



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME ANUAL
DE LA AUTORIDAD
REGULADORA ESPAÑOLA
A LA COMISIÓN EUROPEA**

2009

22 de julio de 2009

ÍNDICE

1. Prólogo.....	2
2. Avances principales en los mercados de la electricidad y el gas.....	5
2.1 Nuevas competencias de la Comisión Nacional de Energía (CNE).....	5
2.2 Avances principales en los mercados de la electricidad y el gas.....	8
2.2.1 Los mercados de la electricidad en 2008	8
2.2.2 Los mercados del gas en 2008.....	10
2.3 La nueva situación tras el tercer paquete	14
3. Regulación y comportamiento del mercado de la electricidad	17
3.1 Cuestiones relacionadas con la regulación [apartado 1, artículo 23, salvo la letra h)].....	17
3.1.1 Gestión y asignación de capacidad de interconexión y mecanismos para gestionar la congestión	17
3.1.2 La regulación de las funciones de las empresas de transporte y distribución.....	21
3.1.3 Separación efectiva	29
3.2 Cuestiones relativas a la competencia [apartado 8, artículo 23 y apartado 1, letra h), artículo 23].....	33
3.2.1 Descripción del mercado al por mayor	33
3.2.2 Descripción del mercado minorista.....	52
3.2.3 Medidas para evitar los abusos de posición dominante	62
4 Regulación y comportamiento del mercado del gas natural	68
4.1 Cuestiones relacionadas con la regulación [apartado 1, artículo 25].....	68
4.1.1 Gestión y asignación de capacidad de interconexión y mecanismos para gestionar la congestión	68
4.1.2 La regulación de las funciones de las empresas de transporte y distribución.....	71
4.1.3 Separación efectiva	75
4.2 Cuestiones relacionadas con la competencia [apartado 1, letra h), artículo 25] ..	87
4.2.1 Descripción del mercado al por mayor	87
4.2.2 Descripción del mercado minorista.....	100
4.2.3 Medidas para evitar los abusos de posición dominante	111
5. Seguridad del suministro.....	114
5.1 Electricidad [Artículo 4 y 2005/89/CE, Artículo 7].....	115
5.2 Gas [Artículo 5 y 2004/67/CE, Artículo 5].....	120
6. Cuestiones relativas al servicio público [artículo 3(9) de la Directiva de la Electricidad y artículo 3(6) de la Directiva del Gas].....	133
6.1 Electricidad	133
6.2 Gas	136

1. PRÓLOGO

El presente informe se ha elaborado a raíz de la petición formal realizada por la Comisión Europea ante el Grupo de Reguladores Europeos de la Electricidad y el Gas (ERGEG). Las Directivas sobre la electricidad y el gas¹ exigen a la Comisión Europea la preparación de una serie de informes de seguimiento sobre ambos sectores e imponen requisitos a las autoridades reguladoras relativos a la presentación de informes ante la Comisión Europea sobre determinadas áreas de los mercados de la electricidad y el gas.

Debido a ello, representantes de la Comisión Europea y de ERGEG han estado trabajando desde finales de 2005 en la estructura de este informe, que cumple todos los requisitos incluidos en dichas directivas. El informe incorpora la estructura acordada por la Comisión Europea y las autoridades reguladoras europeas para este año.

El año 2008 fue otro ejercicio importante para los sectores de la electricidad y el gas en España y especialmente para los mercados minoristas. El 1 de julio de 2008 se eliminaron las tarifas de gas reguladas para los usuarios finales y entró en vigor una tarifa de último recurso (TUR) únicamente para aquellos consumidores conectados a gasoductos cuya presión fuera menor o igual a 4 bar y cuyo consumo anual fuera inferior a 3 GWh. Este avance sustancial ha tenido lugar recientemente (el 1 de julio de 2009) coincidiendo con la desaparición de los precios al consumo regulados para la electricidad. Tras más de seis años durante los cuales el consumidor español podía elegir entre empresas distribuidoras (a través de precios al consumo regulados) y empresas comercializadoras en condiciones de libre mercado, las empresas distribuidoras ya no pueden proveer electricidad ni gas en el mercado minorista, y se ha dispuesto una lista de suministradores de último recurso para un periodo de 4 años.

Así, desde julio de 2009, tienen derecho a acogerse a la tarifa de último recurso los consumidores residenciales con un consumo anual igual o menor a 10 kW en el caso de la electricidad e inferior a 4 bar y 50.000 kWh en el caso del gas. En este nuevo contexto, se han establecido disposiciones especiales denominadas *bonos sociales* para consumidores en situación de vulnerabilidad y se ha instituido una nueva entidad, la

¹ 2003/54/CE y 2003/55/CE.

Oficina de Cambios de Suministrador, responsable de la supervisión de los cambios de suministrador de gas y electricidad.

En 2008, el Consejo de Ministros aprobó el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, que trazaba las líneas generales de la estrategia del Gobierno en materia de energía. Este plan para el periodo 2008-2016 tiene como objeto las redes de transporte de electricidad y gas, y su finalidad es la de garantizar la seguridad y la calidad del suministro de gas y electricidad, a medio y largo plazo, permitiendo el crecimiento económico y preservando la competitividad global y la protección del medio ambiente.

En lo referente a interconexiones, la CNE aplaude el largamente esperado acuerdo entre Francia y España para la construcción de una nueva interconexión transpirenaica. No obstante, la CNE subraya la necesidad de una mayor interconexión física en la zona suroeste con miras al objetivo del 10% indicado por el Consejo Europeo en 2002. En el MIBEL (Mercado Ibérico de la Electricidad), se aspira a alcanzar los 3.000 MW de capacidad de interconexión entre España y Portugal en 2014.

La CNE se dedica a fomentar la integración regional mediante una mejor regulación transfronteriza en su papel protagonista en el mercado de la electricidad en la región sudoccidental y el del gas en la región meridional, aspecto en el cual 2008 ha gozado asimismo de gran relevancia. En lo referente a la región sudoccidental, entre otros logros, se ha instaurado una nueva versión del reglamento para la gestión de las interconexiones eléctricas entre España y Francia merced al trabajo llevado a cabo en la zona durante 2008. Además, se presentó el informe de transparencia para esta región ante la CE en la tercera reunión del Grupo de Alto Nivel del 30 de septiembre de 2008. Las bolsas de energía sudoccidentales (OMEL y EPEXSPOT) han acordado aplicar una armonización de los precios diarios del MIBEL y Europa centro-occidental, con el apoyo de CNE-CRE-ERSE. La iniciativa se prevé una vez que se haya iniciado la armonización del mercado basada en la capacidad de transferencia en Europa centro-occidental (prevista para marzo de 2010).

En cuanto a la región sur para el sector del gas, se ha implantado con éxito un periodo de suscripción abierta (OSP, *Open Subscription Period*) para la asignación de capacidad actual y futura en Larrau. Como se esperaba, este periodo ha dado lugar a una demanda que ha excedido con creces la capacidad ofrecida, y ha quedado asignada por completo toda la capacidad a largo y corto plazo. Como consecuencia de este proceso de asignación de capacidad, el número de usuarios de la red en el punto de interconexión de Larrau ha pasado de 4 a 13 desde abril de 2009. En este marco se está desarrollando una temporada abierta para capacidad futura.

En 2008, la CNE ha adquirido nuevas competencias a fin de garantizar la ausencia de discriminación, la competencia real y el correcto funcionamiento del mercado. Sin embargo, la CNE incide en que las decisiones adoptadas por las autoridades reguladoras respecto a sus deberes principales no deberían someterse a la supervisión de los ministerios nacionales, como ocurre con la CNE.

En este contexto, la CNE está conforme con el acuerdo entre el Parlamento Europeo y el Consejo referente al «tercer paquete» y apela a la CE para que supervise la correcta aplicación de todas las medidas acordadas, especialmente aquellas destinadas a dotar a las autoridades reguladoras nacionales (ARN) de poderes y competencias y a reafirmar su independencia.

2. AVANCES PRINCIPALES EN LOS MERCADOS DE LA ELECTRICIDAD Y EL GAS

2.1 Nuevas competencias de la Comisión Nacional de Energía (CNE)

Los poderes y competencias de la CNE aparecen detallados en los informes nacionales de años anteriores. En 2008, la CNE ha adquirido nuevas competencias a fin de garantizar la ausencia de discriminación, la competencia real y el correcto funcionamiento del mercado.

El Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, establece que la CNE presentará una propuesta de coeficientes de calidad y precio de energía de pérdidas a la Secretaría General de Energía. Asimismo, respecto a las redes de distribución, dicho Real Decreto establece que la CNE preparará un modelo de red de referencia, propondrá los procedimientos de operación para estas redes e igualmente propondrá la retribución anual para las empresas distribuidoras según el nuevo reglamento dispuesto por el Real Decreto.

Según el Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero, por el que se regulan (en los artículos 6 y 7) las subastas de las emisiones primarias de energía eléctrica, la CNE se responsabiliza de supervisar las subastas para garantizar un proceso de subasta competitivo y transparente, así como de informar a la Secretaría General de Energía sobre potenciales mejoras. Además, la CNE es competente para proponer la suspensión de la subasta ante la Secretaría General de Energía y establecer mecanismos de coordinación junto con la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

El Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, dispone que la CNE remitirá a la Secretaría General de Energía una propuesta de revisión de los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para las instalaciones de transporte.

De igual modo, el Real Decreto 326/2008, también de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008, designa a la CNE para remitir a la Secretaría General de Energía una propuesta de revisión de los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento.

Con arreglo a la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, relativa al sector de la electricidad, y a la Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, referente al sector del gas, la CNE está facultada para supervisar las subastas y calcular el coste estimado para la tarifa de último recurso.

En lo referente a la sostenibilidad, ya era competencia de la CNE la aprobación del método para calcular la contribución de cada fuente primaria de energía al suministro de electricidad y su correspondiente impacto ambiental, así como las normas para las facturas emitidas por distribuidores y suministradores. Sin embargo, es la Orden Ministerial 1522/2007 la que fija el nuevo marco regulador para las garantías de origen (GdO) de la electricidad procedente fuentes de energía renovables y designa a la CNE como organismo responsable de la emisión de GdO. A este respecto, la CNE publicó la Circular 1/2008 de información al consumidor sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente.

Además, el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, faculta a la CNE para la inspección de instalaciones fotovoltaicas.

Asimismo, la Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, por la que se regula la financiación del déficit ex ante de las subastas, dota a la CNE de competencias relativas a los procedimientos de subasta y a las transferencias de crédito.

En cuanto a la protección del consumidor, en virtud de la Orden ITC/1857/2008, de 26 de junio, se crea la tarifa social para clientes domésticos con potencia contratada inferior a 3 kW, y se faculta a la CNE para analizar todas las solicitudes de los consumidores. Con

el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, y la Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, se ha creado y regulado el llamado *bono social*, otra medida destinada a proteger a los consumidores más vulnerables, particularmente pensionistas, familias numerosas y desempleados. Se trata de garantizar unas condiciones razonables para estos colectivos a pesar de la supresión de las tarifas eléctricas generales. También compete a la CNE la supervisión del cumplimiento con la normativa referente al bono social.

Al respecto de la supresión de las tarifas generales del gas y la electricidad, en 2008 y 2009 respectivamente, el Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, establece las responsabilidades de la CNE para supervisar los cambios de suministrador y la actividad de la Oficina de Cambios de Suministrador, y para dirimir las disputas entre empresas distribuidoras y comercializadoras al respecto de la información que debe facilitarse.

Por otra parte, la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes, designa a la CNE como entidad responsable de certificar el cumplimiento de los objetivos obligatorios al respecto de la composición de los biocarburantes, con vistas a alcanzar un 6% de biocarburante en el transporte para el año 2010.

Por último, según el dictamen del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas emitido el 17 de julio de 2008, el Reino de España ha incumplido las obligaciones que le incumben en virtud de los artículos 56 y 43 del Tratado CE, al haber adoptado las disposiciones sobre la Comisión Nacional de Energía que figuran en la disposición adicional undécima, tercero 1, decimocuarta, apartado 1, párrafo segundo, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, modificada por el Real Decreto-ley 4/2006, de 24 de febrero, con el fin de someter a autorización previa de la Comisión Nacional de Energía la adquisición de ciertas participaciones en las empresas que realicen determinadas actividades reguladas del sector de la energía, así como la adquisición de los activos precisos para desarrollar tales actividades.

2.2 Avances principales en los mercados de la electricidad y el gas

2.2.1 Los mercados de la electricidad en 2008

El mercado mayorista

El grado de concentración del mercado ha descendido debido a que una parte significativa de las centrales que han entrado en servicio recientemente han sido promovidas por nuevos participantes. La integración del mercado en MIBEL está progresando, pese a que es frecuente la congestión en la interconexión ibérica (mercado dividido en 2008 para aproximadamente el 75% de las horas) y aún está en curso la armonización de diversos asuntos en materia de regulación. La capacidad de interconexión con Francia, aún limitada, entorpece una mayor integración del mercado con el resto de Europa. No obstante, véanse los progresos relativos a infraestructuras, más adelante.

La energía negociada para todo el mercado de producción de energía, contratos bilaterales incluidos, en el mercado español de la electricidad ascendió a 345,583 GWh en 2008, un 5,7% más que el año anterior. Los precios diarios medios mensuales se encontraron comprendidos entre 56,18 y 73,03 €/MWh.

El mercado minorista

En lo referente a los consumidores industriales, en 2008 tuvo lugar un cambio masivo de los mercados basados en tarifas a los mercados liberales, debido a la extinción de las tarifas para usuarios finales. En contraposición, el número de clientes domésticos en el mercado liberalizado descendió ligeramente en 2008 (el 92,89% de los clientes, en su mayoría residenciales, permanecieron en el sistema basado en tarifas). En términos globales, el número de clientes en el mercado liberalizado es cercano a 1.817.953, lo cual representa un aumento del 2,8% con respecto al año 2008.

Hay cinco empresas que acaparan casi por completo el mercado minorista, y la cuota de mercado de todas las empresas distribuidoras foráneas (o controladas desde el extranjero) es superior al 45%.

En términos energéticos, en torno al 43% del mercado liberalizado de la electricidad ha cambiado de suministrador desde el comienzo del proceso de liberalización; en número de clientes, casi el 22% dentro del mercado liberalizado ha cambiado de suministrador desde la apertura del mercado doméstico en 2003.

Infraestructura

El acuerdo del mes de junio entre Francia y España acerca de una nueva interconexión de electricidad, gracias a la mediación del Coordinador Europeo, el Prof. M. Monti, supuso un paso fundamental en lo referente al refuerzo de las interconexiones en 2008. La apuesta en participación de RTE y REE es ya una realidad, con miras a la entrada en servicio de un nuevo cable de CC en 2014.

A pesar de que este proyecto constituye un paso positivo, la CNE apela a que las instituciones europeas continúen fomentando una mayor interconexión física entre los Estados miembros con vistas a alcanzar el objetivo del 10% (aún lejano en algunas fronteras) fijado por el Consejo Europeo.

En cuanto a MIBEL, la capacidad de interconexión entre España y Portugal ha aumentado significativamente en los últimos años. Por otra parte, los años venideros traerán nuevos avances que propiciarán la cifra de 3.000 MW en 2014.

Cuestiones clave relativas a la regulación

El 1 de julio de 2009 desaparecieron en España las tarifas reguladas de electricidad para el usuario final tras más de 6 años durante los cuales los consumidores podían elegir entre recibir suministro de empresas distribuidoras (con tarifas reguladas para el usuario final) o de comercializadores en condiciones de libre mercado. Según la nueva ley (Real Decreto 485/2009), continúa existiendo una tarifa de último recurso (TUR) para los clientes residenciales con un consumo inferior o igual a 10 kW. En este nuevo contexto, la TUR se basa en los siguientes principios: una tarifa única para todo el país, que refleje los costes (mediante subastas) y con estructura aditiva. En consecuencia, las empresas distribuidoras ya no pueden vender electricidad al por menor y se ha publicado una lista de suministradores de último recurso para un cuatrienio.

Además, se han establecido disposiciones especiales denominadas *bonos sociales* para consumidores en situación de vulnerabilidad y se ha instituido una nueva entidad, la Oficina de Cambios de Suministrador (OCSUM), responsable de la supervisión de los cambios de suministrador de gas y electricidad.

Otra cuestión importante en el mercado español durante el primer trimestre de 2009 ha sido la adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural. En el periodo 2008-2009, Gas Natural ha completado la compra de Unión Fenosa tras cumplir el procedimiento de aprobación requerido. A finales de abril de 2009, las juntas de ambas empresas dieron por aprobado el proyecto de absorción (véanse los párrafos del apartado 3.2.3 concernientes a la electricidad, que dan cuenta de este proceso de adquisición).

Seguridad del suministro

La ralentización de la actividad económica se reflejó en el aumento de la demanda, que fue positivo en 2008 pero ya comenzaba a mostrar signos de desaceleración en el tercer trimestre. Como consecuencia directa, el margen de seguridad se ha ampliado. El carbón y la energía hidráulica ceden paso claramente al gas (CCGT) y a la eólica respectivamente como principales impulsores del parque de generación. Se estimularán los incentivos para crear capacidad, teniendo en cuenta la propuesta de la CNE para financiar el pago por la capacidad aprobada el 3 de abril de 2008 y debidamente presentada ante el Ministro de Industria.

Además, la aprobación de la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 por parte del Consejo de Ministros, que incorpora las líneas estratégicas de la política gubernamental en materia de energía, contribuirá a garantizar la seguridad del suministro de forma sostenible.

2.2.2 Los mercados del gas en 2008

El mercado mayorista

La demanda total de gas natural en España alcanzó los 451 TWh en 2008, lo que supone un incremento del 10% con respecto al año anterior. Como ocurrió en ejercicios anteriores, el aumento en la demanda del gas en 2008 vino de la mano de las centrales

de ciclo combinado. La canasta de importaciones de la red de gas española se ha diversificado en 2008. Destaca Argelia con una cuota del 36%, Nigeria (20%), los países del Golfo Pérsico (14%), Egipto (12%) y Trinidad y Tobago (11%).

Mientras el 72,2% del gas natural llegó a la red nacional por vía marítima en forma de gas natural licuado (GNL), el 27,8% restante llegó por gasoductos. Los cargamentos de GNL siguieron llegando a alto ritmo, de forma que España continúa siendo uno de los destinos principales de GNL en todo el mundo.

La mayor parte de la energía del mercado español se negocia en mercados no oficiales (OTC, *over the counter*) bilaterales, a través de una plataforma electrónica desarrollada por ENAGÁS y denominada MS-ATR, con más de 20 partes negociadoras en activo. Actualmente, la negociación del gas en España tiene lugar en ocho puntos de equilibrio: las seis terminales de GNL, el punto de equilibrio virtual y el punto de almacenamiento virtual. La tendencia de crecimiento de la energía negociada en el mercado OTC gasista en España a través de MS-ATR ha sido al alza. En 2008, se registraron 10.465 operaciones en MS-ATR. El volumen de energía negociada en mercados no oficiales ascendió a 566.226 GWh, lo cual representa el 126% del consumo total de gas. El punto de negociación principal es la planta terminal de GNL de Huelva.

El número de consumidores en 2008 superó los 6,9 millones en España, con 193.192 nuevos clientes.

El mercado minorista

Actualmente hay 20 empresas comercializadoras en el mercado del gas, y los nuevos participantes copan casi el 50% de la cuota de mercado, de modo que la competencia es fuerte. En 2008, varias empresas como Sonatrach (Argelia), E-On (Alemania) y Galp (Portugal) comenzaron a vender gas a clientes finales en España.

En términos energéticos, en torno al 90% del mercado liberalizado del gas ha cambiado de suministrador desde el comienzo del proceso de liberalización; en número de clientes, casi el 45% dentro del mercado liberalizado (3.125.000) ha cambiado de suministrador desde la apertura del mercado doméstico en 2003.

En el mercado residencial hay cinco suministradores en activo. La tasa de cambio en 2008 fue la mayor de los últimos años: 427.293 cambiaron de proveedor.

El procedimiento de cambio de suministrador está regulado por el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, con un retardo máximo de 15 días. Con objeto de facilitar el cambio, se ha instaurado la Oficina de Cambios de Suministrador (OCSUM).

Infraestructuras

Hay seis plantas terminales de GNL operativas en la red de gas española, y está prevista una más en Gijón.

España cuenta con varios gasoductos internacionales conectados con Argelia a través de Marruecos, con Portugal por Tuy y Campo Maior y con Francia a través de Larrau e Irún.

Mientras las terminales de GNL representan 49 bcm de capacidad de entrada, la conexión con Argelia a través de Marruecos es de 12 bcm, y la de Francia por Larrau, 2,5 bcm. En lo que respecta a la capacidad disponible en la red de gas española, si bien hay capacidad disponible en todas las regasificadoras, la capacidad de interconexión con Francia es tremendamente escasa.

Para 2009 se prevé una nueva conexión con Argelia, MEDGAZ, que es un proyecto estratégico para ambos países. El gas natural vendrá directamente de allí, sin necesidad de tránsito por terceros países, lo cual mejorará ostensiblemente la seguridad del suministro. La capacidad inicial será de 8 bcm.

En cuanto al almacenamiento subterráneo, Serrablo y Gaviota son los únicos puntos actualmente operativos, si bien dos nuevos proyectos, Yela y Castor, se incorporarán en la red de gas española en los próximos años.

En lo relativo a la capacidad de interconexión, con el fin de descongestionar la interconexión con Francia, hay que mencionar el trabajo llevado a cabo en el marco de la Iniciativa Regional del Gas del Sur mediante periodos de suscripción abierta (OSP) y

procedimientos de temporada abierta (OS, *Open Season*) en la frontera entre España y Francia.

- *Periodo de suscripción abierta (OSP)*

El procedimiento OSP consistió en el proceso de asignación de las capacidades libres existentes entre los usuarios solicitantes y de la nueva capacidad en construcción entre Francia y España de forma coordinada.

Los resultados del OSP mostraron que la demanda total excedía con creces la capacidad ofertada. Como consecuencia de este proceso de asignación de capacidad, el número de usuarios de la red en el punto de interconexión de Larrau pasó de 4 a 13 a fecha de abril de 2009.

- *Procedimiento de temporada abierta (OS)*

Este procedimiento surge a raíz de la necesidad del aumento en la capacidad de interconexión entre Francia y España, y se está desarrollando durante 2009.

Cuestiones clave relativas a la regulación

El 1 de julio de 2008 se eliminaron las tarifas de gas reguladas para los usuarios finales y entró en vigor la TUR (tarifa máxima que los suministradores de último recurso pueden cobrar a los pequeños consumidores). Concretamente, pueden acogerse a esta tarifa los consumidores conectados a gasoductos con una presión inferior a 4 bar y con un consumo anual inferior a 3 GWh (aproximadamente el 14% del mercado). El 1 de julio de 2009 se ha adoptado un umbral más restrictivo (por debajo de 4 bar y de 50.000 kWh/año) para mantenerse en el régimen TUR.

Como se ha explicado antes al respecto de la electricidad, OCSUM también se encarga de supervisar los procedimientos de cambio de suministrador de gas.

Seguridad del suministro

Enagás se ocupa de gestionar los dos almacenamientos subterráneos en España: el de Serrablo y el de Gaviota, ambos antiguos yacimientos de gas natural ya agotados. Se

están proyectando otros muchos almacenamientos, como los de Marismas, Poseidón, Gaviota, Yela, Castor, Barreras, Ruedo y Reus (véase el apartado 5.2).

En 2008, el 98,4% del gas comercializado en España provenía de importaciones de los nueve países mencionados, con Argelia y su participación del 31% un año más en el papel predominante. Con Nigeria (21%), los países del Golfo Pérsico (13%), Egipto (11%) y Trinidad y Tobago (el 12% de las importaciones en la red de gas española) se completa el grupo de los países con más pase en la estructura de suministro.

La seguridad del suministro también se verá notablemente mejorada gracias al mencionado proyecto MEDGAZ entre Argelia y España y al OSP y OS en coordinación con Francia (véase la información relativa a la temporada abierta en el apartado 4.1.1).

2.3 La nueva situación tras el tercer paquete

La CNE agradece la aprobación final del tercer paquete y se manifiesta a favor de todas las nuevas disposiciones encaminadas a una desagregación más eficiente de los gestores de redes, una mayor transparencia y nuevas medidas para proteger al consumidor. En concreto, la Comisión Nacional de Energía da la bienvenida a todos los nuevos requisitos que buscan reafirmar la independencia y las competencias de las autoridades reguladoras nacionales (ARN) y la reciente regulación de la Agencia para la cooperación de reguladores de energía (ACER).

Al respecto de las competencias de las ARN, la CNE incide en que las decisiones adoptadas por las autoridades reguladoras respecto a sus deberes principales no deberían someterse a la supervisión de los ministerios nacionales, como ocurre con la CNE.

Las responsabilidades principales de las ARN deberían incluir las siguientes:

- Responsabilidades relativas a las tarifas de acceso a las redes de distribución de T y D.

- Responsabilidades relativas a la desagregación a fin de garantizar la ausencia de subvenciones cruzadas entre actividades correspondientes a la red (reguladas) y al libre mercado (no reguladas).
- Responsabilidades relativas a la supervisión general de las empresas de energía, para garantizar el cumplimiento de la Directiva y demás legislación comunitaria, incluidas las cuestiones de índole transfronteriza, por parte de los gestores de redes de transporte y distribución, los propietarios de las redes y las empresas de gas y electricidad.
- Responsabilidades relativas a la protección del consumidor.

Por otra parte, el tercer paquete dota a las ARN de competencias para imponer sanciones efectivas, proporcionadas y disuasorias a las empresas de gas natural o electricidad que incumplan sus obligaciones en virtud de la Directiva o de otras decisiones legalmente vinculantes de la autoridad reguladora o del organismo competente, así como para proponer que el tribunal competente imponga tal sanción. En opinión de la CNE, las sanciones debe imponerlas directamente la autoridad reguladora.

Otro paso importante auspiciado por el tercer paquete es la instauración de ACER como medio eficaz para gestionar cuestiones transfronterizas a escala europea. Actualmente, ERGEG ha propiciado un buen nivel de cooperación entre las autoridades reguladores y un mejor entendimiento de los problemas y retos compartidos. Sin embargo, hay numerosos problemas relativos a la regulación que continúan sin resolver en distintas fronteras, y son necesarias más soluciones de índole reguladora y a la vez vinculantes a escala europea. En este marco, será crucial el papel de ACER, pero la CNE también prevé que las estructuras regionales actuales también adopten un papel importante y coadyuven a una mejor gestión y uso de las interconexiones actuales y futuras.

Las nuevas Directivas de la electricidad y el gas apelan a la cooperación entre los Estados miembros y las autoridades reguladoras con el objetivo de integrar los mercados nacionales en uno o más niveles regionales como primer paso hacia un mercado interior totalmente liberalizado. El fomento de la integración regional en la Europa sudoccidental es prioritario para la Comisión Nacional de Energía, que lidera la región sudoccidental de la electricidad y la meridional del gas en ERGEG.

En el contexto de la región sudoccidental de la electricidad de ERGEG, un análisis fue redactado por CRE, CNE y ERSE acerca de los procedimientos administrativos para modificar la legislación en vigor en cada país; uno de los resultados principales fue la escasez de competencias de la CNE (en comparación con CRE y ERSE), especialmente en lo referente a cuestiones transfronterizas.

3. REGULACIÓN Y COMPORTAMIENTO DEL MERCADO DE LA ELECTRICIDAD

3.1 Cuestiones relacionadas con la regulación [apartado 1, artículo 23, salvo la letra h)]

3.1.1 Gestión y asignación de capacidad de interconexión y mecanismos para gestionar la congestión

En España, las congestiones de mayor relevancia se producen en las conexiones transfronterizas, mientras que las congestiones internas no son de carácter estructural y se resuelven (a medida que lo exigen las limitaciones de la red) siempre que es necesario a través de mercados específicos (mercados diarios e intradiarios, gestionados por el gestor de la red).

Las normas sobre la asignación de capacidad han seguido siendo las mismas durante 2008 para todas las interconexiones españolas; sin embargo, poco antes de la publicación de este informe, se han establecido nuevos procedimientos para las fronteras francesa y portuguesa.

Se ha aprobado y ha entrado en vigor una nueva versión de las Reglas IFE (Interconexión Francia-España) sobre los Derechos Físicos de Capacidad anuales, mensuales, diarios e intradiarios, que se aplicará a partir del 1 de junio de 2009². Las principales mejoras que se contemplan en esta versión de las Reglas, ya la tercera, incluyen:

- Un nuevo plan de compensaciones en caso de que la capacidad se reduzca antes de la nominación, en función del diferencial de mercado y conforme a determinados límites máximos.
- Un nuevo plan de compensaciones en caso de que se cancele la subasta diaria, basado también en el diferencial de mercado y asociado a la reventa de capacidad a largo plazo.

² Enlace a las Reglas IFE, 3.ª versión: <http://www.boe.es/boe/dias/2009/05/30/pdfs/BOE-A-2009-8960.pdf>; aprobadas por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía el 29 de mayo de 2009.

- Mercado secundario: introducción de una reventa automática de las capacidades que no sean nominadas en la subasta diaria, aplicándose así el principio de «utilización o venta» (frente al principio que se aplicaba anteriormente, de «utilización o pérdida»).
- Una definición más precisa de los productos a largo plazo, a los que se suman los productos anuales y mensuales no continuos.
- A partir de ahora, la fiabilidad física de las capacidades diarias e intradiarias se concede en cuanto se comunican los resultados de las subastas, en lugar de esperar a las autorizaciones para programar.
- Una mayor transparencia, gracias a las nuevas publicaciones: datos sobre el cálculo y la asignación de capacidad en los distintos horizontes temporales, y las curvas de ofertas de cada subasta.
- Se han hecho aclaraciones sobre la responsabilidad de los GRT.
- Un aumento de la seguridad financiera de las garantías bancarias.

En cuanto a la interconexión con Portugal, a lo largo de 2008 (y desde el 1 de julio de 2007), las capacidades han quedado plenamente asignadas de forma implícita y diaria mediante un mecanismo de segmentación: Portugal y España son las dos zonas de precios en las que queda dividido el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) en caso de congestión. A partir del 1 de julio de 2009, se aplica un nuevo plan de asignación de capacidad a medio y largo plazo, basado en la subasta de productos de cobertura financiera. Estos productos financieros son contratos de importación y exportación (tanto opciones como contratos a plazo), valorados según el diferencial de mercado diario registrado cada hora entre las zonas portuguesa y española. La primera subasta se celebró el 29 de junio y se concedieron contratos para el segundo semestre de 2009.

Al respecto de la información relevante a tenor del Reglamento 1228/2003 y las directrices sobre la gestión de la congestión, a lo largo de 2008 el GRT español ha aumentado la información que publica en su sitio web: Disponible en www.esios.ree.es/web-publica/

En la frontera entre España y Francia, en el seno de la Iniciativa Regional de la Electricidad de ERGEG, las bolsas de energía involucradas (OMEL y EPEXSPOT) han acordado aplicar una armonización de los precios diarios del MIBEL y Europa

centro-occidental. Las autoridades reguladoras de la región sudoccidental manifestaron su apoyo al proyecto. La iniciativa se aplicará una vez que se haya iniciado la armonización del mercado basada en la capacidad de transferencia en Europa centro-occidental (prevista para marzo de 2010).

Este año no se han producido cambios relevantes en el cálculo de la capacidad de transporte. El 19 de febrero de 2009 se celebró una reunión dedicada a este tema, a la que asistieron los GRT y las autoridades reguladoras de la región sudoccidental.

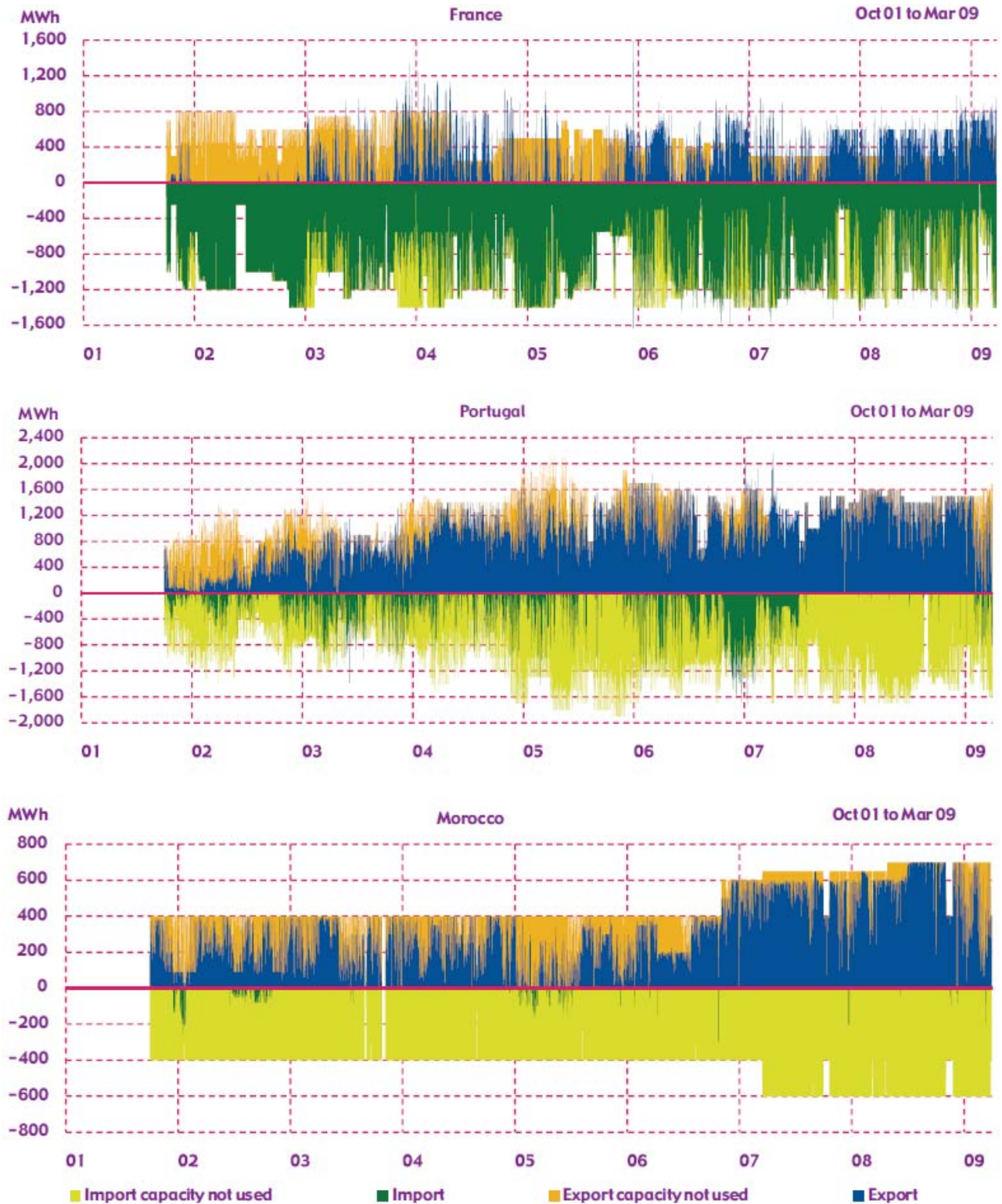


Figura 1. Capacidad de intercambio y coincidencia energética con los mercados, incluidos los contratos bilaterales (Francia, Portugal y Marruecos). Fuente: OMEL.

