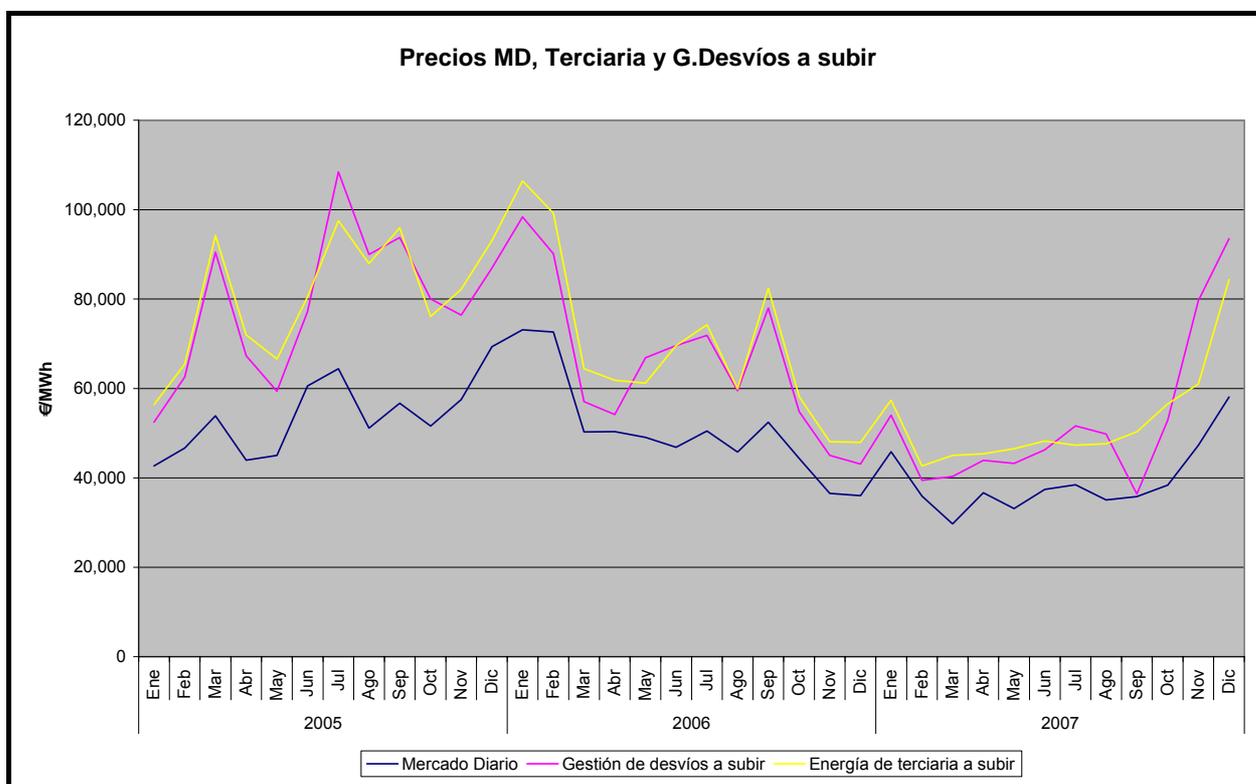
En el caso de la energía de regulación (terciaria y secundaria) y de la gestión de desvíos cabe distinguir entre los precios a subir (aumento de producción) y a bajar (recompra de energía con reducción de producción).

En el caso de la programación de la energía a subir, los precios deberían reflejar la suma del coste de producción de la energía y de un cierto coste de oportunidad por mantener dicha reserva. Debido a que el coste de producción de la energía aportada a subir coincide con el coste marginal del sistema, al menos para volúmenes de energía pequeños, puede establecerse una referencia básica entre los precios a subir y el precio del mercado diario, de manera que una parte del precio de la energía de regulación queda explicada por el propio precio del mercado diario. En cuanto al diferencial restante, se trata de un valor muy variable y es complejo aportar explicaciones (la interrelación existente entre estos mercados y los despachos por restricciones técnicas hacen que el estudio de estos mercados deba realizarse en el corto plazo más que en el largo plazo como se presenta a continuación).

En cuanto a la programación de energía a bajar, es de esperar que los precios reflejen un valor representativo del coste evitado de producción (por dejar de producir la energía comprometida previamente para proveer este servicio), siendo dicho coste función esencialmente de la tecnología utilizada y no directamente del precio de mercado.

En el periodo 2005-2007 los precios de estos servicios se han situado siempre por encima del precio del mercado diario, mostrando una evolución muy similar a éste.

**Gráfico 30 Precios del mercado diario, regulación terciaria y gestión de desvíos a subir (2005-2007)**



Fuente: OMEL

En lo que concierne a la estructura de la oferta de regulación terciaria y gestión de desvíos, también se aprecia una mayor concentración respecto al mercado de producción. Se señala que la disponibilidad de estos servicios se ve especialmente influenciada por las condiciones de hidraulicidad, debido a las especiales condiciones de las centrales hidráulicas modulables para prestar este tipo de servicios. En este sentido se observa que la cuota de IBERDROLA sufrió un descenso sustancial en 2007 respecto de 2006 y 2005.

La generación hidráulica de bombeo tiene una flexibilidad que le otorga un papel muy importante en la oferta de servicios complementarios y en la resolución de restricciones técnicas. Sobre la gestión del bombeo se está realizando un estudio adicional que se encuentra en estos momentos en fase de realización.

**Cuadro 20 Cuotas de energía de regulación terciaria + gestión de desvíos aportada por empresa**

	2005			2006			2007		
	Bajar	Subir	Total	Bajar	Subir	Total	Bajar	Subir	Total
<b>Endesa</b>	29,9%	32,6%	<b>31,4%</b>	33,5%	30,4%	<b>30,6%</b>	26,9%	32,2%	<b>29,2%</b>
<b>Gas Natural</b>	7,4%	2,9%	<b>4,8%</b>	10,7%	5,0%	<b>5,3%</b>	13,1%	5,8%	<b>9,9%</b>
<b>Hidrocantábrico</b>	4,0%	3,0%	<b>3,4%</b>	6,4%	6,8%	<b>6,8%</b>	7,1%	5,1%	<b>6,2%</b>
<b>Iberdrola</b>	32,5%	36,9%	<b>35,1%</b>	22,9%	36,3%	<b>35,6%</b>	25,8%	37,6%	<b>30,9%</b>
<b>Unión Fenosa</b>	15,6%	15,9%	<b>15,8%</b>	17,7%	13,0%	<b>13,2%</b>	19,1%	13,0%	<b>16,5%</b>
<b>Viesgo</b>	8,2%	5,7%	<b>6,8%</b>	5,8%	4,1%	<b>4,2%</b>	6,1%	2,9%	<b>4,7%</b>
<b>Endesa</b>	2,4%	2,9%	<b>2,7%</b>	3,0%	4,4%	<b>4,3%</b>	1,9%	3,4%	<b>2,5%</b>

Fuente: CNE, OMEL

## 2.2.6. Gestión de restricciones técnicas

En la operación técnica del sistema eléctrico español se producen con frecuencia situaciones donde las restricciones técnicas imponen alteraciones en el despacho económico de la generación, debido a problemas técnicos locales o zonales como pueden ser una limitación a la evacuación de energía en una zona, o la necesidad de acoplar un generador por problemas locales de control de tensión. Las empresas generadoras ubicadas en estas zonas pueden disponer de una posición de dominio, que, de ser explotada, podría dar lugar a una elevación artificial del precio al que se retribuye este servicio, así como del mercado diario si se produce una retirada de oferta en espera de un posterior despacho por restricciones.

La normativa actual establece que los agentes que participan en la resolución de una restricción son retribuidos en función de la oferta que presentan para este servicio, mediante subastas de tipo *pay as bid*, y no en función del precio de mercado<sup>18</sup>. En la mayoría de las zonas con restricciones técnicas existen empresas con posición de dominio, e incluso de monopolio, que pueden no tener incentivos a realizar ofertas competitivas. De hecho, una parte de la supervisión realizada por la CNE se dedica a la identificación de ofertas en restricciones a un precio excesivo en comparación con una estimación de los costes de producción asociados al tipo de funcionamiento del grupo. En el pasado, esta Comisión ha denunciado ante el Servicio de Defensa de la Competencia numerosas prácticas anti-competitivas en este ámbito<sup>19</sup>.

<sup>18</sup> Véase el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.

<sup>19</sup> Véanse por ejemplo los siguientes informes de la CNE: "Informe sobre la programación por restricciones de Meirama en el periodo diciembre 2000 – marzo 2001", "Informe sobre la actuación de GAS NATURAL con respecto a sus centrales de Besos y San Roque en el mercado de producción de energía eléctrica en el periodo diciembre de 2002-junio de 2003", "Informe sobre la actuación de Gas Natural con respecto a sus centrales de Besos y San Roque en el mercado de producción de energía eléctrica en el periodo diciembre de 2002 –junio de 2003" e "Informe sobre la actuación de Unión Fenosa, Viesgo, Endesa e Iberdrola con respecto a las centrales de Aceca, Algeciras, Castellón, Colón y Escombreras en el mercado de producción de energía eléctrica durante el año 2004 "

En 2007 el volumen total de energía negociado como parte del proceso de restricciones técnicas de alrededor de 1.200 GWh y el precio medio a subir se situó en 9,9 c€/KWh, mientras el precio medio a bajar se situó alrededor de 1,1 c€/KWh.

En los siguientes cuadros se recogen las cuotas de las distintas empresas y el grado de concentración de la potencia instalada a diciembre de 2007 en las zonas del sistema peninsular que, según la información proporcionada por REE, son susceptibles de verse afectadas por restricciones técnicas. Asimismo, para cada zona se muestran las centrales que han sido programadas por restricciones en 2007. En todo caso, cabe matizar que la definición exacta de las zonas, y por tanto las unidades que efectivamente compiten entre ellas, depende del tipo de restricción que se manifieste en un determinado momento y del nivel de tensión al cual están conectadas las distintas centrales, lo que podría conllevar a zonas más pequeñas o más amplias de las potenciales identificadas por REE<sup>20</sup>.

Se destacan las zonas de Galicia Norte, Asturias, Cataluña, Centro, Centro Sur, Levante Norte y Huelva por presentar valores de HHI superior a 4000. Cabe además señalar el alto número de veces que entran en restricciones determinadas centrales de ciclo combinado de gas, como las de carbón.

---

<sup>20</sup> Además, no todas las restricciones son causadas por problemas zonales. Parte de la programación por restricciones técnicas se lleva a cabo en épocas de elevada demanda para incrementar las reservas disponibles en el sistema para la cobertura de la demanda. En este caso, todos los grupos del sistema compiten entre sí y se programan los más económicos.

