



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME ANUAL
DE LA CNE
A LA COMISIÓN EUROPEA
2010**

15 de julio de 2010

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. Prólogo	3
2. Avances principales en los mercados de la electricidad y el gas.....	6
2.1 Nuevas competencias de la Comisión Nacional de Energía (CNE)	6
2.2 Avances principales en los mercados de la electricidad y el gas	8
2.2.1 Los mercados de la electricidad en el 2009.....	8
2.2.2 Los mercados del gas en el 2009.....	10
2.3 La nueva situación tras el tercer paquete.....	15
3. Regulación y rendimiento del mercado de la electricidad.....	18
3.1 Cuestiones relacionadas con la regulación	
[apartado 1 del artículo 23, salvo la letra h)]	18
3.1.1 Gestión y asignación de capacidad de interconexión y mecanismos para gestionar	
la congestión	18
3.1.2 La regulación de las funciones de las empresas de transporte y distribución	23
3.1.3 Separación efectiva.....	29
3.2 Cuestiones relativas a la competencia	
[apartado 8 del artículo 23 y apartado 1, letra h) del artículo 23]	34
3.2.1 Descripción del mercado al por mayor	34
3.2.2 Descripción del mercado minorista.....	50
3.2.3 Medidas para evitar los abusos de posición dominante.....	58
4. Regulación y rendimiento del mercado del gas natural	62
4.1 Cuestiones relacionadas con la regulación	
[apartado 1 del artículo 25]	62
4.1.1 Gestión y asignación de capacidad de interconexión y mecanismos para gestionar	
la congestión	62
4.1.2 La regulación de las funciones de las empresas de transporte y distribución	66
4.1.3 Separación efectiva.....	68
4.2 Cuestiones relacionadas con la competencia	
[apartado 1, letra h) del artículo 25]	77
4.2.1 Descripción del mercado al por mayor	77
4.2.2 Descripción del mercado minorista.....	92
4.2.3 Medidas para evitar los abusos de posición dominante.....	102

5. Seguridad del suministro.....	105
5.1 Electricidad	
[artículo 4 y 2005/89/CE, artículo 7].....	105
5.2 Gas	
[artículo 5 y 2004/67/CE, artículo 5].....	106
5.2.1 Evolución de la demanda de gas.....	106
5.2.2 Adquisición de suministros de gas. Origen y mix de las importaciones de gas.....	108
5.2.3 Capacidad de importación.....	109
5.2.4 Inversiones en infraestructura gasista en 2009	110
5.2.5 Inversiones para el próximo trienio.....	111
5.2.6 Almacenamientos subterráneos	116
5.2.7 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	118
5.2.8 Contratos de suministro de gas a largo plazo.....	119
6. Cuestiones relativas al servicio público	
[artículo 3(9) de la directiva de la electricidad y artículo 3(6) de la directiva del gas].....	120
6.1 Electricidad.....	120
6.2 Gas.....	124

1. PRÓLOGO

Este informe nacional es el primero que publica la CNE tras la aprobación y publicación oficial del tercer paquete. En este nuevo contexto, la CNE subraya la importancia de los informes nacionales como una herramienta eficaz para supervisar y promover el progreso hacia la creación de un mercado interior de la energía en Europa que funcione correctamente.

Por otro lado, el 2010 será el último año en el que el Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y el gas (ERGEG) presente su evaluación del estado de la liberalización y de la aplicación del marco regulador de la energía. En 2011, la nueva Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) asumirá esas funciones y la CNE renovará su compromiso de contribuir plenamente a la supervisión de los mercados interiores de la electricidad y el gas natural. La ACER refuerza y establece un marco más formal para la cooperación de las autoridades reguladoras nacionales y la CNE está dispuesta a participar activamente en este nuevo contexto institucional.

Desde 2005, representantes de la Comisión Europea y de ERGEG han estado trabajando en la estructura de este informe, que cumple todos los requisitos incluidos en las Directivas correspondientes. El informe incorpora la estructura acordada por la Comisión Europea y las autoridades reguladoras europeas para 2010 con el objetivo de supervisar los mercados de la electricidad y el gas en España del pasado año.

El año 2009 fue un ejercicio importante para los sectores de la electricidad y el gas en España y especialmente para los mercados minoristas. El 1 de julio de 2009 desaparecieron 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 pequeños consumidores, 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 Oficina de Cambios de Suministrador, responsable de la supervisión de los cambios de suministrador de gas y electricidad.

En lo que respecta a los mercados mayoristas, tanto la demanda de electricidad como la de gas se redujeron de forma significativa en 2009, como resultado de la recesión de la economía española y, en consecuencia, los precios de la energía al por mayor disminuyeron también.