3.1.2 La regulación de las funciones de las empresas de transporte y distribución

Tarifas de red

Cada año, el gobierno aprueba las tarifas de acceso a la red mediante su publicación en el Boletín Oficial del Estado. Son tarifas únicas y máximas en todo el territorio español. Del mismo modo, con arreglo a la Ley del Sector de Hidrocarburos 34/1998, de 7 de octubre, la CNE tiene la responsabilidad de participar, mediante la redacción de propuestas o informes, en el proceso de elaboración de proyectos para establecer tarifas, peajes y la retribución de las actividades energéticas reguladas.

En lo relativo a la revisión de las tarifas de acceso, el Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, establece que, mientras exista un déficit tarifario, las tarifas de acceso se revisarán semestralmente.

La propuesta de revisión que ha elaborado la CNE toma en consideración los siguientes principios:

- Aditividad: la tarifa que se aplique a los clientes que permanezcan en el mercado regulado debe incluir las tarifas de acceso y la mejor previsión de los costes de la energía.
- Cantidad suficiente de ingresos a corto o medio plazo.
- Recuperación de los costes de las actividades reguladas mediante la tarifa de acceso.
- Asignación eficaz de los costes de acceso entre los clientes.

Para poder elaborar los informes sobre los borradores de reales decretos u órdenes ministeriales sobre las tarifas eléctricas, que se remiten cada tres meses al Ministerio, o para hacer propuestas al Ministerio, la CNE les solicita a distintos agentes del sector la información necesaria para calcular no sólo los costes de la red, sino también los ingresos correspondientes a cada periodo.

En concreto, la información solicitada es el coste de las instalaciones de transporte y distribución de cada empresa, las características de las instalaciones, los presupuestos de ingresos y gastos de las instituciones cuya retribución sea imputable en la tarifa, la demanda prevista en bar de las centrales eléctricas y la cobertura del gestor de red.

Para poder calcular los ingresos de la red, se les solicita información a las empresas sobre las variables de sus previsiones de facturación (cantidad de clientes, consumo y capacidad) y sobre la participación de los clientes en el mercado libre, desglosada por grupos de tarificación, tanto para el final del año en curso como para el año siguiente, en el que se aplicarán las nuevas tarifas. Estos datos se comparan con la información de la que dispone la CNE. De igual modo, se les solicita información sobre las previsiones de generación según el régimen especial (energías renovables y cogeneración), que se compara con la información que la Comisión recopila de otras fuentes.

Tarifas de uso de la red

El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, establece que en el momento de la contratación, los distribuidores deben informar y aconsejar a los consumidores del mercado regulado sobre la capacidad y las tarifas que mejor se ajusten a sus necesidades.

Consumidores típicos (1)	Consumo anual (KWh)	Potencia (kW)	Tarifas de acceso (cent€/kWh) (4)
Banda DC (2)	3 500 (3)	4 - 9	4,58
Banda IB	50 000	50	4,87
Banda IE	24 000 000	4 000	0,65

(1) Tipos de consumidores según la nueva metodología aplicada por Eurostat a partir del 1 de enero de 2008. Banda DC: 2 500 kWh < Consumo < 5 000 kWh, Banda IB: 20 MWh < Consumo < 500 MWh y Banda IE: 20 000 MWh < Consumo < 70 000 MWh.

(2) Este no es un consumidor doméstico representativo en España. Se aplica la tarifa 2.ON/2.ONA.

(3) Según la definición de Eurostat de consumo nocturno de 1300 kWh.

(4) Sin incluir impuestos.

Tabla 1. Tarifas de acceso para los consumidores típicos (céntimos de euro/kWh), año 2008.

Los precios que aparecen en la tabla anterior, publicados en la Orden Ministerial ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, corresponden al año 2008. Las tarifas de acceso a la

red (tarifas de red) comprenden los costes de transporte, distribución y gestión comercial, además de otros gravámenes incluidos en las tarifas de acceso con arreglo a la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico y al Real Decreto 1164/2001.

En concreto, se incluyen los siguientes costes: el operador del mercado, la CNE, el gestor de la red, la compensación extrapeninsular, el coste de la moratoria nuclear, la segunda parte del ciclo del combustible nuclear, la compensación a los distribuidores contemplada en la disposición transitoria decimoprimeras sobre la interrumpibilidad y la adquisición de electricidad de centrales de generación que funcionen bajo el régimen especial, las primas equivalentes del régimen especial, el desequilibrio de los ingresos anteriores a 2003, la revisión de los costes de generación extrapeninsular entre 2001 y 2005 y el desequilibrio de los ingresos de los años 2005, 2006 y 2007.

Por otro lado, las pérdidas de transporte y distribución de las tarifas de acceso, que se incluyen en el coste de generación del consumidor, no se tienen en cuenta.

La Comisión Nacional de Energía evalúa la retribución del transporte y la distribución (y, en consecuencia, su repercusión en las tarifas de acceso únicas a escala nacional). No obstante, el Ministerio es el responsable de la aprobación final y la publicación de las tarifas. La CNE también recibe información y supervisa los parámetros de calidad del servicio establecidos jurídicamente, aunque la autoridad sancionadora es el gobierno estatal o regional.

Transporte

Las instalaciones que entraron en funcionamiento antes de 1998 reciben una retribución conjunta a través de un fondo que se actualiza anualmente según una fórmula basada en el límite de ingresos (RPI-X). Las instalaciones que iniciaron su actividad entre 1998 y 2007 reciben retribuciones individuales. Estas retribuciones se pueden dividir en tres categorías:

- i) Retribución a la inversión.
- ii) Retribución financiera.
- iii) Costes de explotación y mantenimiento.

El Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, establece la nueva retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

La retribución anual de la actividad de transporte que se reconocerá a la empresa (R_{in}), del elemento de inmovilizado "i" en el año "n" se calculará según la siguiente fórmula.

$$R_{in} = CI_{in} + COM_{in}$$

Donde:

CI_{in} = Costes de inversión del elemento de inmovilizado "i" en el año "n"

COM_{in} = Costes de explotación y mantenimiento de la instalación "i" en el año "n"

$$CI_{in} = A_{in} + RF_{in}$$

$$A_{in} = \left(\frac{VI_i}{VU_i} \right) \cdot (1 + TA)^{m-1}$$

VI_i = Valor reconocido de la inversión del elemento de inmovilizado "i" en la correspondiente resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas

VU_i = Vida útil regulatoria del elemento de inmovilizado "i"

TA = Tasa de actualización con valor constante de 2,5% durante todos los años

m = Número de años transcurridos a partir del año de puesta en servicio

$$RF_{in} = VNI_{in} \cdot TR_i$$

$$VNI_{in} = \left(VI_i - (m-1) \cdot \left(\frac{VI_i}{VU_i} \right) \right) \cdot (1 + TA)^{m-1}$$

TR_i = Tasa financiera de retribución a aplicar al elemento de inmovilizado "i". Se corresponderá con el rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado en 375 puntos básicos en el momento del reconocimiento de la inversión.

Los costes unitarios empleados para calcular VI_i , los determinará el Ministro de Industria, Turismo y Comercio. Dichos valores unitarios se actualizarán según el siguiente índice:

$$IA = 0,4 \cdot (IPRI - X) + 0,6 \cdot (IPC - Y)$$

Los costes unitarios empleados para calcular COM_{in} los determinará el Ministro de Industria, Turismo y Comercio. Dichos valores se actualizarán según el siguiente índice:

$$IA = 0,15 \cdot (IPRI - X) + 0,85 \cdot (IPC - Y)$$

Donde:

$IPRI$ = variación anual del índice de precios industriales de bienes de equipo

IPC = variación anual del índice de precios de consumo (IPC)

X = 50 puntos básicos

Y = 100 puntos básicos

Además de la retribución ya mencionada, las compañías de transporte reciben una bonificación (o una penalización) en función de la disponibilidad global de las instalaciones, y una retribución para reducir el impacto ambiental de la construcción de nuevas instalaciones de transporte. El conocido como «incentivo a la disponibilidad» se evalúa y calcula de forma independiente para cada empresa, y la cuantía de la bonificación o penalización se limita al $\pm 2\%$ de los ingresos anuales de la empresa.

El periodo regulatorio es de cuatro años, pero está sujeto a actualizaciones anuales. Los ingresos procedentes de la gestión de la congestión se destinan principalmente a la reducción de las tarifas, una vez que se han satisfecho los costes de los intercambios compensatorios (redistribución coordinada de los GRT) generados para dar fiabilidad a las transacciones nominadas (se debe dar prioridad a este último uso). Los indicadores de medida de la calidad global de la red de transporte y sus valores límite de referencia según se estipula en el Real Decreto 1955/2000, son la energía no suministrada (ENS), el tiempo de interrupción medio (TIM, definido como la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema) y el índice de disponibilidad (ID). Los últimos datos disponibles (de 2007) son: ENS = 757 MWh; TIM = 1,52 minutos, e ID = 98,09%.

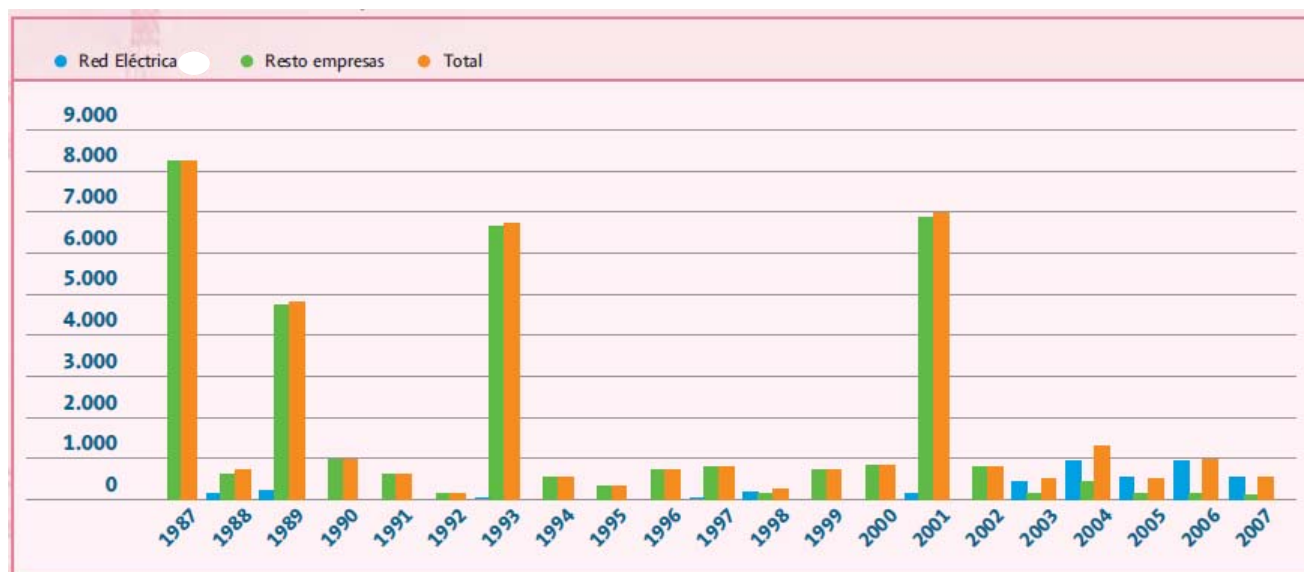


Figura 2. Energía no suministrada (MWh), años 1987-2007.

Distribución

La retribución de la actividad de distribución ya no se establece de forma global; la propuesta de la CNE de desarrollar una metodología para que la retribución de las empresas distribuidoras se realice de forma individual se ha visto reflejada en el Real Decreto 222/2008 (publicado en febrero de 2008). Esta metodología está basada en el análisis de la información sobre regulación que las empresas distribuidoras deben facilitar y en la creación de un modelo de red de referencia. A esos efectos, la CNE ha desarrollado un sistema completo de seguimiento de la actividad real de distribución de electricidad, gracias al cual se reducirá la asimetría de la información entre las autoridades reguladoras y los GRD (informes sobre regulación, modelo de red de referencia, etc.) y se elaborará una propuesta sobre el procedimiento retributivo de la actividad en el que se puedan tener en cuenta las características y limitaciones de cada empresa. El periodo regulatorio es de cuatro años (sujeto a actualizaciones anuales).



Figura 3. Tiempo de interrupción medio (minutos), años 1987-2007.

AUTONOMOUS REGION/ CITY	2003	2004	2005	2006	2007	2008		
	Total	Total	Total	Total	Total	scheduled	non-scheduled	Total
ANDALUCÍA	4,09	4,60	3,25	2,39	2,39	0,08	2,92	3,00
ARAGÓN	3,00	2,01	1,51	1,32	1,46	0,22	1,45	1,67
ASTURIAS	1,39	1,45	1,27	1,86	1,23	0,04	1,62	1,66
BALEARES	7,49	3,25	2,20	1,83	2,00	0,05	2,68	2,73
CANARIAS	4,38	2,57	9,25	1,38	1,12	0,06	1,66	1,71
CANTÁBRIA	1,67	2,16	1,56	1,60	1,35	0,02	1,15	1,16
CASTILLA-LEÓN	2,04	1,63	1,56	2,12	2,14	0,04	1,56	1,61
CASTILLA-LA MANCHA	2,61	2,24	1,99	2,61	2,38	0,06	2,30	2,36
CATALUÑA	3,01	1,84	1,57	1,79	1,67	0,07	1,30	1,37
EXTREMADURA	3,96	3,36	2,54	2,62	2,15	0,17	2,20	2,37
GALICIA	2,46	2,28	1,63	2,62	1,48	0,03	2,38	2,41
LA RIOJA	1,60	1,88	1,39	1,92	1,35	0,20	1,31	1,51
MADRID	1,20	1,21	1,07	1,26	0,91	0,00	1,26	1,26
MURCIA	2,92	2,28	2,21	3,56	3,56	0,13	3,10	3,23
NAVARRA	2,17	2,55	1,39	1,40	1,54	0,11	1,24	1,35
PAIS VASCO	1,59	1,36	1,54	1,89	1,56	0,13	1,15	1,28
C.VALENCIANA	2,76	2,54	2,15	2,40	2,94	0,10	2,72	2,82
CEUTA	0,47	5,04	3,34	9,14	5,95	0,19	7,54	7,73
MELILLA	10,66	29,30	7,33	4,20	5,35	0,46	8,14	8,60
Nationwide	2,86	2,42	2,18	2,04	1,93	0,08	1,99	2,07

Tabla 2. TIEPI (Tiempo de interrupciones en términos de la potencia interrumpida equivalente) en minutos, años 2003-2008, por regiones.

El nuevo régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica incluye incentivos orientados a la calidad del servicio y la reducción de pérdidas. La calidad se evalúa principalmente a través de dos índices, TIEPI y NIEPI, que miden,

respectivamente, el tiempo y la cantidad de interrupciones del suministro (en términos de la potencia interrumpida equivalente). Ambas se calculan en hasta cuatro categorías geográficas: zonas urbanas, semiurbanas, rurales concentradas y rurales dispersas; para cada zona, se establece un objetivo de calidad específico que sirve como referencia. El incentivo a la mejora de la calidad puede arrojar como resultado una bonificación o una penalización de hasta un $\pm 3\%$ de los ingresos anuales de la empresa. Anualmente, las pérdidas reales registradas se comparan con el objetivo de pérdidas que se establece previamente para cada empresa; el 80% de esta diferencia (positiva o negativa) se considera el precio de energía de pérdidas y se suma a la retribución, y podrá oscilar entre el $\pm 1\%$ de la retribución del año.

Equilibrado

En 2008, la estructura de los mercados de equilibrado no ha cambiado, y continúa siendo una actividad libre formada por la reserva secundaria (de energía y electricidad), la reserva terciaria (de energía), la gestión de las limitaciones y de las desviaciones de generación y demanda. En 2008, la repercusión económica media de estos «servicios de red» fue de hasta 2,6 Eur/MWh (como ejemplo comparativo: la media ponderada mensual de los precios con un día de antelación osciló entre 57 y 74 Eur/MWh)

En lo que respecta a la concentración del mercado, las siguientes tablas muestran la evolución de las cuotas de mercado por empresas para el periodo 2005-2007 de la reserva secundaria (banda de potencia) y de la reserva terciaria y la gestión de las desviaciones (tanto las subidas como las bajadas):

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

*Tabla 3. Cuotas de mercado de la reserva secundaria (banda de potencia), años 2005-2007
(fuente: CNE, OMEL).*

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

Tabla 4. Cuotas de mercado de la reserva terciaria y de gestión de las desviaciones, años 2005-2007 (fuente: CNE, OMEL).

Se ha fijado una agenda de trabajo para la integración de los mercados de equilibrado en el MIBEL, dividida en tres etapas:

1. Intercambio de energía de apoyo a la red (finalizado)
2. Intercambio de energía de equilibrado entre los GRT, que sólo se empleará cuando el operador que la reciba ya haya agotado todas las pujas para regular al alza o a la baja su propia red (avanzado; pendiente de aplicación definitiva)
3. Las pujas para la regulación al alza y a la baja las ofrece un GRT a otro GRT y pasan a formar parte del orden de méritos de la red receptora

3.1.3 Separación efectiva

Como ya se reflejó en el informe de 2008 de la CNE, la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico fue modificada por la Ley 17/2007, aprobada en julio de 2007. La Ley del Sector Eléctrico modificada introduce nuevos requisitos de separación.

Además, la legislación española estipula que los gestores deben presentar un informe anual al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía, en el que indiquen las medidas que hayan adoptado para satisfacer las medidas legales que se establecen con objeto de garantizar la separación funcional de la actividad regulada y libre.

De conformidad con las disposiciones jurídicas citadas, a lo largo de 2009, los gestores de las redes de energía le han presentado a la Comisión Nacional de Energía los códigos de conducta para la separación de actividades que han redactado, así como un informe en el que detallan las medidas que han adoptado en 2008.

Entre las medidas que han adoptado y explican en dicho informe, cabe destacar las siguientes:

- aplicación de medidas con el objetivo de reorganizar sus participaciones;
- modificación y aumento de las funciones de algunos trabajadores, que no son los responsables de la gestión de las actividades reguladas, según su puesto en la empresa;
- se hace referencia a medidas que aún están poniéndose en marcha o que están previstas para los próximos años;
- revisión de la retribución y los contratos de los responsables de la gestión de las actividades reguladas;
- se establece la obligación de que los responsables de la gestión de las empresas reguladas firmen una declaración formal en la que declaren que no poseen acciones u otro tipo de participaciones de sociedades que desarrollen actividades libres;
- con respecto a la información delicada a efectos comerciales:
 - o revisión de los procedimientos para acceder a dicha información,
 - o inclusión de cláusulas de confidencialidad en los contratos con terceros,
 - o designación de personas responsables de la custodia de dicha información
 - o introducción de medidas disciplinarias que se adoptarán en caso de que se incumpla el código de separación de actividades

GRT

La Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, establece en su disposición adicional tercera que «Red Eléctrica de España S.A.» debe constituir una sociedad filial en la que ostente el 100% del capital, y a la que aportará todos los activos materiales y personales que se encuentren dedicados a las funciones de operador del sistema, de gestor de la red de transporte y de transportista. Esta sociedad

filial tendrá todos los activos necesarios para encargarse de las actividades reguladas y asumirá todos los contratos relacionados con ellas. Red Eléctrica de España no podrá transmitir a terceros las acciones de esta nueva filial.

La Junta Directiva de la CNE aprobó esta operación el 12 de junio de 2008, a tenor de la solicitud previa de Red Eléctrica de España, para dar cumplimiento al artículo 62 de la Ley 17/2007 que modifica el artículo 60 de la ley 54/1997, en virtud del cual la CNE es responsable de autorizar la adquisición de empresas que realizan actividades reguladas. Así pues, en julio de 2008, RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA TSO, S.L. se convirtió en RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U (REE).

De igual modo, RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A. cambió su razón social a RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN, S.A. (REC). Desde julio de 2008, REC desarrolla sus actividades en una estructura de holding del GRUPO RED ELÉCTRICA, y posee la totalidad del capital social de REE.

Esta filial desarrolla las actividades reguladas, y según estipula la ley, se debe establecer una separación funcional entre el operador del sistema (OS), el gestor de la red de transporte (GRT) y el responsable de otras actividades (transporte). Para cumplir esta obligación, se ha creado una unidad especial encargada de las actividades reguladas de OS y GRT. También existe la obligación general de separación funcional y de la contabilidad entre las actividades de OS y de gestión de la red de transporte.

Según la disposición adicional tercera, el director ejecutivo (Presidente) de la unidad orgánica responsable de las funciones de operador del sistema y gestor de la red de transporte será nombrado por el Consejo de Administración de Red Eléctrica de España, con el visto bueno del Ministro de Industria, Turismo y Comercio. Esta unidad satisface todos los requisitos de separación funcional: sus empleados deben suscribir el código interno de conducta señalado en el artículo 14, y deben actuar de forma independiente con respecto al resto de las actividades no reguladas que las demás empresas del grupo llevan a cabo.

En 2007, la citada ley declara que debe existir un transportista único, REE, y esta empresa debe poseer la red en exclusiva. Por consiguiente, desde 2008 hay un requisito legal que obliga a vender los activos restantes a REE en el plazo de tres años. El precio de la adquisición se basará en los precios de mercado y, en caso de que no haya acuerdo, la CNE nombrará a un mediador.

Como ya se ha señalado, REE, que es el operador de la red, es la única empresa encargada de las actividades de transporte, y no intervendrá en actividades de producción o comercialización. A fecha de 31 de diciembre de 2008, ENDESA aún conservaba su participación del 1% en el capital social de REE. Asimismo, en mayo de 2009, UNIÓN FENOSA ha finalizado la venta de su participación del 1% del capital social de REE. En la siguiente tabla se muestran los accionistas más importantes de REC en la fecha de presentación de este informe, según la información pública que facilita la CNMV:

RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN, S.A. Accionistas de mayor relevancia	% de participación
Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI)	20,00
HSBC BANK PLC	4,87
Fidelity International Limited	1,00

Tabla 5. Principales accionistas de RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN S.A.

3.2 Cuestiones relativas a la competencia [apartado 8, artículo 23 y apartado 1, letra h), artículo 23]

3.2.1 Descripción del mercado al por mayor

Estructura del mercado de la producción de energía: capacidad

En el siguiente gráfico y en la tabla que aparece a continuación se muestra la cuota de capacidad de generación instalada por cada tecnología. En 2008, el total alcanzó los 89.944 MW.

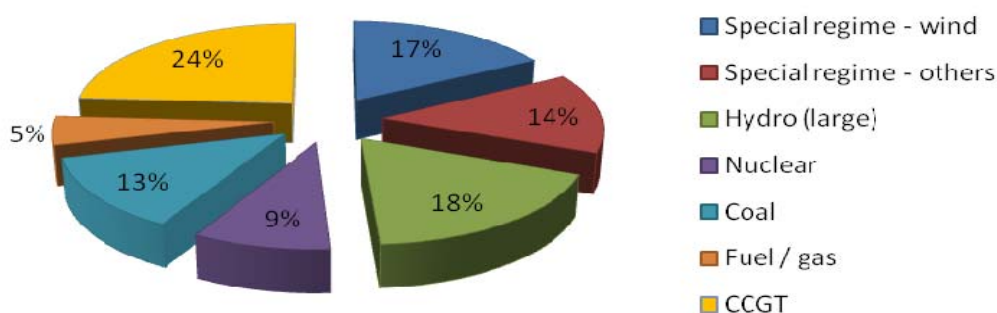


Figura 4. Capacidad de generación instalada en la red española a finales de 2008 (fuente: REE).

Capacidad tecnología/generación (MW)	2007	2008
CCGT (ciclo combinado)	20.957	21.667
Combustible+gas (convencional)	4.810	4.418
Carbón	11.357	11.359
Nuclear	7.716	7.716
Hidráulica	16.658	16.658
Eólica	13.909	15.576
Otras régimen especial	10.291	12.552
TOTAL	85.698	89.944

Tabla 6. Estructura de la capacidad de generación instalada en la red de electricidad española (fuente: REE).

El 31 de diciembre de 2008, la distribución de la capacidad de generación de las distintas empresas en el «régimen ordinario» (generación convencional) de la red eléctrica de la España peninsular fue la siguiente:

	Capacidad de generación disponible	HHI
IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.	29,4%	1805
ENDESA GENERACIÓN, S.A.	23,3%	
UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, S.A.	13,9%	
GAS NATURAL SDG, S.A.	6,3%	
HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A.	5,4%	
E.ON	3,8%	
OTRAS	15,9%	

Tabla 7. Cuotas de mercado de las empresas con capacidad de generación disponible, año 2008 (fuente: CNE).

Como se muestra en la tabla anterior, hay cinco empresas con más de un 5% de la potencia instalada en la red eléctrica española: Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Gas Natural e HidroCantábrico.

Estructura del mercado de la producción de energía: electricidad

En 2008, la demanda total de producción de electricidad aumentó un 1% y alcanzó los 279.868 GWh, que se repartieron como sigue:

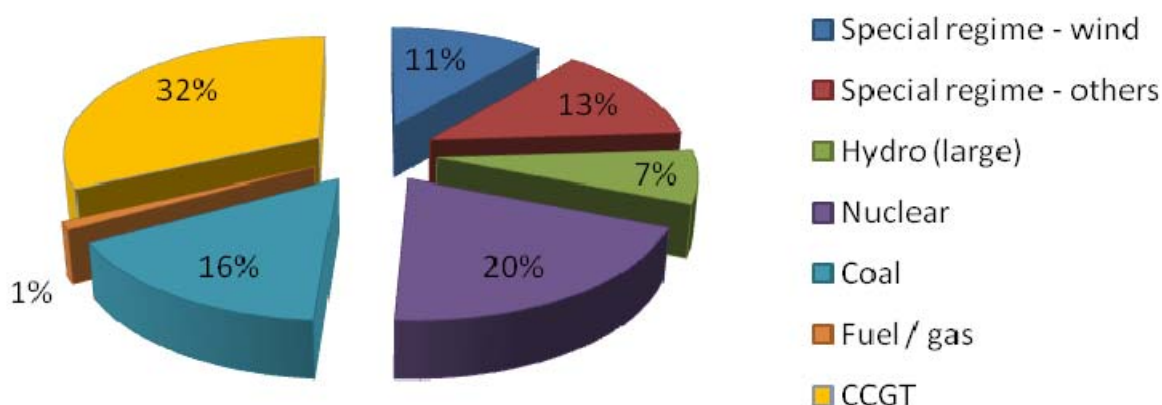


Figura 5. Producción de electricidad en la red española, por tecnología, en 2008 (fuente: REE).

A lo largo del año 2008, el 15 de diciembre fue el día en el que se registró el máximo histórico de demanda horaria en la península, con 42.961 MW. El valor máximo de energía diaria se produjo al día siguiente y fue de 861 GWh.

Como resultado de las operaciones de fusión y adquisición que tuvieron lugar en la década de 1990, el mercado de producción de energía en España comenzó a funcionar con cuatro grandes grupos de eléctricas: Endesa, Iberdrola, UNIÓN FENOSA e Hidrocantábrico. En 2007, ENEL y Acciona absorbieron Endesa, al superar la oferta de E.ON; E.ON, por su parte, adquirió ENEL Viesgo, una filial de ENEL. Además, como se explica en el apartado 4.2.3, GAS NATURAL ha adquirido UNIÓN FENOSA en el año 2009.

Balance del sistema español de energía eléctrica	Energía 2007 (TWh)	Energía 2008 (TWh)
Hidroeléctrica	26.381	21.175
Nuclear	55.046	58.756
Carbón	74.946	49.726
Combustible+Gas (convencional)	10.771	10.858
Gas (ciclo combinado)	72.461	96.005
Régimen especial	56.422	67.343
Intercambios internacionales	-5.803	-11.221
Consumo en generación	-9.460	-9.280
Consumo en bombeo	-4.421	-3.494
Demanda total	276.344	279.868

Tabla 8. Balance de la red de electricidad española (TWh), año 2008 (fuente: REE).

En 2008, los grupos de mayor magnitud que competían en el mercado eran estos seis: Endesa, Iberdrola, UNIÓN FENOSA, (Repsol-YPF)/GAS NATURAL, Hidrocantábrico y Viesgo, cuyas cuotas de mercado en el sector eléctrico eran las siguientes:

	Cuota de energía	HHI
ENDESA GENERACIÓN, S.A.	27,6%	1789
IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.	23,7%	
UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, S.A.	12,6%	
GAS NATURAL SDG, S.A.	7,0%	
HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A.	4,9%	
E.ON (VIESGO GENERACIÓN, S.L.)	2,7%	
OTRAS (INCLUIDAS IMPORTACIONES)	21,4%	

Tabla 9. Cuotas de mercado de generación de electricidad, año 2008 (fuente: CNE).

Hay cinco compañías que superan el 5% de la cuota de mercado.

Sistemas de negociación: bolsas de energía y OTC

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, de 27 noviembre, establece que el mercado de la producción de energía eléctrica deben gestionarlo dos operadores: el operador del mercado (Operador del Mercado Español de Electricidad, S.A. – OMEL), que es el responsable de la gestión económica del mercado, y el operador del sistema (Red Eléctrica de España – REE), que es el responsable de la gestión técnica. En el Real Decreto 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública, se introducen una serie de reformas en el ámbito de la energía mediante la modificación de algunas de las funciones que, hasta el momento, habían desempeñado cada uno de los operadores y se atribuye la gestión económica de los mercados de equilibrado al gestor de la red.

El mercado de la producción en España está formado por una parte organizada y otra no organizada. El mercado organizado se estructura en torno a una serie de sesiones que se celebran el día anterior y el propio día de suministro de energía eléctrica, en las que se establece el precio final de los distintos componentes de la producción y la programación de los grupos de generación. La parte no organizada consiste en la firma de contratos físicos bilaterales, cuyos términos y condiciones acuerdan las partes y la Comisión desconoce. No obstante, sí se debe notificar su ejecución al operador del mercado, por lo que se conocen las cantidades negociadas. En 2008, los contratos bilaterales correspondieron a un volumen de energía de 73.973 GWh, lo que representa un 26,5% del volumen total del mercado.

En los mercados diarios e intradiarios organizados se ha negociado un volumen de energía de 253.580 GWh (que equivale a un volumen de negociación de 16.543 millones de euros, del 14,7% y 84,3%, respectivamente en el año anterior). El precio medio final del mercado fue de 6903 céntimos de euro por kWh (alrededor del 48,5% por encima de la media del año anterior). En la región, el precio medio del mercado diario ha representado el 92,5% del precio final, los pagos de capacidad, un 3,8%, y el 3,6% restante está formado por la resolución de restricciones técnicas, la regulación secundaria y otros procesos de funcionamiento técnico.

Precio representativo del mercado al contado

Desde el inicio del proceso de liberalización, en enero de 1998, y hasta 2005, casi todas las transacciones de electricidad al por mayor se realizaron en el mercado diario. Desde entonces, los contratos a plazo han aumentado a un ritmo constante, en parte debido al Real Decreto 3/2006, las subastas CESUR y la obligación impuesta a las empresas de distribución de adquirir parte de la electricidad a través de estos mecanismos. Además, desde junio de 2007, ENDESA e IBERDROLA están obligadas por ley a ceder parte de su capacidad mediante los mecanismos de subasta (ventas virtuales de energía o subastas virtuales de capacidad, VPP).

En la siguiente figura se puede observar la evolución mensual del suministro de energía al por mayor, desglosado en transacciones diarias, contratos físicos bilaterales y las subastas CESUR y las subastas virtuales de capacidad.