**Cuadro 21 Cuotas empresariales y grado de concentración en zonas de restricciones técnicas**

Unidad Producción	Empresa	Combustible	Cuota dic-07	Cuota Empresa
<b>GALICIA NORTE</b>				
PGR1	END	Hulla Importación	9,9%	
PGR2	END	Hulla Importación	9,9%	
PGR3	END	Hulla Importación	9,9%	
PGR4	END	Hulla Importación	9,9%	
PGR5	END	Ciclo Combinado	21,8%	61,4%
ME1	UEF	Lignito pardo	15,3%	
SBO1	UEF	Fuel	3,3%	
SBO2	UEF	Fuel	9,3%	
SBO1 (**)	UEF	Ciclo Combinado	0,0%	
SBO3	UEF	Ciclo Combinado	10,8%	38,6%
			<b>HHI</b>	<b>5259</b>
<b>ASTURIAS</b>				
ABO1	HC	Hulla Nacional	13,6%	
ABO2	HC	Hulla Nacional	21,4%	
SRI2	HC	Hulla Nacional	9,4%	
SRI3	HC	Hulla Nacional	13,8%	
SRI4 (+)	HC	Ciclo Combinado	0,0%	58,2%
LAD3	IB	Hulla Nacional	5,9%	
LAD4	IB	Hulla Nacional	13,9%	19,7%
NRC1	UEF	Hulla Nacional	2,1%	
NRC2	UEF	Hulla Nacional	6,1%	
NRC3	UEF	Hulla Nacional	13,8%	22,1%
			<b>HHI</b>	<b>4263</b>
<b>CASTILLA Y LEON</b>				
CCO2	END	Hulla Nacional	5,3%	
CCO3	END	Hulla Nacional	12,5%	
COM4	END	Hulla Nacional	13,1%	
COM5	END	Hulla Nacional	13,1%	44,1%
GUA1	IB	Hulla Nacional	5,5%	
GUA2	IB	Hulla Nacional	13,2%	18,7%
ALL1	UEF	Hulla Nacional	13,4%	
ROB1	UEF	Hulla Nacional	10,2%	
ROB2	UEF	Hulla Nacional	13,7%	37,2%
			<b>HHI</b>	<b>3677</b>

Unidad Producción	Empresa	Combustible	Cuota dic-07	Cuota Empresa
<b>PAIS VASCO</b>				
BAHIAB	BBK	Ciclo Combinado	25,4%	25,4%
AMBIETA	BIZE	Ciclo Combinado	25,4%	25,4%
PAS1	IB	Hulla Importación	6,9%	
STC1	IB	Fuel-Gas	11,9%	
STC2	IB	Fuel-Gas	17,1%	
STC3 (*)	IB	Fuel-Gas	0,6%	
STC4	IB	Ciclo Combinado	12,8%	49,2%
			<b>HHI</b>	<b>3713</b>
<b>NAVARRA - RIOJA</b>				
CTJON3	EREB	Ciclo Combinado	20,9%	
CTJON2(+)	EREB	Ciclo Combinado	0,0%	20,9%
ARRU1	GN	Ciclo Combinado	19,7%	
ARRU2	GN	Ciclo Combinado	19,9%	
ARRU3(+)	GN	Ciclo Combinado	0,0%	39,7%
CTJON1	HC	Ciclo Combinado	20,1%	20,1%
CTJON2	IB	Ciclo Combinado	19,4%	19,4%
			<b>HHI</b>	<b>2788</b>
<b>ARAGON</b>				
CTNU	CTNU	Ciclo Combinado	26,2%	26,2%
TER1	END	Lignito negro	11,7%	
TER2	END	Lignito negro	11,7%	
TER3	END	Lignito negro	11,6%	35,0%
ECH1	EV	Lignito negro	4,8%	
ECT1 (*)	EV	Lignito pardo	2,2%	
ECT3	EV	Ciclo Combinado	25,6%	32,5%
ECT2	GECEMB	Ciclo Combinado	6,3%	6,3%
			<b>HHI</b>	<b>3008</b>

% Horas programadas

- >20%
- 10-20%
- (3-10%)
- <3%

(\*) Grupos con indisponibilidad de larga duración; (\*\*) Potencia instalada; (+) Grupos en fase de pruebas preoperacionales

Fuente: CNE, REE

**Cuadro 22 Cuotas empresariales y grado de concentración en zonas de restricciones técnicas (continua)**

Unidad Producción	Empresa	Combustible	Cuota dic-07	Cuota Empresa
<b>CATALUNA</b>				
ADR1	END	Fuel-Gas	7,8%	
ADR2	END	Fuel-Gas	8,1%	
ADR3	END	Fuel-Gas	8,4%	
BES3	END	Ciclo Combinado	9,6%	
FOI1	END	Fuel-Gas	12,6%	
TARRAG	END	Ciclo Combinado	9,7%	56,1%
CRC1	EV	Lignito negro	3,7%	3,7%
BES4	GN	Ciclo Combinado	10,0%	
PVENT1	GN	Ciclo Combinado	9,9%	
PVENT2	GN	Ciclo Combinado	9,8%	29,8%
TAPOWER	IB	Ciclo Combinado	10,4%	10,4%
			<b>HHI</b>	<b>4158</b>
<b>CENTRO</b>				
ACE1	IB	Fuel-Gas	22,2%	
ACE2 (*)	IB	Fuel-Gas	22,3%	
ACE3	IB	Ciclo Combinado	28,5%	
ACE4	IB	Ciclo Combinado	27,0%	100,0%
			<b>HHI</b>	<b>10000</b>
<b>CENTRO SUR</b>				
ELC1	ELC	Gas	36,9%	36,9%
PLL1	EV	Hulla Nacional	25,7%	
PNN3	EV	Hulla Nacional	37,4%	63,1%
			<b>HHI</b>	<b>5341</b>
<b>LEVANTE NORTE</b>				
CTN1	IB	Fuel-Gas	13,5%	
CTN2	IB	Fuel-Gas	13,9%	
CTN3	IB	Ciclo Combinado	20,4%	
CTN4	IB	Ciclo Combinado	21,9%	69,6%
SAGU1	UEF	Ciclo Combinado	10,1%	
SAGU2	UEF	Ciclo Combinado	9,9%	
SAGU3	UEF	Ciclo Combinado	10,3%	30,4%
			<b>HHI</b>	<b>5766</b>

Unidad Producción	Empresa	Combustible	Cuota dic-07	Cuota Empresa
<b>LEVANTE SUR</b>				
CTGN1	GN	Ciclo Combinado	11,2%	
CTGN2	GN	Ciclo Combinado	11,1%	
CTGN3	GN	Ciclo Combinado	11,0%	33,3%
ESC4	IB	Fuel	7,1%	
ESC5	IB	Fuel	7,2%	
ESC6	IB	Ciclo Combinado	21,4%	35,8%
ESCCC1	CARTA	Ciclo Combinado	10,2%	
ESCCC2	CARTA	Ciclo Combinado	10,3%	
ESCCC3	CARTA	Ciclo Combinado	10,3%	30,9%
			<b>HHI</b>	<b>3345</b>
<b>ANDALUCIA ORIENTAL</b>				
LIT1	END	Hulla Importación	49,8%	
LIT2	END	Hulla Importación	50,2%	100,0%
			<b>HHI</b>	<b>10000</b>
<b>CAMPO DE GIBRALTAR</b>				
BRR1	END	Hulla Importación	14,9%	
SROQ2	END	Ciclo Combinado	10,8%	25,7%
SROQ1	GN	Ciclo Combinado	10,5%	
MALAGA (**)	GN	Ciclo Combinado	0,0%	10,5%
ARCOS1	IB	Ciclo Combinado	10,5%	
ARCOS2	IB	Ciclo Combinado	10,1%	
ARCOS3	IB	Ciclo Combinado	22,2%	42,7%
CAMGI10	UEF	Ciclo Combinado	10,6%	
CAMGI20	UEF	Ciclo Combinado	10,5%	21%
			<b>HHI</b>	<b>3041</b>
<b>HUELVA</b>				
COL2 (*)	END	Fuel-Gas	7,8%	
COL3 (*)	END	Fuel	8,3%	
COL4	END	Ciclo Combinado	21,1%	37,2%
PALOS1	UEF	Ciclo Combinado	20,8%	
PALOS2	UEF	Ciclo Combinado	21,0%	
PALOS3	UEF	Ciclo Combinado	21,1%	62,8%
			<b>HHI</b>	<b>5330</b>

% Horas programadas  
 >20%  
 10-20%  
 (3-10%)  
 <3%

(\*) Grupos con indisponibilidad de larga duración; (\*\*) Potencia instalada; (+) Grupos en fase de pruebas preoperacionales

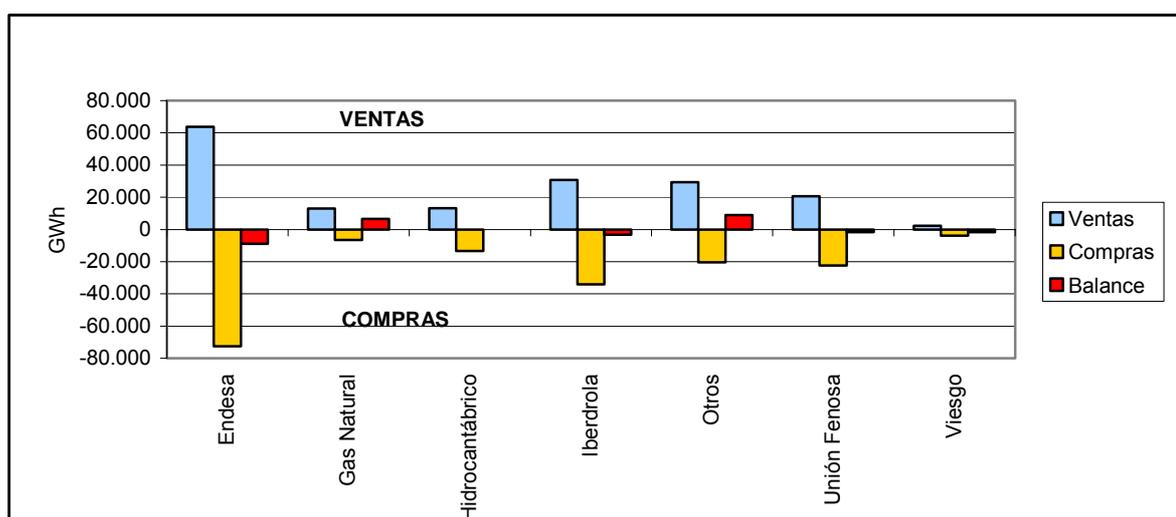
Fuente: CNE, REE

### 2.2.7. Contratación bilateral y mercados a plazo de electricidad

El reciente desarrollo de los mercados a plazo y de la contratación bilateral está dotando de mayor estabilidad y liquidez al mercado mayorista de electricidad. Mediante los distintos mecanismos y mercados, la contratación a plazo permite, sobre todo a los comercializadores más pequeños, acceder más fácilmente al mercado mayorista, realizando una cobertura de riesgo frente a variaciones en el precio de la energía en el mercado diario. Por otra parte, permanece abierta la cuestión de si los contratos a plazo pueden tener un impacto pro-competitivo adicional sobre los incentivos de los generadores a aumentar sus precios de ofertas en el mercado spot.