El año pasado, la CNE ya aplaudió el largamente esperado acuerdo entre Francia y España para la construcción de una nueva interconexión transpirenaica.

No obstante, la CNE sigue haciendo hincapié en la necesidad de que se establezca una mayor interconexión física entre España y Francia con miras al objetivo del 10 % indicado por el Consejo Europeo en 2002.

En relación al MIBEL, se está avanzando adecuadamente, y se ha creado un buen clima para la inversión que ya está propiciando un notable descenso de las horas de congestión en la interconexión España-Portugal.

Es esencial que se consiga una mayor interconexión física si queremos que se establezca un mercado interior de la energía en Europa, pero además, la CNE está encabezando la labor para mejorar la regulación transfronteriza en la región sudoccidental de la electricidad de ERGEG para aumentar el grado de eficacia del uso y la gestión de las interconexiones. En este sentido, la CNE apoya firmemente la implantación de subastas implícitas para la asignación de capacidades transfronterizas diarias entre el MIBEL y la región centro-occidental. En 2009, las autoridades reguladoras de Francia y Portugal de la región sudoccidental de la electricidad de ERGEG aplaudieron el anuncio que tres operadores de mercado (Nord Pool Spot, EPEX Spot y OMEL) hicieron en octubre de 2009 en referencia a que evaluarían el concepto de acoplamiento de precios a escala paneuropea. También recalcaron la necesidad de que los gestores de las redes de

transporte implicadas, que son legalmente responsables de la asignación de la capacidad de transporte, intervengan activamente.

La CNE también está a la cabeza de las labores en la región meridional del gas de ERGEG y el 2009 ha sido un año clave en el progreso para desarrollar nuevas capacidades transfronterizas en los ejes occidental y oriental de los Pirineos.

La fase vinculante de la temporada abierta de 2013 (eje occidental) y la no vinculante de la de 2015 (eje oriental) se emprendieron a finales de julio de 2009 y el proceso concluyó satisfactoriamente con la decisión positiva del GRT francés consistente en invertir en las infraestructuras asociadas a las capacidades de 2013, por lo que la capacidad en la interconexión de Larrau se incrementará hasta 5,5 bcm/año para marzo de 2013.

A finales de 2009, la CNE comenzó a evaluar cómo se espera que el tercer paquete y los paquetes legislativos en materia de energía y sostenibilidad influyan en la regulación del sector energético en España y, recientemente, la CNE envió un informe al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para ofrecer su asesoramiento en este sentido. Se están enviando una serie de propuestas y recomendaciones al gobierno Español con el objeto de facilitar la transposición y aplicación adecuadas de todos los requisitos nuevos de la UE. Entre otras cuestiones, la CNE incide en que, una vez que el tercer paquete entre en vigor, las decisiones adoptadas por las autoridades reguladoras independientes respecto a sus deberes principales no deberían someterse a la supervisión de los ministerios nacionales, como ocurre con la CNE.

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

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

En el 2009, la CNE ha adquirido nuevas competencias. Estas nuevas competencias están relacionadas principalmente con los mercados liberalizados de suministro de gas y electricidad.

En este marco de los mercados de suministro, las nuevas competencias de la CNE están encaminadas a garantizar la transparencia y un funcionamiento eficaz del mercado. En concreto, la CNE está facultada para publicar y actualizar la lista de suministradores en su sitio web, para gestionar un sistema de comparación de precios, para supervisar los cambios de suministrador y la actividad de la Oficina de Cambios de Suministrador y para colaborar con ella en la promoción de la contratación electrónica del suministro.

La Ley 25/2009 (de 22 de diciembre), que modifica la Ley 54/1997, del sector eléctrico, y la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, ha suprimido la autorización administrativa anterior que debían recibir los comercializadores de electricidad y gas, y también el Registro Administrativo de Comercializadores. Esta Ley ha reemplazado la autorización anterior por una mera comunicación de inicio de actividad y ha establecido que la CNE debe publicar en su sitio web la lista de suministradores que hayan presentado la comunicación de inicio de actividad, para proporcionar a los consumidores sus datos de contacto.

En virtud de la Orden ITC/3519/2009 (de 28 de diciembre), relativa al sector de la electricidad, y la Orden ITC/3520/2009, referente al sector del gas, se determina que la CNE gestionará un sistema de comparación de precios del suministro de energía eléctrica y gas por internet, para el beneficio de los consumidores, y solicitará la información al respecto a las empresas comercializadoras.

El Real Decreto 1011/2009 (de 19 de junio) establece que la CNE debe supervisar los cambios de suministrador y la actividad de la Oficina de Cambios de Suministrador, y

resolver las discrepancias entre los distribuidores y comercializadores sobre la información que ha de suministrarse.