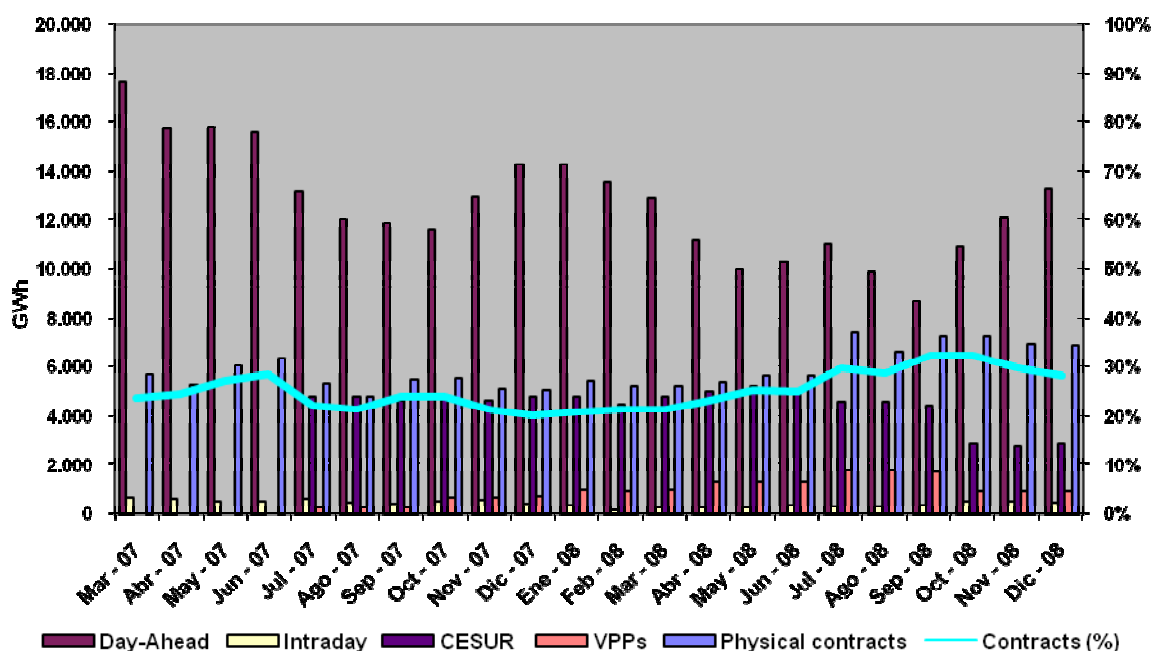


Figura 6. Evolución mensual del suministro de energía al por mayor (fuente: CNE).

En lo que respecta a la integración con los Estados miembros vecinos, el mercado mayorista único de la Península Ibérica agrupa a España y Portugal. La integración de los mercados de equilibrado en el MIBEL comenzó en 2008, como ya se ha mencionado. El MIBEL es una iniciativa gubernamental.

La contribución de las iniciativas regionales a la integración consiste en la mejora de las normas de subasta en la interconexión hispanofrancesa (nueva versión de las Reglas IFE) y en los avances en pos del acoplamiento de mercados entre el MIBEL y Europa centro-occidental que están llevando a cabo las bolsas de energía (OMEL y EPEXSPOT). También se está analizando cómo mejorar la asignación intradiaria de capacidad en la interconexión IFE e integrar los mercados de equilibrado en toda la región sudoccidental.

Cuando en la interconexión entre Portugal y España se produce congestión, el MIBEL se divide en dos zonas de precios. Durante el 24,5% de las horas de 2008, los precios del mercado español han sido los mismos que los del mercado portugués. La convergencia de los precios ha aumentado en el primer trimestre de 2009.

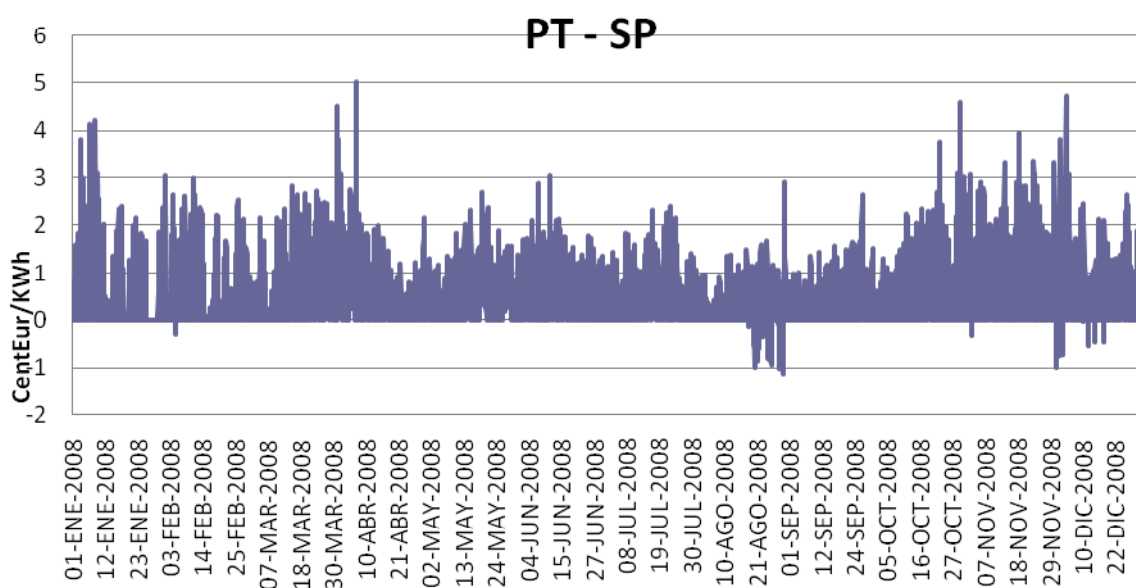


Figura 7. Diferencias de los precios diarios de Portugal y España en 2008, céntimos de euro/KWh (fuente: OMEL).

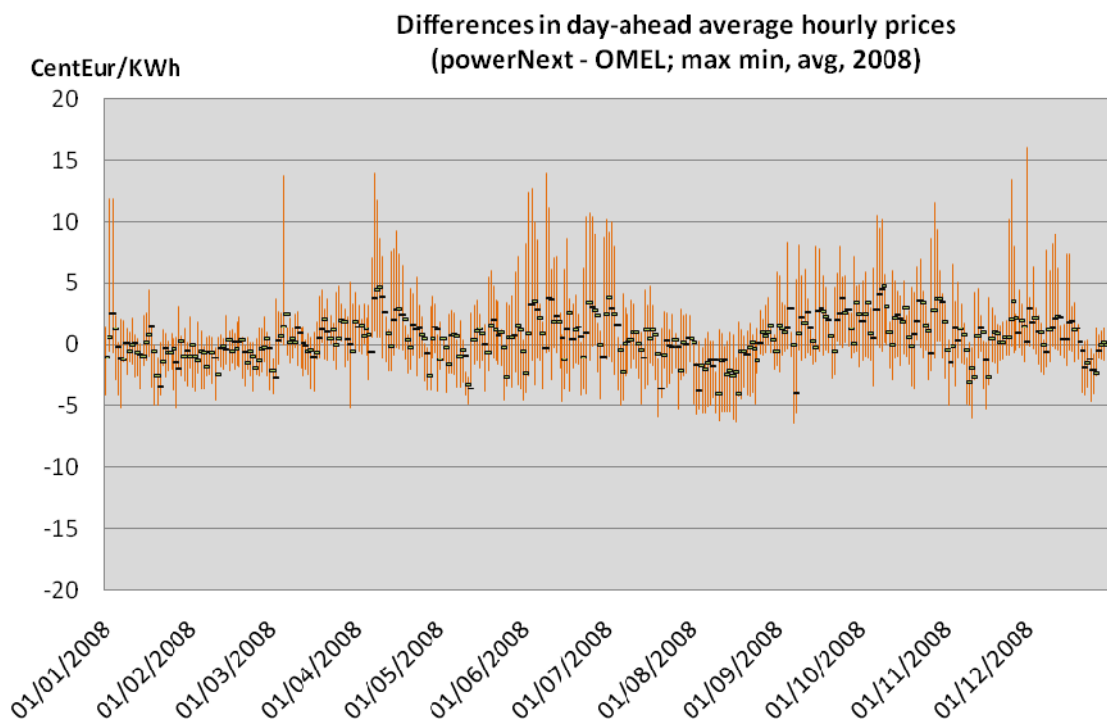


Figura 8. OMEL frente a powerNext en 2008 (fuente: powerNext y OMEL).

En la figura 8 se indican las diferencias entre el mercado francés powerNext y el operador del mercado ibérico OMEL (precio de la zona española).

Comercio de electricidad a plazo

En el seno del Consejo Regulador del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), durante 2008 y en los primeros seis meses de 2009, la Comisión Nacional de Energía ha seguido supervisando el mercado de futuros gestionado por OMIP, en colaboración con los demás miembros del Consejo Regulador.

En términos específicos, en virtud del artículo 5 de la Orden Ministerial ITC/1865/2007 del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de 22 de junio, que regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2007 y en el primer semestre de 2008, y la Orden Ministerial ITC/3789/2008, de 26 de diciembre, que regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el primer semestre de 2009, la Comisión Nacional de Energía verificó el cumplimiento de estas obligaciones de adquisición durante el año 2008 y los primeros seis meses de 2009. Esta obligación de compra era del 10% de la demanda con una tarifa regulada, tal como se

aprobó en la vigésimosegunda cumbre hispano-portuguesa celebrada en Badajoz entre el 24 y el 25 de noviembre de 2006.

De conformidad con el artículo 4 de las órdenes del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio que regulan el comercio a plazo de energía eléctrica por parte de las empresas españolas de distribución, se deben notificar los gastos en los que incurran estos agentes, derivados de la provisión de garantías y de las comisiones que se les solicitan por su participación en el mercado gestionado por OMIP.

La enmienda de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, de 27 de noviembre, a través de la Ley 17/2007, de 4 de julio, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, condujo a un nuevo modelo en el que el suministro a tarifa ya no formaba parte de la actividad de distribución, sino que su responsabilidad recaía en los suministradores de último recurso.

La Orden Ministerial ITC/1659/2009, de 22 de junio de 2009, que regula el mecanismo de traspaso al suministro de último recurso de energía eléctrica de los clientes que tengan un contrato en vigor en el mercado a tarifa, así como el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso en el sector eléctrico, estipula en su disposición transitoria segunda que los distribuidores estarán obligados a vender los contratos adquiridos, con entrega a partir del 1 de julio de 2009, en el mercado a plazo gestionado por OMIP y a través de subastas CESUR. En concreto, estarán obligados a vender los contratos mensuales con entrega en los meses de julio, agosto y septiembre de 2009 en las subastas OMIP que se celebrarán en la cuarta semana de junio de 2009 y en la tercera semana de julio de 2009. Los distribuidores cerrarán los contratos de futuro con entrega a partir del 1 de julio de 2009 mediante su participación como vendedores en las subastas para la adquisición de energía (subastas CESUR).

La energía total que se ha comercializado en el mercado de futuros del MIBEL desde su creación (el 3 de julio de 2006) hasta el 30 de junio de 2009 ha ascendido a 66 TWh; de los cuales, el 73% se negoció en subastas, y el porcentaje restante, en el mercado continuo. La figura 9 refleja los cambios que se han producido en el mercado de futuros del MIBEL (mediante subastas y en el mercado continuo).

En la compra-venta por subasta, los cambios que se han producido en el comercio mensual entre los distintos semestres consecutivos se deben a la entrada en vigor de los nuevos calendarios comerciales. En las transacciones en el mercado continuo en general, se ha producido un aumento gradual desde el último trimestre de 2007, y a partir de la segunda mitad del año 2008 en adelante, en algunos meses incluso ha superado al comercio realizado a través de las subastas. Cabe destacar especialmente el nivel de intercambio que se registró en marzo de 2009, mes en el que se negociaron contratos equivalentes a 2.639 GWh (un 65,2% del total con el que se comerció en OMIP), lo que superó los índices del mes anterior en el mercado continuo (febrero de 2009: 1.477 GWh; enero de 2009: 1.237 GWh).

En la figura 10 se pueden apreciar los cambios que se han producido en el comercio en el mercado de futuros gestionado por OMIP (en el mercado continuo y en subastas), y en el mercado financiero no organizado u OTC. El volumen de transacciones comerciales en el mercado OTC es mayor que el que se produce en el mercado de futuros gestionado por OMIP. Como resultado, en el mercado OTC en 2008 se negociaron 82,9 TWh, en comparación con los 22,4 TWh que se intercambiaron en el mercado OMIP (subastas y mercado continuo).

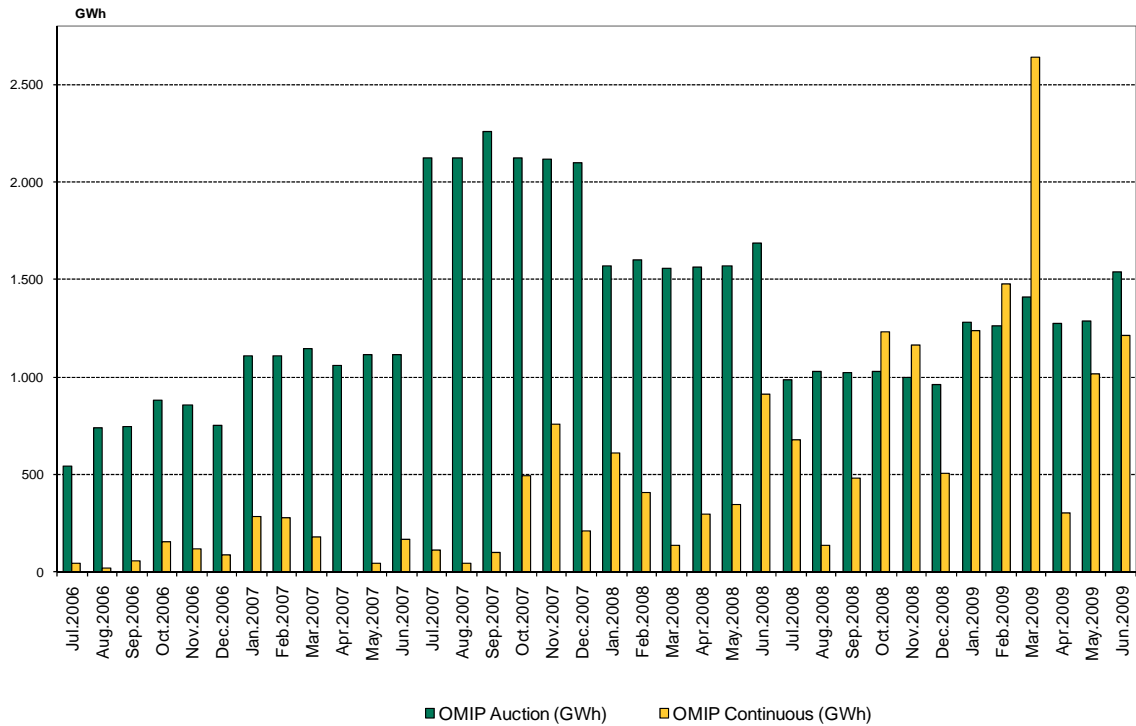


Figura 9. OMIP: Evolución del volumen de intercambio en las subastas y en el mercado continuo (GWh), julio de 2006 – junio de 2009.

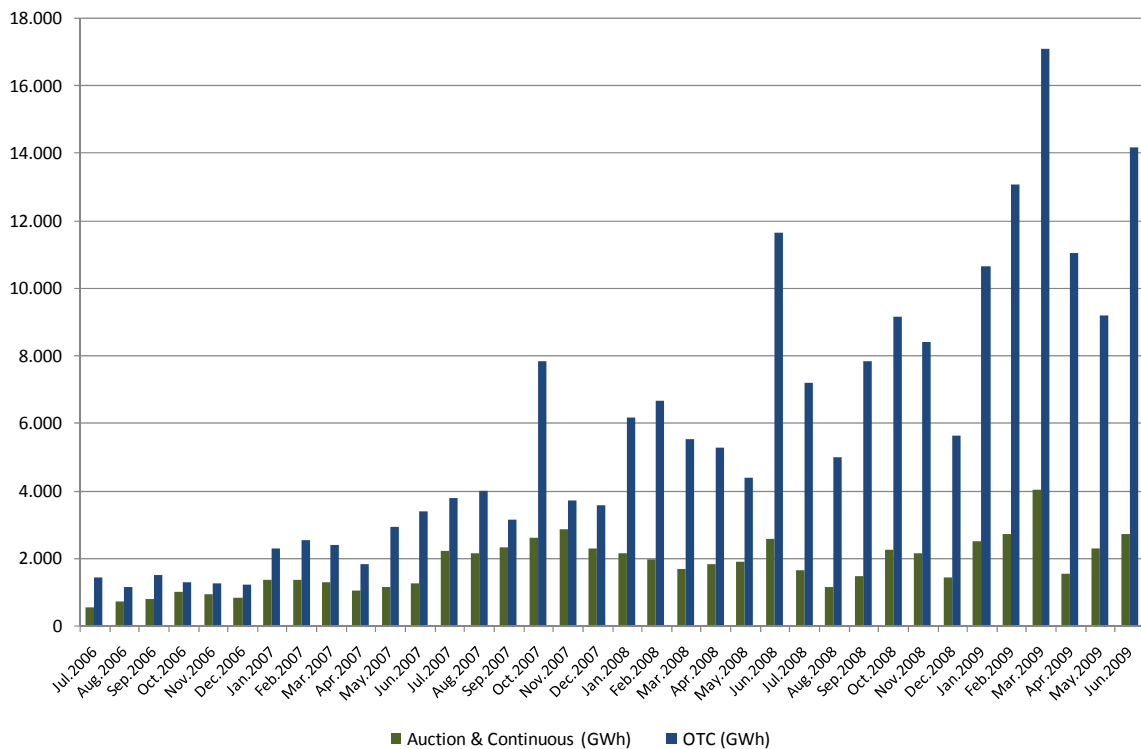


Figura 10. Mercados organizados y mercados OTC: Evolución de los volúmenes de negociación en OMIP (subastas y mercado continuo) y evolución de los volúmenes de negociación OTC (julio de 2006 – junio de 2009).

Subastas virtuales de capacidad (subastas VPP)

La disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establecía la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007, fijaba también un calendario según el cual se celebrarían cinco subastas VPP entre junio de 2007 y junio de 2008. La Resolución de la Secretaría General de Energía, de 19 de abril de 2007, las regulaba y estipulaba sus características principales.

El 20 de marzo de 2008 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 324/2008 de 29 de febrero, que establecía las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en las subastas VPP. En su disposición adicional única, este Real Decreto ampliaba el calendario de subastas VPP que se había establecido en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006, con dos fechas más en las que se celebrarían la sexta y séptima subastas, con periodos de entrega a partir del 1 de octubre de 2008 y del 1 de abril de 2009, respectivamente. La Resolución de la Secretaría General de Energía, de 13 de mayo de 2008, publicada en el BOE el 28 de mayo, regula las subastas VPP previstas en la disposición adicional única del Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero.

En el preámbulo introductorio del Real Decreto 324/2008 de 29 de febrero, que establece las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en las subastas VPP se afirma que «Por medio de las emisiones primarias de energía, como medida de fomento de la contratación a plazo, lo que se persigue en último término es reducir el poder de mercado de los operadores como condición necesaria para una competencia efectiva».

Entre las características que se estipulaban sobre las subastas establecidas en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006 y las que se establecían en la disposición adicional única del Real Decreto 324/2008 cabe apuntar algunas diferencias:

- Periodo de entrega del producto: en las primeras cinco subastas de emisiones primarias de energía, se subastaron dos tipos de productos (de carga base y punta), con plazos de entrega trimestrales, semestrales y anuales. En las subastas VPP sexta y séptima, se subastaron dos tipos de productos (de carga base y punta), pero

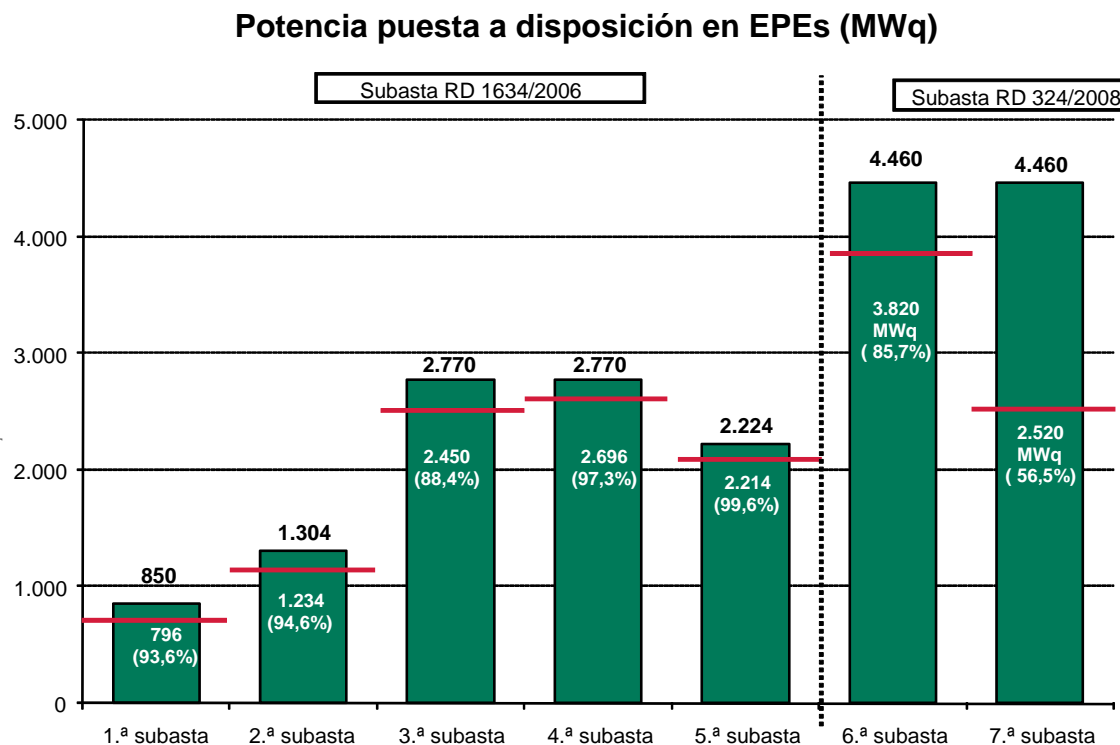
solo se establecieron plazos de entrega semestrales y anuales (la subasta de productos de carga base y punta con plazos de entrega trimestrales quedó específicamente excluida).

- Liquidación del producto: en el caso de las primeras cinco subastas, mediante entrega física y nominación antes de que abra el mercado diario, y en el de la sexta y la séptima, mediante liquidación financiera (automática), debido a las diferencias existentes entre el precio de ejercicio y el precio del mercado diario.
- Potencia nominal de los contratos: la potencia nominal subastada en los contratos pasó de los 2 MW de las cinco primeras subastas a los 10 MW de las dos últimas.
- Participantes en las subastas: en las primeras cinco subastas debían ser agentes del mercado, mientras que en la sexta y la séptima no se establecía esta condición.
- Definición del producto de carga punta: en las primeras cinco subastas, las opciones de punta se definían en función de unos periodos horarios que se podían ejercitar entre las 8 de la mañana y las 12 de la noche de todos los días que no fueran sábados, domingos o festivos nacionales invariables. En las subastas sexta y séptima, el periodo horario para ejercitar las opciones de punta se redujo al intervalo entre las 8 de la mañana y las 8 de la tarde, a excepción de los sábados, domingos y festivos nacionales invariables.
- Designación de las instituciones que gestionan la subasta: en las cinco primeras subastas, los oferentes y operadores dominantes (Endesa e Iberdrola) proponían una entidad independiente que gestionara la subasta, mientras que en las subastas sexta y séptima, era la Comisión Nacional de Energía quien designaba la institución gestora, mediante el proceso estipulado en la legislación sobre contratación del sector público, con arreglo al artículo 9 del Real Decreto 324/2008, por el que se establecen las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en las emisiones primarias de energía eléctrica.
- Propuestas de cancelación de la subasta remitidas a la Secretaría General de Energía: en las primeras cinco subastas de emisiones primarias de energía, la propuesta de cancelación de la subasta la remitía la institución gestora de la subasta, y en las subastas sexta y séptima, esta labor se le encomendó a la Comisión Nacional de Energía.

También se produjo un aumento del volumen que se subastaba entre el primer calendario de subastas (las primeras cinco) y el segundo (sexta y séptima). El volumen máximo subastado se incrementó en un 100,5% entre la quinta y la sexta subasta.

Las subastas VPP que se produjeron en cuarto y quinto lugar, y se estipulaban en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006, se celebraron el 11 de marzo y el 10 de junio de 2008 respectivamente, y la sexta subasta, prevista en la disposición adicional única del Real Decreto 324/2008, el 23 de septiembre de 2008. La séptima subasta de emisiones primarias de energía, tal como se estipulaba en la disposición adicional única del Real Decreto 324/2008, tuvo lugar el 24 de marzo de 2009.

La figura 11 muestra la potencia subastada en cada una de las siete subastas de emisiones primarias de energía, de acuerdo con la normativa aplicable, expresada en megavatios trimestrales equivalentes (MWq).



(*) En las cinco primeras subastas establecidas por el Real Decreto 1634/2006, de la segunda en adelante, la cantidad no vendida en la subasta anterior (según establece la reglamentación) se incluye en el volumen subastado, tal y como establece la reglamentación aplicable.

Figura 11. Subastas VPP: Potencia subastada (MWq).

En las cinco subastas previstas en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006, la potencia total subastada fue de 9.400 MWq, y los mayores volúmenes registrados en las celebradas en tercer y cuarto lugar, de 2.770 MWq en cada una. En las cinco primeras subastas se vendió el 99,9% (9.390 MWq) de la potencia total subastada (9.400 MWq).

El volumen de potencia disponible para subastar aumentó significativamente en las subastas sexta y séptima; se incrementó en un 100,5% con respecto a la potencia subastada en la quinta subasta de emisiones primarias de energía, y fue de 4.460 MWq. En conjunto, la potencia total disponible en estas dos subastas fue de 8.920 MWq, de la cual se vendió un 71% (6.340 MWq).

Las tablas 10 y 11 muestran los resultados de cada una de las cinco subastas previstas en el Real Decreto 1634/2006, y en ellas se indica la potencia subastada, la potencia vendida y el porcentaje de potencia subastada que se vendió, en términos generales y para cada grupo de productos (de carga base y punta), y el número de rondas que tuvo cada subasta. La tabla 11 muestra los precios establecidos en cada una de las cinco subastas (la prima de la opción), el precio de ejercicio y el precio total de la energía subastada (la prima de la opción más el precio de ejercicio), de cada producto. En las tablas 12 y 13 se facilita la misma información correspondiente a la sexta y la séptima subasta VPP, que tuvieron lugar en septiembre de 2008 y marzo de 2009.

	1 st auction			2 nd auction			3 rd auction			4 th auction			5 th auction		
	Total	Base	Peak	Total	Base	Peak	Total	Base	Peak	Total	Base	Peak	Total	Base	Peak
Rounds	7	7	2	6	6	5	4	4	4	10	10	6	14	14	7
Target volume (MWq)	850	600	250	1.304	1.104	200	2.770	2.570	200	2.770	2.570	200	2.224	2.000	224
Sold volume (MWq)	796	550	246	1.234	1.054	180	2.450	2.290	160	2.696	2.536	160	2.214	1.994	220

Tabla 10. Subastas VPP: Potencia subastada y vendida en las cinco subastas reguladas según el Real Decreto 1634/2006, por producto.

	1 st auction			2 nd auction			3 rd auction			4 th auction			5 th auction		
	One-Quarter	Two-Quarter	Four-Quarter	One-Quarter	Two-Quarter	Four-Quarter	One-Quarter	Two-Quarter	Four-Quarter	One-Quarter	Two-Quarter	Four-Quarter	One-Quarter	Two-Quarter	Four-Quarter
Base Product															
Exercise price (€/MWh)	17	17	17	22	22	22	38	38	38	36	36	36	39	39	39
Auction price (Option price) (€/MWh)	27,17	27,33	29,89	16,08	21,88	24,08	17,63	13,77	12,96	23,35	24,18	24,60	25,82	26,55	27,64

	1 st auction			2 nd auction			3 rd auction			4 th auction			5 th auction		
	One-Quarter	Two-Quarter	Four-Quarter	One-Quarter	Two-Quarter	Four-Quarter	One-Quarter	Two-Quarter	Four-Quarter	One-Quarter	Two-Quarter	Four-Quarter	One-Quarter	Two-Quarter	Four-Quarter
Peak Product															
Exercise price (€/MWh)	52	52	52	51	51	51	65	65	65	63	63	63	55	55	55
Auction price (Option price) (€/MWh)	6,77	6,21	8,50	3,03	8,13	10,75	6,40	5,15	4,88	9,96	10,66	11,92	17,60	18,72	20,16

Tabla 11. Subastas VPP: Potencia subastada y vendida, prima de la opción, precio de ejercicio y precio total de la energía subastada (prima de la opción más precio del ejercicio) en las cinco subastas reguladas según el Real Decreto 1634/2006, por producto.

	6 th auction			7 th auction		
	Total	Base	Peak	Total	Base	Peak
Rounds	11	11	7	9	9	4
Target volume (MWs)	2.230	1.700	530	2.230	1.700	530
Sold volume (MWs)	1.910	1.660	250	1.260	760	500

Tabla 12. Subastas VPP: Potencia subastada y concedida en las dos subastas reguladas según el Real Decreto 324/2008, por producto MWs: Megavatios semestrales equivalentes, que se definen como el doble de la potencia subastada en un año, sumada a la subastada en un semestre.

Base Product	6 th auction		7 th auction	
	Two-Quarter	Four-Quarter	Two-Quarter	Four-Quarter
Exercise price (€/MWh)	42	42	22	22
Auction price (Option price) (€/MWh)	30,01	25,96	13,96	16,52

Peak Product	6 th auction		7 th auction	
	Two-Quarter	Four-Quarter	Two-Quarter	Four-Quarter
Exercise price (€/MWh)	60	60	29	29
Auction price (Option price) (€/MWh)	20,76	17,32	10,62	13,55

Tabla 13. Subastas VPP: Prima de la opción, precio del ejercicio y precio total de la energía (prima de la opción más precio del ejercicio) en las dos subastas reguladas según el Real Decreto 324/2008, por producto.

Subastas de adquisición de contratos de energía para el suministro de último recurso (subastas CESUR)

La Orden Ministerial ITC/400/2007, de 26 de febrero, regula los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular. Con este tipo de comercio se introduce otro mecanismo de mercado, de forma que las empresas distribuidoras pueden adquirir electricidad para vendérsela a los consumidores del mercado regulado, y comprar en el mercado gestionado por OMEL y en el mercado a plazo organizado por OMIP.

Las subastas a las distribuidoras tienen un carácter «temporal» y según la Orden Ministerial ITC/400/2007, «resultan claves para preparar la entrada en vigor de las tarifas de último recurso». Desde el 1 de julio de 2009, el suministro a tarifa deja de formar parte de la distribución y pasa enteramente a manos de los suministradores de último recurso, de conformidad con el Real Decreto 485/2009 de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica. La participación de los suministradores de último recurso en las subastas CESUR será voluntaria, tal como estipula la disposición adicional octava de la Orden Ministerial ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2009.

Asimismo, la disposición adicional octava ii) de la Orden Ministerial ITC/3801/2008 establece que los procedimientos de subastas con entrega de energía a partir del 1 de julio de 2009 se podrán liquidar por entrega física o por diferencias. Hasta la octava subasta CESUR, que se celebró en marzo de 2009, los productos subastados se liquidaban por entrega física de la energía; sin embargo, por los productos subastados en la novena subasta CESUR, celebrada en junio de 2009, se pagó mediante instrumentos financieros.

Además, la disposición transitoria segunda de la Orden Ministerial ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, estipula que los distribuidores estarán obligados a vender los contratos de futuros en las subastas CESUR con el objeto de que abandonen su posición en el mercado de futuros con los contratos que tengan periodos de entrega a partir del 1 de julio de 2009. Más concretamente, están obligados a vender: i) los contratos trimestrales con entrega en el tercer y cuarto trimestre de 2009, en la subasta CESUR de junio de 2009; ii) los productos con entrega en el primer y segundo trimestre de 2010, en la subasta CESUR que se celebrará en el segundo semestre de 2009, y iii) los productos con entrega en el tercer y cuarto trimestre de 2010, en la subasta CESUR que tendrá lugar durante el primer semestre de 2010.

En 2008 se celebraron cuatro subastas, el día 13 de marzo (cuarta subasta CESUR), el 17 de junio (quinta subasta CESUR), el 25 de septiembre (sexta subasta CESUR) y el 16 de diciembre (séptima subasta CESUR). La octava y la novena tuvieron lugar durante el primer semestre de 2009, el 26 de marzo y el 25 de junio de 2009. La novena subasta CESUR es la primera que se tendrá en cuenta para fijar la tarifa del último recurso, aplicable a partir del 1 de julio de 2009, con arreglo a lo dispuesto en la Orden Ministerial ITC/1659/2009, de 22 de junio.

En las tres primeras subastas CESUR (celebradas entre junio y diciembre de 2007) se subastó un producto trimestral de carga base con entrega en el siguiente trimestre. Entre la cuarta y la sexta, se subastó un producto trimestral y otro semestral de carga base, cuya entrega comenzaba el primer día del mes siguiente. En las que tuvieron lugar en séptimo, octavo y noveno lugar, se subastó un producto de carga base y otro de punta, ambos de carácter trimestral y con entrega en el siguiente trimestre.

La tabla 14 resume los resultados de las nueve subastas CESUR que se han celebrado hasta la fecha. El volumen subastado en la quinta (2.700 MW con entrega en cada una de las horas del tercer trimestre de 2008, en total entre los productos trimestrales y semestrales ofertados, y 900 MW con entrega en cada una de las horas del cuarto trimestre de 2008) fue inferior al que se subastó en las anteriores. Esto se debe en parte al efecto del descenso de la demanda provocado por la supresión de las tarifas generales de alta tensión (Real Decreto 871/2007) a partir del 1 de julio de 2008. Otro de los factores que explican que el volumen subastado en la quinta subasta CESUR fuera menor reside en que en la cuarta ya se subastaron 3.500 MW con entrega en el tercer trimestre de 2008 (T3-08).