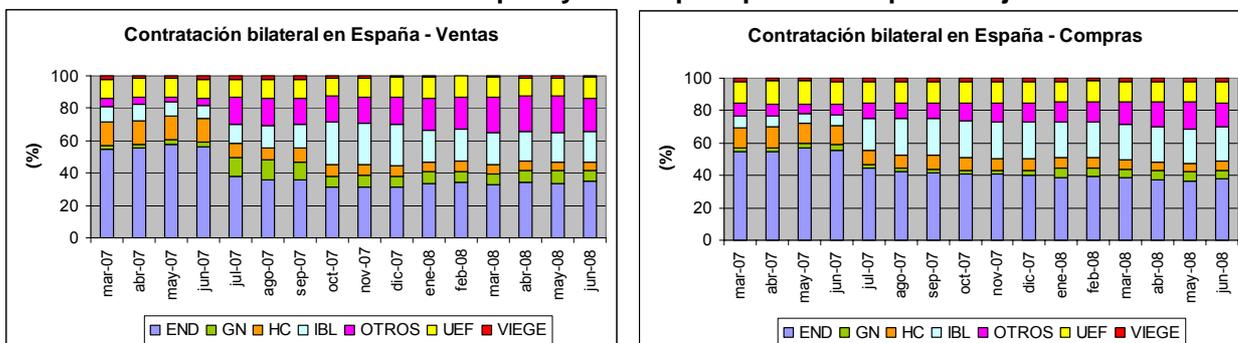
El volumen de contratación bilateral en el mercado español, que incluye, además de los bilaterales físicos, los contratos derivados de las subastas CESUR y EPE, ha registrado un importante incremento desde mediados del año 2007. En el periodo que se extiende de marzo de 2007 a junio de 2008, el volumen de energía negociada en la contratación bilateral ha ascendido a 173.051 GWh. Por empresas, el volumen negociado por ENDESA representa entorno al 40% del total de la contratación bilateral, le siguen en orden de importancia IBERDROLA y UNIÓN FENOSA con porcentajes del 18% y 12%, respectivamente. Entrando en el detalle de las compras y ventas de cada operador, se aprecia en todos ellos un cierto equilibrio en el volumen de compras y ventas negociado durante el periodo considerado.

**Cuadro 23 Contratación bilateral. Acumulado desde marzo de 2007 hasta junio de 2008**



Fuente: CNE

**Cuadro 24 Contratación bilateral. Compras y ventas por operador en porcentaje sobre el total**



Fuente: CNE

Dadas las características similares de los productos negociados en los distintos mercados a plazo, en cuanto a periodo de entrega y perfil temporal, los precios de los mismos tienden a mantener una estrecha relación entre ellos

**Cuadro 25 Relación entre subastas EPE y subastas CESUR (producto trimestral de carga base)**

Subastas EPE producto trimestral	COMPARACIÓN PRECIOS (€/MWh)			
	Precio implícito subasta EPE	Futuro OMIP (*)	Spot OMIE (*)	CESUR
Subasta 1: 13/06/2007	44,17	FTB Q3-07 44,96	47,27	46,27
Subasta 2: 13/09/2007	38,09	FTB Q4-07 39,27	36,04	38,45
Subasta 3: 11/12/2007	55,63	FTB Q1-08 60,05	50,08	64,65
Subasta 4: 11/03/2008	59,35	FTB Q2-08 60,13	59,42	63,36
Subasta 5: 10/06/2008	64,82	FTB Q3-08 63,10	57,04	65,15

(\*) Cotización en el día anterior a la realización de la subasta

Fuente: CNE

## 2.2.8. Episodios anómalos en el mercado mayorista de electricidad

En este apartado se resumen las principales conclusiones procedentes de los informes mensuales internos de la CNE, referidos al funcionamiento de las distintas sesiones del mercado de OMEL en los meses de septiembre y diciembre de 2007.

[...]

### 3. MERCADOS MINORISTAS

Los mercados minoristas de gas y electricidad tienen importantes diferencias estructurales de fondo: mientras el primero es un mercado todavía en fase de crecimiento, que en la actualidad cuenta con unos 6.700.000 clientes; el segundo es un mercado muy desarrollado, de más de 26.000.000 de clientes.

Desde el comienzo de la liberalización, y durante todo el periodo analizado en este informe, el suministro a precio regulado y a precio libre han coexistido en ambos mercados, pero su evolución ha sido muy distinta. En el sector del gas, dominado por el elevado consumo de tipo industrial, el mercado libre se ha desarrollado de forma más rápida y significativa, alcanzando casi el 90% sobre el total de la demanda a finales de 2007. En el sector eléctrico, con un peso mayor del consumo doméstico, el porcentaje de demanda en el mercado libre ha sido tradicionalmente más bajo y, además, en los últimos años se ha registrado una involución durante el periodo analizado, aumentando el porcentaje de consumo a tarifa integral desde el 62% en julio 2005 al 71% en 2007. Esta situación refleja no sólo la diferente estructura de la demanda en los dos mercados, sino también la distinta manera de fijar los precios regulados, que en el caso del gas se han actualizado tradicionalmente de forma periódica según la evolución de los precios mayoristas subyacentes, mientras en el mercado eléctrico esto no ha ocurrido hasta 2007.

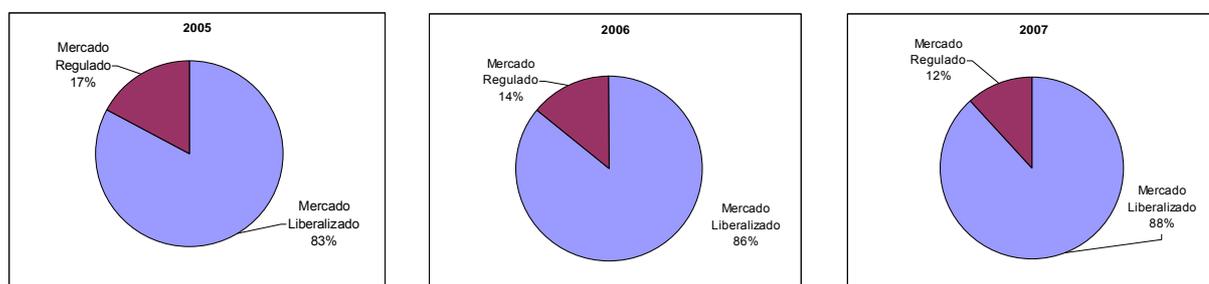
La condición de todos los consumidores como elegibles a partir del 1 de enero de 2003 conlleva a considerar suministro a tarifa y comercialización como partes integrantes de un mismo mercado de producto, puesto que estas opciones (cuando existen) tienden a ser sustitutivas para el consumidor, que además dispone de cierta flexibilidad para volver al régimen tarifario (el caso más evidente es el del sector eléctrico). Asimismo, el precio de la energía implícito en las tarifas finales ha constituido históricamente una referencia fundamental para la fijación del precio de las transacciones en el mercado libre.

Desde un punto de vista geográfico puede afirmarse que se trata de mercados de tamaño nacional, debido a que las comercializadoras generalmente ejercen su actividad sobre la base de autorizaciones administrativas que cubren la totalidad del territorio nacional. Por otra parte, cabe tener en cuenta la relevancia de la dimensión local dado el importante grado de integración vertical en los principales grupos energéticos, y la tendencia de los mismos a concentrar el desarrollo de la comercialización en el área cubierta por la distribuidora afiliada

### 3.1. Mercado minorista de gas natural

Durante el periodo analizado el consumo de gas natural ha aumentado en un 9%, pasando de 375.894 GWh en 2005 a 408.298 GWh en 2007. Más del 80% de esta cantidad se ha adquirido en el mercado libre, siendo muy reducido el consumo a tarifa. En 2005 el 83% del gas consumido correspondía al mercado libre, porcentaje que ha ido aumentando hasta alcanzar el 88% del gas consumido en 2007.

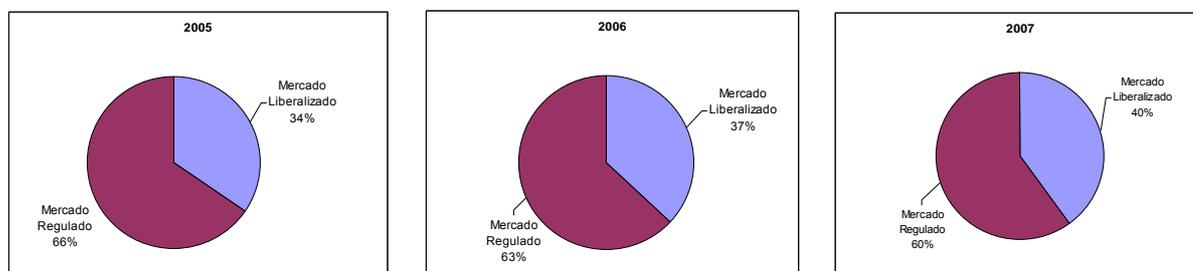
**Cuadro 26 Distribución de la demanda de gas entre mercado regulado y liberalizado en términos de energía vehiculada (2005-2007)**



Fuente: CNE, Base de datos de liquidaciones SIFCO

Por otra parte, si se atiende al número de consumidores, estos porcentajes cambian de forma significativa, representando el mercado libre una cuota del 34% del total en 2005, que sube al 40% en el 2007. Esto se debe a que el número de los clientes domésticos (grupos 3.1 y 3.2), que representa en España más del 90% de total de consumidores, pero menos del 10% de la demanda en términos de energía, sigue, en su mayoría, suministrándose a tarifa. Por el contrario, los grandes consumidores, principalmente industrias y generadores eléctricos, que son poco numerosos pero representan alrededor del 90% del consumo total, están en su práctica totalidad en el mercado libre.

**Cuadro 27 Distribución de la demanda de gas entre mercado regulado y liberalizado en términos de número de consumidores (2005-2007)**

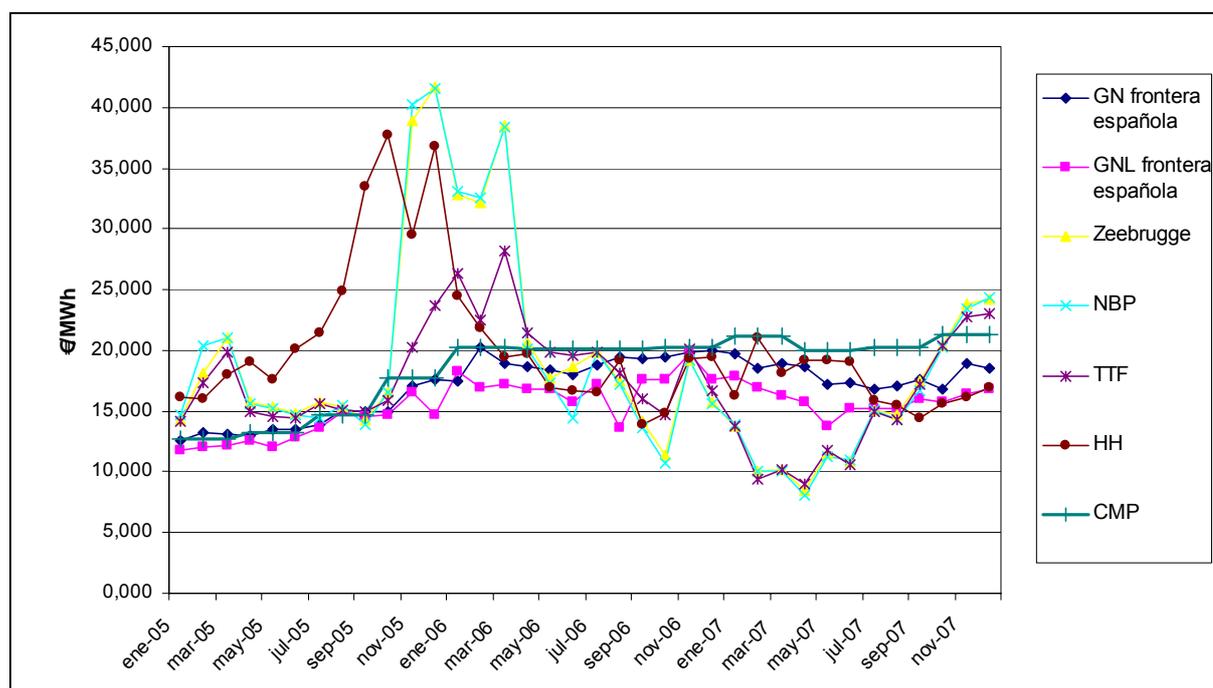


Fuente: CNE, Base de datos de liquidaciones SIFCO

El aumento progresivo del tamaño del mercado libre en el sector del gas ha sido propiciado por la evolución del coste de la materia prima (CMP) incorporado en las

tarifas de venta, que ha dejado en general un margen suficiente para el desarrollo de la comercialización en el mercado libre. Como se muestra en el gráfico siguiente, en los últimos tres años el CMP se ha mantenido siempre por encima de los costes estimados del gas en frontera española (basados en contratos de largo plazo), aún cuando en ocasiones se ha situado por debajo de los precios spot en los mercados internacionales.