	19-jun-07	18-sep-07	18-dec-07	13-mar-08		17-jun-08		25-sep-08		16-dec-08		26-mar-09		25-jun-09			
	1 st auction	2 nd auction	3 rd auction	4 th auction		5 th auction		6 th auction		7 th auction		8 th auction		9 th auction			
				One-Quarter	Two-Quarter	One-Quarter	Two-Quarter	One-Quarter	Two-Quarter	Base load	Peak load	Base load	Peak load	Base load	Peak load	Base load	Peak load
Participants	25	26	24	26		25		25		26		24		27		26	
Winners	21	18	23	26		21		22		21		19		24		26	
Rounds	25	15	14	16		12		17		16		17		13		11	
Target volume (MW)	6.500	6.500	6.500	3.500	3.500	1.800	900	2.000	1.000	3.400	200	2.400	450	4.152	670	4.784	670
Starting price (€/MWh)	70	60	85	85	85	85	85	90	90	82	92	57	63	55	67	58	70
Auctin price (€/MWh)	46,27	38,45	64,65	63,36	63,73	65,15	65,79	72,49	72,45	58,86	66,84	36,58	38,22	42,00	47,60	45,67	51,31
Products	Q3-07	Q4-07	Q1-08	Q2-08	Q2-08+ Q3-08	Q3-08	Q3-08+ Q4-08	Q4-08	Q4-08+ Q1-09	Q1-09	Q1-09	Q2-09	Q2-09	Q3-09	Q3-09	Q4-09	Q4-09

Tabla 14. Subastas CESUR: resultados de las nueve subastas.

La figura 12 muestra la demanda horaria agregada de los cinco distribuidores españoles que participaron en las subastas CESUR, con el desglose de la energía que adquirieron.

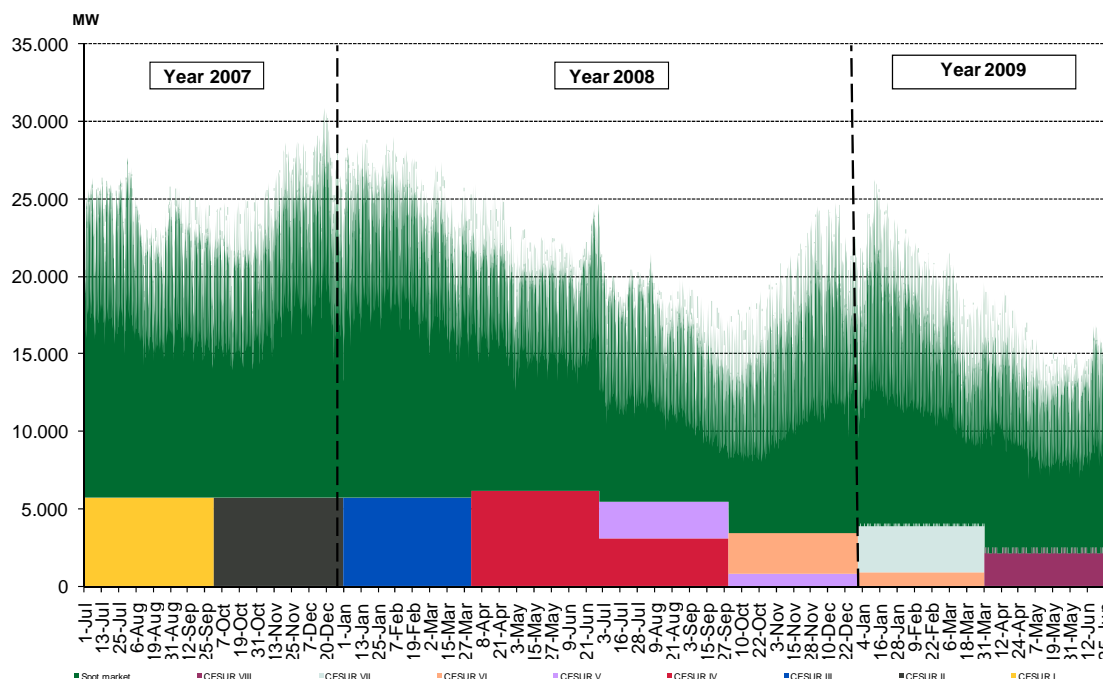


Figura 12. Subastas CESUR: Compra horaria, por distribuidores españoles (del 1 de julio de 2007 al 30 de junio de 2009).

3.2.2 Descripción del mercado minorista

Hasta 2008, todos los consumidores podían elegir entre recibir el suministro en el mercado regulado (tarifas para usuarios finales de las empresas de distribución) o en el mercado liberalizado, en condiciones de libre mercado. Desde el 1 de julio de 2008, los consumidores de alta tensión no podían seguir recibiendo el suministro mediante una tarifa regulada para el usuario final. Por último, los precios al consumo regulados para la electricidad desaparecieron el 1 de julio de 2009 para todos los consumidores. A partir de ese momento, se fijaron las tarifas de último recurso para los consumidores con una capacidad de carga contratada < 10 kW.

En lo que respecta a la supervisión de los cambios de suministrador, el Real Decreto 1011/2009, recientemente aprobado, con fecha del 19 de junio de 2009, establece el objetivo, las competencias y las funciones de la Oficina de Cambios de Suministrador (OCSUM). Esta nueva iniciativa tiene como única finalidad supervisar los procedimientos relacionados con los cambios de suministrador en los mercados de la electricidad y el gas, teniendo y facilitando el acceso gratuito a la información y los datos pertinentes y recopilando informes periódicos sobre los principales indicadores de cambio.

En lo referente a los consumidores industriales, en 2008 tuvo lugar un cambio masivo de los mercados basados en tarifas a los mercados liberalizados, debido a la extinción de las tarifas para usuarios finales. El número de clientes residenciales del mercado liberalizado ha aumentado ligeramente.

Grupo de consumidores	Número de clientes, diciembre de 2007	Número de clientes, diciembre de 2008	Diferencia 2008-2007	Diferencia 2008-2007 (%)
Industriales grandes cualificados antes de enero de 2003	19.559	41.329	21.770	111,3%
Industriales medianos cualificados antes de enero de 2003	85.761	147.260	61.499	71,7%
Residenciales cualificados antes de enero de 2003	1.663.545	1.629.364	-34.181	-2,1%
Total	1.768.865	1.817.953	49.088	2,8%

Tabla 15. Número de clientes del mercado liberalizado y diferencias entre 2007 y 2008.

Mercado	Número de clientes, diciembre de 2008	(%)
Liberalizado	1.817.953	7,11
A tarifa	23.759.685	92,89
Total	25.577.638	100,00

Tabla 16. Número de clientes con tarifa y en el mercado liberalizado a finales de 2008 (fuente: CNE).

Tomando en consideración el alcance geográfico, el mercado de referencia podría definirse como nacional. Hay empresas comercializadoras minoristas españolas activas en Portugal y en otros mercados europeos (Francia, Reino Unido...) y empresas portuguesas (EDP), británicas (Centrica), italianas (ENEL), alemanas (E.ON) y francesas (EDF) con participación en el mercado minorista español. La suma de las cuotas de mercado de las empresas suministradoras foráneas (o controladas desde el extranjero) supera el 45%.

Las empresas con las mayores cuotas del mercado liberalizado pertenecen a los principales grupos de eléctricas establecidos, como Endesa, Iberdrola, UNIÓN FENOSA y GAS NATURAL, cuyas cuotas de mercado suman hasta el 94%.

En general, el resto de las empresas de suministro han entrado en el mercado a través del crecimiento orgánico, sin asociarse con empresas de distribución, con la excepción de Hidrocantábrico, de la que la portuguesa EDP controla el 96% de su capital social, y de Viesgo, que fue adquirida por la italiana ENEL.

Empresa suministradora	Cuota de clientes
ENDESA	60,37%
IBERDROLA	20,32%
UNIÓN FENOSA	7,45%
GAS NATURAL	5,69%
HIDROCANTÁBRICO	5,64%
E.ON (Enel Viesgo)	0,38%
Otras	0,15%

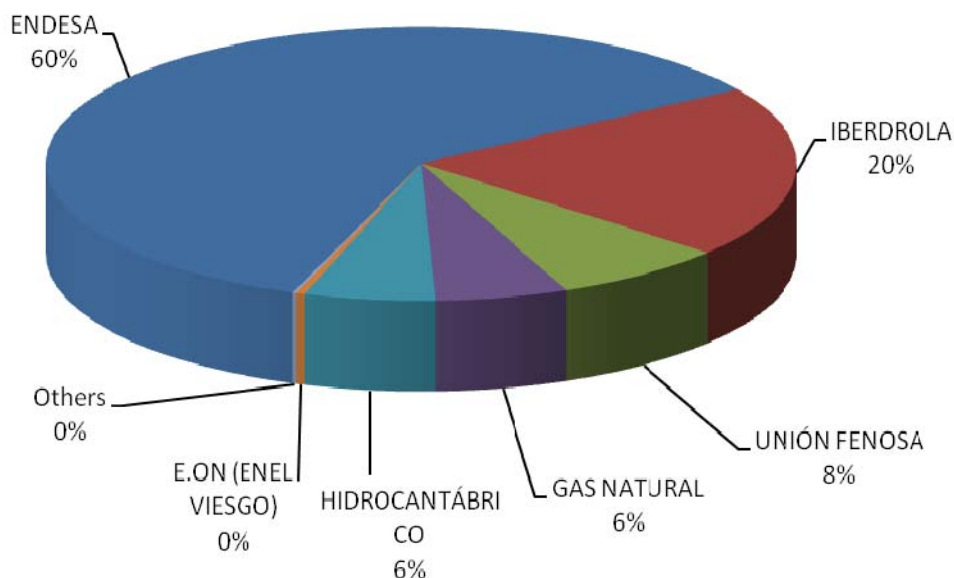


Tabla 17. Cuotas de mercado de las empresas suministradoras en el mercado liberalizado, por número de clientes (fuente: CNE).

En comparación con 2007, en 2008 la cantidad de clientes aumentó un 21% en el mercado liberalizado. La compañía que registró el mayor incremento fue IBERDROLA (186.098 clientes) y su cuota pasó del 14,14% en 2007 al 20,32% en 2008, seguida de ENDESA, con una subida de 143.230 clientes, pese a que redujo su cuota del 64,87% en 2007 al 60,27% en 2008. Además, dado que GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA están inmersos en un proceso de fusión, una vez que finalice la operación, la concentración aumentará.

Empresa suministradora	Cuota de energía
ENDESA	42,75%
UNIÓN FENOSA	15,11%
IBERDROLA	14,78%
Otras	11,38%
HIDROCANTÁBRICO	9,17%
GAS NATURAL	5,89%
E.ON	0,91%

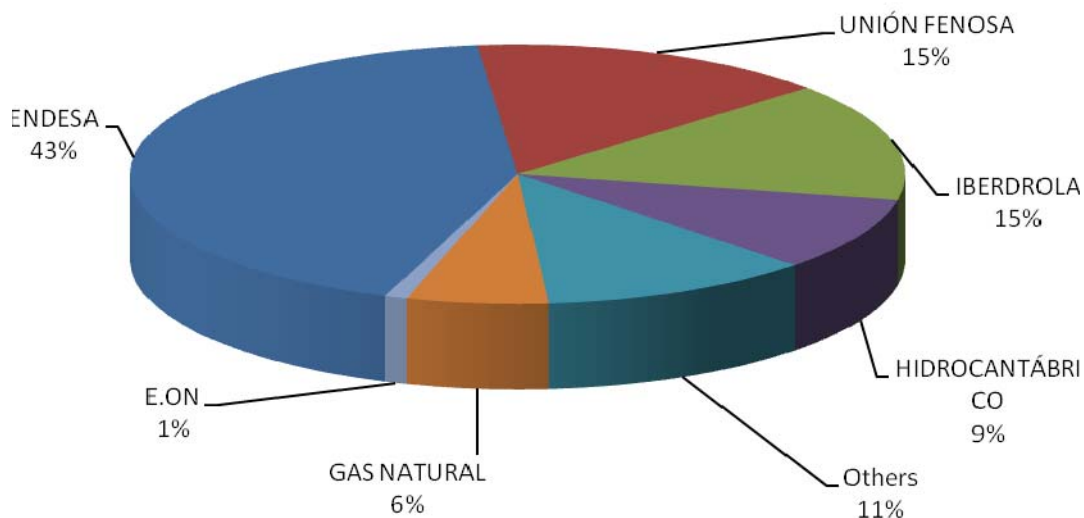


Tabla 18. Cuotas de mercado de las empresas suministradoras en el mercado liberalizado, por cantidad de energía (fuente: CNE).

La energía suministrada en el mercado liberalizado aumentó un 51,6% entre 2007 y 2008, principalmente a causa de la desaparición de las tarifas de alta tensión el 1 de julio de 2008. Otras empresas de suministro, que no pertenecen al grupo de las principales compañías, experimentaron el mayor incremento en términos absolutos de energía suministrada entre 2007 y 2008 (8.705 GWh). ENDESA amplió sus ventas en 8.247 GWh, seguida de IBERDROLA, con 8.137 GWh. La cuota de otros suministradores pasó del 4,57% en 2007 al 11,38% en 2008, mientras que ENDESA redujo su cuota del 52,80% en 2007 al 42,75% en 2008, e IBERDROLA la aumentó del 10,56% en 2007 al 14,78% en 2008.

La Ley 17/2007 estipula la creación de la Oficina de Cambios de Suministrador, y le atribuye la responsabilidad de supervisar el proceso de los cambios de suministrador de los consumidores. La Oficina deberá garantizar que todos los procesos asociados al cambio de suministrador de electricidad (y de gas) se realicen según los principios de transparencia, objetividad y no discriminación, de forma que ningún agente pueda aprovecharse de su posición. Uno de sus objetivos principales será evitar que las empresas integradas verticalmente actúen contra los clientes que opten por el servicio de suministradores independientes.

Para poder analizar la rotación de clientes en lo relativo al número de clientes que han cambiado de suministrador y de la energía suministrada, se establecen tres categorías:

- Grandes industrias: grandes consumidores con una conexión superior a 1 kV.
- Pequeñas y medianas industrias: consumidores con una conexión inferior a 1 kV.
- Hogares (clientes residenciales), conectados en baja tensión (por debajo de 1 kV).

Cambio: en número de clientes.

	Cientes en el mercado liberalizado	Cifra neta de cambios de suministrador en 2008 (diferente del grupo del distribuidor)	Tasa neta de cambio en 2008	Cifra acumulada de clientes que cambiaron de suministrador (diferente del grupo del distribuidor) desde 2003	Tasa neta acumulada de cambio de suministrador desde 2003
Grandes industrias (conexión > 1 kV)	41.329	5.040	12,2%	13.178	31,9%
Pequeñas y medianas industrias (conexión < 1 kV)	147.260	12.759	8,7%	34.178	23,2%
Hogares	1.629.364	-77.846	-4,8%	348.175	21,4%
Total (en términos absolutos)	1.817.953	95.645	5,3%	395.531	21,8%

Tabla 19. Porcentaje de clientes que han realizado cambios de suministrador.

Una cifra negativa indica que los suministradores que no pertenecen al grupo del distribuidor han perdido clientes.

Ello significa que esos consumidores han vuelto al mercado regulado o bien han cambiado al suministrador del grupo de distribución.

Cambio: en la energía suministrada.

	Energía en el mercado liberalizado	Cifra neta de energía que cambió de suministrador en 2008 (diferente del grupo del distribuidor)	Tasa neta de cambio en 2008	Cifra acumulada de energía que cambió de suministrador (diferente del grupo del distribuidor) desde 2003	Tasa neta acumulada de cambio de suministrador desde 2003
Grandes industrias (conexión > 1 kV)	78.673	14.993	19,1%	37.176	47,3%
Pequeñas y medianas industrias (conexión < 1 kV)	11.300	990	8,8%	2.978	26,4%
Hogares	6.109	-187	-3,1%	1.156	18,9%
Total (en términos absolutos)	96.082	16.170	16,8%	41.310	43,0%

Tabla 20. Porcentaje del volumen de energía que ha intervenido en los cambios de suministrador.

La tabla que aparece a continuación muestra las cuotas de energía de los principales suministradores clasificadas en función de la red de distribución, como uno de los indicadores de la rotación de clientes (y del grado de lealtad):

%CUOTA ENERGÍA COMERCIALIZADOR	DISTRIBUIDOR				
	E.ON	ENDESA	H.CANTABRICO	IBERDROLA	U. FENOSA
CENTRICA ENE	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00
CONS DIR MER	5,28	0,00	0,00	0,00	0,00
E.ON	14,23	0,65	0,00	0,75	0,22
ENDESA E.	22,49	74,75	8,38	14,24	10,05
ENR.GRAN.CON	0,00	7,79	2,82	0,00	0,00
FACTORE.	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00
GASNAT COMER	2,81	2,85	0,52	4,19	3,66
GASNAT SERVI	0,18	0,47	0,02	0,27	0,34
HCANTAB ENER	6,59	3,90	80,64	9,46	5,55
HISPAELEC E.	0,06	0,15	2,16	0,77	0,06
IBERDROLA SA	0,76	1,40	1,37	35,32	3,09
NATURGAS COM	0,00	0,01	0,00	3,94	0,00
NEXUS E.	0,01	1,13	0,00	0,00	0,00
OTROS	42,00	1,95	0,12	18,00	18,01
U.FENOSA COM	5,49	4,60	3,83	13,07	57,64
U.FENOSA GEN	0,08	0,34	0,00	0,00	1,37
TOTAL	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Tabla 21. Indicadores del grado de lealtad (y de rotación de clientes) por distribuidor en diciembre de 2008 (fuente: CNE).

Niveles de los precios al por menor

Las tarifas de acceso en España son precios regulados que engloban en un solo pago los distintos costes de acceso que se definen en el Real Decreto 1164/2001. Se desconoce el desglose de los diversos componentes del coste que se reflejan en el cuestionario (energía, redes, otros gravámenes e impuestos) en cada una de las tarifas de acceso que se incluyen en él.

A continuación, se plantea un ejercicio de estimación en el que cada una de las tarifas válidas de acceso se divide por componentes, según la estructura de porcentajes de coste que se incluye en la tarifa media de acceso.

Las hipótesis que se han barajado sobre el desglose de los conceptos del coste en la estimación solicitada en el cuestionario son las siguientes:

- Las tarifas de acceso para las que se ha calculado la división de costes son las especificadas en el Real Decreto 1634/2006, con fecha de 29 de diciembre:
 - o 2.0NA para consumidores tipo domésticos DC.
 - o 3.0A para consumidores tipo industriales IB (pequeños consumidores industriales).
 - o 6.2 para consumidores tipo industriales IE (grandes consumidores industriales).

- Los costes de transporte, distribución y gestión comercial (costes de red) se han calculado basándose en las tarifas de acceso que corresponden a cada tipo de consumidor, tras deducir el porcentaje destinado a otros gravámenes (costes del operador del mercado, OMEL; del gestor de la red de transporte, REE; de la autoridad reguladora, la CNE; la compensación por insularidad; el coste de la moratoria nuclear, la segunda parte del ciclo del combustible nuclear, la compensación a los distribuidores contemplada en la disposición transitoria decimoprimeras sobre la interrumpibilidad y la adquisición de electricidad de centrales de generación que funcionen bajo el régimen especial, el recargo del régimen especial, el desequilibrio de los ingresos anteriores a 2003, el desequilibrio de los ingresos de los años comprendidos entre 2005 y 2008 y la revisión de los costes de generación extrapeninsular entre 2001 y 2005). El porcentaje de estos gravámenes es una distribución proporcional que se calcula con arreglo a la determinación de los costes de 2008.

- La cantidad que corresponde a los «gravámenes incluidos en los costes de red» se obtiene al aplicar a cada tarifa de acceso el porcentaje del coste del operador del mercado, del gestor de la red de transporte, de la CNE, de la compensación por insularidad, de la diversificación y seguridad del suministro (el coste de la moratoria nuclear, de la segunda parte del ciclo del combustible nuclear, de la compensación a los distribuidores contemplada en la disposición transitoria undécima sobre la interrumpibilidad y la adquisición de electricidad de centrales de generación que funcionen bajo el régimen especial y del recargo del régimen especial), del

desequilibrio de los ingresos y de la revisión de los costes de generación extrapeninsular.

- El componente basado en la energía se calcula al añadir al precio medio de mercado del año 2008 el coste de los servicios complementarios, pagos y pérdidas para garantizar el suministro de energía, que se corresponden con la tarifa de acceso de cada franja horaria. A todos los consumidores tipo se les aplica el mismo coste de generación.
- El margen comercial de los suministradores de electricidad no se ha incluido en el precio final mostrado en la tabla que aparece a continuación.
- Los impuestos se calculan aplicando el impuesto sobre la electricidad (5,113%) y, a continuación, el IVA (16%) sobre el precio final.

Consumidores típicos	Costes de red	Gravámenes	Costes de la energía (2)	Impuestos	Precios finales (cent€/kWh)
Banda DC (1)	2,15	2,43	8,99	2,97	16,54
Banda IB	2,29	2,59	8,67	2,05	15,60
Banda IF	0,31	0,35	7,29	1,74	9,68

(1) Este no es un cliente doméstico representativo en el caso de España.

(2) No se incluye margen comercial.

Tabla 22. Precio del usuario final por componentes correspondiente a los consumidores típicos (céntimos de euro/kWh), 2008.

También cabe señalar que el consumidor tipo doméstico (tipo DC) no es representativo del consumo doméstico que se registra en España, debido a que el consumidor seleccionado es el que utiliza una tarifa nocturna. En la actualidad, solo el 15% de los consumidores, tanto domésticos como de otro tipo, han elegido esa tarifa. En España, el consumidor doméstico más representativo tiene la tarifa 2.0, sin distinciones con respecto al consumo nocturno (el 85% del total de consumidores domésticos).

El cálculo del precio del usuario final desglosado por componentes, aplicado al tipo DC, sin tener en cuenta la distinción del precio según el horario, es decir, de acuerdo con la tarifa 2.0A, aparece en el siguiente gráfico. Es importante señalar que el precio del usuario final que publica Eurostat para este consumidor tipo aplica la tarifa integral 2.0N.

Consumidores típicos	Costes de red	Gravámenes	Coste de la energía	Impuestos	Precios finales (cent€/kWh)
Dc (1)	2,06	2,33	9,37	2,97	16,73

(1) Con facturación a tarifa 2.0A (sin discriminación por consumo nocturno).

Tabla 23. Precio del usuario final por componentes correspondiente a la tarifa 2.0A (céntimos de euro/kWh), 2008.

Reclamaciones

La CNE se limita a ofrecer un servicio de información³ a los consumidores, puesto que la autoridad reguladora española no tiene competencias para resolver las disputas de los consumidores. La autoridad reguladora puede aconsejar a los consumidores y facilitarles información sobre los pasos que deben seguir para presentar una reclamación.

En España, las Comunidades Autónomas tienen la responsabilidad de gestionar las reclamaciones de los clientes y de encargarse de la resolución de conflictos.

3.2.3 Medidas para evitar los abusos de posición dominante

La legislación española contiene disposiciones e instrumentos para evitar el abuso de poder de mercado. La Ley 15/2007 de Defensa de la Competencia, de 3 de julio, que entró en vigor el 1 de septiembre de 2007 (aboliendo la ley anterior de defensa de la competencia, la Ley 16/1989, de 17 de julio) supuso un cambio fundamental en este ámbito.

³ La CNE también publica un estudio comparativo de las ofertas en: http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=354&&keyword=&auditoria=F.

Desde julio de 2007⁴, y sin perjuicio de las competencias atribuidas a los diferentes órganos de Defensa de la Competencia, la Comisión Nacional de Energía, además de las funciones que se le atribuyen en el apartado 3 de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y con objeto de garantizar la ausencia de discriminación, una auténtica competencia y un funcionamiento eficaz del mercado, supervisará:

- a) La gestión y asignación de capacidad de interconexión.
- b) Los mecanismos destinados a solventar la congestión de la capacidad en las redes.
- c) El tiempo utilizado por el transportista y las empresas de distribución en efectuar conexiones y reparaciones.
- d) La publicación de información adecuada por parte de los gestores de red de transporte y distribución sobre las interconexiones, la utilización de la red y la asignación de capacidades a las partes interesadas.
- e) La separación efectiva de cuentas con objeto de evitar subvenciones cruzadas entre actividades de generación, transporte, distribución y suministro.
- f) Las condiciones de acceso aplicables a las instalaciones de almacenamiento.
- g) La medida en que los gestores de redes de transporte y distribución están cumpliendo sus funciones.
- h) El nivel de transparencia y de competencia.
- i) El cumplimiento de la normativa y los procedimientos relacionados con los cambios de suministrador que se realicen, así como la actividad de la Oficina de Cambios de Suministrador.

A tal efecto, la Comisión Nacional de Energía podrá dictar circulares, que deberán ser publicadas en el Boletín Oficial del Estado, para recabar de los sujetos que actúan en el mercado de producción de energía eléctrica cuanta información requiera para efectuar la supervisión.

⁴ Ley 17/2007.

Fusiones y adquisiciones recientes en el sector de la electricidad

a) ENDESA

Respecto a las operaciones de fusión que han tenido lugar en 2008 en el sector de la electricidad, se debe hacer una mención especial a la operación con la que ENEL y ACCIONA se han hecho con el control de la empresa española ENDESA. Aunque la transacción finalizó en 2007, en 2008 han surgido algunas cuestiones que se deben señalar.

El 26 de marzo de 2007, ENEL y ACCIONA acordaron adquirir el control en común de ENDESA lanzando una OPA por el capital de ENDESA que aún no estaba en su poder.

El 2 de abril de 2007, ENEL, ACCIONA y E.ON acordaron que ENEL y ENDESA traspasarían una serie de derechos y activos a E.ON, una eléctrica con sede en Alemania centrada principalmente en la generación, el transporte y el suministro de electricidad y gas en Europa y Estados Unidos. Estos derechos y activos comprenden las actividades de ENEL de generación, distribución y suministro ya existentes en España (salvo su participación en EUFER), otros activos de ENDESA situados en España, y la actividad comercial de ENDESA en Italia, así como otras actividades relacionadas en Francia, Polonia y Turquía.

La Comisión ya había sido informada, y había aprobado la adquisición del control en común de ENDESA por parte de ENEL y ACCIONA el 5 de julio de 2007.

Sin embargo, el 18 de marzo de 2008, ENEL, E.ON y ACCIONA cerraron otro acuerdo con el que modificaban el de 2007 sobre los activos que debían transferir a E.ON.

Según el Reglamento sobre concentraciones, los cambios en el alcance de la transacción se deben notificar, puesto que la decisión anterior se había tomado basándose en unas dimensiones distintas. No obstante, el análisis de la Comisión demostró que la repercusión de las modificaciones en el mercado al que concierne son despreciables, dado que los cambios en las cuotas de mercado de las partes tras el nuevo acuerdo son mínimos.

La Comisión concluyó que la transacción propuesta no planteaba problemas de competencia.

De modo que, en junio de 2008, la Comisión Europea aprobó, en virtud del Reglamento sobre concentraciones, la toma de control exclusivo a través de una oferta pública de adquisición de ENDESA S.A., por parte de ENEL S.p.A., con sede en Italia, y ACCIONA S.A., con sede en España.

Tras examinar la operación, la Comisión concluyó que la transacción propuesta no obstaculizaría significativamente la competencia eficaz en el Espacio Económico Europeo (EEE) ni en ninguna parte sustancial de él.

b) GAS NATURAL – UNIÓN FENOSA

En 2008 se produjo otra adquisición importante. El 3 de septiembre de 2008, GAS NATURAL SDG, S.A. informó a la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) de su intención de absorber UNIÓN FENOSA, S.A.. El 4 de septiembre de 2008, la CNC, a su vez, solicitó un informe obligatorio, no vinculante, a la CNE.

GAS NATURAL es el agente dominante del mercado del gas en España y opera prácticamente a lo largo de toda la cadena de valor. Recientemente, se ha introducido en el sector de la electricidad y se ha centrado principalmente en las actividades de generación y comercialización minorista. También está presente en Francia, Italia, Argentina, Brasil, Colombia, Puerto Rico y México.

Por otra parte, UNIÓN FENOSA, S.A. es un operador español de electricidad fundamentalmente dedicado a la generación, el transporte y el suministro de electricidad. Sin embargo, UNIÓN FENOSA también desarrolla actividades de distribución y suministro en el mercado gasista español y opera en países como México, Colombia, Panamá, Guatemala, Nicaragua, la República Dominicana y Costa Rica.

La CNE publicó un informe en el que determinaba cuáles eran los mercados de energía más relevantes a los que afectaba la fusión mencionada, y analizaba los posibles obstáculos que podía suponer para una competencia eficaz. Como resultado, la CNE

recomendó a la CNC que aprobase la operación, pero que impusiera varias condiciones. Finalmente, la CNC aprobó la fusión de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA, sujeta a una serie de compromisos por parte de GAS NATURAL, que afectaban tanto al mercado de la electricidad como al del gas.

Por lo que se refiere al sector de la electricidad, se consideró que la fusión tendría tres efectos fundamentales: un incremento moderado del poder de mercado unilateral, un notable aumento de la coordinación entre el nuevo grupo y los principales grupos dominantes (IBERDROLA y ENDESA), y un efecto vertical debido a la relación entre la posición dominante del grupo en el mercado gasista y su nueva posición en el mercado de la producción.

El primer efecto es consecuencia de que el nuevo grupo obtiene una mayor capacidad de generación, y más diversificada, con tecnología marginal e inframarginal. Este nuevo grupo controla alrededor de un 19% de capacidad instalada, con lo que alcanza unas dimensiones similares a las de los operadores dominantes, ENDESA e IBERDROLA, e incrementa el HHI en unos 160 puntos. Además, el grupo que se forma manejará más de un 28% de la capacidad de generación flexible disponible, que se puede emplear estratégicamente para alterar los precios del *pool*. El aumento de las dimensiones del nuevo grupo y el hecho de que se refuerce su capacidad flexible hacen que tenga un papel crucial para satisfacer la demanda, aunque este papel central estará restringido a un pequeño porcentaje de horas al año (en torno al 6%).

El segundo efecto que la CNC señaló reside en el riesgo de que el nuevo grupo y los dos grupos dominantes, ENDESA e IBERDROLA, puedan coordinarse en los mercados mayoristas de electricidad. Según la CNC, este efecto se deriva fundamentalmente del hecho de que haya una mayor simetría entre el nuevo grupo y los operadores dominantes, y debido a que coincidirán con mayor frecuencia en zonas geográficas caracterizadas por la aparición de cuellos de botella en el transporte de electricidad.

El tercer efecto que se identificó es que para el nuevo grupo puede suponer un mayor incentivo para incrementar el precio del gas en el segmento minorista, puesto que su participación en el mercado de la producción de electricidad también aumenta.

Con objeto de eliminar estos posibles efectos negativos de la fusión sobre la competencia en el sector de la electricidad, la CNC aceptó el compromiso de GAS NATURAL de vender 2.000 MW de CCGT, situados en las zonas geográficas en las que se suelen producir congestiones en el transporte, y mantener el suministro de gas a esas CCGT durante el plazo de dos años, en condiciones de mercado.

4 REGULACIÓN Y COMPORTAMIENTO DEL MERCADO DEL GAS NATURAL

4.1 Cuestiones relacionadas con la regulación [apartado 1, artículo 25]

4.1.1 Gestión y asignación de capacidad de interconexión y mecanismos para gestionar la congestión

En la actualidad, hay seis terminales de GNL operativas en la red de gas española, con una capacidad de 1.861 GWh/día. En 2008, la capacidad ATR reservada en los terminales GNL se situó en torno al 69%, y en todas las regasificadoras había capacidad disponible. España cuenta con varios gasoductos internacionales conectados con otros países: con Argelia a través de Marruecos, con Portugal por Tuy y Campo Maior, y con Francia a través de Larrau e Irún.

Las terminales de GNL representan 49 bcm de capacidad de entrada, la conexión con Argelia a través de Marruecos es de 12 bcm, y la de Francia por Larrau, de 2,5 bcm.

En 2008, en la conexión con Portugal había capacidad disponible en los dos sentidos; el 85% de la capacidad de entrada con Marruecos (Tarifa) estaba reservada, de forma que en la interconexión con Marruecos había un 15% de capacidad ATR disponible.

Sin embargo, la capacidad de interconexión con Francia es escasa y se ha identificado como uno de los obstáculos principales para crear un mercado del gas de la región sur. La existencia de una capacidad de interconexión accesible suficiente entre Francia y España es un requisito previo para fomentar la competencia entre las empresas del sector del gas, aumentar la liquidez del mercado y facilitar la diversificación y seguridad del suministro.

En resumen, al finalizar el año 2008, la capacidad de entrada ATR disponible en España era de:

- En las regasificadoras: el 31% de la capacidad total.

- En la conexión internacional con Marruecos (Tarifa): el 15% de la capacidad total.
- En la conexión internacional con Portugal: capacidad disponible en ambos sentidos de los flujos.
- En la conexión internacional con Francia: toda reservada.

Normas de asignación de capacidad en la interconexión Francia-España

Con objeto de resolver la congestión en la interconexión internacional con Francia, se debe mencionar el trabajo realizado en el marco de la iniciativa de la región sur para el sector del gas sobre el periodo de suscripción abierta (OSP) y los procedimientos de temporada abierta (OS) en la frontera entre ambos países.

a) Periodo de suscripción abierta (OSP)

El procedimiento OSP consistió en la asignación de las capacidades libres existentes entre los usuarios solicitantes y de la nueva capacidad en construcción entre Francia y España. El OSP estableció un proceso para reservar capacidad de salida de un país y capacidad de entrada a la red adyacente en ambas direcciones y de forma coordinada.

La capacidad ofrecida en los OSP se dividió para promover la competencia en el suministro y aumentar la liquidez de los mercados de Francia y España:

- *Capacidad a largo plazo*: 80% de la capacidad garantizada ofrecida, reservada para peticiones plurianuales y pluriestacionales hasta 2013.
- *Capacidad a corto plazo*: 20% de la capacidad garantizada, reservada para las peticiones de un año o menos.