**Gráfico 31 Evolución del CMP y de otros precios internacionales de gas**



Fuentes: Platt's, UNESA, Dirección General de Aduanas, WGI

Nota: Los datos de GN y GNL en frontera española son precios estimados de los contratos de importación de gas natural y de GNL, basados en las declaraciones que los importadores realizan para la Dirección General de Aduanas.

Los avances de la liberalización conllevaron a la desaparición progresiva de las tarifas para los grandes consumidores, conectados a redes de presión superior a 4 bares, existiendo entre el 1 de julio de 2007 y el 31 de diciembre de 2007 solo las tarifas del grupo 3. Finalmente, el 1 de enero de 2008 se suprimió el sistema de tarifas de ventas de gas natural y entró en vigor la tarifa de último recurso. Desde el 1 de julio de 2008 pueden acogerse a esta tarifa sólo los clientes conectados a redes de baja presión y con un volumen de consumo anual inferior a 3GWh (el ámbito de aplicación se irá reduciendo gradualmente en el tiempo, según el calendario que se muestra a continuación).

Bajo el nuevo marco vigente deja de existir el suministro a tarifa por las empresas distribuidoras. Los comercializadores son los únicos agentes que venden gas a los consumidores finales en condiciones libremente negociadas, con la excepción de los mencionados consumidores para los cuales se establece un precio máximo regulado,

la tarifa de último recurso.<sup>21</sup> El Real Decreto 1068/2007, que regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de gas natural, designa también a las empresas comercializadoras de gas que prestan el servicio de último recurso, teniendo la obligación de ofrecer el suministro de gas al precio máximo regulado a todos los clientes con derecho al mismo. Se trata de ENDESA ENERGÍA, S.A.; GAS NATURAL SERVICIOS, S.A.; IBERDROLA, S.A.; NATURGAS ENERGÍA COMERCIALIZADORA, S.A.U.; UNIÓN FENOSA COMERCIAL, S.L. Asimismo, la Orden ITC/2309/2007, estableció el traspaso de los clientes que al 1 de julio todavía estaban siendo suministrado por las distribuidoras a los comercializadores de último recurso pertenecientes al mismo grupo empresarial.

Frente a esta evolución reciente del mercado gasista y de la regulación, se considera que el mercado relevante a analizar es el de suministro a clientes finales, sin separar entre segmento a tarifa y segmento liberalizado. Esto es así no sólo por la capacidad de la demanda de elegir entre alternativa de suministro, sino también porque todos los consumidores ya están de hecho en el mercado libre y la distinción que realmente cobra importancia es la que existe entre diferentes tipos de clientes: los industriales, que representan el 48,8% de la demanda total, los generadores eléctricos, que representan el 33,6% y los doméstico-comerciales, que representan el 17,7% y son los únicos que en la actualidad tienen una opción de suministro alternativa a un precio máximo regulado (en 2007 el 80% de la demanda de estos consumidores se suministraba a tarifa).

### 3.1.1. Evolución del grado de concentración en el mercado minorista de gas

Desde 2005 se aprecia una disminución paulatina de la cuota de mercado del Grupo GAS NATURAL en la totalidad del mercado minorista del gas, manteniéndose el fuerte grado de asimetría entre su cuota y la de los demás competidores, y un ligero descenso del grado de concentración medido por el HHI.

En términos de energía vehiculada, en 2005 GAS NATURAL ostentaba una cuota del 53,4%, que se ha reducido al 50,7% en 2007. Por su parte, UNION FENOSA ha incrementado su cuota desde el 8,5% en 2005 hasta el 12,5% en 2007, situándose como el segundo mayor operador de gas detrás de GAS NATURAL y por delante de IBERDROLA que en 2005 y 2006 fue el segundo mayor operador. La cuota de IBERDROLA cayó del 13,4% en 2005 al 11,5% en 2007. Asimismo, el HHI disminuyó desde 3.211 en 2005 a 2.986 en 2007.

<sup>21</sup> La Ley 34/1998, recientemente modificada por la Ley 12/2007, suprime, a partir del día 1 de enero de 2008, el sistema tarifario de gas natural y prevé el establecimiento de una tarifa de último recurso. La tarifa de último recurso es el precio máximo que podrán cobrar los comercializadores de último recurso a los consumidores.

**Cuadro 28 Evolución de las cuotas empresariales en el mercado minorista de gas total (regulado+libre) en términos de energía vehiculada**

Empresa	2005	2006	2007
Grupo Gas Natural	53,4%	52,7%	50,7%
Grupo Naturgas	5,2%	5,0%	5,2%
Grupo Endesa	6,0%	7,7%	8,4%
Grupo Unión Fenosa	8,5%	11,1%	12,5%
Iberdrola	13,4%	11,7%	11,5%
BP	5,4%	2,3%	0,5%
Cepsa	2,1%	2,7%	4,0%
BBE	2,2%	2,3%	2,1%
Shell	3,1%	2,9%	2,5%
Gaz de France	0,6%	1,5%	2,4%
Incogas	0,0%	0,0%	0,0%
Centrica		0,0%	0,0%
Electrabel			0,0%
Nexus			0,0%
Total	100%	100%	100%
HHI	3.211	3.145	2.986

Fuente: CNE, Boletines trimestrales de supervisión del mercado de gas

La distribución de las cuotas de mercado es distinta si se refiere al número de clientes. Las cuotas de mercado de GAS NATURAL superan el 75% del mercado total durante todo el periodo considerado, lo cual se explica por el numeroso grupo que representan los consumidores domésticos, y que en su mayoría han recibido el suministro de GAS NATURAL, sea a tarifa mediante su distribuidora, sea en el mercado libre mediante su comercializadora. A gran distancia de GAS NATURAL se colocan ENDESA, que aumenta su cuota por encima del 10%, y NATURGAS (hasta 2006 NATURCORP) con una cuota estable entorno al 9%. Las cuotas de IBERDROLA y UNIÓN FENOSA son muy reducidas, alrededor del 2%, puesto que estas empresas no tienen prácticamente clientes en el mercado regulado.

**Cuadro 29 Evolución de las cuotas en el mercado minorista de gas total (regulado+libre) en términos de número de clientes**

Empresa	2005	2006	2007
Grupo Gas Natural	78,7%	77,2%	75,7%
Grupo Naturgas	9,2%	9,2%	9,4%
Grupo Endesa	7,9%	9,6%	11,1%
Grupo Unión Fenosa	1,6%	1,5%	1,3%
Iberdrola	2,6%	2,4%	2,3%
BP	0,0%	0,0%	0,0%
Cepsa	0,0%	0,0%	0,0%
BBE	0,0%	0,0%	0,0%
Shell	0,0%	0,0%	0,0%
Gaz de France	0,0%	0,0%	0,0%
Incogas	0,0%	0,0%	0,0%
Centrica		0,0%	0,0%
Electrabel		0,0%	0,0%
Nexus		0,0%	0,0%
Total	100%	100%	100%
HHI	6.346	6.140	5.951

Fuente: CNE, Boletines trimestrales de supervisión del mercado de gas

El desarrollo del sub-mercado del suministro de gas a la generación eléctrica ha sido y sigue siendo la principal dinámica que impulsa la competencia en el mercado minorista de gas. Si bien en una primera etapa de funcionamiento del mercado se observaba una participación muy activa de comercializadoras procedentes de los grandes grupos empresariales petrolíferos, como BP o CEPSA, recientemente se aprecia un descenso o un estancamiento, de la cuota de participación de éstas en el mercado liberalizado. Por otra parte, la cuota de los suministros procedentes de comercializadoras de grupos empresariales que vienen operando tradicionalmente en el sector eléctrico, como IBERDROLA, ENDESA y UNIÓN FENOSA, sigue una tendencia creciente, que se ha acentuado de manera importante en los últimos años. [...]

La adquisición del gas para su utilización en centrales de ciclo combinado aporta un apoyo fundamental al desarrollo de la comercialización de gas. Para la importación del gas los comercializadores necesitan firmar contratos de larga duración y alcanzar escalas mínimas eficientes (típicamente, los contratos internacionales de gas tienen como mínimo un volumen alrededor de 1 bcm). Al garantizar consumos elevados y de larga duración, el uso del gas para la generación eléctrica permite reducir significativamente el riesgo de entrada en el mercado minorista, donde los clientes finales no están generalmente dispuestos a asumir compromisos de consumo de larga duración.

Para el suministro a las centrales eléctricas, los contratos de gas suelen estar hechos a la medida de las necesidades de cada ciclo y su duración se sitúa entre 15 y 20 años,

con el fin de garantizar la viabilidad técnica y la seguridad de suministro en la central. Por lo tanto, el comercializador que suministre a los ciclos necesita establecer contratos de largo plazo con los productores (para proporcionar mayor flexibilidad, es habitual que estos contratos a largo plazo se combinen con otros spot).

Sobre la base de la información referida al año 2007, se observa que en el segmento del suministro de gas a la generación eléctrica operan [...]

**Cuadro 30 Cuotas empresariales en el sub-mercado del suministro de gas a generación eléctrica (en términos de energía suministrada)\*. Año 2007**

Empresas comercializadoras	Cuotas sobre el total de gas suministrado a la generación eléctrica
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]

Fuente: CNE

\* Nota: estas cuotas se refieren a la suma del gas consumido en ciclos combinados, centrales térmicas de gas convencionales y ELCOGÁS. El gas consumido en ciclos combinado representa más del 98% del total.

El suministro de gas al sector eléctrico se caracteriza por un elevado grado de autoconsumo, siendo la mayor parte de las centrales eléctricas suministradas por las comercializadoras de su grupo empresarial. Concretamente, el 73,12% del gas suministrado al sector eléctrico procede del autoconsumo, mientras sólo el restante 26,87% son ventas de gas destinadas a centrales eléctricas realizadas por operadores que no son los propietarios de las centrales. El hecho de que el suministro para las centrales de ciclo combinado haya sido parte integrante de una estrategia de entrada simultánea en comercialización y generación con gas, y en muchos casos el requisito indispensable para obtener la financiación del proyecto de generación, ha motivado a que los propietarios de las centrales se aseguraran el suministro de gas, convirtiéndose en suministradores de gas para sus propias centrales<sup>22</sup>.

[...]

<sup>22</sup> [...]