El 3 de octubre de 2008, los gestores de las redes de transporte de Francia y España, TIGF y Enagás, publicaron en sus sitios web los procedimientos de comercialización de la capacidad actual y futura en el punto transfronterizo de Larrau. A finales de 2008 se ofrecieron productos de capacidad en ambas direcciones, España-Francia y viceversa.

Los resultados del OSP mostraron que la demanda total excedía con creces la capacidad ofertada. Las capacidades ofertadas a largo plazo, de abril de 2009 a marzo de 2013, y a corto plazo, de abril de 2009 a marzo de 2010, se asignaron en su totalidad. Como

consecuencia de este proceso de asignación de capacidad, el número de usuarios de la red en el punto de interconexión de Larrau pasará de 4 a 13 desde abril de 2009.

Este procedimiento es el primer proceso coordinado de asignación de capacidad que se realiza en un punto de interconexión internacional en el marco de la iniciativa de la región sur para el sector del gas de ERGEG.

El documento en el que se describe el procedimiento OSP está disponible en los sitios web de ERGEG y de los GRT.

b) Procedimiento de temporada abierta (OS)

El procedimiento OS surge de la necesidad de aumentar la capacidad de interconexión entre Francia y España. Su objetivo es evaluar las necesidades de las partes interesadas en cuanto a la capacidad de interconexión y, en una segunda fase, organizar un procedimiento de petición y asignación de esas capacidades.

A finales de 2008, la CNE y CRE realizaron una consulta al mercado sobre el futuro diseño del OS para el desarrollo de la capacidad de las interconexiones de gas entre Francia y España y en el interior de Francia.

Las capacidades que deben desarrollarse son:

- Eje occidental: Inversiones nuevas en las interconexiones actuales (Larrau/Biriatou y en la interacción TIGF-GRTgaz) disponibles desde 2013. Estas inversiones no sólo están dirigidas a mejorar las interconexiones transfronterizas, sino también a ampliar la capacidad en el interior de Francia.
- Eje oriental: Crear un nuevo punto de interconexión en Figueras/Le Perthus con una oferta de capacidad disponible desde y hacia el norte de Francia, disponible desde 2015.

Del lado de Francia, es necesario que los usuarios adquieran un compromiso financiero a largo plazo para que los GRT se decidan a invertir en infraestructuras. Los GRT y las autoridades reguladoras están definiendo en la actualidad un procedimiento detallado, en colaboración con las partes interesadas, para establecer un marco jurídico y económico para organizar el proceso de asignación.

Teniendo en cuenta los avances que se han hecho hasta la fecha, se espera que la primera etapa de asignación vinculante comience antes del final del verano de 2009, para tomar decisiones sobre la inversión antes de finales de 2009.

Normas de asignación de capacidad en almacenamientos subterráneos

También en España, la capacidad de almacenamiento subterráneo es insuficiente y constituye un recurso escaso. Para resolver la congestión en el almacenamiento subterráneo, hay dos criterios que rigen la asignación de capacidad de almacenamiento: alrededor del 90% de la capacidad de almacenamiento subterráneo se asigna de forma proporcional (mediante prorrateo) a las ventas a clientes finales y el resto se asigna mediante subasta (10%).

El 10 de abril de 2008, OMEL celebró la primera subasta de capacidad de almacenamiento subterráneo con arreglo al apartado dos del capítulo II de la Orden Ministerial ITC 3862/2007, de 28 de diciembre, para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2008 y el 31 de marzo de 2009. El proceso de subasta fue supervisado por la CNE.

4.1.2 La regulación de las funciones de las empresas de transporte y distribución

Tarifas de la red

A través de la publicación de órdenes ministeriales, el gobierno determina anualmente las tarifas, los peajes y los cánones de uso del gas natural. Son precios únicos aplicables a todo el territorio nacional. El régimen tarifario que se aplica en España es un modelo de

entrada y salida con una única tarea de equilibrado, lo que genera un modelo de tarifa postal.

En virtud de la Ley de hidrocarburos, la CNE deberá participar, bien a través de una propuesta o de la elaboración de un informe, en el proceso de establecimiento de las tarifas, los peajes y las retribuciones de las actividades energéticas.

Para poder realizar los estudios en los que basar los informes necesarios para redactar el borrador de la Orden Ministerial sobre las tarifas de venta, los peajes, los gravámenes y las retribuciones del sector del gas, la CNE recopila información entre los distintos agentes del sector.

En primer lugar, para poder calcular los ingresos totales de la red de gas, se solicita información a los suministradores sobre sus previsiones en las variables de facturación (cantidad de clientes, capacidad y consumo), tanto en el mercado regulado como en el mercado liberalizado, desglosadas por grupos tarifarios. Se les pide esta información sobre el final del año en curso y sobre el año siguiente. Las previsiones que las empresas envían se comparan con la información de la que dispone la CNE sobre la liquidación de las actividades reguladas del sector del gas natural. Igualmente, los principales consumidores de gas deben facilitar información individualizada sobre sus previsiones, como los ciclos combinados y los suministros y planes de electricidad según la tarifa interrumpible de venta.

En el ejercicio para calcular la tarifa anual, se determinan las variaciones que se aplicarán a las tarifas de venta, los peajes y los gravámenes del gas natural para cubrir los costes regulados de la red.

En segundo lugar, para transportar, almacenar y regasificar el gas natural, la retribución de las instalaciones nuevas se establece en función del coste del servicio, que se calcula en niveles normalizados. Los costes de explotación también se retribuyen en niveles normalizados. Asimismo, los niveles normalizados de costes de inversión y explotación se actualizan mediante un índice en el que interviene la variación del IPC (Índice de Precios

al Consumo) y el IPP (Índice de Precios del Productor). No obstante, la retribución de cada una de las empresas de distribución se fija según una fórmula basada en el límite de ingresos, que se estableció en 2002.

En 2008, el sistema retributivo de la regasificación y el almacenamiento de gas natural se actualizó con arreglo a lo dispuesto en la Orden Ministerial ITC/3863/2007. El sistema que se adoptó para estas actividades es similar al sistema retributivo de las instalaciones de transporte de electricidad que se implantó a partir del 1 de enero de 2008.

Tarifas de uso de la red

<i>Consumidores tipo (1)</i>	<i>Consumo anual (KWh)</i>	<i>Peaje de acceso (cent€/kWh) (2)</i>
D2	23 260	2,44
I1	116 300	1,23
I4	116 300 000	0,26

(1) Tipos de consumidores según la nueva metodología aplicada por Eurostat a partir del 1 de enero de 2008. Consumidor D2: 5 560 kWh < Consumo < 55 600 kWh, I1: Consumo < 278 000 kWh y I4: 27 800 000 kWh < Consumo < 278 000 000 kWh.

(2) Sin incluir impuestos.

Tabla 24. Peajes de red por tipos de consumidores de gas natural (céntimos de euro/kWh), 2008.

Los precios que aparecen en la tabla anterior corresponden al año 2008, según se publicaron en la Orden Ministerial ITC/3863/2007, con fecha de 28 de diciembre, y son el resultado de añadir los gravámenes de recepción y descarga de conducción, regasificación, transporte y distribución de GNL, y el canon de almacenamiento subterráneo de gas⁵ que se aplica a cada tipo de consumidor. Estos precios también incluyen los costes de red y otros costes regulados, como el gravamen de la CNE, el canon del gestor de la red, y el reencaminamiento provisional correspondiente a la liquidación entre los años 2002 y 2006.

⁵ Sin incluir el canon de almacenamiento de GNL.

Para los consumidores tipo D2, en el punto de entrada se ha estimado un factor de carga del 85%, y en el punto de salida, del 50%. Para los consumidores I1 e I4, los factores de carga empleados en el cuestionario han sido de un 56% y 69%, respectivamente.

- Cliente residencial típico

El consumo anual del cliente residencial típico se calcula dividiendo la energía vendida a tarifa que los consumidores domésticos suelen elegir (3.1 y 3.2), entre el número de puntos de medición. El precio que aparece en la tabla inferior corresponde al año 2008, y se ha calculado con el método y las hipótesis que se utilizan para calcular los precios para el consumidor tipo D2.

Consumidores tipo	Consumo anual (KWh)	Peaje de acceso (cent€/kWh) (1)
Residencial típico	10.000	2,77

(1) Sin incluir impuestos.

Tabla 25. Peajes de red de los consumidores residenciales típicos (céntimos de euro/kWh), 2008.

- Tarifas de almacenamiento: valor medio para el país

Las tarifas de almacenamiento quedaron establecidas en 2008 en la Orden Ministerial ITC/3863/2007 y son únicas para todo el territorio español.

El almacenamiento operativo, tal como se establece en el Real Decreto 949/2001, está incluido en el peaje de transporte y distribución.

Con respecto al peaje de almacenamiento subterráneo, los precios de 2008 fueron:

- Término fijo: 0,000241 €/kWh/mes.
- Término variable: (€/kWh)

En cuanto al término variable del peaje de almacenamiento de GNL, el precio de 2007 fue de 0,02098 €/MWh/día.

En España, los principales GRD que operan en el mercado gasista son las siguientes empresas: Gas Natural, Naturgás Energía, Endesa, Unión Fenosa y Gas y Servicios Mérida.

4.1.3 Separación efectiva

La Ley 12/2007, por la que se modifica la Ley del Sector de Hidrocarburos (Ley 34/1998), se aprobó en julio de 2007 con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva sobre el gas 2003/55/CE. La Ley del Sector de Hidrocarburos modificada introduce nuevos requisitos de separación que ya se habían abordado en el Informe Nacional de la CNE del pasado año.

La definición de las empresas de transporte y distribución de gas con arreglo a la Ley del Sector de Hidrocarburos modificada (artículo 58) es la siguiente:

- a) Los transportistas son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento básico de gas natural.
- b) Los distribuidores son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, la operación y el mantenimiento de instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo.

Los distribuidores también podrán construir, mantener y operar instalaciones de la red de transporte secundario. En tal caso, deberán llevar en su contabilidad interna cuentas separadas de ambas actividades.

Antes de que la Ley 12/2007 entrara en vigor, la Ley del Sector de los Hidrocarburos (artículo 63) ya exigía la separación jurídica de las actividades, por la cual las funciones reguladas, como las actividades de las centrales de GNL, el almacenamiento, el transporte y la distribución, debían separarse de las actividades liberalizadas. Por consiguiente, las empresas han adaptado sus estructuras para cumplir los requisitos de separación jurídica.

Sin embargo, el artículo 63 se modifica en la Ley 12/2007, para adaptarlo a los artículos 9 y 13 de la Directiva 2003/55/EC. El nuevo artículo 63 establece que:

1. *Las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades reguladas de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción o comercialización ni tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades.*
2. *Los transportistas que operen alguna instalación comprendida en la red básica de gas natural, definida en el punto 2 del artículo 59 deberán tener como único objeto social en el sector gasista la actividad de transporte definida en el apartado a) del artículo 58, pudiendo incluir entre sus activos gasoductos de la red secundaria de transporte, debiendo llevar en su contabilidad interna cuentas separadas de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte.*
3. *No obstante, un grupo de sociedades podrá desarrollar actividades incompatibles de acuerdo con la Ley, siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes, y se cumplan los siguientes criterios de independencia:*
 - (a) *Las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas no podrán participar en estructuras organizativas del grupo empresarial que sean responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de actividades de producción o comercialización.*
 - (b) *Los grupos de sociedades garantizarán la independencia de las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas mediante la protección de sus intereses profesionales; En particular, establecerán garantías en lo que concierne a su retribución y su cese.*

Las sociedades que realicen actividades reguladas y las personas responsables de su gestión que se determine no podrán poseer acciones de sociedades que realicen actividades de producción o comercialización.

Además, las sociedades que realicen actividades reguladas así como sus trabajadores no podrán compartir información comercialmente sensible con las empresas del grupo de sociedades al que pertenecen en el caso de que éstas realicen actividades liberalizadas.

- (c) *Las sociedades que realicen actividades reguladas tendrán capacidad de decisión efectiva, independiente del grupo de sociedades, con respecto a activos necesarios para explotar, mantener, o desarrollar las instalaciones de regasificación de gas natural licuado, y de transporte, almacenamiento, y distribución de gas natural.*

No obstante, el grupo de sociedades tendrá derecho a la supervisión económica y de la gestión de las referidas sociedades; y podrán someter a aprobación el plan financiero anual, o instrumento equivalente, así como establecer límites globales a su nivel de endeudamiento.

En ningún caso podrá el grupo empresarial dar instrucciones a las sociedades que realicen actividades reguladas respecto de la gestión cotidiana, ni respecto de decisiones particulares referentes a la construcción o mejora de activos de regasificación de gas natural licuado, y de transporte, almacenamiento, y distribución de gas natural, siempre que no se sobrepase lo establecido en el plan financiero anual o instrumento equivalente.

- (d) *Las sociedades que realicen actividades reguladas establecerán un código de conducta en el que se expongan las medidas adoptadas para garantizar el cumplimiento de lo estipulado en los apartados a), b) y c) anteriores.*

Dicho código de conducta establecerá obligaciones específicas de los empleados, y su cumplimiento será objeto de la adecuada supervisión y evaluación por la sociedad.

Anualmente, se presentará un informe al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y a la Comisión Nacional de Energía, que será publicado, indicando las medidas adoptadas para el cumplimiento de lo estipulado en los apartados a), b), y c) anteriores.

4. *Sin perjuicio de lo establecido en el apartado 1, cualquier adquisición de participaciones accionariales por parte de aquellas sociedades mercantiles que desarrollen actividades reguladas exigirá la obtención de la autorización previa a que se refiere la disposición adicional undécima, tercero 1, de esta Ley.*

Situación actual de los GRT y GRD

En España, el principal gestor de la red de transporte de gas es la empresa ENAGÁS, que se fundó en 1972 con el objetivo de desarrollar la red de gasoductos de la Península Ibérica.

En la actualidad, es el gestor de la red nacional de transporte (GRT) y la principal empresa de transporte de gas en España.

Hay otras empresas menores de transporte de gas, que o bien desarrollan actividades en las centrales de GNL o realizan actividades de transporte en zonas muy concretas del país. También hay algunos propietarios de infraestructuras de transporte asociadas a las actividades de las centrales de ciclo combinado (CCGT).

Según se indica en la Orden Ministerial ITC 3993/2006, en España existen actualmente ocho empresas de transporte de gas natural y veintidós empresas de distribución de gas natural. No obstante, se debe recalcar que algunas empresas con actividades reguladas (transporte y distribución) participan en actividades relacionadas con otros sectores, como la producción de electricidad.

Hay seis grandes grupos de empresas en el sector del gas: ENAGÁS, GAS NATURAL, IBERDROLA, UNIÓN FENOSA, ENDESA y NATURGÁS.

De acuerdo con la Orden Ministerial ITC/3993/2006, las empresas de transporte en España son las siguientes: Enagás, Naturgás Energía Transporte, Endesa Gas Transportista, Transportista Regional del Gas, Septentrional del Gas, Infraestructuras Gasistas de Navarra, Planta de regasificación de Sagunto y GAS NATURAL Transporte.

Las empresas de distribución de gas (y los GRD) son: Naturgás Energía Distribución, Gas Directo, Distribuidora Regional, Meridional del Gas, Gas Alicante, Distribución y Comercialización de Gas de Extremadura, Gas Aragón, Gesa Gas, Gas Nalsa, Gas Tolosa, GAS NATURAL Distribución, GAS NATURAL Andalucía, GAS NATURAL Cantabria, GAS NATURAL Castilla-La Mancha, GAS NATURAL Castilla-León, Cegas, GAS NATURAL La Coruña, Gas Galicia, GAS NATURAL Murcia, Gas Navarra, GAS NATURAL Rioja, y Gas y Servicios Mérida.

Estos GRD tienen menos de 100.000 clientes: GAS NATURAL Navarra, GAS NATURAL Castilla La Mancha, GAS NATURAL Galicia, GAS NATURAL Cantabria, GAS NATURAL Rioja, GAS NATURAL Murcia, GAS NATURAL La Coruña, GAS NATURAL de Álava, Tolosa Gas, Gesa, Distribuidora Regional del Gas, Megasa, Gas Alicante, Dicogexsa, Gas Directo, y Gas y Servicios Mérida.

España no aplica la excepción de la norma de los 100.000 clientes a las empresas de distribución de gas.

Como resultado de la aplicación de las normas de separación o desagregación del artículo 63, las empresas reguladas en 2008 deben presentar los primeros informes anuales, en los que indiquen su código de conducta y las medidas que han adoptado para satisfacer los requisitos sobre separación, a la CNE y al Ministerio para su aprobación y posterior publicación a finales de 2008.

De conformidad con las disposiciones jurídicas mencionadas, a lo largo de 2009, los operadores del sector de la energía le han presentado a la CNE los códigos de conducta sobre la separación de actividades que han elaborado, junto a un informe en el que detallan las medidas que han adoptado durante 2008. Entre las medidas que han adoptado y explican en dicho informe, cabe destacar las siguientes:

- aplicación de medidas con el objetivo de reorganizar sus participaciones;
- modificación y aumento de las funciones de algunos trabajadores, que no son los responsables de la gestión de las actividades reguladas, según su puesto en la

empresa;

- referencias a medidas que aún están poniéndose en marcha o que están previstas para los próximos años;
- revisión de la retribución y los contratos de los responsables de la gestión de las actividades reguladas;
- establecimiento la obligación de que los responsables de la gestión de las empresas reguladas firmen una declaración formal de que no poseen acciones ni otro tipo de participaciones de sociedades que desarrollen actividades libres;
- con respecto a la información delicada a efectos comerciales:
 - revisión de los procedimientos para acceder a dicha información,
 - inclusión de cláusulas de confidencialidad en los contratos con terceros,
 - designación de personas responsables de la custodia de dicha información,
 - e introducción de medidas disciplinarias que se adoptarán en caso de que se incumpla el código de separación de actividades.

Medidas adicionales de separación

Salvo para ENAGÁS, no existe ninguna obligación de separación de la propiedad que se aplique a empresas de distribución o transporte. ENAGÁS, el gestor de la red nacional y principal empresa de transporte, es la única compañía con separación de la propiedad. Además, para aumentar su independencia, la ley establece otras limitaciones para que los accionistas individuales no puedan poseer más de un cierto porcentaje del capital social de ENAGÁS, así como una serie de normas específicas relativas a la separación funcional.

En cuanto a los requisitos de separación funcional, y para desagregar las actividades de explotación de la red de las de transporte, la Ley de 2007, que modifica la anterior disposición adicional vigésima de la Ley del Sector de Hidrocarburos, exige a Enagás la creación de una unidad integrada en la misma empresa. Esta unidad se encargará de la explotación de la red, y su director ejecutivo (Presidente) lo nombrará y cesará el Consejo de Administración de Enagás, con la aprobación del Ministro.

También deberá aplicar la separación funcional y de la contabilidad de otras actividades (transporte), y su plantilla deberá firmar un código de conducta para garantizar su independencia con respecto al resto de las actividades.

En consecuencia, la empresa ha separado las actividades que realiza como operador técnico de la red de las que desempeña como transportista y gestor de la red. Así pues, Enagás ha creado una unidad específica encargada del GRT.

De acuerdo con la legislación española, la CNE debe supervisar el modo en que se satisfacen estas obligaciones de separación funcional.

Si Enagás quisiera desarrollar actividades distintas del suministro de gas, se aplicarían los requisitos de separación jurídica y funcional.

En lo relativo a las limitaciones en la participación en el capital social de ENAGÁS por parte de accionistas individuales, no se permitirá a ninguna entidad jurídica o física participar directa o indirectamente en la propiedad de ENAGÁS por encima del 5%. No obstante, los derechos de voto están restringidos al 1% para las empresas que operan en el sector del gas y para aquellos individuos o entidades jurídicas con una participación directa o indirecta de más del 5% en el capital de tales entidades. Para todos los demás accionistas (tanto individuales como otras entidades jurídicas), los derechos de voto se limitan a un 3%. Estas restricciones no se aplicarán a la participación directa o indirecta de la administración pública. También se establece la prohibición de sindicar acciones, y se reestablece el límite conjunto 40% para la participación global de accionistas que desarrollen actividades en el sector del gas. No existe un límite legal aplicable a la propiedad estatal.

Enagás ha establecido un plazo de cuatro meses para adaptar los estatutos de la empresa y los derechos de voto de las acciones que excedan los límites impuestos quedarán suspendidos. En la tabla 26 se muestra la estructura accionarial de ENAGÁS a fecha de 14/07/2009.

En relación con las empresas de distribución, el artículo 58 de la Ley del Sector de Hidrocarburos, que se modifica en virtud de la Ley 12/2007, establece que «los

distribuidores son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo. Los distribuidores también podrán construir, mantener y operar instalaciones de la red de transporte secundario. En tal caso, deberán llevar en su contabilidad interna cuentas separadas de ambas actividades».

Por tanto, todos los GRD poseen sus propios activos de distribución.

Accionistas de ENAGÁS	% de participación
Oman Oil Company S.A.O.C.	5,00
Sagane Inversiones, S.L.	5,00
CIC, S.L. (Cajastur)	5,00
Bancaja Inversiones	5,00
BBK	5,00
SEPI	5,00
Free Float	70,00

*Tabla 26. Estructura accionarial de ENAGÁS
(fuente: sitio web de ENAGÁS).*

La nueva ley de 2007 regula la separación funcional de las actividades, así como la separación jurídica, e impide que las empresas de actividades reguladas tengan participaciones en empresas dedicadas a la producción o el suministro. Estas disposiciones entraron en vigor en 2008.

ENAGÁS es la principal empresa de transporte de gas de España y posee más de 7.600 km de gasoductos de alta presión y tres de las regasificadoras que existen en la actualidad (Barcelona, Cartagena y Huelva), con una capacidad total de emisión de 4.050.000 m³/h y una capacidad total de almacenamiento de 1.287.000 m³ de gas natural licuado (GNL).

En 2006, Enagás obtuvo autorización para construir una regasificadora en El Musel, Gijón.

También gestiona las dos instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural de España, Gaviota y Serrablo, y ha obtenido la autorización para gestionar otra en Yela, Guadalajara.

NATURGÁS opera principalmente en el norte de España, a través de sus filiales Naturgás Energía Transporte SAU (100% del capital), Septentrional de Gas SA (70% del capital), e Infraestructuras Gasísticas de Navarra (50% del capital).

El 30 de septiembre de 2005, el Consejo de administración de GAS NATURAL aprobó la separación de las actividades de distribución y transporte y la inclusión de las filiales de distribución y transporte en GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG S.A y GAS NATURAL TRANSPORTE SDG S.L, respectivamente, cuyo capital social pertenece enteramente a GAS NATURAL.

Además, el 18 de junio de 2008, GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG S.A. y GAS NATURAL TRANSPORTE SDG S.L. obtuvieron la aprobación de la CNE para transferir los activos de transporte y distribución que poseen en las regiones de Murcia, Valencia y Andalucía a las respectivas empresas afiliadas, denominadas GAS NATURAL MURCIA SDG, S.A., GAS NATURAL CEGAS S.A. y GAS NATURAL ANDALUCÍA S.A.

ENDESA desarrolla actividades de transporte a través de Endesa Gas Transportista, S.L (100% del capital), Transportista Regional del Gas, S.A (45% del capital), Gas Extremadura Transportista, S.L (40% del capital).

UNIÓN FENOSA opera la central de Sagunto y las centrales de gas de Damietta (Egipto) y Qalhat (Omán). UNIÓN FENOSA también está presente en toda la cadena de gas natural.

IBERDROLA opera a través de las filiales de Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.L. (100% del capital), Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (30% del capital), Infraestructuras Gasísticas de Navarra (50% del capital) y BBG (25% del capital).

Los principales distribuidores pertenecen a los grupos GAS NATURAL, NATURGÁS, ENDESA y UNIÓN FENOSA, aunque la sociedad matriz no siempre posee el 100% del capital social. Por ejemplo, en el grupo NATURGÁS ENERGÍA, la sociedad matriz posee el 40% de las acciones de TOLOSA GAS.

El 30 de septiembre de 2005, el Consejo de administración de GAS NATURAL aprobó la separación de las actividades de distribución y transporte y la inclusión de las filiales de distribución y transporte en GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG S.A y GAS NATURAL TRANSPORTE SDG S.L, respectivamente, cuyo capital social pertenece enteramente a GAS NATURAL.

ENDESA desarrolla sus actividades de distribución a través de Gas Aragón (60,7% del capital), Distribuidora Regional del Gas (45% del capital), D.C. Gas Extremadura (47% del capital), Gesa Gas (100% del capital), Meridional de Gas (100% del capital) y Gas Alicante (100% del capital). En la mayoría de los casos, las filiales de un mismo grupo del sector gasista tienen domicilios sociales distintos del de la sociedad matriz; y, por tanto, dentro de un grupo integrado verticalmente, hay domicilios sociales separados para cada empresa que realiza una actividad diferente.

Normas contables

El artículo 62 modificado de la Ley del Sector de Hidrocarburos, que se adapta al artículo 17 de la Directiva 2003/55/EC, establece los requisitos relativos a la contabilidad y la información para las empresas del sector del gas.

Las entidades que participen en una o más actividades relacionadas con el gas natural llevarán su contabilidad de acuerdo con el Capítulo VII de la Ley de Sociedades Anónimas, aun cuando no tuvieran tal carácter. En cualquier caso, las empresas habrán de tener en su sede central, a disposición del público, una copia de sus cuentas anuales.

Las empresas del sector del gas natural deberán llevar, en su contabilidad interna, cuentas separadas que recojan los gastos e ingresos estrictamente imputables a dichas actividades. Esta norma es aplicable al gestor técnico del sistema gasista y a las empresas que realicen el suministro de último recurso.

Las entidades deberán explicar en la memoria de las cuentas anuales los criterios de asignación e imputación de los activos, pasivos, gastos e ingresos.

Las entidades que actúen en el sistema gasista deberán proporcionar a la Administración competente la información que les sea requerida, en particular, en relación con sus cuentas anuales, que habrán de auditarse de conformidad con lo dispuesto en la legislación para asegurarse especialmente de que se respeta la obligación de con objeto de evitar discriminaciones y subvenciones cruzadas.

Cuando estas entidades formen parte de un mismo grupo empresarial, la obligación de información se extenderá asimismo a la sociedad que ejerza el control de la que realiza actividades gasistas, siempre que actúe en algún sector energético, y a aquellas otras sociedades del grupo que lleven a cabo operaciones con la que realiza actividades en el sistema gasista.

Además de las normas incluidas en el artículo 62 de la Ley del Sector de Hidrocarburos, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio aprobó una Ley (Orden Ministerial ITC 3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista), que ya ha entrado en vigor, con arreglo a la cual las empresas transportistas y distribuidoras de gas deberán remitir al Ministerio y a la CNE sus cuentas anuales auditadas.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y la CNE reciben, en virtud de la Orden Ministerial ITC/2348/2006, información contable, económica y financiera, para que tanto el Ministerio como la autoridad reguladora puedan cumplir con sus funciones. La CNE no establece normas ni criterios con respecto a la asignación de conceptos por actividades o

a la preparación de cuentas desglosadas por actividades. La Orden Ministerial establece que la información se debe presentar diferenciando entre cada una de las actividades siguientes: regasificación, almacenamiento, transporte, gestión de compra-venta de gas, gestión técnica del sistema, distribución, suministro de gas a tarifa, actividad de comercialización de gas a tarifa, otras actividades gasistas y resto de actividades.

La entrada en vigor del nuevo Plan General de Contabilidad en España, mediante el Real Decreto 1514/2007, de 16 de noviembre, estipula que el formato en el que se presenta la información contable, económica y financiera al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y la CNE (Orden Ministerial ITC/2348/2006) debe adaptarse. Ambos organismos están trabajando en esta cuestión en la actualidad.

De acuerdo con la regulación actual, las empresas son auditadas por compañías independientes. Además, la Ley del Sector de Hidrocarburos le atribuye a la CNE específicamente la responsabilidad de verificar la separación efectiva de las cuentas. La autoridad reguladora cuenta con un departamento que realiza inspecciones en las empresas para comprobar la veracidad de la información que facilitan, ya sea de índole financiera o técnica, en la medida en la que atañe a sus funciones (equipo de medición, etc.)

Sanciones

Desde que los requisitos de separación entraron en vigor, la documentación se ha examinado para tratar de acreditar la fundación efectiva de nuevas empresas que tengan como objeto social exclusivo una actividad regulada. La Ley del Sector de Hidrocarburos especifica las acciones y omisiones que constituyen infracciones administrativas.

Así, la realización de actividades incompatibles con arreglo a la ley (es decir, el incumplimiento de la obligación de separar jurídicamente las actividades) se considera una infracción muy grave.

En lo relativo a la autoridad para imponer sanciones, en el ámbito de la Administración General del Estado, la imposición de sanciones muy graves le corresponde al Consejo de

Ministros y la de las sanciones graves, al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. La imposición de las sanciones leves, le corresponderá a la Dirección General de Política Energética y Minas. En el ámbito de las Comunidades Autónomas, se aplicará lo dispuesto en sus propias normas y reglamentación.

La ley considera una infracción grave el incumplimiento de la obligación de remisión de información a la CNE. El incumplimiento reiterado se considerará una infracción muy grave.

Las infracciones muy graves se sancionan con una multa de hasta 30.000.000 de euros, y las infracciones graves, con una multa de hasta 6.000.000 de euros, tal como se contempla en el artículo 113 de la Ley del Sector de Hidrocarburos. Además, una infracción muy grave podría conducir a la revocación o suspensión de la autorización administrativa y a la posterior inhabilitación temporal para realizar la actividad por un periodo máximo de un año. En cualquier caso, la revocación o suspensión de las autorizaciones estará en manos de la autoridad encargada de conceder dicha autorización.

De conformidad con el artículo 116 de la Ley del Sector de Hidrocarburos, las sanciones muy graves serán impuestas por el Consejo de Ministros y las graves serán competencia del Ministro de Industria y Energía.

4.2 Cuestiones relacionadas con la competencia [apartado 1, letra h), artículo 25]

4.2.1 Descripción del mercado al por mayor⁶

Evolución de los precios de gas importado

La CNE ha desarrollado un índice de precios del gas natural en los puntos fronterizos, puesto que los datos de importaciones de gas ya están disponibles en el sitio web de la Oficina Virtual de Aduanas e II.EE. de la Agencia Tributaria española (AEAT).

⁶ Definido como aquel que cubre cualquier transacción de gas entre participantes del mercado que no sean clientes finales.

El siguiente gráfico muestra la evolución de los precios del gas natural en los puntos fronterizos desde enero de 2002 hasta marzo de 2009, e incluye el gas natural licuado y el gas natural que se ha introducido en España a través de los gasoductos procedentes del Magreb y de Francia.

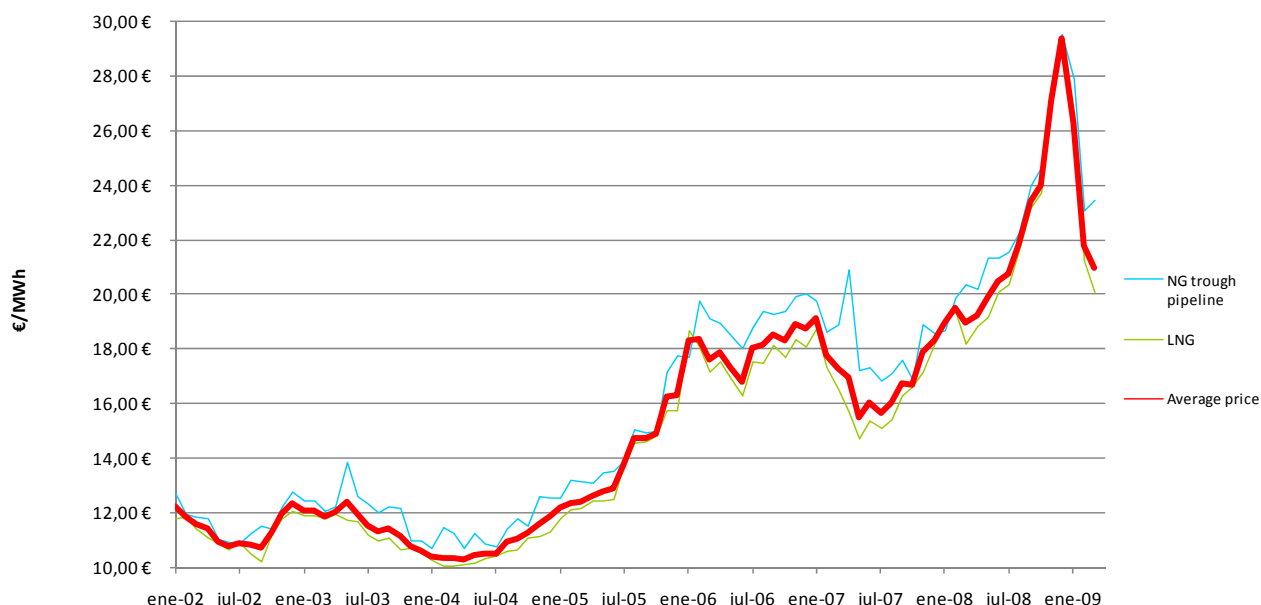


Figura 13. Evolución de los precios del gas natural en los puntos fronterizos en España (€/MWh), 2002-2009.

Como puede verse en la figura 13, los precios han alcanzado máximos en 2008, año en el que los precios han escalado rápidamente hasta los 29,37 €/MWh en diciembre de 2008. Sin embargo, entre diciembre de 2008 y marzo de 2009, han descendido un 29%.

En la tabla 27 se detallan los precios del gas natural en 2008.

	Gas natural por gasoducto	GNL	Precio medio de importación
ene-08	18,66	19,04	18,94
feb-08	19,83	19,36	19,52
mar-08	20,35	18,14	18,97
abr-08	20,16	18,83	19,24
may-08	21,28	19,16	19,90
jun-08	21,30	20,06	20,46
jul-08	21,53	20,31	20,72
ago-08	22,23	21,57	21,82

	Gas natural por gasoducto	GNL	Precio medio de importación
sep-08	23,97	23,16	23,41
oct-08	24,59	23,67	23,99
nov-08	27,67	26,88	27,11
dic-08	29,47	29,32	29,37

Tabla 27. Precios del gas natural en los puntos fronterizos en España, 2008.

Mercado OTC gasista en España (plataforma MS-ATR)

La mayor parte de la energía del mercado español se negocia en mercados no oficiales (OTC) bilaterales, a través de una plataforma electrónica desarrollada por ENAGÁS denominada MS-ATR. En la plataforma hay más de 20 partes negociadoras en activo.

Actualmente, la negociación del gas en España tiene lugar en ocho puntos de equilibrio: las seis terminales de GNL; el punto de equilibrio virtual (denominado AOC, Almacenamiento para la Operación Comercial) y el punto de almacenamiento virtual que comprende las dos únicas instalaciones de almacenamiento subterráneo de España (Serrablo y Gaviota).

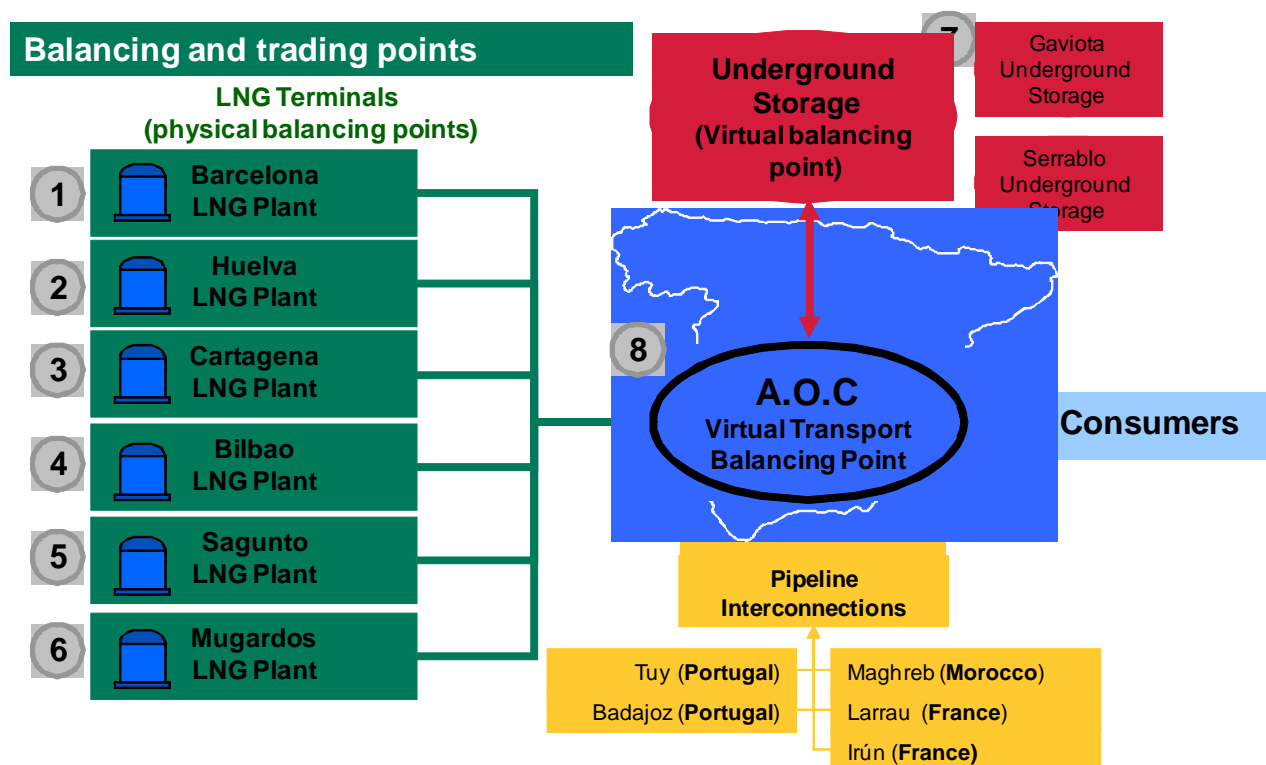


Figura 14. Puntos de equilibrio y negociación.

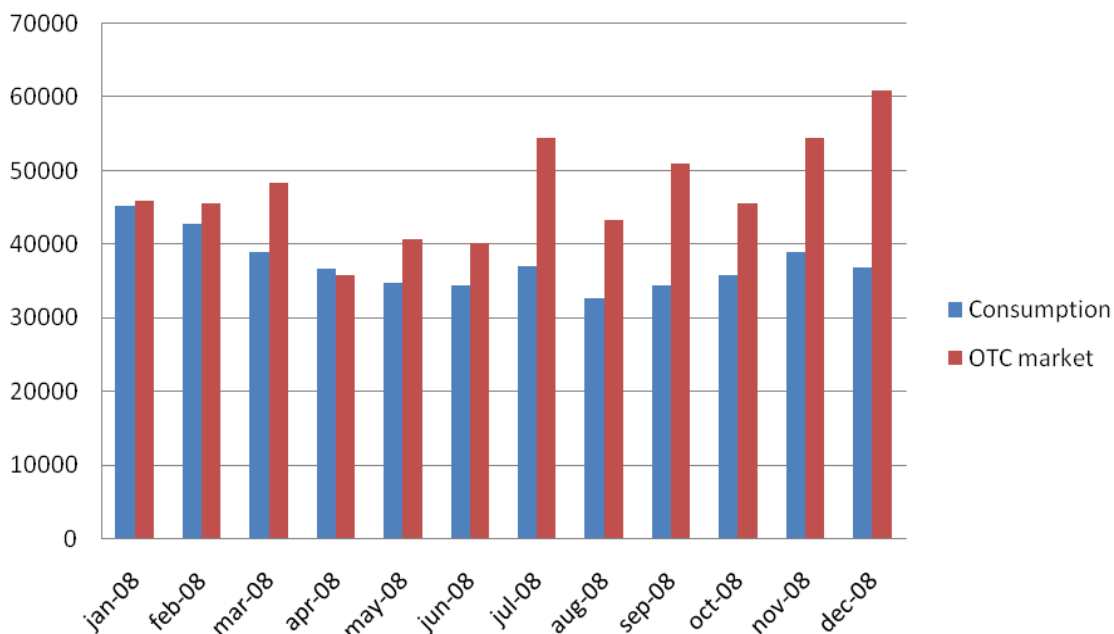


Figura 15. Consumo frente al mercado OTC gasista en España (GWh/mes).

La liquidez está prácticamente centrada en su totalidad en las terminales de GNL, que representó el 96% del comercio OTC en 2008, en especial, la terminal de GNL de Huelva, con un 33% de los intercambios de gas. El AOC, que sobre el papel parece un lugar virtual de negociación atractivo, solo atrajo el 4% del comercio OTC.

BALANCING POINT	Gas Traded TWh / 2008	Production (TWh)	Churn factor	Nº of active traders	Market Share of 3 main traders
Huelva LNG Terminal	185.825	61.099	3,0	12	53%
Barcelona LNG Terminal	117.521	77.483	1,5	12	60%
Bilbao LNG Terminal	108.164	56.297	1,9	9	63%
Sagunto LNG Terminal	62.912	66.597	0,9	6	98%
Cartagena LNG Terminal	43.546	47.382	0,9	7	97%
Mugardos LNG Terminal	22.059	21.746	1,0	4	100%
Total LNG	540.027	330.604	1,6	21	42%
Underground storage	5.667			19	56%
Transport balancing point	20.532	451.000	0,04	17	39%
Total SPAIN	566.226	451.000	1,25	23	41%

Trading points

Main trading point is Huelva (33 % gas traded)

Active traders per balancing point

Most of OTC trade (96%) occurs at LNG terminals

Only 4% gas trade occurs at transport balancing point

Figura 16. Características principales del OTC.

Como se aprecia en la figura 16, las transacciones en el mercado OTC español en 2008 supusieron 566 TWh. La figura 17 indica el gas con el que se comerció en 2008, año en el que se registraron más de 10.465 en el mercado OTC español (figura 18).

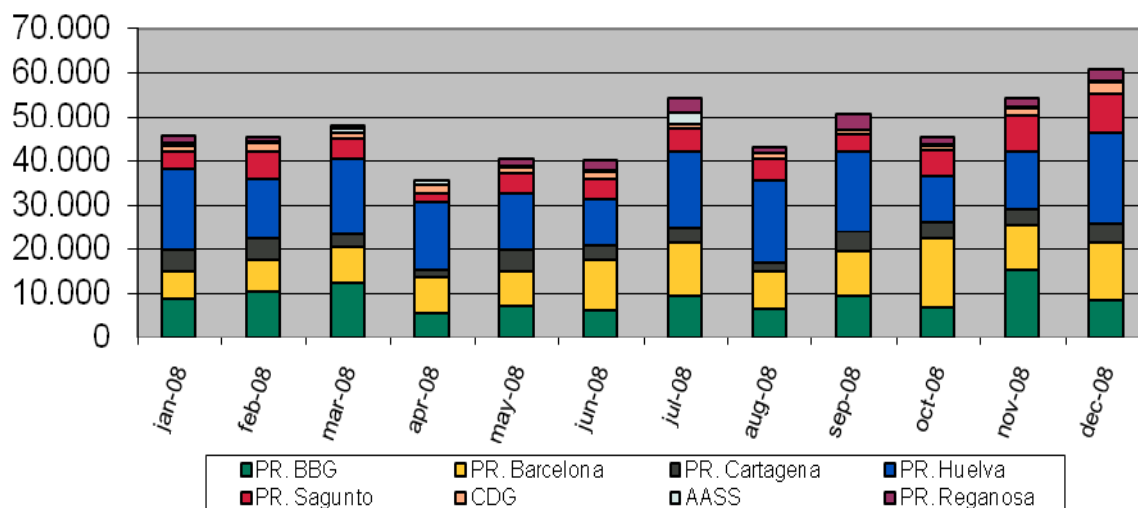


Figura 17. Gas con el que se comerció (GWh/mes).

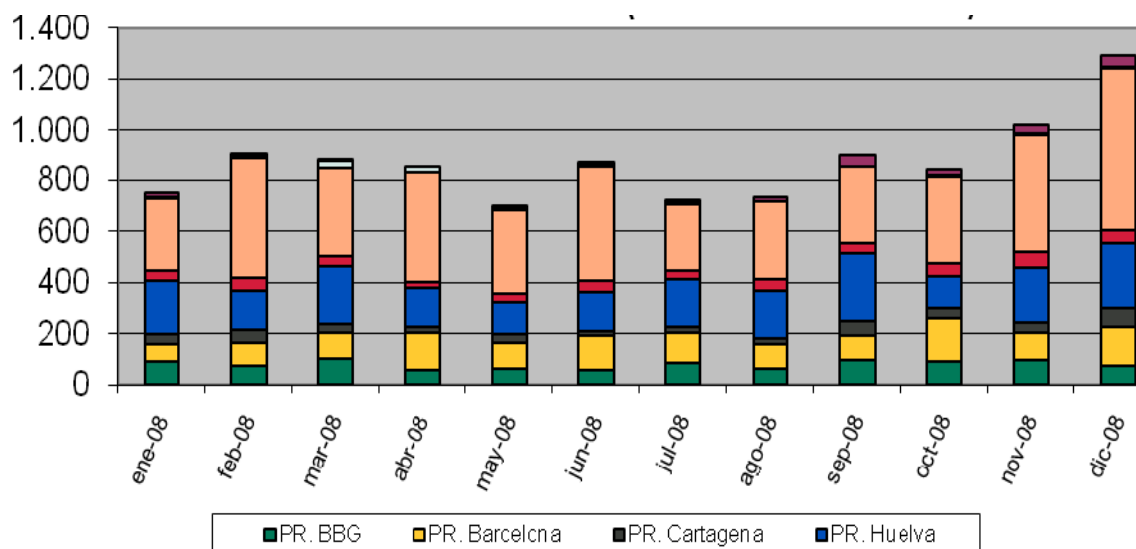


Figura 18. Transacciones de gas (número de transacciones/mes), OTC.

En la figura que aparece a continuación se ilustran las cuotas de mercado del mercado OTC gasista en 2008, en términos de porcentaje de energía. La mayor cuota corresponde a Unión Fenosa, con un 15%.

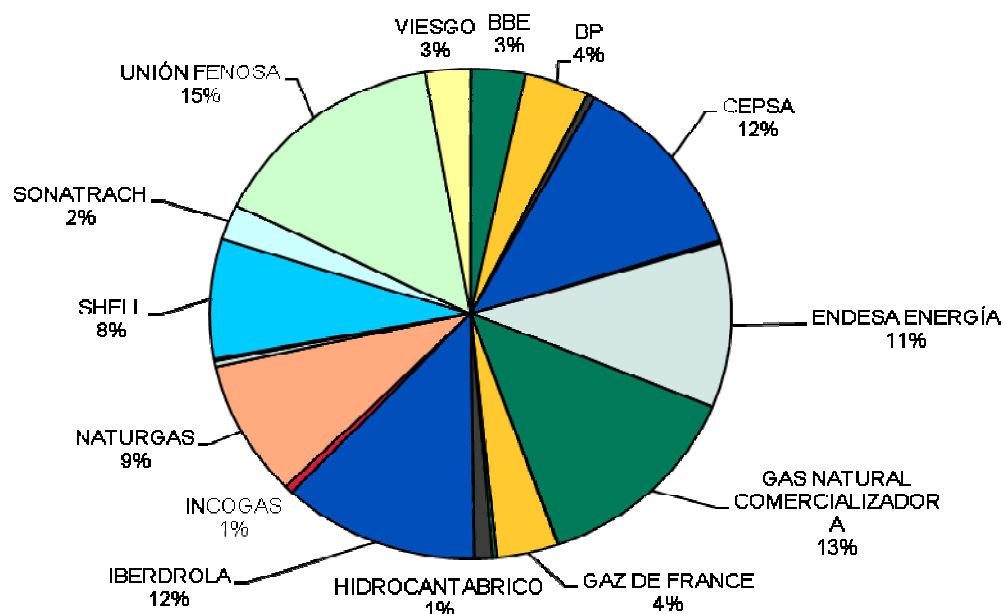


Figura 19. Cuotas de mercado en el mercado OTC, 2008.

Puesto que la adquisición de gas se ha liberalizado y puede desarrollarse de esa forma, ya no se dispone de información sobre los contratos de adquisición de gas que firman los agentes. Sin embargo, casi el 95% del consumo de gas se negocia a través de contratos a largo plazo entre los productores y los suministradores.

En lo que respecta a la integración del mercado con los países vecinos, España tiene varios gasoductos internacionales conectados con: Marruecos a través de Tarifa; Portugal por Tuy y Campo Maior; y Francia a través de Larrau e Irún. Se espera que la nueva conexión con Argelia, MEDGAZ, esté en funcionamiento a finales de 2009. El gasoducto submarino de MEDGAZ conectará Beni-Saf, en la costa argelina, con Almería, en la costa española. El gas natural vendrá directamente de allí, sin necesidad de tránsito por terceros países. Además, constituye una forma eficaz y económica de traer gas natural al sur de Europa, puesto que se amplía la capacidad de interconexión con Francia. En consecuencia, la seguridad de suministro en el sur de Europa mejorará considerablemente.

En relación con el comportamiento de los importadores y productores de gas en los mercados mayoristas, los agentes del mercado deben facilitar a ENAGÁS sus previsiones anuales, trimestrales, mensuales y diarias. Las nominaciones diarias sobre sus

aportaciones y las mensuales para la descarga de GNL son contractualmente vinculantes. ENAGÁS debe publicar mensualmente en su sitio web información sobre las descargas que se hayan producido, las descargas pendientes y las franjas de descarga libre. También hay disponible información operativa, así como sobre demanda y capacidad.

Mecanismos de comercio de gas a plazo (subastas de gas)

Con arreglo a la Orden Ministerial ITC/3863/2007 del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2008 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, y la Resolución de la Secretaría General de Energía de 19 de mayo de 2008, por la que se establece el procedimiento de subasta para la adquisición de gas natural destinado a la operación y al nivel mínimo de llenado de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo, se celebraron la segunda y tercera subasta para la adquisición de gas natural destinado a la operación y el nivel mínimo de llenado de gas⁷.

Las subastas, que constaron de varias rondas y en las que se produce una reducción progresiva del precio, tuvieron lugar el 12 de junio de 2008 y el 28 de mayo de 2009. La CNE es el órgano supervisor de las subastas, y el Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A. (OMEL),⁸ es la institución responsable de organizarlas.

⁷ Estas subastas son mecanismos del mercado competitivo.

⁸ Desde 2009, a través de su filial, OMEL Diversificación S.A.U.

Subasta para la adquisición de gas natural necesario para autoconsumo (gas operativo) y para cubrir el nivel mínimo de los gasoductos (gas de llenado) de la red de transporte y las centrales de regasificación		
Tipo	Subasta electrónica en varias rondas con precio descendente	
Fecha	12 de junio de 2008	28 de mayo de 2009
GWh gas operativo	1.059,07	1.259,17
GWh gas de llenado	26,17	356,84
GWh gas total	1.085,24	1.616,01
Periodo de suministro	1 de julio de 2008 - 30 de junio de 2009	1 de julio de 2009 - 30 de junio de 2010
Precio final	30,49 €/MWh	14,65 €/MWh

Tabla 28. Subastas para la adquisición de gas natural destinado a la operación y al nivel mínimo de llenado: resultados de las subastas celebradas en 2008 y 2009.

También se celebraron la primera y segunda subasta para la asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo de gas natural, encuadradas en lo dispuesto en la Orden Ministerial ITC/3862/2007 del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad, y la Resolución de la Secretaría General de Energía, de 14 de marzo de 2008, por la que se precisan determinados aspectos relativos a la gestión de los almacenamientos subterráneos de la red básica y se establecen las reglas para la subasta de su capacidad.

La primera subasta para la asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo en el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2008 y el 31 de marzo de 2009 se celebró el 10 de abril de 2008, y en la segunda, que tuvo lugar el 30 de marzo de 2009, se subastó la asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2009 y el 31 de marzo de 2010. Se empleó un procedimiento de «subasta de reloj» de precio descendente, en el que se procede a una reducción progresiva sobre el precio de salida en sucesivas rondas.

En estas subastas, la CNE es el órgano supervisor y OMEL es el órgano responsable de la organización de la subasta.

		Subasta para la asignación de capacidad subterránea de almacenamiento de gas natural	
Tipo	Subasta electrónica en varias rondas con precio descendente		
Fecha	10 de abril de 2008	30 de marzo de 2009	
Capacidad asignada (GWh)	1.518	4.257	
Periodo de suministro	1 de abril de 2008 - 31 de marzo de 2009	1 de abril de 2009 - 31 de marzo de 2010	
Precio final	2.588 €/GWh	1.767 €/GWh	

Tabla 29. Subastas para la asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo de gas natural: resultados de las subastas celebradas en 2008 y 2009.

Por último, el 2 de abril de 2009 se aprobó la Orden Ministerial ITC/863/2009 del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso, y el 19 de mayo de 2009 se aprobó la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la fijación de la tarifa de último recurso para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2010.

Los productos que se subastaron, tal como estipula la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, fueron: i) gas de base para la cantidad mensual preestablecida durante el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio 2010; y ii) gas de invierno para la cantidad mensual preestablecida para el periodo comprendido entre noviembre de 2009 y marzo de 2010.

Con arreglo a la normativa aplicable, la primera subasta de referencia para fijar las tarifas de último recurso del gas natural, para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2010, se celebró el 16 de junio de 2009. En la subasta se empleó un mecanismo con varias rondas en las que se produce una reducción progresiva del precio.

	Subasta para la adquisición de gas natural para tarifa de último recurso
Tipo	Subasta electrónica en varias rondas con precio descendente
Fecha	16 de junio de 2009
Gas de base mensual (GWh)	300
Gas de invierno mensual (GWh)	- Noviembre: 200 - De diciembre a febrero: 750 - Marzo: 300
Periodo de suministro	1 de julio de 2009 - 30 de junio de 2010
Precio final para gas de base	16,18 €/MWh
Precio final para gas de invierno	19,77 €/MWh

Tabla 30. Subastas para fijar las tarifas de último recurso del gas natural: resultados de la subasta celebrada en 2009.

Evolución de la demanda de gas

La tabla que aparece a continuación muestra la evolución de la demanda de gas en el mercado español en 2008.

	2007	2008	Incremento anual
Demanda de gas (excepto generación de electricidad) en GWh	267.137	263.148	-1,5%
Demanda de gas para generación de electricidad en GWh	141.240	187.969	33,08%
Demanda total en España en GWh	408.376	451.117	10,4%

Tabla 31. Demanda de gas en 2007 y 2008.

La siguiente tabla muestra la evolución de las importaciones de gas al mercado español, incluidas las importaciones a través de gasoductos y GNL.

	2007	2008	% de incremento anual
Gasoductos (GWh)	129.589	128.100	-1,15%
GNL (GWh)	280.362	331.909	18,39%
Total (GWh)	409.951	460.009	12,21%

Tabla 32. Importaciones de gas en 2007 y 2008.

Origen del suministro de gas (importaciones)

En la siguiente figura se indica el origen de las fuentes de suministro de gas en 2008 en el mercado español:

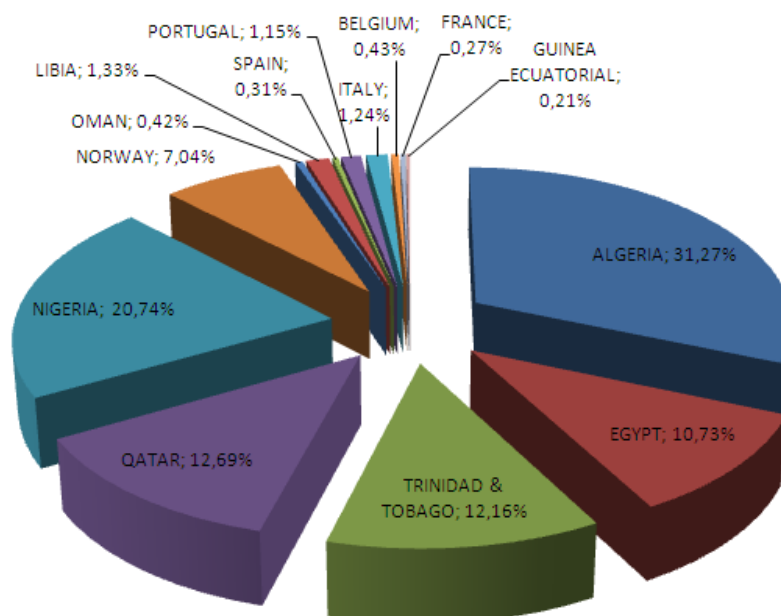


Figura 20. Origen del suministro de gas en España, año 2008.

La canasta de importaciones de la red de gas española conserva en su mayor parte la estructura y las cuotas de años anteriores; y España se ha convertido en uno de los países más diversificados del mundo. El 98,4% del gas comercializado en España procedió de las importaciones de 9 países, con Argelia a la cabeza un año más, con una cuota del 31%. Nigeria (21%), los países del Golfo Pérsico (13%), Egipto (11%) y Trinidad y Tobago (el 12% de las importaciones en la red de gas española) completan el grupo de los países con más peso en la estructura de suministro.

Las cifras provisionales de 2008 muestran un incremento del 11,7% en las importaciones totales de gas natural, que ascienden a unos 458 TWh (frente a los 410 TWh de 2007). El 72,2% del gas natural llegó a la red nacional por vía marítima en forma de gas natural licuado (GNL) y el 27,8% restante llegó por gasoductos. Los cargamentos de GNL siguieron llegando a alto ritmo, de forma que nuestro país ha continuado siendo uno de los destinos principales de GNL en todo el mundo.

Producción nacional de gas

La producción nacional es tan solo de 1.082 GWh, lo que representa el 0,24% de la demanda de gas en España.

Yacimiento	Producción en 2008 (GWh)
Marismas (Valle del Guadalquivir)	443
Poseidón (Golfo de Cádiz)	452
Palancares	187

Tabla 33. Producción en los yacimientos de gas españoles (fuente: Enagás).

Capacidad de importación (Tm³/año)

a) Capacidad de las regasificadoras

En España hay 6 regasificadoras. Todas ellas tienen ATR regulado, lo que ha favorecido el desarrollo de la competencia en el sector gasista en España. La proporción de utilización de capacidad de estas plantas es de una media del 50%, que oscila desde el 35% (el mínimo, en Cartagena) hasta el 80% (el máximo, en Bilbao).

Central de regasificación	Capacidad de tanques de GNL (m ³)	Capacidad de vaporización (Mm ³ (n)/h)
Barcelona	540.000	39,6
Huelva	469.500	32,4
Cartagena	437.000	36,45
Bilbao	300.000	19,2
Sagunto	300.000	19,2
Mugaridos	300.000	9,91
TOTAL	2.346.500	156,76

Tabla 34. Capacidad de las regasificadoras en 2008 (fuente: Enagás).

b) Capacidad de las conexiones internacionales por gasoductos

España cuenta con varios gasoductos internacionales conectados con otros países: con Argelia a través de Marruecos (Tarifa), con Portugal por Tuy y Campo Maior (Badajoz), y con Francia a través de Larrau e Irún.

Se espera que la nueva interconexión con Argelia, MEDGAZ, esté en funcionamiento a finales de 2009. MEDGAZ es un proyecto estratégico para Argelia y España. Gracias a él, el gas natural vendrá directamente de allí, sin necesidad de tránsito por terceros países, lo cual mejorará ostensiblemente la seguridad del suministro. Su capacidad inicial es de 8 bcm/año, y en el futuro la conducción podría ampliarse para llegar a otros países europeos, con lo que se convertiría en una entrada a Europa para el gas.

Conexión	Capacidad de interconexión por gasoducto, GWh/día
Larrau (FR->ES)	87
Irún (ES->FR)	5 invierno / 4 verano
Irún (FR->ES)	0 invierno / 10 verano
Tarifa (MO->ES)	355 (+ 89 tránsito a PT)
Badajoz (ES->PT)	134
Badajoz (PT->ES)	68
Tuy (ES->PT)	36
Tuy (PT->ES)	12

Tabla 35. Capacidad física de interconexión en 2008 (fuente: Enagás).

c) Capacidad reservada

En 2008, Gas Natural Comercializadora, con el 39% de la capacidad contratada en el mercado, fue el suministrador con la mayor capacidad de entrada reservada. La fusión de Unión Fenosa se sitúa en segundo lugar en términos de capacidad contratada, con un 15%. Iberdrola y Endesa le siguen de cerca con un 13% y un 11%, y a continuación se colocan las empresas con cuotas por debajo del 5%.

La siguiente figura muestra la proporción de capacidad reservada por todas las empresas:

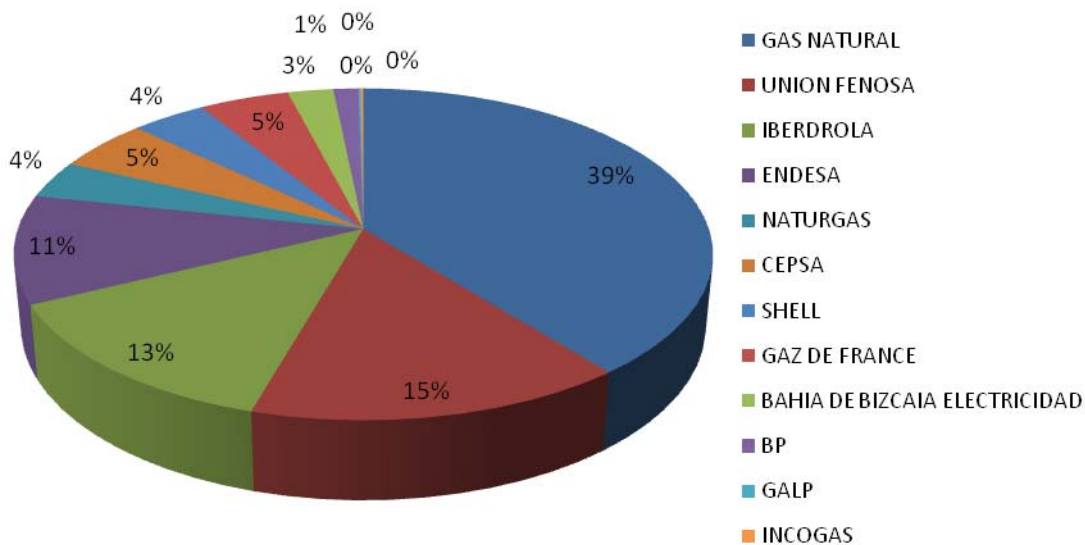


Figura 21. Porcentaje de capacidad reservada en el mercado español (fuente: SL-ATR).

Y la figura que aparece a continuación indica la cuota de importaciones de gas de todas las empresas:

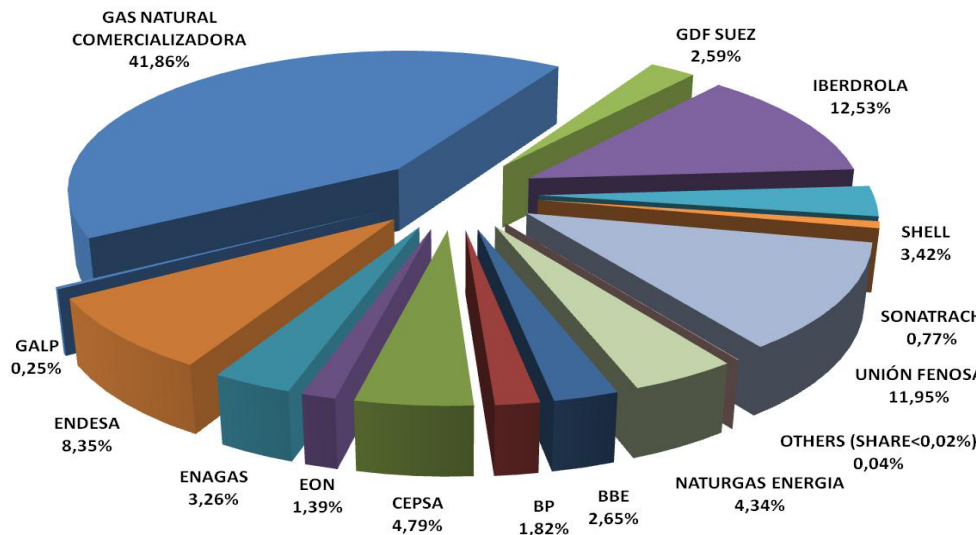


Figura 22. Cuota de importaciones de gas en el mercado español en 2008.

4.2.2 Descripción del mercado minorista

El consumo de gas natural en España en 2008 fue de 451.117 GWh, un 10% por encima del registrado en 2007.

El número de consumidores en 2008 sobrepasó los 6,9 millones en España, con 193.192 nuevos clientes.

4.2.2.1 Apertura del mercado

Todos los clientes españoles (incluido el sector residencial) han podido elegir suministrador desde el 1 de enero de 2003. La normativa ha establecido un calendario de liberalización y ha ido rebajando gradualmente el umbral para ser cliente cualificado: de los tres millones en agosto de 2000, a un millón en enero de 2002, a la apertura total el 1 de enero de 2003.

A lo largo de 2007, el Ministerio continuó con la tendencia de desarrollar el mercado ATR con la eliminación progresiva de las tarifas reguladas para usuarios finales, y el 1 de julio de 2008 se suprimieron también las tarifas de alta presión (presión de suministro entre 4 y 60 bar).

La siguiente figura muestra la evolución de la cuota de consumo del mercado regulado y el liberalizado:

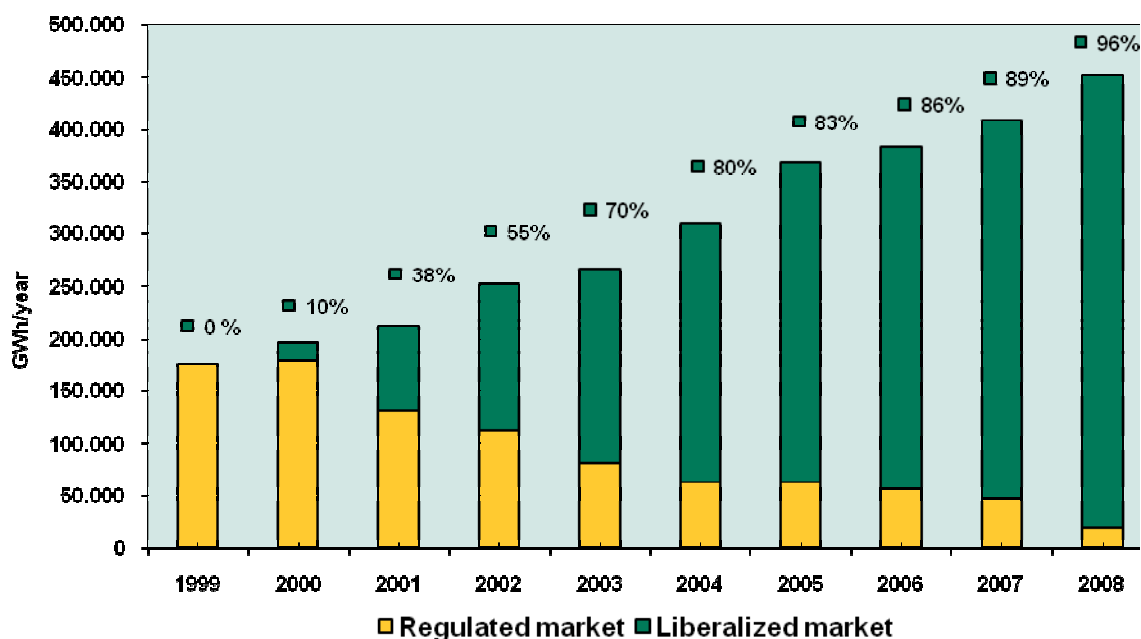


Figura 23. Evolución de la apertura de mercado en términos de energía.