**Cuadro 31 Ventas y autoconsumos de gas para la generación eléctrica. Año 2007**

Empresas	Ventas gas consumo para sector eléctrico (MWh)	Autoconsumo (MWh)	Ventas al sector eléctrico descontando autoconsumo (MWh)	Cuota descontando autoconsumo
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: CNE

El segmento de los consumidores industriales, correspondiente a los grupos tarifarios 1 y 2, destaca por tener un consumo individual elevado y por tratarse de clientes que conocen muy bien las características de su demanda y, en general, las características del mercado del gas. Estos consumidores pueden resultar mucho más sensibles al precio, por ser un factor de producción, en algunos casos esencial en su proceso productivo, que les lleve a tomar decisiones que afecten directamente al volumen de producción, o porque son capaces de sustituir el gas por otra fuente de energía.

Los contratos de suministro a estos clientes tienen habitualmente una duración de uno o dos años y los precios contractuales tienden a estar indexados a los precios del petróleo y sus derivados. Estos aspectos tienen implicaciones importantes. Algunas de ellas, como la reducida duración, que facilita el cambio de suministrador, son positivas para la competencia. Asimismo, la presencia de un mecanismo automático de actualización de los precios contractuales impide que el comercializador pueda incrementar arbitrariamente los precios durante la vigencia del contrato. Por otra parte, el suministro a estos clientes requiere que el comercializador pueda contar, como en el caso de los ciclos combinados, con contratos de abastecimiento de largo plazo, que aseguren la disponibilidad de cantidades de gas relativamente constantes, que pueden combinarse con algunos contratos spot de GNL, pero no basarse de forma recurrente



estructura de aprovisionamientos desequilibrados entre invierno y verano. Por otra parte, la capacidad de respuesta de este tipo de clientes ante modificaciones de precios es muy reducida, esencialmente por dos razones. No se trata de un cliente activo e informado, dado que el coste de la energía no es una parte importante de su presupuesto, teniendo inercia para seguir con su suministrador habitual. A este efecto contribuyen además la relación histórica con el operador de distribución incumbente, la aversión al riesgo y el elevado coste oportunidad del tiempo necesario para realizar el cambio de suministrador (tiempo de informarse acerca de los comercializadores alternativos, análisis de las ofertas existentes en el mercado y proceso de cambio). Bajo la normativa de reciente introducción, estos consumidores, conectados a redes con una presión inferior a 4 bares y con un consumo anual inferior a 3 GWh, son los únicos que pueden contar con una opción de suministro alternativa “regulada”, al tener el derecho a ser suministrado por los comercializadores de último recurso, a un precio no superior a la tarifa de último recurso.

Cabe matizar que en el grupo 3 también se encuentran los clientes comerciales (grupos tarifarios 3.3 y 3.4). Si bien los consumidores comerciales de pequeño tamaño son asimilables a los clientes domésticos, existen clientes de gran tamaño (centros comerciales, polideportivos, etc.) cuya demanda y características pueden ser más asimilables a las de los clientes industriales, aún cuando su conocimiento del mercado del gas y su capacidad de negociación frente a los proveedores es mucho menor. Además, los clientes comerciales de este grupo, con consumo anual superior a los 3 GWh, no tienen la posibilidad de acogerse a la tarifa de último recurso.

Los contratos de suministro para consumidores doméstico-comerciales son de tipo estándar y de corto plazo, generalmente con una duración de 12 meses, con renovación automática.

En 2007 el consumo total del segmento doméstico-comercial ascendía a casi 73.000 GWh, del cual alrededor del 80% se suministraba a tarifa regulada y el remanente 20% en el mercado libre. Respecto de esta cantidad total, la cuota de mercado de GAS NATURAL fue del [...], reflejando el elevado grado de fidelización de los clientes al operador incumbente en la gran mayoría de las áreas de distribución en España. Asimismo, el HHI, que muestra un valor de 6.207, revela un grado muy elevado de concentración.

**Cuadro 33 Cuotas empresariales en el sub-mercado del suministro de gas a consumidores doméstico-comerciales (en términos de ventas de gas natural). Año 2007**

Empresas comercializadoras	Cuotas sobre el total de gas suministrado al segmento doméstico-comercial
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]

[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]
Total	100%
HHI	6.207

Fuente: CNE

\*Nota: las ventas consideradas para este segmento en 2007 incluyen suministro a tarifa y ventas en el mercado libre

### 3.1.2. Entradas y salidas del mercado minorista de gas natural

En el periodo analizado cabe reseñar la entrada de CENTRICA en 2006 y la de NEXUS y ELECTRABEL en 2007, con cuotas de mercado inferiores al 0,5%. Por otra parte no se registran salidas de operadores activos en este mercado.

Cabe señalar que en 2008 se ha registrado la entrada de dos nuevos comercializadores: GALP y SONATRACH GAS COMERCIALIZADORA, filial en España de SONATRACH, que inició sus operaciones comerciales en España, con la importación de un primer buque metanero de 30.000 m<sup>3</sup> de GNL. Aunque estas empresas tienen una cuota de mercado reducida en la actualidad, inferior al 1%, se considera que tienen un potencial importante para competir en un futuro próximo, especialmente en los segmentos del suministro de gas a la generación eléctrica y a consumidores industriales. En el caso de SONATRACH, teniendo en cuenta su participación del 36% en el gasoducto de MEDGAZ y la correspondiente cantidad de gas que suministrará a través del mismo, 2,88 bcm/año, [...].

### 3.1.3. Impacto de la integración vertical sobre el desarrollo de la comercialización de gas

La integración de distribución y comercialización bajo la propiedad de una misma empresa ha representado hasta la fecha un activo estratégico de gran importancia para el desarrollo de la comercialización. Todos los operadores establecidos (GAS NATURAL, ENDESA y NATURGAS) se caracterizan por una estructura verticalmente integrada de las actividades de distribución y comercialización. El desarrollo de esta

última actividad se ha realizado, en muchos casos, de forma más pronunciada en el área cubierta por la distribuidora afiliada.

Durante el periodo analizado, se observa que la actividad de comercialización de GAS NATURAL y de NATURGAS se ha realizado en gran parte en las áreas de distribución de cada grupo, aún cuando se aprecian importantes diferencias. En el caso de GAS NATURAL este hecho parece consolidarse: GAS NATURAL COMERCIALIZADORA (que suministra gas al mercado industrial y eléctrico) concentró casi el 90% las ventas realizadas en su área de distribución, y GAS NATURAL SERVICIOS (que suministra gas al mercado doméstico-comercial) concentró más del 99% de sus ventas en este área. Al contrario, en el caso de NATURGAS, este porcentaje fue de casi el 91% en 2005 pero descendió al 84% en 2006 y al 74% en 2007. Al mismo tiempo NATURGAS captó un volumen creciente de demanda conectada a las redes de distribución de GAS NATURAL: en 2005 esta representaba un 9% de las ventas de NATURGAS y alcanzó casi el 23% en 2007.

Por su parte, el caso de ENDESA ha sido distinto. En 2005 más del 94% de las ventas de ENDESA se concentraron en el área de distribución de GAS NATURAL, manteniéndose en niveles similares en 2006 y 2007.

En cuanto a los operadores sin actividad de distribución establecida, se ha registrado cierta variedad de conductas:

- UNIÓN FENOSA y la mayoría de los otros comercializadores han concentrado la casi totalidad de sus ventas (en torno al 95%) en el área de distribución de GAS NATURAL durante todo el periodo considerado.
- Las ventas de IBERDROLA se centraron inicialmente en las áreas de distribución de ENDESA y de NATURGAS, pero en 2007 se repartieron de manera más uniforme entre GAS NATURAL (63%), NATURGAS (15%), ENDESA (12%) y en la nueva área de distribución de IBERDROLA (10%).

**Cuadro 34 Evolución del porcentaje de ventas de las comercializadoras por área de distribución  
(en términos de energía vehiculada, 2005-2007)**

AÑO 2005	GRUPO ENDESA	GRUPO GAS NATURAL	GRUPO IBERDROLA	GRUPO NATURGAS	UF GAS DIRECTO	GAS MÉRIDA	TOTAL
GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A.	6,19	87,26	0,00	6,56	0,00	0,00	100,00
NATURGAS ENERGIA COMERCIALIZADORA, S.A.U	0,00	9,18	0,00	90,82	0,00	0,00	100,00
IBERDROLA GAS, S.A.(es absorbida el 30/06/04)	63,31	0,00	0,00	36,68	0,01	0,00	100,00
HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, S.A.	0,00	66,64	0,00	33,36	0,00	0,00	100,00
BP GAS ESPAÑA, S.A.	0,00	99,65	0,00	0,35	0,00	0,00	100,00
ENDESA ENERGÍA, S.A.	3,02	94,40	0,00	2,57	0,00	0,00	100,00
SHELL ESPAÑA, S.A.	0,00	49,73	0,00	50,27	0,00	0,00	100,00
CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	0,00	99,86	0,00	0,14	0,00	0,00	100,00
UNIÓN FENOSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	0,38	95,76	0,00	3,86	0,00	0,00	100,00
GAZ DE FRANCE COMERCIALIZADORA, S.A.	0,00	92,38	0,00	7,62	0,00	0,00	100,00
UNIÓN FENOSA COMERCIAL, S.L.	1,04	94,25	0,00	4,57	0,13	0,00	100,00
INGENIERÍA Y COMERCIALIZACIÓN DEL GAS, S.A.	0,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
IBERDROLA, S.A.	1,14	81,93	0,00	16,92	0,00	0,00	100,00
GAS NATURAL SERVICIOS	0,18	99,82	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
NEXUS ENERGIA , S.A.	0,00	36,14	0,00	63,86	0,00	0,00	100,00
COMERCIALIZADORA DE GAS DE EXTREMADURA, S.A.	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00

AÑO 2006	GRUPO ENDESA	GRUPO GAS NATURAL	GRUPO IBERDROLA	GRUPO NATURGAS	UF GAS DIRECTO	GAS MÉRIDA	TOTAL
GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A.	5,21	89,65	0,00	5,15	0,00	0,00	100,00
NATURGAS ENERGIA COMERCIALIZADORA, S.A.U	0,00	15,78	0,00	84,22	0,00	0,00	100,00
IBERDROLA GAS, S.A.(es absorbida el 30/06/04)	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, S.A.	0,00	23,23	0,00	76,77	0,00	0,00	100,00
BP GAS ESPAÑA, S.A.	0,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
ENDESA ENERGÍA, S.A.	2,91	95,17	0,00	1,92	0,00	0,00	100,00
SHELL ESPAÑA, S.A.	0,00	44,35	0,00	55,65	0,00	0,00	100,00
CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	0,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
UNIÓN FENOSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	0,00	96,34	0,00	3,66	0,00	0,00	100,00
GAZ DE FRANCE COMERCIALIZADORA, S.A.	0,00	95,48	0,00	4,52	0,00	0,00	100,00
UNIÓN FENOSA COMERCIAL, S.L.	5,34	89,59	0,00	4,98	0,09	0,00	100,00
INGENIERÍA Y COMERCIALIZACIÓN DEL GAS, S.A.	0,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
IBERDROLA, S.A.	13,00	63,96	4,27	18,77	0,00	0,00	100,00
GAS NATURAL SERVICIOS	0,24	99,74	0,00	0,00	0,01	0,00	100,00
NEXUS ENERGIA , S.A.	0,00	32,17	0,00	67,83	0,00	0,00	100,00
COMERCIALIZADORA DE GAS DE EXTREMADURA, S.A.	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
CÉNTRICA ENERGÍA, S.L.	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00