Al final de 2008, los consumidores del mercado regulado representaban un 1,3% (lo que se corresponde con un 4,3% del gas consumido), mientras que los consumidores del mercado liberalizado ascendían a un 98,7% (un 95,7% del consumo). Desde el 1 de julio de 2008, el suministro de último recurso ha sustituido a la tarifa regulada. En las Islas Baleares se da una situación particular, porque el mercado sigue estando regulado y, en lugar de gas natural, la red distribuye aire propanado.

Las empresas de distribución no están autorizadas a vender gas a sus clientes desde el 1 de julio de 2008. Desde ahora, deben dedicarse exclusivamente a la red de distribución de gas. El suministro de último recurso ha reemplazado a la tarifa regulada desde julio de 2008. La Orden Ministerial ITC/2309/2007 establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural.

4.2.2.2 Estructura del mercado minorista

La cantidad total de consumidores en marzo de 2009 fue de 6.930.550 (193.000 consumidores más que en diciembre de 2008), y la demanda de gas llegó a los 451.000 GWh (un 10% más).

La figura que aparece a continuación muestra el volumen de consumo anual en el mercado español en 2008 por tipo de suministro (regulado o libre), y por grupo empresarial suministrador:

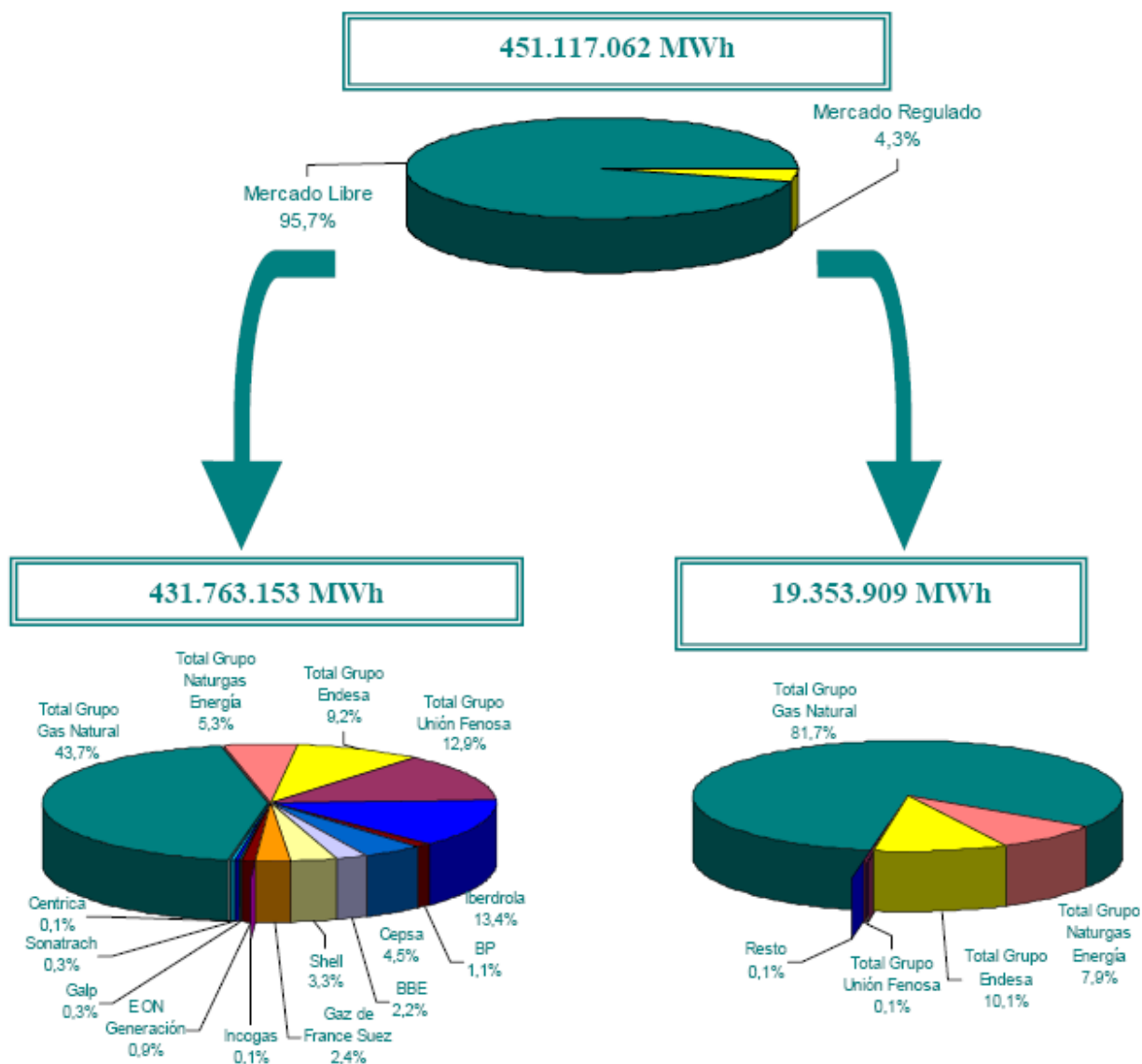


Figura 24. Volumen de consumo anual en el mercado español en 2008.

La siguiente figura (25) muestra la cantidad de consumidores en el mercado español en 2008 por tipo de suministro (regulado o libre) y por grupo empresarial suministrador:

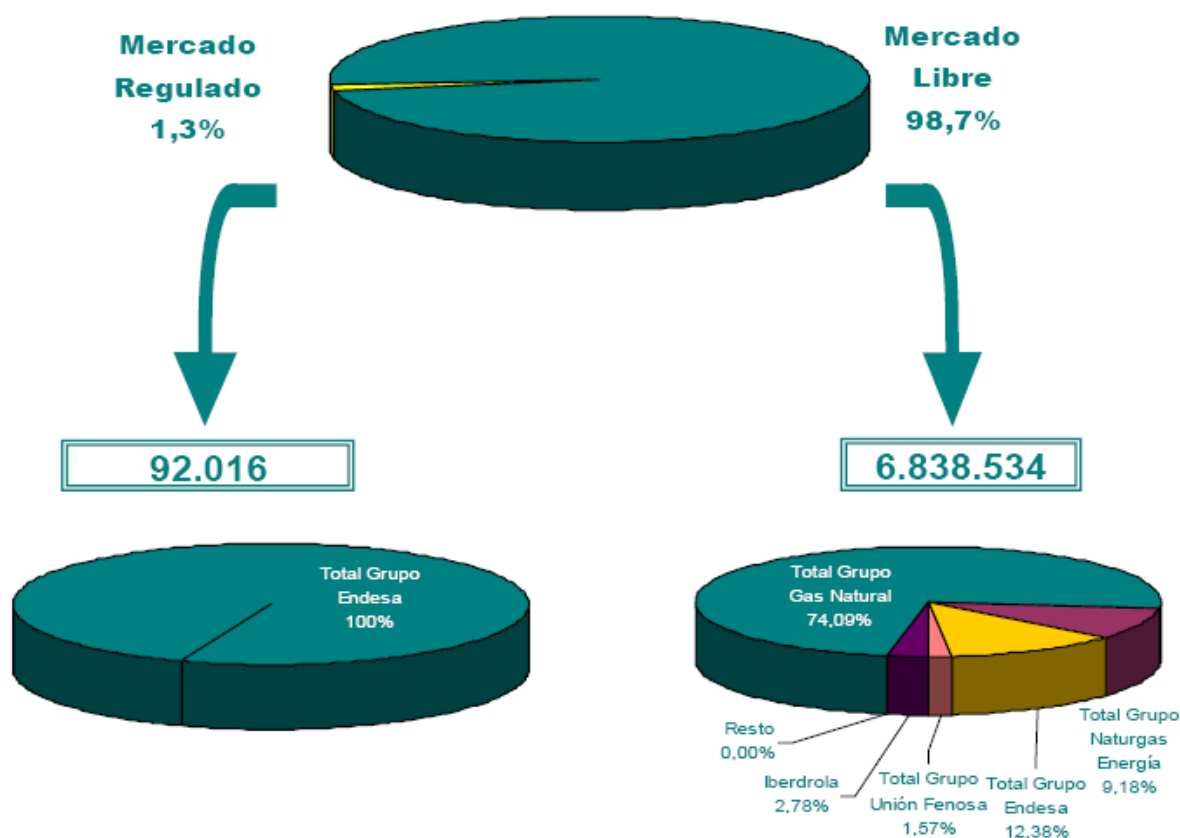


Figura 25. Número de consumidores en el mercado español en 2008.

Total: 6.930.550 clientes.

Desde octubre de 2007, en el registro de empresas suministradoras hay 33 compañías inscritas. En la figura 26, se pueden ver las ventas de gas natural en España, según los grupos de consumidores.

En 2008, el consumo de gas natural (figura 27), por sectores, se repartió de la siguiente manera:

- Sector residencial-comercial: 13,2%
- Sector industrial: 43,9%
- Uso de gas natural como materia prima: 1,1%
- Generación de electricidad (ciclos combinados y centrales bipropelentes): 41,8%

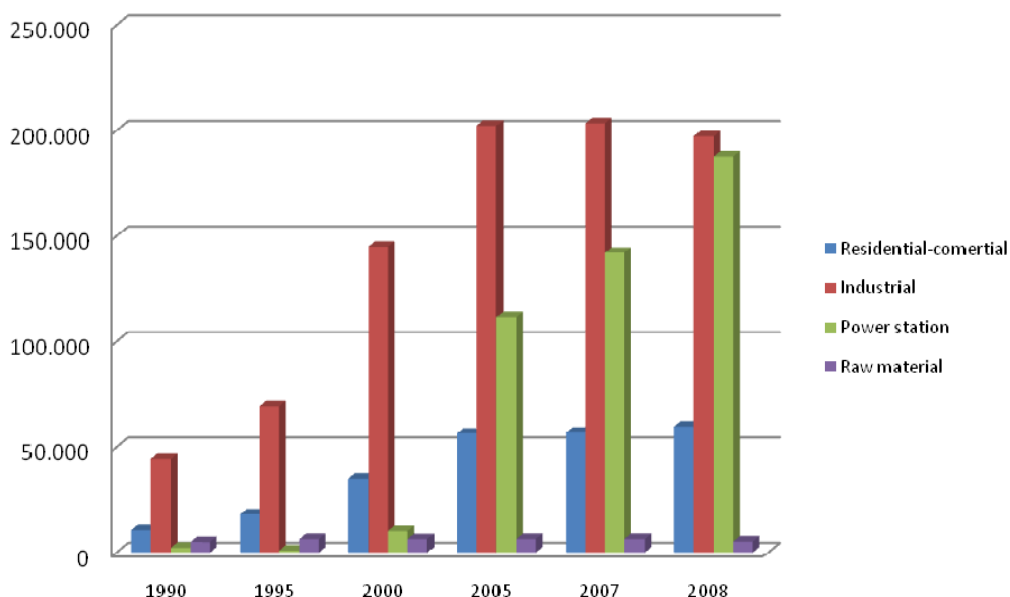


Figura 26. Ventas de gas natural en España (GWh) (fuente: Sedigas).

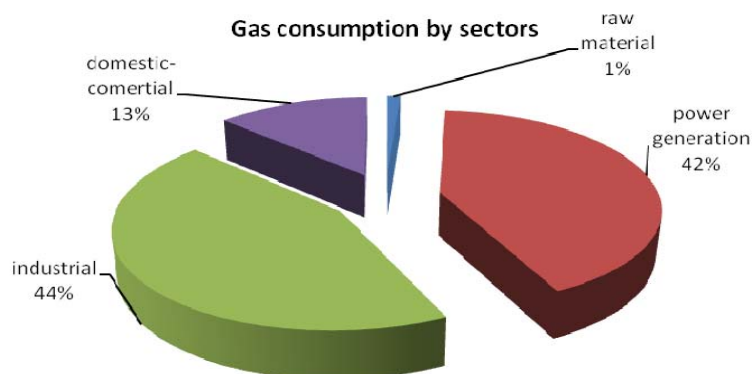


Figura 27. Consumo de gas natural por sectores en 2008 (fuente: Sedigas).

La siguiente tabla (36) muestra, de nuevo, el consumo en el mercado español, pero desglosado según otros tipos de conceptos. En este caso, se muestra por niveles de presión y consumo, en función de los distintos grupos tarifarios.

MWh ESTRUCTURA DE TARIFAS / ESCALONES DE CONSUMO	2008	
	Número de consumidores	Consumo total de gas natural (MWh)
Grupo 1 (Presión >60 bar)		
1.1 Consumo =< 200 GWh/año	18	2.036.769
1.2 Consumo > 200 GWh/año y =< 1000 GWh/año	36	18.916.233
1.3 Consumo > 1000 GWh/año	58	192.356.296
TOTAL Grupo 1	112	213.309.298
Grupo 2 (Presión > 4 bar y =< 60 bar)		
2.1 Consumo =< 500.000 KWh/año	710	198.659
2.2 Consumo > 500.000 KWh/año y =< 5 GWh/año	1.826	3.720.848
2.3 Consumo > 5 GWh/año y =< 30 GWh/año	1.356	17.385.558
2.4 Consumo > 30 GWh/año y =< 100 GWh/año	599	32.765.747
2.5 Consumo > 100 GWh/año y =< 500 GWh/año	305	59.389.015
2.6 Consumo > 500 GWh/año	38	47.629.040
TOTAL Grupo 2	4.834	161.088.867
Grupo 3 (Presión =< 4 bar)		
3.1 Consumo =< 5.000 KWh/año	3.307.893	9.007.269
3.2 Consumo > 5.000 KWh/año y =< 50.000 kWh/año	3.464.921	32.123.130
3.3 Consumo > 50.000 KWh/año y =< 100.000 kWh/año	20.858	1.195.637
3.4 Consumo > 100.000 kWh/año	39.914	20.844.965
3.5 Consumo > 10 GWh/año	0	0
TOTAL Grupo 3	6.833.586	63.171.002
Tarifa interrumpible		
4.1. Presión > 4 bar y =< 60 bar	0	0
4.2. Presión > 60 bar	0	290.559
TOTAL Tarifa interrumpible	0	290.559
MATERIAS PRIMAS	2	5.045.584
Centrales satélite GNL	-	8.211.752
TOTAL GENERAL	6.838.534	451.117.062

Tabla 36. Consumo de gas natural, año 2008 (MWh).

4.2.2.3 Evolución de las cuotas de mercado y los clientes que han cambiado de suministrador de gas

En España hay 20 empresas comercializadoras en el mercado del gas, y los nuevos participantes copan casi el 50% de la cuota de mercado, de modo que la competencia es fuerte.

En términos energéticos, en torno al 90% del mercado liberalizado del gas ha cambiado de suministrador desde el comienzo del proceso de liberalización; en número de clientes, casi el 45% dentro del mercado liberalizado (3.125.000) ha cambiado de suministrador desde la apertura del mercado doméstico en 2003.

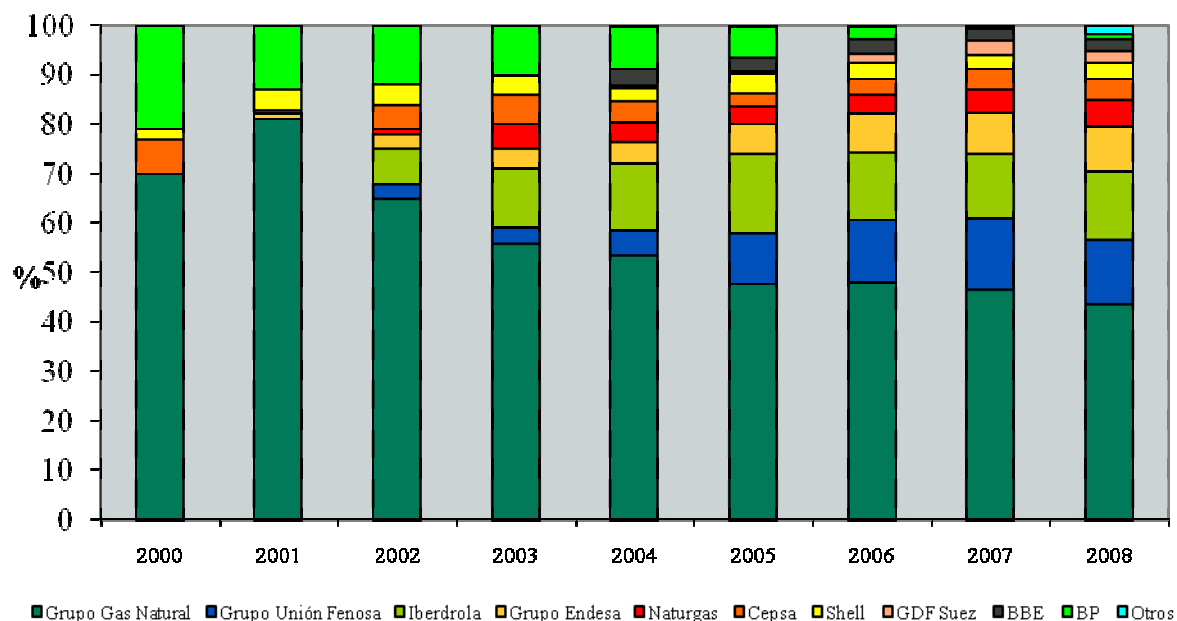


Figura 28. Mercado minorista de gas en España: cuotas en términos de energía.

En el mercado residencial, hay cinco operadores en activo. La tasa de cambio en 2008 fue la mayor de los últimos años: 427.293 cambiaron de proveedor.

El procedimiento para el cambio de suministrador se regula en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre. El plazo máximo de retardo en el cambio es de 15 días. Con objeto de facilitar el cambio, se ha instaurado la Oficina de Cambio de Suministrador (OCSUM). La OCSUM es un órgano, sujeto al derecho mercantil, creado con arreglo a lo dispuesto en las leyes 12/2007 y 17/2007, responsable de la supervisión del cambio de suministrador de los clientes del mercado de la electricidad y el gas, según los principios de transparencia, objetividad e independencia. Los suministradores y minoristas del gas y la electricidad deben tener participaciones de su capital.

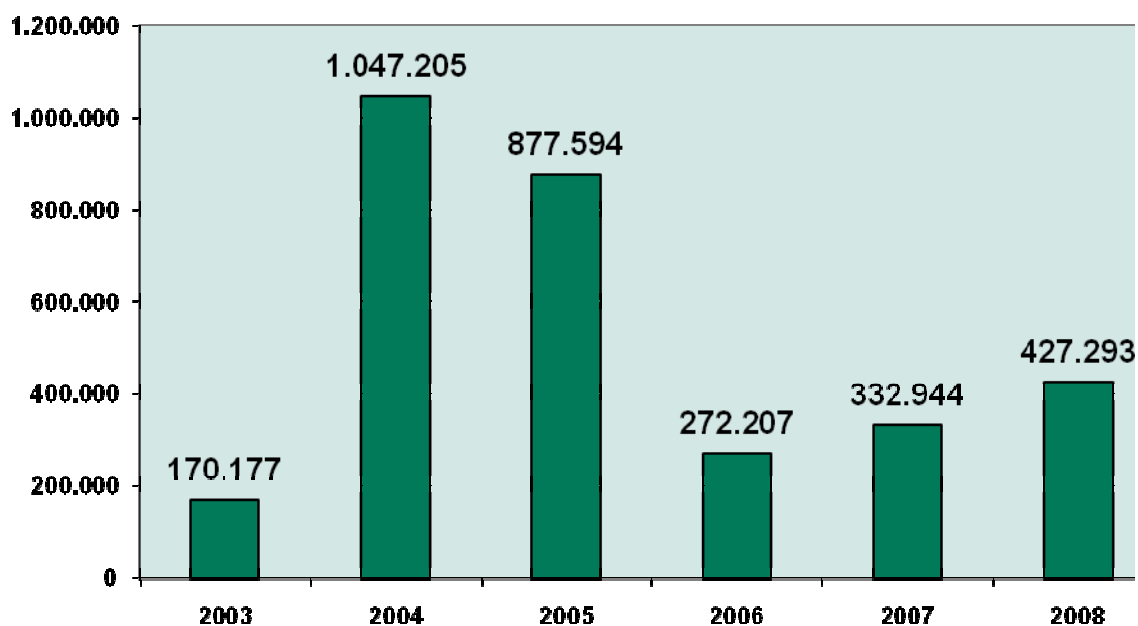


Figura 29. Rotación de clientes anual (número de clientes/año).

4.2.2.4 Resumen del mercado español

En España, hay 20 operadores de gas en activo. Gas Natural es el operador principal, pero su cuota de mercado ha descendido del 90% al comienzo de la liberalización (2003) al 45% en 2008.

La tabla que sigue muestra varias cuotas de los grupos empresariales a finales de 2008. La primera columna es la cuota de gas disponible, basada en las importaciones a España. La segunda columna aparece la cuota de las empresas en el mercado OTC. La tercera columna detalla la cuota del mercado minorista, basada en el volumen de ventas a los clientes finales. En la cuarta se indica la cuota en la red de distribución con respecto al total de la red española. La quinta refleja la cuota en la red de transporte con respecto al total de la red española. Y la última columna muestra la cuota de capacidad de emisión de GNL.

	ACTIVIDADES DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS			ACTIVIDADES DE INFRAESTRUCTURAS DE GAS		
	Cuota de gas disponible (importaciones)	Cuota de gas intercambiado en el mercado OTC español	Cuota del mercado minorista	Cuota en la red de distribución respecto a total de la red española	Cuota de la red de transporte respecto a total de la red española	Cuota de capacidad de regasificación de GNL respecto a total de terminales de GNL españolas
GAS NATURAL COMERCIALIZADORA	41,86%	13,4%	45,53%	86%	6%	4%
IBERDROLA	12,53%	12,2%	12,79%	-	-	10%
UNIÓN FENOSA	11,95%	15%	12,36%	-	-	16%
ENDESA ENERGÍA	8,35%	10,8%	9,24%	9%	3%	8%
NATURGÁS	4,34%	9%	5,41%	5%	2%	4%
CEPSA	4,79%	12,3%	4,33%	-	-	4%
SHELL	3,42%	7,9%	3,19%	-	-	-
GDF SUEZ	2,59%	3,8%	2,30%	-	-	-
BBE	2,65%	3,4%	2,10%	-	-	-
BP	1,82%	4%	1,09%	-	-	-
E.ON	1,39%	-	0,86%	-	-	-
GALP	0,25%	-	0,28%	-	-	-
SONATRACH	0,77%	-	0,27%	-	-	-
OTROS	0,04%	-	0,24%	-	-	-
ENAGÁS (*)	3,26%	-	-	-	89%	50%

Desde julio de 2008, a ENAGÁS ya no se le permite importar gas a España.

Tabla 37. Resumen del mercado gasista español en 2008.

A continuación, se detallan las hipótesis empleadas para calcular el precio final por componentes de gas natural, por consumidores tipo, como se definen en el cuestionario. El periodo de vigencia de estos precios es el año 2008.

- El coste de la energía se calcula en función de los costes de las materias primas que el Ministerio publica trimestralmente. Para poder calcular el coste de las materias primas para 2008, los datos disponibles se han ponderado en función del número de días que estuvieron en vigor. Los costes se modifican teniendo en cuenta las pérdidas de la red, como se estipula en la Orden Ministerial ITC/3863/2007.
- Los costes de red se han calculado aplicando los peajes especificados en la Orden Ministerial ITC/3863/2007 para la recepción y descarga, la regasificación, el transporte, la distribución y el almacenamiento subterráneo de GNL para cada tipo de consumidor. Una vez que se han calculado los costes totales de red, se computan los gravámenes

incluidos en tales costes de red, es decir, el gravamen de la CNE, el canon del gestor de la red, y el reencaminamiento provisional correspondiente a la liquidación entre los años 2002 y 2006.

- Para facturar el peaje de regasificación y la parte de capacidad de regasificación del peaje de transporte y distribución, se ha aplicado un factor de carga de entrada del 85%.
- Para la facturación del almacenamiento subterráneo, se ha calculado un almacenamiento estratégico de 21 días para cada tipo de consumidor. En el caso de los clientes residenciales, también se ha incluido un almacenamiento estacional de 30 días.
- El concepto «gravámenes incluidos en los costes de red» se obtiene al deducir el porcentaje sobre el total al que corresponden otros costes, como el gravamen de la CNE y el canon del gestor de la red, del importe total de peajes y gravámenes. El porcentaje sobre los costes totales que corresponde a estos otros costes se obtiene a partir de los costes provisionales de la red gasista pertenecientes a 2008.
- El cálculo del precio final no incluye el margen de beneficio del suministro. No obstante, si los precios se calculan al añadir los costes (peajes, gravámenes, precios unitarios de la materia prima y pérdidas) al precio resultante de las tarifas de venta, el margen de beneficios de suministro para el consumidor tipo D3 (el cliente típico) será de un 2%.
- El concepto de impuestos es el resultado de aplicar el 16% de IVA al precio final antes de impuestos, según se calcula al añadir los peajes, gravámenes, pérdidas y precios unitarios de la materia prima.

Consumidores tipo	Coste de la energía (1)	Costes de regulación	Costes de red	Impuestos	Precios totales (cent€/kWh)
D2	2,55	0,02	2,43	0,80	5,80
I1	2,54	0,01	1,22	0,60	4,37
I4	2,54	0,00	0,26	0,45	3,25
Residencial típico (10.000 kWh/year)	2,55	0,02	2,75	0,85	6,18

Tabla 38. Precio de los consumidores finales, por tipo de componente (céntimos de euro/kWh), 2008.

Se debe señalar que el consumidor tipo I1 no es representativo del consumo industrial en España. En concreto, los consumidores incluidos en el peaje que se aplicaría a este consumidor tipo (peaje 2.1), de acuerdo con las características definidas en el cuestionario, representan el 14,5% de la cantidad total de consumidores en el grupo tarifario al que pertenece ese consumidor tipo (consumidores conectados a niveles de presión entre 4 y 60 bar), y únicamente un 0,13% del consumo de este grupo tarifario en 2007.

Reclamaciones y consultas de los consumidores

Véase el apartado 3.2.2.

4.2.3 Medidas para evitar los abusos de posición dominante

Las nuevas funciones de supervisión de la CNE en este aspecto se han explicado en el apartado 3.2.3. Aparte de estos cambios, no se ha producido nada reseñable en 2008.

Fusiones y adquisiciones recientes en el sector del gas

Como se expuso en el apartado 3.2.3, en septiembre de 2008, GAS NATURAL anunció su intención de absorber UNIÓN FENOSA, y la CNC aprobó la operación supeditándola a una serie de condiciones, el 11 de febrero de 2009. A continuación, se describen brevemente los principales efectos que la operación ha tenido en el sector gasista.

En el sector del gas, la fusión ha provocado la desaparición de UNIÓN FENOSA, que hasta la fecha había sido uno de los competidores más importantes y activos de GAS NATURAL, con un gran potencial de crecimiento en las actividades de suministro de gas en España, basado en su capilaridad comercial para llegar a los clientes finales y en su integración vertical en las fases previas de la cadena del GNL. A diferencia de otros competidores procedentes del sector de la electricidad, UNIÓN FENOSA no solo creó una cartera de contratos de suministro a largo plazo con los productores sino que, además, realizó inversiones importantes en las actividades de transporte de GNL y de capacidad de licuado (Egipto y Omán).

Esta pérdida no es fácil de recuperar debido a las barreras de entrada impuestas en los mercados del gas: la firma de acuerdos a largo plazo con los productores de gas suele requerir largos periodos de tiempo (de entre 2 y 5 años) y, a pesar de que la red española cuenta con un exceso de capacidad de regasificación, en la actualidad no hay suficientes instrumentos flexibles, como el almacenamiento subterráneo, lo que puede dificultar la entrada de nuevos competidores. Por lo tanto, es muy difícil que se llegue a igualar el perfil competitivo a escala internacional de UNIÓN FENOSA.

Además, el nuevo grupo heredará las redes de distribución pertenecientes a GAS NATURAL, que cubren la mayor parte de las regiones del territorio nacional, y las redes de distribución de UNIÓN FENOSA, que dan servicio a casi el 14% de los puntos de abastecimiento de electricidad en España. Como resultado de la operación, en algunas zonas se podría producir un solapamiento de las redes de gas y electricidad, lo que le daría una ventaja competitiva al nuevo grupo para hacer ofertas paralelas a los clientes finales.

Con objeto de eliminar los efectos negativos perceptibles de la fusión sobre la competencia, GAS NATURAL se compromete a mantener las actividades de suministro de UNIÓN FENOSA separadas de las de comercialización minorista de GAS NATURAL con terceros.

La CNC aceptó también finalmente el compromiso de GAS NATURAL de vender las redes de distribución de gas, formadas por un total de 600.000 puntos de distribución (que corresponden a un 9% del mercado español). Venderán redes completas en las provincias en las que las redes de gas de GAS NATURAL se solapan con las redes de electricidad de UNIÓN FENOSA. GAS NATURAL también se compromete a desprenderse de 600.000 clientes del sector del gas (pequeñas y medianas industrias y consumidores domésticos) asociados a las redes de distribución que va a vender. Por último, GAS NATURAL deberá suministrar gas en condiciones de mercado a los compradores de los clientes durante dos años.

5. SEGURIDAD DEL SUMINISTRO

El 30 de mayo de 2008, el Consejo de Ministros aprobó el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, que trazaba las líneas generales de la estrategia del Gobierno en materia de energía. Este plan para la electricidad y el gas en el periodo 2008-2016 tiene como objeto la red de transporte y su finalidad es la de garantizar la seguridad y la calidad del suministro de gas y electricidad, a medio y largo plazo, permitiendo el crecimiento económico y preservando la competitividad global y la protección del medio ambiente. Los objetivos ambientales se han integrado desde el principio con los del plan para hacerlo más sostenible.

Las infraestructuras planificadas permitirán la seguridad del suministro, de acuerdo con las necesidades de transporte eléctrico que requerirán las desaladoras y el AVE, así como la nueva interconexión con Francia a través del Pirineo oriental. Igualmente, prevé la inclusión de futuros ejes ferroviarios de alta velocidad, como el de Cantabria, una vez éstos sean aprobados y definidos por ADIF (organismo responsable del desarrollo, la operación y la gestión de infraestructuras).

En su proceso de elaboración, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ha contado con la colaboración de todos los Ministerios afectados, en especial con los de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino y de Fomento; las Comunidades Autónomas; los operadores de las redes de gas y electricidad; la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) y la Comisión Nacional de Energía. Además, ha sido sometido a audiencia pública y cuenta con el Informe de Sostenibilidad Ambiental (ISA). Las inversiones en infraestructuras eléctricas se elevan a 9.220 millones de euros, mientras que las de gas supondrán 10.221 millones.⁹

También en referencia al gas y la electricidad, en marzo de 2009, el Consejo de Administración de la CNE aprobó su *Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura - 2008*.¹⁰ Este trabajo, actualizado periódicamente

⁹ <http://www.mityc.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygas/Desarrollo2008/Paginas/Desarrollo2008.aspx>

¹⁰ http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA006_08.PDF

cada seis meses, ofrece información minuciosa y exhaustiva sobre las previsiones de cobertura de la demanda desde una perspectiva general y nacional, así como proyecto por proyecto, en sus extensos anexos semestrales (de los cuales apareció la undécima versión en marzo de 2009).

5.1 Electricidad [Artículo 4 y 2005/89/CE, Artículo 7]¹¹

Evolución de la demanda de electricidad

La demanda de energía sigue creciendo año tras año, pero se ralentiza rápidamente y ya fue negativa el último trimestre de 2008. El incremento medio del año pasado es del 1% (muy por debajo de los valores registrados en años anteriores) tomando en consideración la demanda peninsular y la extrapeninsular. Durante 2008, la demanda nacional bruta apenas ascendió en 16 TWh.

Una primera señal de este cambio queda patente en la máxima demanda anual de potencia, 42.961 MW, registrada en diciembre de 2008 (por debajo del registro máximo de la historia, 44.876 MW en 2007). La evolución del crecimiento anual global de la demanda entre 2004 y 2008 se muestra en el siguiente gráfico:

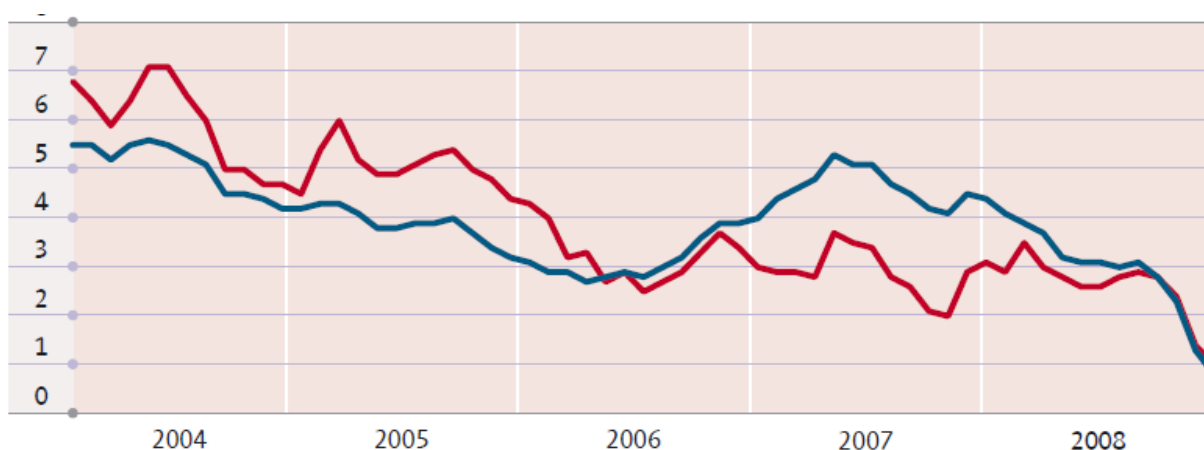


Figura 30. Porcentaje de crecimiento anual de la demanda (rojo: sin ajuste; azul: con ajuste a laboralidad y temperatura). Fuente: REE.