AÑO 2007	GRUPO ENDESA	GRUPO GAS NATURAL	GRUPO IBERDROLA	GRUPO NATURGAS	UF GAS DIRECTO	GAS MÉRIDA	TOTAL
GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A.	4,79	89,42	0,00	5,80	0,00	0,00	100,00
NATURGAS ENERGIA COMERCIALIZADORA, S.A.U	2,50	22,60	0,76	74,13	0,00	0,00	100,00
HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, S.A.	0,00	0,02	0,00	99,97	0,00	0,00	100,00
BP GAS ESPAÑA, S.A.	0,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
ENDESA ENERGÍA, S.A.	3,66	93,33	0,00	3,01	0,00	0,00	100,00
SHELL ESPAÑA, S.A.	0,00	53,39	0,00	46,61	0,00	0,00	100,00
CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	0,08	99,92	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
UNIÓN FENOSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	0,05	94,40	0,00	3,58	1,97	0,00	100,00
GAZ DE FRANCE COMERCIALIZADORA, S.A.	0,00	98,27	0,00	1,73	0,00	0,00	100,00
UNIÓN FENOSA COMERCIAL, S.L.	5,62	88,48	0,00	5,82	0,08	0,00	100,00
INGENIERÍA Y COMERCIALIZACIÓN DEL GAS, S.A.	0,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
IBERDROLA, S.A.	11,53	62,70	10,27	15,50	0,00	0,00	100,00
GAS NATURAL SERVICIOS	0,22	99,77	0,00	0,00	0,01	0,00	100,00
NEXUS ENERGIA , S.A.	0,00	6,71	0,00	93,29	0,00	0,00	100,00
CÉNTRICA ENERGÍA, S.L.	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
ENEL VIESGO GENERACION, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: CNE, Base de datos de liquidaciones SIFCO

### 3.1.4. Impacto de la integración vertical sobre la fidelización de los consumidores de gas

La integración vertical entre distribución y comercialización tiende a favorecer la fidelización del consumidor al comercializador perteneciente al mismo grupo titular de la red de distribución. Este efecto es especialmente presente en el caso de los clientes doméstico-comerciales, que, debido a la inercia y a los elevados costes de cambio de suministrador, suelen tener una capacidad de respuesta reducida ante modificaciones de precios.

En lo que concierne a GAS NATURAL, en el periodo analizado no se han registrado cambios importantes en las ventas realizadas por las comercializadoras en el área de distribución del grupo: GAS NATURAL COMERCIALIZADORA ha aumentado su cuota del 46,36% al 49,4%, mientras esta se ha reducido para GAS NATURAL SERVICIOS desde el 7,85% hasta el 5,69%. Sus principales competidores fueron IBERDROLA, ENDESA, BP y UNIÓN FENOSA, reduciéndose casi a cero la cuota de BP en 2007.

En cuanto a NATURGAS, se observa un incremento no despreciable de las ventas de la comercializadora del grupo en su área de distribución: estas pasan del 30,5% en 2005, al 37,5% en 2007. Sus principales competidores en todo el periodo fueron GAS NATURAL, SHELL e IBERDROLA.

Finalmente, se observa que ENDESA, que tenía en 2005 una cuota muy reducida (4,35%) de energía comercializada en su área de distribución, ha aumentado la misma al 8,66% en 2007, siendo GAS NATURAL su principal competidor en todo el periodo.

**Cuadro 35 Evolución de la energía distribuida por comercializadora (porcentaje sobre el total de energía vehiculada en el área de distribución 2005-2007)**

AÑO 2005	GRUPO ENDESA	GRUPO GAS NATURAL	GRUPO IBERDROLA	GRUPO NATURGAS	UF GAS DIRECTO	GAS MERIDA
GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A.	52,79	46,36		21,12	15,62	0,00
NATURGAS ENERGIA COMERCIALIZADORA, S.A.U	0,00	0,51		30,51	0,00	0,00
IBERDROLA GAS, S.A.(es absorbida el 30/06/04)	38,81	0,00		8,49	18,25	0,00
HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, S.A.	0,00	0,07		0,20	0,00	0,00
BP GAS ESPAÑA, S.A.	0,00	9,01		0,19	0,00	0,00
ENDESA ENERGÍA, S.A.	4,35	8,46		1,40	0,00	100,00
SHELL ESPAÑA, S.A.	0,00	2,88		17,63	0,00	0,00
CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	0,0	3,06		0,03	0,00	0,00
UNIÓN FENOSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	0,36	5,68		1,39	0,00	0,00
GAZ DE FRANCE COMERCIALIZADORA, S.A.	0,00	1,01		0,51	0,00	0,00
UNIÓN FENOSA COMERCIAL, S.L.	0,10	0,55		0,16	61,62	0,00
INGENIERÍA Y COMERCIALIZACIÓN DEL GAS, S.A.	0,00	0,01		0,00	0,00	0,00
IBERDROLA, S.A.	3,26	14,54		18,21	1,41	0,00
GAS NATURAL SERVICIOS	0,22	7,85		0,00	3,09	0,00
NEXUS ENERGÍA, S.A.	0,00	0,01		0,16	0,00	0,00
COMERCIALIZADORA DE GAS DE EXTREMADURA, S.A.	0,11	0,00		0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>0,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>

AÑO 2006	GRUPO ENDESA	GRUPO GAS NATURAL	GRUPO IBERDROLA	GRUPO NATURGAS	UF GAS DIRECTO	GAS MERIDA
GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A.	51,44	48,02	0,00	18,69	0,00	0
NATURGAS ENERGIA COMERCIALIZADORA, S.A.U	0,00	0,93	0,00	33,60	0,00	0
HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, S.A.	0,00	0,04	0,00	0,98	0,00	0
BP GAS ESPAÑA, S.A.	0,00	3,75	0,00	0,00	0,00	0
ENDESA ENERGÍA, S.A.	6,25	11,06	0,00	1,51	2,63	100
SHELL ESPAÑA, S.A.	0,00	2,39	0,00	20,30	0,00	0
CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	0,00	4,13	0,00	0,00	0,00	0
UNIÓN FENOSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	0,00	8,83	0,00	2,27	0,00	0
GAZ DE FRANCE COMERCIALIZADORA, S.A.	0,00	2,59	0,00	0,83	0,00	0
UNIÓN FENOSA COMERCIAL, S.L.	0,75	0,68	0,00	0,26	44,98	0
INGENIERÍA Y COMERCIALIZACIÓN DEL GAS, S.A.	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0
IBERDROLA, S.A.	40,14	10,70	100,00	21,30	14,60	0
GAS NATURAL SERVICIOS	0,31	6,85	0,00	0,00	37,78	0
NEXUS ENERGÍA, S.A.	0,00	0,02	0,00	0,26	0,00	0
COMERCIALIZADORA DE GAS DE EXTREMADURA, S.A.	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0
CÉNTRICA ENERGÍA, S.L.	1,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0
TOTAL	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

AÑO 2007	GRUPO ENDESA	GRUPO GAS NATURAL	GRUPO IBERDROLA	GRUPO NATURGAS	UF GAS DIRECTO	GAS MERIDA
GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A.	48,09	49,49	0,00	22,70	0,00	0,00
NATURGAS ENERGIA COMERCIALIZADORA, S.A.U	3,24	1,61	3,04	37,46	0,00	0,00
HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,83	0,00	0,00
BP GAS ESPAÑA, S.A.	0,00	0,93	0,00	0,00	0,00	0,00
ENDESA ENERGÍA, S.A.	8,66	12,17	0,00	2,77	0,15	100,00
SHELL ESPAÑA, S.A.	0,00	2,37	0,00	14,66	0,00	0,00
CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	0,08	5,46	0,00	0,00	0,00	0,00
UNIÓN FENOSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	0,09	8,54	0,00	2,29	99,09	0,00
GAZ DE FRANCE COMERCIALIZADORA, S.A.	0,00	2,21	0,00	0,28	0,00	0,00
UNIÓN FENOSA COMERCIAL, S.L.	0,88	0,76	0,00	0,35	0,38	0,00
INGENIERÍA Y COMERCIALIZACIÓN DEL GAS, S.A.	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00
IBERDROLA, S.A.	35,40	10,61	96,96	18,56	0,12	0,00
GAS NATURAL SERVICIOS	0,22	5,69	0,00	0,00	0,26	0,00
NEXUS ENERGÍA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00	0,00
CÉNTRICA ENERGÍA, S.L.	3,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ENEL VIESGO GENERACION, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Fuente: CNE, Base de datos de liquidaciones SIFCO

Finalmente, se señala que, en 2008, el porcentaje de clientes captados por el comercializador perteneciente al distribuidor local se ha situado, en media, en el 88%, para los tres principales grupos empresariales que realizan la actividad de distribución de gas (GAS NATURAL, ENDESA y NATURGAS)<sup>24</sup>

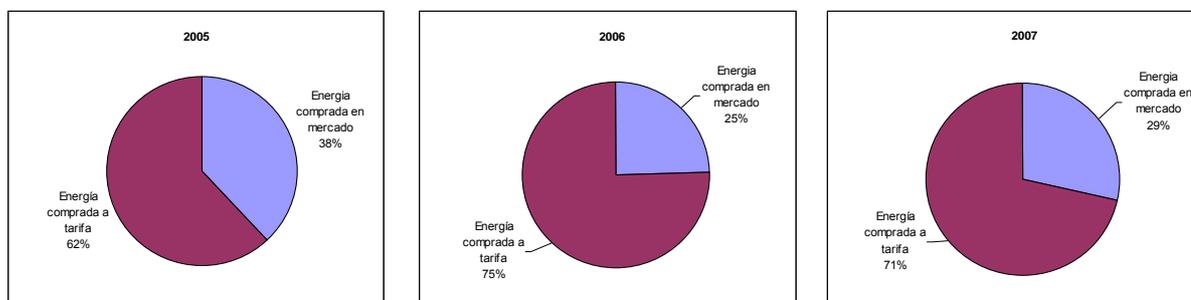
### 3.2. Mercado minorista de electricidad

Durante el periodo analizado el consumo de electricidad en España aumentó un 6%, subiendo desde 238.715 GWh en 2005 a 252.980 GWh en 2007. En término de demanda peninsular, se ha pasado de 225.227 GWh en 2005 hasta 238.558 GWh en 2007.

La mayor parte de la electricidad consumida se suministra a tarifa. Además, en los últimos años se ha producido un retroceso de la participación del mercado libre sobre el total. Así, mientras que en 2005 la energía adquirida en el mercado libre suponía el 38% del total de la electricidad consumida, en 2006 este porcentaje se redujo al 25% y en 2007 volvió a subir al 29%.

<sup>24</sup> Informe trimestral de supervisión del mercado minorista de gas natural en España, tercer trimestre de 2008.

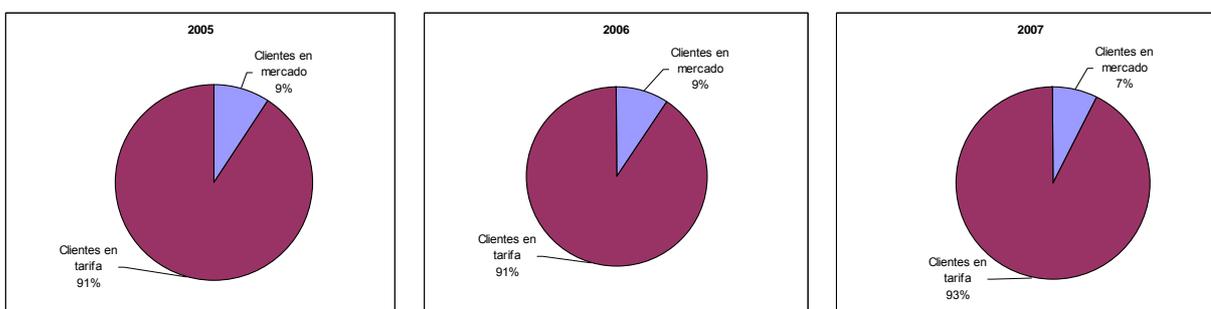
**Cuadro 36 Distribución de la demanda peninsular de electricidad entre mercado regulado y liberalizado en términos de energía vehiculada (2005-2007)**



Fuente: CNE, Base de datos de liquidaciones SINCRO

Si se atiende al número de consumidores, el peso del mercado regulado es aún mayor, dado que los clientes a tarifa suponen actualmente el 93% del total, frente al 7% que suponen los clientes suministrados en el mercado libre. Estos porcentajes apenas han experimentado cambios desde 2005, en ese año los clientes a tarifa suponían el 91% del total y los del mercado libre el 9%.

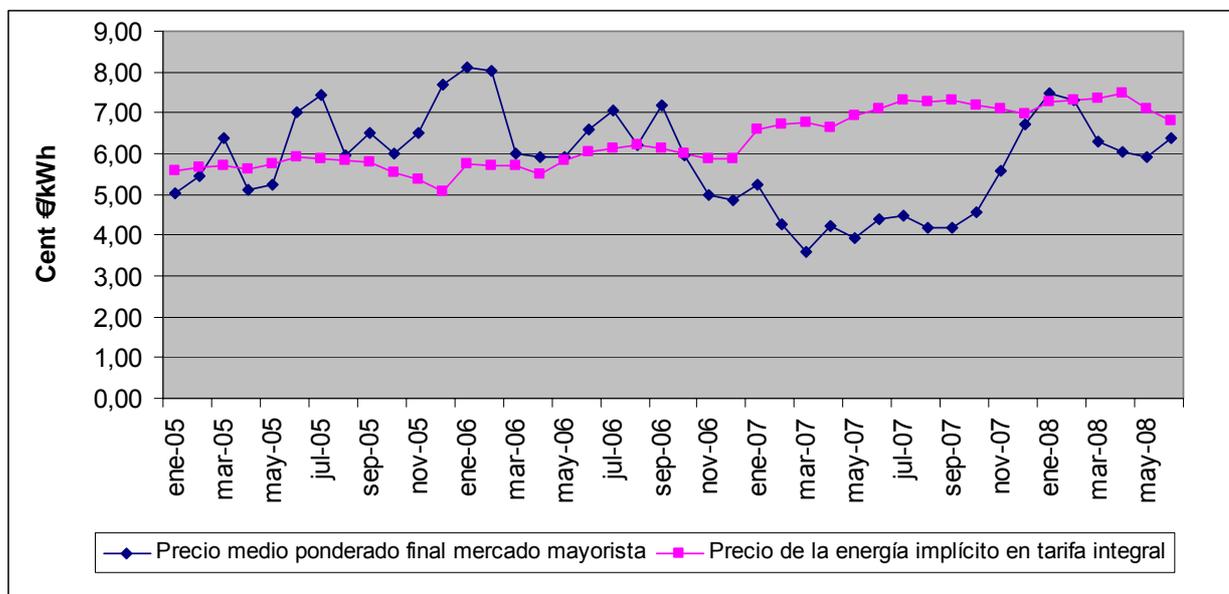
**Cuadro 37 Distribución de la demanda peninsular de electricidad entre mercado regulado y liberalizado en términos de número de consumidores (2005-2007)**



Fuente: CNE, Base de datos de liquidaciones SINCRO

La permanencia de los consumidores en el mercado regulado, y el correspondiente escaso desarrollo de la comercialización en 2005 y 2006, es en buena parte el reflejo de un precio de la energía reconocido en la tarifa integral inferior al precio mayorista de la electricidad, tal y como se muestra en el gráfico siguiente.

**Gráfico 32 Evolución del precio de la energía implícito en la tarifa integral y del precio mayorista de la electricidad**



Fuente: CNE, Boletín de Indicadores Eléctricos y OMEL

Nota: El precio medio ponderado final del mercado mayorista se refiere a todas las unidades de adquisición e incluye el precio del mercado diario más el de las otras sesiones del mercado de OMEL y la garantía de potencia. El precio de la energía implícito en tarifa integral se ha calculado restando el valor de la tarifa de acceso (precio medio) al de la tarifa integral (precio medio).

Hasta la fecha, el desarrollo de la comercialización se ha visto principalmente limitado por la existencia del déficit de tarifa, esto es por la fijación de tarifas integrales que no reflejan todos los costes del suministro (en particular el coste de adquisición de la energía en el mercado mayorista). En este contexto las empresas comercializadoras no han podido competir con la tarifa regulada sin incurrir en pérdidas, lo que ha llevado a una reducción de su actividad y a un retorno de muchos consumidores al suministro regulado entre octubre de 2005 y enero de 2007, coincidiendo con un incremento muy significativo del precio en el mercado spot de generación en el mismo periodo. Asimismo, la entrada de nuevos comercializadores ha sido muy reducida o casi nula, siendo GAS NATURAL el competidor más activo frente a las empresas eléctricas establecidas.

Desde el comienzo de 2007, como consecuencia de reconocimiento del déficit tarifario *ex ante* y la revisión trimestral de las tarifas integrales, se ha vuelto a observar un moderado aumento de la participación de la demanda en el mercado libre respecto a 2006. Además, con la Ley 17/2007, que ha modificado la Ley del Sector Eléctrico para adecuarla a la Directiva 2003/54/CE, se han introducido cambios importantes, similares a los acometidos en el sector del gas natural con la Ley 12/2007, que deberían contribuir a fomentar la competencia en la comercialización de electricidad.

El primero de ellos es el cese de la actividad de suministro a tarifa por parte de los distribuidores a partir del 1 de enero de 2009. El segundo es la creación de las figuras

de los suministradores de último recurso, que deberán ser designados por el Gobierno. Como en el sector del gas, donde ya está en vigor la tarifa de último recurso, este suministro tendrá la peculiaridad de realizarse a un precio máximo y de estar accesible tan sólo para determinadas categorías de consumidores. En el marco de este proceso cabe mencionar la desaparición de las tarifas generales de alta tensión desde el 1 de julio de 2008.

Dada la capacidad de los consumidores de elegir entre distintas alternativas de suministro (en el mercado libre y a tarifa) y considerando la próxima entrada en vigor del nuevo sistema basado en la tarifa de último recurso, parece adecuado analizar el mercado de suministro a clientes finales, sin separar entre segmento regulado y segmento liberalizado.

A su vez este mercado debe desglosarse en dos grandes categorías: los consumidores en baja tensión, que representan en torno al 48% de la demanda total, incluyendo los clientes doméstico-comerciales y las pequeñas y medianas industrias, y los consumidores industriales en alta tensión<sup>25</sup>. En lo que concierne a los consumidores en baja tensión cabe observar que se suministran en gran mayoría a tarifa, estando tan sólo un 15% en el mercado libre en la actualidad. Por su parte, los consumidores industriales muestran una mayor presencia en el mercado libre, que es más elevada para el grupo de Alta tensión 1 ( $\geq 1$  kV y  $< 36$  kV) (con una participación superior al 60%) y más reducida para el grupo de Alta tensión 4 ( $\geq 145$  kV) (con una participación inferior al 10%).

### 3.2.1. Evolución del grado de concentración en el mercado minorista de electricidad

El mercado de suministro a clientes finales se caracteriza por un alto grado de concentración y por la posición de dominio conjunta de ENDESA e IBERDROLA.

Considerando en primer lugar el mercado en su totalidad, se observa, en el periodo 2005-2007, un HHI alrededor de 3.000 y una cuota conjunta de ENDESA e IBERDROLA que supera el 70% del total. Se aprecia que durante estos años las posiciones de las principales empresas suministradoras, ENDESA, IBERDROLA y UNIÓN FENOSA, se han mantenido relativamente estables, así como el grado de concentración.

UNIÓN FENOSA, presenta un ligero incremento pasando de 13,84% en 2005 a 14,36% en 2007, situándose como el tercer operador con mayor cuota de mercado. Por su parte, GAS NATURAL, que en años anteriores había entrado de forma muy activa en la

<sup>25</sup> Fuente: CNE, Boletín mensual de indicadores eléctricos y económicos, julio de 2008. Esta misma distinción se ha realizado, por ejemplo, por el TDC en el expediente C94/05 GAS NATURAL/ENDESA y por la Comisión Europea en el caso COMP/M.3440 ENI/EDP/GDP.

comercialización de electricidad, presenta una disminución drástica de su cuota, del 2,57% en 2005 al 0,86% en 2007.

**Cuadro 38 Evolución de las cuotas empresariales en el mercado minorista de electricidad\* en términos de energía suministrada (2005-2007)**

Grupo Empresarial	Cuotas Mercado Total		
	2005	2006	2007
Endesa	40,28%	42,26%	42,40%
Iberdrola	33,95%	33,37%	31,20%
Unión Fenosa	13,84%	13,53%	14,36%
Hidrocantábrico	4,90%	5,73%	6,54%
Viesgo	2,05%	1,94%	1,95%
Gas Natural	2,57%	1,10%	0,86%
Otros	2,41%	2,07%	2,69%
Total	100%	100%	100%
HHI	3.008	3.125	3.032

Fuente: CNE, Base de datos de liquidaciones SINCRO

\* Para cada grupo empresarial se ha considerado la suma del suministro a tarifa y del suministro en el mercado libre.

En cuanto al sub-mercado de baja tensión, que incluye consumidores domésticos y pequeños comercios e industrias con baja elasticidad al precio y que en gran mayoría se suministran a tarifa, se observa también cierta estabilidad, aún mayor que la observada para el mercado total, de las cuotas de las principales empresas comercializadoras.

Este sub-mercado es el más concentrado, exhibiendo un HHI de 3600 en 2007, que refleja la importancia del suministro a tarifa regulada realizado por las distribuidoras de ENDESA e IBERDROLA, cuya cuota conjunta supera el [...] en 2007.

Por su parte, UNIÓN FENOSA sigue situándose como la tercera operadora con más cuota en baja tensión, alcanzando el [...] en 2007. GAS NATURAL, que ostentaba una cuota de [...] en 2005, sufrió una reducción de la misma al [...] en 2007.

**Cuadro 39 Evolución de las cuotas empresariales el sub-mercado de suministro de electricidad a clientes finales en baja tensión\* en términos de energía suministrada**

Grupo Empresarial	Cuotas Baja Tensión		
	2005	2006	2007
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
Total	100%	100%	100%
HHI	3.488	3.528	3.600

Fuente: CNE, Base de datos de liquidaciones SINCRO

\* Para cada grupo empresarial se ha considerado la suma del suministro a tarifa y del suministro en el mercado libre.