¹¹ Este apartado puede hacer referencia a las previsiones sobre la demanda recabadas por GRT en los casos en que proceda.

Como ya se mostró en la tabla 6, la capacidad en la España peninsular a finales de 2008 era de 89.944 MW.

De estos aproximadamente 90 GW de generación neta, una estimación conservadora situaría como no disponibles entre 30 y 35 GW (mayormente debido a capacidad no utilizable a causa de un bajo potencial hidráulico o un periodo sin viento), lo cual dejaría unos 13 GW de capacidad restante entre los años 2009 y 2011. En las previsiones a largo plazo (hasta 2020) se reduce este margen a apenas 6 GW, si bien, como los supuestos conservadores no toman en consideración la capacidad futura de generación en las primeras etapas de puesta en servicio, se prevé que la estimación de la capacidad restante será mayor conforme se aproxime la fecha de plazo, como la experiencia ha demostrado. Por otra parte, el impacto en la demanda de la recesión económica podría incrementar el margen en la generación a un periodo mayor que el proyectado inicialmente.

Inversión en generación para el próximo trienio

Se espera que las inversiones en nueva capacidad en régimen ordinario se concentren en centrales de ciclo combinado. Desde 2008 en adelante, las centrales CCGT en los tres próximos años (según la estimación conservadora de los GRT, como se indica en el *Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura de la CNE*) abarcarán más de 4.500 MW repartidos como sigue:

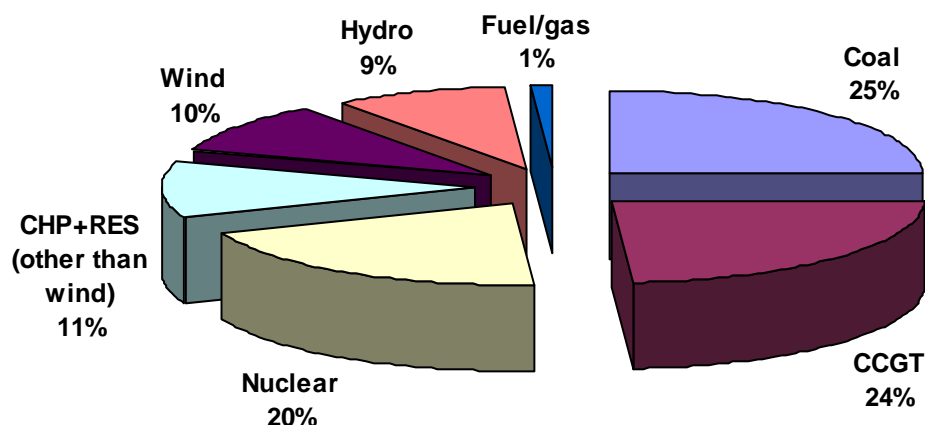
2009	2010	2011
2.073 MW	830 MW	1.658 MW

Tabla 39. MW procedentes de centrales CCGT en los tres próximos años.

La Comisión Nacional de Energía supervisa la autorización del calendario previsto para instalaciones de ciclo combinado en construcción. También existen autorizaciones para instalaciones de generación en las islas y para instalaciones de producción de régimen especial (cogeneración, energías renovables y residuos).

Mix de combustibles de generación actual y avances previstos

Durante 2008, la generación eléctrica en la Península derivó de los siguientes combustibles/tecnologías, como ilustran los porcentajes del gráfico:



Fuente: REE

Figura 31. Mix de generación en la red eléctrica peninsular.

En el futuro se espera que continúe bajando la proporción de generación basada en el carbón a causa de las restricciones impuestas por el Plan de la Minería, así como la generación proveniente de combustibles. Esta merma se debería ver compensada con generación de gas de ciclo combinado, más eficiente y menos contaminante. Además, se espera un aumento gradual en la generación de régimen especial.

Centrales puestas en servicio o retiradas en 2008

Durante 2008, la variación en la capacidad en España fue positiva, con un balance de casi 1.776 MW, cantidad de la cual 1.387 MW provienen de la puesta en servicio de centrales de ciclo combinado, y 2.000 MW proceden de la instalación de nueva energía eólica. El incremento de potencia se clasifica por tecnologías de la siguiente forma:

Aumento de potencia en 2008 (en MW)	
Ciclo combinado	1.387
Energía eólica	145
PCCE+FER (excepto eólica)	244
Total	1.776

Tabla 40. Aumento de la potencia en el año 2008.

Regulación y autorizaciones

El marco normativo por el que se regula el procedimiento para la autorización de instalaciones de generación se define en el Real Decreto 1955/2000, y la competencia corresponde al Estado en los casos en que se ve afectada más de una comunidad autónoma. En estos casos, la Comisión Nacional de Energía debe emitir un informe sobre la instalación. Si, por el contrario, la central sólo afecta a una comunidad autónoma, el Gobierno de ésta será el responsable. Además, de forma anual, la CNE elabora el informe marco con previsiones sobre la evolución de la demanda de electricidad y gas, y sobre la situación y las perspectivas del suministro energético.

A este respecto no han tenido lugar más avances destacables en el plano de la regulación durante el año 2008.

Incentivos para la creación de capacidad

Según las disposiciones de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas, la CNE debe preparar una propuesta sobre los mecanismos de financiación de pagos por capacidad y remitirla al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Por ello, el 3 de abril de 2008, la CNE presentó su propuesta para financiar el pago por la capacidad ante dicho Ministerio, una vez aprobada por el Consejo de Administración de la CNE.

Estos pagos se desdoblaron en: por un lado, un «incentivo a la inversión» para fomentar la creación de capacidad a largo plazo; por otro, un «servicio transitorio de disponibilidad». Los incentivos a la inversión pueden variar en función de su tasa de adecuación a la red, mientras que el servicio de disponibilidad lo contrata el gestor de la red como producto adicional.

Procesos seguidos por los GRT para la planificación de nuevas redes, la gestión de la congestión y el funcionamiento de mercados mayoristas

El artículo 31 sobre procedimientos de operación del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, dispone lo siguiente:

1. El operador del sistema y la Comisión Nacional de Energía podrán proponer para su aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

2. Los procedimientos de operación deberán contemplar, al menos, los siguientes aspectos:

(...)

d. Análisis de la seguridad en la cobertura del corto plazo.

(...)

g. Información de la explotación.

h. Programación del sistema.

(...)

k. Condiciones de funcionamiento del sistema de producción y transporte y criterios de calidad, fiabilidad y seguridad.

(...)

m. Gestión y liquidación de cada uno de los servicios de ajuste del sistema.

n. Situaciones de alerta y emergencia.

(...)

Estos conceptos se utilizan en distintos procedimientos de operación (P.O.), entre los cuales se pueden destacar los siguientes, aprobados en el periodo 2008-2009:

- P.O. 1.6. «Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema», aprobado por Resolución de 18 de mayo de 2009.
- P.O. 3.1. «Programación de la generación», aprobado por Resolución de 18 de mayo de 2009.
- P.O. 3.2. «Resolución de restricciones técnicas», aprobado por Resolución de 18 de mayo de 2009.
- P.O. 3.3. «Resolución de los desvíos generación-consumo», aprobado por Resolución de 18 de mayo de 2009.
- P.O. 4.1. «Resolución de congestiones en la interconexión Francia-España», aprobado por Resolución de 28 de mayo de 2009.
- P.O. 4.2. «Resolución de congestiones en la interconexión Portugal-España», aprobado por Resolución de 29 de junio de 2007.
- P.O. 7.2. «Servicio complementario de regulación secundaria», aprobado por Resolución de 18 de mayo de 2009.
- P.O. 7.3. «Servicio complementario de regulación terciaria», aprobado por Resolución de 18 de mayo de 2009.
- P.O. 14.3. «Garantías de pago», aprobado por Resolución de 18 de mayo de 2009.

5.2 Gas [Artículo 5 y 2004/67/CE, Artículo 5]

Evolución de la demanda de gas

El consumo de gas natural en 2008 fue de 451.117 GWh, un 10% mayor que la demanda del mismo año y algo superior a la previsión. Se trata de uno de los mayores índices de crecimiento de Europa en un año en que las condiciones atmosféricas han sido relativamente suaves en el continente durante el invierno. En España, las temperaturas estivales también fueron más bajas que el año anterior.

Las previsiones de demanda para el periodo 2008-2016 son las siguientes:

	2009	2011	2016	Incremento medio [%]
Demanda TOTAL anual (TWh)	402	414	510	1,8%

Tabla 41. Demanda anual de gas natural (fuente: Previsión de demanda anual de Enagás para el periodo 2009-2016).

Se prevé un descenso en la demanda de gas para el año 2009 como consecuencia de la crisis económica. Actualmente se están revisando los supuestos de demanda de gas.

Origen del suministro de gas (importaciones)

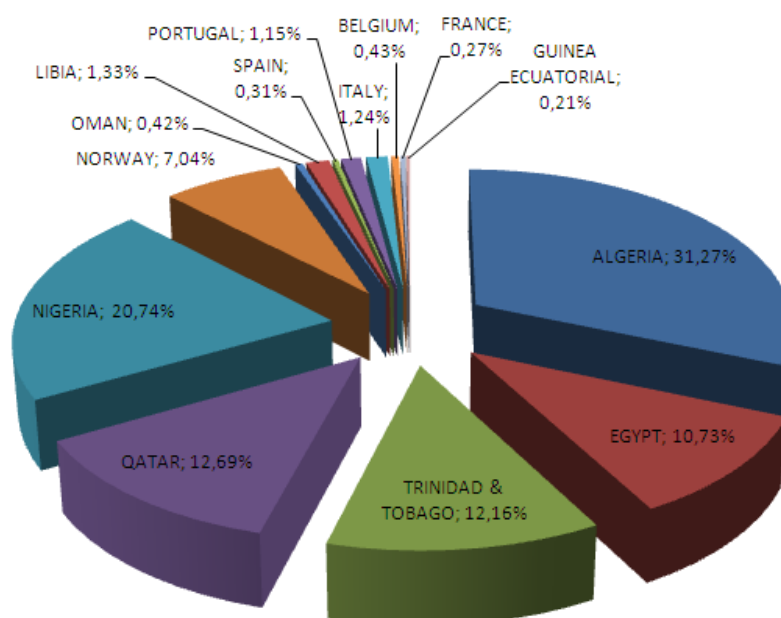


Figura 32. Origen del suministro de gas en España, año 2008.

Capacidad de importación

En cuanto a la producción disponible actualmente y la capacidad de importación en bcm, la situación es la siguiente:

A) Capacidad de las regasificadoras

Regasificadora	Capacidad de almacenamiento (m ³)	Capacidad de regasificación (Mm ³ (n)/h)
Barcelona	540.000	39,60
Huelva	469.500	32,40
Cartagena	437.000	36,45
Bilbao	300.000	19,20
Sagunto	300.000	19,20
Reganosa	300.000	9,91
TOTAL	2.346.500	156,76

Fuente: Enagás

Tabla 42. Capacidad de las regasificadoras.

B) Capacidad de las conexiones internacionales por gasoductos

Ubicación	Capacidad de conducción (Mm ³ /día)
Larrau	8,31
Irún (salida a Francia)	-0,38
Tarifa (España y Portugal)	33,94
Badajoz (salida a Portugal)	6,5
Tuy (entrada a España)	1,72
ENTRADA NETA A LA RED ESPAÑOLA	50,1

Fuente: Enagás

Tabla 43. Capacidad de las conexiones internacionales por gasoductos.

C) Producción de los yacimientos nacionales

La producción nacional de gas en 2008 fue sólo de 1.082 GWh, lo que representa el 0,24% de la demanda de gas en España.

Yacimiento	Producción en 2008 (GWh)
Marismas (Valle del Guadalquivir)	443
Poseidón (Golfo de Cádiz)	452
Palancares	187
Total	1.082

Tabla 44. Producción en los yacimientos de gas españoles (fuente: Enagás).

Inversión en infraestructura gasista en 2008

En 2008 se inauguraron nuevas instalaciones en la red de gas española, incluidos tanto regasificadoras como gasoductos.

La regasificadora de Mugaros, puesta en servicio en 2007, multiplicó por tres en 2008 la cantidad de gas introducida en la red y entró en pleno funcionamiento.

La regasificadora de Cartagena incrementó su capacidad de regasificación en 150.000 m³(n)/h, además de sumar un nuevo tanque de 150.000 m³ a su capacidad de almacenamiento. La central de Sagunto también vio aumentada su capacidad de regasificación.

En 2008 comenzó asimismo a funcionar el Eje Transversal en toda su longitud (264 km). Se realizó el desdoblamiento del Ramal al Campo de Gibraltar-Fase II, y se llevó a cabo el incremento en la capacidad de presión (de 45 a 51 bar) en el gasoducto Sea-Line en la costa de Barcelona-Besós.

Asimismo se pusieron en servicio los siguientes gasoductos:

- El gasoducto que alimenta la central de ciclo combinado de Soto del Real (80 bar)
- El semianillo suroeste de Madrid
- El gasoducto Montesa-Denia
- El desdoblamiento del gasoducto BBV, tramo Arbós-Planta de Barcelona

- El gasoducto de Arévalo-Medina del Campo
- El gasoducto del sur Cabanas-Betanzos-Abegondo, tramo II

Dos nuevas estaciones de compresión entraron en servicio en 2008: la de Zaragoza (con una capacidad de 375.000 (m³(n)/h)) y la de Alcázar de San Juan (con 1.300.000 (m³(n)/h)).

Inversión en infraestructura gasista para el próximo trienio

Cabe destacar la planificación en materia de hidrocarburos, responsabilidad del Gobierno y en la que participan asimismo las comunidades autónomas, el Gestor Técnico del Sistema, la CNE y otros agentes, gestores de redes, distribuidores y comercializadores. La planificación tiene carácter indicativo, salvo en lo que se refiere a los gasoductos de la red básica, a la determinación de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado para abastecer la red y a las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos, casos en los cuales la planificación tiene carácter obligatorio y de mínimo exigible para la garantía de suministro de hidrocarburos. El documento trata los siguientes aspectos, entre otros:

- Previsión de la demanda de gas natural a lo largo del periodo contemplado (diez años).
- Previsiones de desarrollo de la red básica de transporte de gas natural y de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer la red gasista, con el fin de atender la demanda con criterios de optimización de la infraestructura gasista en todo el territorio nacional.
- Definición de las zonas de gasificación prioritaria, expansión de las redes y etapas de su ejecución, con el fin de asegurar un desarrollo homogéneo del sistema gasista en todo el territorio nacional.
- Previsiones relativas a instalaciones de almacenamiento de combustibles gaseosos, así como de las plantas de regasificación, con el fin de garantizar la estabilidad del sistema gasista y la regularidad y continuidad de los suministros de gases combustibles.
- Establecimiento de criterios para la protección del medio ambiente.

A continuación se indican los nuevos proyectos para incrementar la capacidad de entrada a lo largo de los tres próximos años, todos incluidos en la planificación para el periodo 2008-2016. En los casos en que la construcción se encuentra en curso, se indica oportunamente.

A) Regasificadoras

La mayor instalación nueva que entró plenamente en servicio en 2008 fue la central de Reganosa, en Mugardos, La Coruña. Las nuevas infraestructuras son las siguientes:

Gestor de transporte	Nuevas infraestructuras	Estado actual de las nuevas infraestructuras
2009		
ENAGÁS	Regasificadora de Barcelona	
	7.º tanque de almacenamiento con capacidad para 0,087 bcm	En proyecto
	Regasificadora de Huelva	
	5.º tanque de almacenamiento con capacidad para 0,087 bcm	En proyecto
SAGGAS	Regasificadora de Sagunto	
	3.º tanque de almacenamiento con capacidad para 0,087 bcm	En construcción
	Aumento en la capacidad de emisión de 72 bar a una capacidad definitiva de 8,60 bcm	En construcción
GASCAN	Regasificadora de Gran Canaria	
	Dimensión inicial	En proyecto
2010		
ENAGÁS	Regasificadora de Barcelona	
	8.º tanque de almacenamiento con capacidad para 0,087 bcm. Capacidad definitiva de 0,36 bcm.	En proyecto
	Regasificadora de Cartagena	

Gestor de transporte	Nuevas infraestructuras	Estado actual de las nuevas infraestructuras
	5.º tanque de almacenamiento con capacidad para 0,087 bcm	En proyecto
	Regasificadora de Gijón (Musel)	
	Dimensión inicial	En proyecto
BBG	Bilbao	
	4.º tanque de almacenamiento con capacidad para 0,087 bcm	En proyecto
ENERGAS	Regasificadora de Palos de la Frontera	
	Dimensión inicial	En proyecto
GASCAN	Regasificadora de Gran Canaria	
	Dimensión inicial	En proyecto
2011		
ENAGÁS	Regasificadora de Huelva	
	6.º tanque de almacenamiento con capacidad para 0,087 bcm	En proyecto
	Aumento de la capacidad de emisión a 1.500.000 Nm ³ /h	
BBG	Bilbao	
	Aumento de la capacidad de emisión a 1.400.000 Nm ³ /h	En proyecto

Tabla 45. Avances en nuevas regasificadoras.

B) Interconexiones por gasoductos

En abril de 2007, MEDGAZ comenzó a construir el gasoducto exterior entre Argelia y España. Va a invertir aproximadamente 900 millones de euros en esta infraestructura, que se espera comience a funcionar a finales de 2009. La capacidad inicial anual de la infraestructura será de 8 bcm, aunque se prevé que aumente hasta 16 bcm anuales para 2015. MEDGAZ es un proyecto estratégico para Argelia y España, ya que gracias a él el gas natural vendrá directamente de allí, sin necesidad de tránsito por terceros países, lo cual mejorará ostensiblemente la seguridad del suministro.

En el contexto de ERGEG y el mercado regional de la energía del sur para el gas, el Grupo de Aplicación ha optado por incrementar la capacidad de interconexión con vistas a mejorar la competencia y la seguridad del suministro en los mercados del gas francés y español. Enagás, TIGF y GRTgaz fomentan este aumento de la capacidad y han estado colaborando con ánimo de crear una red de gas robusta.

Actualmente existen dos interconexiones entre Francia y España. Esta capacidad de interconexión debe estudiarse en el contexto de la capacidad de interconexión en la interacción GRTgaz/TIGF, con el objetivo de desarrollar el mercado regional del gas en el sur.

En cuanto al suministro a España desde Francia, existe potencial para un aumento común de la capacidad en 2010/2011 de unos 85 GWh/día en la interconexión de Larrau, elevando la capacidad actual de 80 a 165 GWh/día. El primer incremento de 20 GWh/d ya está decidido y se encontrará operativo en 2009. En junio de 2009 se han realizado pruebas en la interconexión que han arrojado una capacidad de transporte de 100 GWh/día, como se esperaba.

El desarrollo de las interconexiones por parte española está incluido en la revisión de la planificación obligatoria para el periodo 2005-2011, fue ya aprobado en la categoría A y se encuentra actualmente en desarrollo.

Existe otra propuesta de interconexión en los Pirineos: el proyecto MidCat, abreviación de Midi-Cataluña. El trazado es paralelo a Cataluña por la costa y va desde Martorell hasta Barbaira.

En el lado español de la frontera, se ha proyectado un gasoducto de 914 mm de diámetro (36 pulgadas) entre la zona de Barcelona (Martorell) y Figueras. El trazado es paralelo a Cataluña por la costa; Figueras se encuentra a unos 30 km de la frontera con Francia. En Francia, el gasoducto actual de 812 mm diámetro (32 pulgadas) «Artère du Midi» se extiende desde Saint Martin de Crau (estación de compresión de GRTgaz) al área de Toulouse en la zona TIGF. La interconexión con un nuevo gasoducto desde Figueras

puede ubicarse en Barbaira, donde ya se halla operativa una estación de compresión en la parte oriental de la red TIGF. Las infraestructuras en la zona francesa se encuentran en estudio.

En 2008 se construyó un nuevo gasoducto de 260 km, llamado Eje Transversal, para comunicar la costa de levante con el centro de la península. La red de gas en España ha alcanzado los 68.000 km en total, con 14 estaciones de compresión.

Impacto competitivo de las medidas adoptadas a tenor de los artículos 3 y 4 de la Directiva 2004/67/CE sobre los agentes del mercado del gas

En virtud de la Ley 7/2007, la CNE está dotada de nuevas competencias, en concreto la de supervisar el mercado del gas y la seguridad del suministro (artículo 5 de 2003/55/CE), y de garantizar el correcto funcionamiento del mercado, atendiendo a la separación efectiva de las cuentas y el nivel de transparencia y competencia (artículo 25, 2003/55/CE).

Según lo dispuesto en el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, la normativa española somete a todos los agentes a las siguientes obligaciones:

- Obligación de mantener durante todo el año unas existencias mínimas de gas de seguridad que permitan ventas de carácter firme durante 12 días a los consumidores finales. Al comenzar el invierno, la cantidad de existencias debe incrementarse hasta garantizar 20 días, a fin de hacer frente al momento invernal de demanda máxima.

El suministro empleado para el consumo en instalaciones con combustibles alternativos y en circunstancias especiales queda exento de este requisito.

- Obligación de diversificación del suministro, de modo que la proporción derivada del país que más suministre a España (Argelia en este caso) no sea superior al 50%. Con vistas a facilitar la entrada de nuevas empresas en el mercado, y dado

que el suministro de los agentes con pequeña cuota de mercado puede suponer un obstáculo para el desarrollo de su negocio, se ha limitado la obligación de diversificación a aquellos que importen más del 7% del suministro total de gas que entra en España.

Capacidad de almacenamiento

En España, la capacidad de almacenamiento subterráneo es insuficiente y constituye un recurso escaso. Con objeto de resolver las congestiones a este respecto, se emplean dos criterios de asignación de la capacidad de almacenamiento: alrededor del 90% de la capacidad de almacenamiento subterráneo se asigna de forma proporcional (mediante prorrateo) a las ventas a clientes finales y el 10% restante se asigna mediante subasta.

Enagás se ocupa de gestionar los dos almacenamientos subterráneos en España: los de Serrablo y Gaviota, ambos antiguos yacimientos de gas natural ya agotados.

El yacimiento de Serrablo está ubicado entre Jaca y Sabiñánigo (Huesca). El de Gaviota se encuentra aguas adentro frente a Bermeo (Vizcaya) y pertenece a Repsol-YPF.

Almacenamientos subterráneos	Capacidad de almacenamiento de gas Mm ³ (n)			Inyección/producción máxima Mm ³ (n)/día	
	Gas útil	Gas inmovilizado	Capacidad total	Inyección	Producción
SERRABLO (Aurín y Jaca)	420	680	1.100	3,9	6,8
GAVIOTA	1.700	979	2.679	4,5	5,7
TOTAL	2.120	1.659	3.779	8,4	12,5

Fuente: ENAGÁS

Tabla 46. Capacidades de los almacenamientos subterráneos de Serrablo y Gaviota.

Se están proyectando otros muchos almacenamientos, como los de Marismas, Poseidón, Gaviota, Yela, Castor, Barreras, Ruedo y Reus.

Nueva capacidad de almacenamiento	Fecha de inicio prevista
Marismas	2009
Poseidón	2009
Gaviota	2009
Yela	2009
Castor	2009
Reus	2011
Las Barreras	2011
El Ruedo	2011

Fuente: CNE

Tabla 47. Fechas previstas para los nuevos almacenamientos subterráneos.

Otro método para almacenar gas consiste en el empleo de tanques de GNL.

Tanques de GNL	Capacidad de almacenamiento de gas en m ³
BARCELONA	540.000
CARTAGENA	437.000
HUELVA	488.600
BILBAO	300.000
SAGUNTO	300.000
MUGARDOS	300.000
TOTAL	2.365.600

Tabla 48. Capacidad en tanques de GNL.

El gas también se puede almacenar en gasoductos, pero su capacidad no es significativa en comparación con los almacenamientos subterráneos o los tanques de GNL.

	Capacidad máxima de almacenamiento en GWh
ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS	27.513
TANQUES DE GNL	16.073
GASODUCTOS	1.000
TOTAL	44.586

Tabla 49. Capacidad de almacenamiento en gasoductos, tanques de GNL y almacenamientos subterráneos.

Contratos de suministro de gas a largo plazo

En España, la información sobre la duración de cada contrato de suministro de gas a largo plazo no es pública. Sin embargo, la mayor parte de los contratos de suministro de gas de los operadores españoles (más del 90%) son a largo plazo con países productores. Es el caso de los contratos de suministro por GNL y por gasoductos.

Los contratos de suministro de gas a largo plazo no obstaculizan la competencia, dado que sigue habiendo capacidad de entrada disponible en España, a excepción de la interconexión con Francia; además, el GNL se puede desviar a otros mercados.

Incentivos a las nuevas inversiones en exploración y almacenamiento de la producción, GNL y transporte de gas

Se está llevando a cabo el desarrollo de infraestructura siguiendo una planificación central realizada por el Gobierno en colaboración con otras partes. Las edificaciones precisan de autorización de la Administración.

El régimen económico se basa en los siguientes principios:

- Garantizar la recuperación de la inversión.
- Garantizar una rentabilidad razonable de los recursos finales.
- Fomentar una gestión eficaz y aumentar la productividad.

La recuperación de la inversión está garantizada una vez que la infraestructura es reconocida por el Ministerio. Las tarifas a terceros se calculan anualmente con objeto de recaudar la retribución para los propietarios de las infraestructuras (inversores que han construido infraestructuras incluidas en la planificación central).

El coste anual de recuperación para una infraestructura (asignación directa) está formado por una recuperación anual sobre la inversión y un coste anual de operación y mantenimiento. De modo excepcional, es posible incluir inversiones individuales en el sistema de retribución.

Actualmente no existe ningún régimen de acceso de terceros aprobado ni solicitado para ninguna de las infraestructuras nuevas.

6. CUESTIONES RELATIVAS AL SERVICIO PÚBLICO [ARTÍCULO 3(9) DE LA DIRECTIVA DE LA ELECTRICIDAD Y ARTÍCULO 3(6) DE LA DIRECTIVA DEL GAS]

6.1 *Electricidad*

Mantenimiento de la normativa sobre tarifas a usuarios finales de electricidad

La Ley 17/2007, de 4 de julio, define el plazo para la eliminación de las tarifas reguladas para usuarios finales (el *sistema tarifario integral*) y para la implantación de las tarifas de último recurso, pensadas para consumidores con bajos niveles de consumo en el sector de la electricidad. La supresión del sistema tarifario integral constituye la fase final del tránsito a un mercado plenamente competitivo.

La Ley 17/2007 define las tarifas de último recurso como los precios máximos establecidos para determinados consumidores, y también fija los principios para el cálculo de dichas tarifas, que son los siguientes:

- Tarifa única para todo el país.
- Que refleje los costes (es decir, que los ingresos sean suficientes para cubrir los gastos).
- Estructura aditiva: costes de generación, tarifas de acceso y costes de comercialización.

La mencionada ley fija la fecha de aplicación de las tarifas de último recurso y la supresión de las tarifas integrales el 1 de enero de 2009. A partir de tal fecha, los distribuidores ya no desempeñarán la actividad de suministro.

Sin embargo, el Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, retrasa la implantación de las tarifas de último recurso y la eliminación del sistema tarifario integral en el sector de la electricidad hasta el 1 de julio de 2009. Asimismo resuelve que, a partir de esa misma fecha, sólo puedan acogerse a tarifas de último recurso los consumidores de energía

eléctrica conectados en baja tensión (menos de 1 kV) cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 KW.

El Real Decreto 485/2009 también establece la tarifa de último recurso como el precio único (máximo y mínimo) que pueden cobrar los suministradores de último recurso a los consumidores acogidos a la tarifa.

Por el Real Decreto 485/2009 se ha designado a los siguientes suministradores de último recurso para un periodo de cuatro años:

- Endesa Energía, S.L.
- Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.
- UNIÓN FENOSA Metra, S.L.
- Hidrocantábrico Energía Último Recurso, S.A.U.
- E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L.

En la siguiente tabla figura el porcentaje de consumidores en cada segmento, doméstico o no doméstico (es decir, comercial e industrial),¹² que son receptores de suministro en el mercado regulado en 2008.

Segmentos de consumidores	2008
	% de clientes en mercado regulado
Doméstico	92,6%
Resto	68,9%

Tabla 50. Cuota de clientes de suministro por segmento en el mercado regulado de la electricidad.

¹² Entre los consumidores domésticos se incluyen los acogidos a las tarifas 2.0, 2.0 N y 1.0.

Aplicación del etiquetado para fuentes primarias de energía (electricidad)

El artículo 110 bis del Real Decreto 1454/2005 (que constituye la transposición de la Directiva 2003/54) establece que los suministradores deben incluir en las facturas la siguiente información:

- La contribución de cada fuente energética al mix global de combustibles durante el año anterior.
- La referencia a las fuentes en las que se encuentre publicada la información sobre el impacto en el medio ambiente, al menos en cuanto a las emisiones de CO₂ y los residuos radiactivos.

En lo referente a la sostenibilidad, ya era competencia de la CNE la aprobación del método para calcular la contribución de cada fuente primaria de energía al suministro de electricidad y su correspondiente impacto ambiental, así como las normas para las facturas emitidas por distribuidores y suministradores. Sin embargo, es la Orden Ministerial 1522/2007 la que fija el nuevo marco regulador para las garantías de origen (GdO) de la electricidad procedente fuentes de energía renovables y designa a la CNE como organismo responsable de la emisión de GdO.¹³

Igualmente, en lo relativo al régimen especial, el Gobierno ha habilitado a la CNE, por medio del Real Decreto 661/2007, para establecer mediante circular la definición de las tecnologías tipo, los costes y otros parámetros de las distintas instalaciones de generación de electricidad en régimen especial, con el fin de revisar las tarifas, las primas y los suplementos. A este respecto, hay que mencionar que la CNE publicó la Circular 1/2008 de información al consumidor sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente.

En lo referido expresamente a las instalaciones de cogeneración, la CNE debe inspeccionar las centrales de forma aleatoria en su tarea de supervisión de los requisitos de eficiencia en materia de cogeneración, también según el Real Decreto 661/2007.

¹³ http://www.cne.es/cne/./contenido.jsp?id_nodo=266&&keyword=&auditoria=F.

Tratamiento adecuado de los clientes vulnerables en el contexto de la electricidad

Por el Real Decreto-ley 6/2009 se aprobó el bono social a partir del 1 de julio de 2009, toda vez que se cumplan varios requisitos estipulados por la ley, tales como el de familia numerosa, pensionista mayor de 60 años, viudedad, etc.

6.2 Gas

Mantenimiento de la normativa sobre tarifas a usuarios finales de gas

La Ley 12/2007, de 2 de julio, define el plazo para la eliminación de las tarifas reguladas para usuarios finales y para la implantación de las tarifas de último recurso en el sector gasista, pensadas para consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar, a partir del 1 de enero de 2008. Como consecuencia, las empresas distribuidoras ya no pueden proveer gas a sus clientes en el mercado minorista.

Esta ley también suprime las tarifas reguladas a los usuarios finales para clientes conectados a gasoductos cuya presión de diseño sea superior a 4 bar e igual o inferior a 60 bar desde julio de 2007 en adelante. Incluye, además, la definición de los suministradores y tarifas de último recurso, la creación de la Oficina de Cambios de Suministrador y la institución del Comité de Seguimiento de la Gestión Técnica del Sistema Energético.

El calendario de aplicación de las tarifas de último recurso en el sector del gas natural queda establecido por la Ley 12/2007 de la siguiente manera: a partir del 1 de julio de 2008, pueden acogerse a esta tarifa los consumidores conectados a gasoductos con una presión inferior a 4 bar y con un consumo anual inferior a 3 GWh. A partir del 1 de julio de 2009, el límite desciende a 2 GWh y, un año más tarde, a 1 GWh. A partir del 1 de julio de 2010, sólo los consumidores conectados a gasoductos cuya presión de diseño sea igual o inferior a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 1 GWh podrán optar a las tarifas de último recurso.

Este calendario ha sido enmendado por la Orden ITC/1251/2009, de 14 de mayo, a raíz de un acuerdo alcanzado por el Consejo de Ministros el 3 de abril de 2009. Como

consecuencia, a 1 de julio de 2009, sólo los consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea igual o inferior a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 50.000 kWh pueden disfrutar de las tarifas de último recurso en el sector del gas natural.

Gracias a la introducción de las tarifas de último recurso, los usuarios finales que abonaban tarifas reguladas en el mercado regulado y pueden acogerse a las tarifas de último recurso serán transferidos al mercado liberalizado cuando reciban el gas natural a través de los suministradores de último recurso. Así, todos los consumidores de gas natural reciben suministro en el mercado liberalizado a partir del 1 de julio de 2008.¹⁴

La Ley designa a los siguientes como suministradores de último recurso:

- Endesa Energía, S.A.
- GAS NATURAL Servicios, S.A.
- Iberdrola, S.A.
- Naturgás Energía Comercializadora, S.A.U.
- UNIÓN FENOSA Comercial, S.L.

Mediante la Orden ITC/3861/2007, de 28 de diciembre, se define el mecanismo para fijar los precios máximos aplicables por los suministradores de último recurso a los consumidores con derecho a acogerse a las tarifas de último recurso, así como las tarifas reguladas que se deben aplicar a los consumidores sin contrato de suministro en vigor y al mismo tiempo no puedan acogerse a las tarifas de último recurso.

Tratamiento adecuado de los clientes vulnerables en el contexto del gas

La legislación española en materia gasista no da lugar a la presencia de clientes vulnerables.

¹⁴ Con la única excepción de los consumidores de Baleares a fecha de 1 de julio de 2008.