En lo que concierne al sub-mercado de alta tensión, que comprende los consumidores industriales, con más elasticidad al precio y con una presencia relevante en el mercado libre, se observa una evolución de las cuotas mucho menos estable que en el otro segmento analizado. Asimismo, este sub-mercado muestra un nivel de concentración significativamente inferior al del segmento de baja tensión: la cuota conjunta de IBERDROLA y ENDESA no llegaba al [...] y el HHI se situaba en 2618 en 2007.

Es sobre todo en este sub-mercado donde se puede apreciar el efecto del déficit de tarifa que se ha mencionado anteriormente. Frente a la escasa rentabilidad de la actividad de comercialización varios comercializadores decidieron reducir parcialmente su presencia en este negocio. Entre ellos destaca la estrategia de IBERDROLA que redujo su cuota desde el [...] en 2005 al en 2007 (la disminución de cuota es todavía más evidente si se considera sólo el mercado liberalizado en alta tensión donde IBERDROLA pasó de tener una cuota del [...] en 2005 a una del [...] en 2007).

El Grupo GAS NATURAL presentó un importante descenso, que fue más pronunciado durante 2006. Sin embargo, logró recuperarse ligeramente en el 2007. Por su parte, UNIÓN FENOSA registró un incremento de cuota desde [...] en 2005 hasta el [...] en 2007.

**Cuadro 40 Evolución de las cuotas empresariales el sub-mercado de suministro de electricidad a clientes finales en alta tensión\* en términos de energía suministrada**

Grupo Empresarial	Cuotas Alta Tensión		
	2005	2006	2007
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
[...]	[...]	[...]	[...]
Total	100%	100%	100%
HHI	2.625	2.811	2.618

Fuente: CNE, Base de datos de liquidaciones SINCRO

\* Para cada grupo empresarial se ha considerado la suma del suministro a tarifa y del suministro en el mercado libre.

### 3.2.2. Entradas y salidas del mercado minorista de electricidad

En el periodo analizado, 2005-2007, no se han registrado nuevas entradas y salidas relevantes de comercializadores activos en el mercado minorista de electricidad.

### 3.2.3. Impacto de la integración vertical sobre el desarrollo de la comercialización de electricidad

La integración de distribución y comercialización bajo la propiedad de una misma empresa ha representado hasta la fecha un activo estratégico de gran importancia para el desarrollo de la comercialización. Todos los operadores establecidos (IBERDROLA, ENDESA, UNIÓN FENOSA, VIESGO e HIDROCANTÁBRICO) se caracterizan por una estructura verticalmente integrada de las actividades de distribución y comercialización. El desarrollo de esta última actividad se ha realizado, en muchos casos, de forma más pronunciada en el área cubierta por la distribuidora afiliada. Los casos más evidentes son los de IBERDROLA y ENDESA.

Durante el periodo analizado, y para todas las empresas verticalmente integradas, se ha observado una reducción del porcentaje de ventas realizadas en el área de distribución perteneciente al mismo grupo. IBERDROLA es la comercializadora que mantiene el porcentaje más alto de ventas en el área de distribución de su grupo, que se reduce desde el 90,7% en 2005 al 83,8% en 2007. ENDESA reduce el porcentaje inicial desde un 81,9% y un 72,7%, mientras UNIÓN FENOSA pasa del 64,51 al 54,9%. HIDROCANTÁBRICO también ha descendido pasando del 27,6% que registraba en 2005 al 14,6% en 2007. Mientras que VIESGO ha registrado un ligero crecimiento pasando del 15,7% en 2005 al 37,9% en 2007.

El principal nuevo entrante en comercialización, GAS NATURAL, repartía en 2005 la mayor parte de sus ventas entre las áreas de distribución de IBERDROLA (38%), ENDESA (41%) y UNIÓN FENOSA (19%). En 2007 sus ventas se concentraron más en las áreas de distribución de IBERDROLA (43%) y de ENDESA (41%) y disminuyeron las realizadas en el área de UNIÓN FENOSA (13%).

**Cuadro 41 Evolución de las ventas de las comercializadoras por área de distribución (porcentaje sobre el total de energía comercializada, 2005-2007)**

AÑO 2005		DISTRIBUIDOR						
COMERCIALIZADOR	IBERDROLA	ENDESA	UNIÓN FENOSA	VIESGO	HIDROCANTÁBRICO	OTROS DIST	TOTAL	
IBERDROLA	<b>90,74</b>	5,72	2,28	0,32	0,62	0,31	100,00	
ENDESA	6,07	<b>81,90</b>	2,30	1,83	0,19	7,71	100,00	
UNIÓN FENOSA	20,98	13,19	<b>64,51</b>	0,67	0,44	0,20	100,00	
VIESGO	39,08	32,86	10,52	<b>15,77</b>	1,72	0,05	100,00	
HIDROCANTÁBRICO	29,25	23,89	14,89	4,18	<b>27,66</b>	0,13	100,00	
GAS NATURAL	37,97	41,16	18,92	0,37	0,84	0,75	100,00	
OTROS	57,58	15,31	14,60	9,42	2,38	0,72	100,00	

AÑO 2006		DISTRIBUIDOR						
COMERCIALIZADOR	IBERDROLA	ENDESA	UNIÓN FENOSA	VIESGO	HIDROCANTÁBRICO	OTROS DIST	TOTAL	
IBERDROLA	<b>85,61</b>	9,68	3,11	0,40	0,40	0,80	100,00	
ENDESA	10,34	<b>76,74</b>	3,24	1,84	0,34	7,49	100,00	
UNIÓN FENOSA	28,08	9,84	<b>59,43</b>	0,77	1,65	0,23	100,00	
VIESGO	19,12	34,74	6,46	<b>39,33</b>	0,24	0,12	100,00	
HIDROCANTÁBRICO	42,47	21,18	16,36	2,22	<b>17,73</b>	0,04	100,00	
GAS NATURAL	36,08	46,65	12,84	1,68	1,29	1,46	100,00	
OTROS	75,31	8,43	10,70	5,01	0,09	0,46	100,00	

AÑO 2007		DISTRIBUIDOR						
COMERCIALIZADOR	IBERDROLA	ENDESA	UNIÓN FENOSA	VIESGO	HIDROCANTÁBRICO	OTROS DIST	TOTAL	
IBERDROLA	<b>83,84</b>	10,52	4,13	0,20	0,28	1,02	100,00	
ENDESA	15,07	<b>72,74</b>	3,38	1,64	0,41	6,76	100,00	
UNIÓN FENOSA	31,35	11,62	<b>54,92</b>	0,53	0,86	0,71	100,00	
VIESGO	29,89	23,98	7,92	<b>37,98</b>	0,18	0,05	100,00	
HIDROCANTÁBRICO	48,87	20,07	12,94	2,25	<b>14,66</b>	1,22	100,00	
GAS NATURAL	42,83	40,52	12,82	1,46	1,04	1,33	100,00	
OTROS	76,48	7,88	9,77	5,36	0,03	0,48	100,00	

Fuente: CNE, Base de datos de liquidaciones SINCRO

### 3.2.4. Impacto de la integración vertical sobre la fidelización de los consumidores de electricidad

Como se ha visto en el caso del gas, también en el mercado minorista eléctrico la integración vertical entre distribución y comercialización tiende a favorecer la fidelización de los consumidores al comercializador perteneciente al mismo grupo titular de la red de distribución, siendo esta especialmente acusada para los consumidores doméstico-comerciales en baja tensión.

En lo que concierne al área de distribución de IBERDROLA, en el periodo analizado se han registrado cambios importantes en las ventas realizadas por las distintas comercializadoras.

Las ventas de la comercializadora de IBERDROLA se han reducido del 70,3% en 2005 al 26,7% en 2007, principalmente como resultado de su retirada parcial de la comercialización. La mayor parte de la demanda de IBERDROLA en el mercado libre volvió a ser suministrada a tarifa por la distribuidora del mismo grupo (la cuota de IBERDROLA en el mercado total disminuyó tan solo en un 3% desde 2005 a 2007). La

parte restante fue suministrada principalmente por ENDESA, UNIÓN FENOSA e HIDROCANTÁBRICO.

Durante todo el periodo ENDESA ha mantenido un porcentaje muy relevante, superior al 80%, del suministro a mercado libre conectado a sus redes de distribución.

De forma similar, UNIÓN FENOSA también ha mantenido un porcentaje importante de las ventas a precio libre dentro de su área de distribución, alrededor del 60%, siendo sus principales competidores ENDESA e HIDROCANTÁBRICO.

**Cuadro 42 Evolución de la energía distribuida por comercializadora (porcentaje sobre el total de energía comercializada en el área de distribución 2005-2007)**

AÑO 2005		DISTRIBUIDOR					
COMERCIALIZADOR	IBERDROLA	ENDESA	UNIÓN FENOSA	VIESGO	HIDROCANTÁBRICO	OTROS	DIST
IBERDROLA	<b>70,31</b>	4,74	6,05	5,67	11,14	3,25	
ENDESA	5,39	<b>77,68</b>	6,96	37,66	3,91	92,78	
UNIÓN FENOSA	5,98	4,02	<b>62,86</b>	4,43	2,93	0,79	
VIESGO	1,31	1,18	1,21	<b>12,25</b>	1,34	0,02	
HIDROCANTÁBRICO	3,22	2,81	5,60	10,66	<b>70,37</b>	0,20	
GAS NATURAL	6,43	7,45	10,95	1,46	3,28	1,72	
OTROS	7,36	2,09	6,38	27,87	7,03	1,24	
<b>TOTAL</b>	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

AÑO 2006		DISTRIBUIDOR					
COMERCIALIZADOR	IBERDROLA	ENDESA	UNIÓN FENOSA	VIESGO	HIDROCANTÁBRICO	OTROS	DIST
IBERDROLA	<b>33,52</b>	2,10	3,09	1,94	1,89	2,00	
ENDESA	20,78	<b>85,52</b>	16,53	46,02	8,43	95,31	
UNIÓN FENOSA	10,08	1,96	<b>54,16</b>	3,45	7,23	0,52	
VIESGO	0,95	0,95	0,81	<b>24,21</b>	0,14	0,04	
HIDROCANTÁBRICO	15,61	4,32	15,26	10,13	<b>79,50</b>	0,10	
GAS NATURAL	5,99	4,30	5,41	3,46	2,61	1,53	
OTROS	13,08	0,81	4,72	10,79	0,20	0,51	
<b>TOTAL</b>	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

AÑO 2007		DISTRIBUIDOR					
COMERCIALIZADOR	IBERDROLA	ENDESA	UNIÓN FENOSA	VIESGO	HIDROCANTÁBRICO	OTROS	DIST
IBERDROLA	<b>26,75</b>	2,41	3,34	1,02	1,31	2,68	
ENDESA	24,20	<b>83,89</b>	13,75	42,07	9,56	89,18	
UNIÓN FENOSA	14,11	3,76	<b>62,74</b>	3,84	5,60	2,62	
VIESGO	1,23	0,71	0,83	<b>24,99</b>	0,10	0,02	
HIDROCANTÁBRICO	18,96	5,59	12,74	13,96	<b>81,89</b>	3,89	
GAS NATURAL	4,20	2,85	3,19	2,30	1,47	1,07	
OTROS	10,54	0,78	3,42	11,82	0,06	0,55	
<b>TOTAL</b>	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fuente: CNE, Base de datos de liquidaciones SINCRO