Recientemente, el Real Decreto 104/2010 (de 5 de febrero) determinó que la CNE debe colaborar con esta Oficina de Cambios de Suministrador para elaborar una propuesta de procedimiento para el desarrollo de la contratación electrónica del suministro de gas.

En 2009 también se han concedido otras competencias a la CNE:

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 que respecta a la protección del consumidor, El Real Decreto-Ley 6/2009 (de 30 de abril) y la Orden ITC/1723/2009 (de 26 de junio) han establecido y regulado una tarifa social denominada *bono social* para pensionistas, familias numerosas y desempleados, con el objetivo de garantizar unas condiciones razonables para estos colectivos. También compete a la CNE la supervisión del cumplimiento con la normativa referente al bono social.

Con respecto a la retribución de las redes de distribución, la Orden ITC/2524/2009 (de 8 de septiembre) determina que la CNE propondrá los índices de ajuste de los coeficientes de pérdidas de las redes de distribución, para las distintas zonas; esta Orden establece que la CNE debe, además, calcular y proponer las cuantías del incentivo a la reducción de pérdidas de las redes de cada empresa de distribución. En este ámbito, de conformidad con la Orden ITC/3519/2009 (de 28 de diciembre), la CNE deberá remitir a la Secretaría de Estado de Energía los resultados de la aplicación del Modelo de Red de Referencia para que se puedan calcular algunos puntos de la retribución de las empresas de distribución.

De acuerdo con el Real Decreto 134/2010 (de 12 de febrero), la CNE debe supervisar e inspeccionar la correcta utilización del carbón autóctono asociada a las producciones

programadas en el plan de funcionamiento comunicado por el operador del sistema en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

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

2.2.1 Los mercados de la electricidad en el 2009

i) Mercado mayorista

En 2009, la demanda total de producción de electricidad (incluidas la demanda peninsular y la extrapeninsular) disminuyó hasta los 266.874 GWh, lo que supone un 4,4 % menos que la demanda correspondiente a 2008. Esto se debió a la recesión de la economía española. No obstante, la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables aumentó. Estas son algunas de las razones que explican la reducción significativa de los precios mayoristas. La media ponderada mensual de los precios diarios osciló entre 39 y 56 €/MWh (en 2008, el intervalo se situó entre 56 y 73 €/MWh).

La convergencia de los precios en el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) se ha incrementado. Durante el 75 % del tiempo, los precios diarios al contado en España han sido los mismos que en Portugal.

Aunque en términos de capacidad instalada el grado de concentración en el mercado mayorista ha aumentado debido a la fusión Gas Natural Fenosa, ese no ha sido el caso en lo que respecta a la energía generada.

ii) Mercado minorista

El mercado de la electricidad en España está totalmente liberalizado desde 2003: todos los clientes españoles (incluidos los residenciales) han tenido libertad para escoger a su suministrador desde el 1 de enero de 2003. Desde el 1 de julio de 2009, el antiguo mercado minorista de precios al consumo regulados desapareció por completo. Todos los consumidores pertenecen ya al mercado liberalizado. No obstante, aquellos consumidores con una potencia contratada inferior o igual a 10 kW pueden optar a las tarifas de último recurso si así lo desean. En esta tarifa para el usuario final, el precio de la energía se calcula teniendo en cuenta las subastas CESUR. A estos efectos, se han designado cinco suministradores de último recurso.

En el resto del mercado minorista, la concentración sigue siendo alta: las cuotas de mercado de las tres empresas principales suman un 75 % de la energía y un 90 % de los clientes.

Este nuevo régimen ha supuesto que los cambios de suministrador hayan aumentado considerablemente, en especial en el caso de los grandes consumidores. En 2009, 216.624 consumidores (al menos) habían cambiado de suministrador. Además, en 2009, se puso en funcionamiento la Oficina de Cambios de Suministrador (OCSUM), cuya estructura y funciones se establecen en el Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio.

iii) Obligaciones de servicio público y protección del consumidor

En 2009, uno de los hechos más relevantes en este aspecto es el llamado *bono social*, que no es más que una tarifa social que se aplica a ciertos consumidores que cumplan determinados requisitos que establece la ley.

El suministro de último recurso que se presentó también en 2009, y al que pueden acogerse los consumidores con una potencia contratada inferior o igual a 10 kW, se explica detalladamente en el apartado correspondiente.

iv) Infraestructura

A lo largo de 2009, han continuado las labores de interconexión, especialmente en la interconexión España-Portugal, donde las obras siguen el curso previsto. El objetivo es alcanzar los 3.000 MW de capacidad de interconexión en el 2014.

En lo que respecta a la nueva línea de interconexión Francia-España, el proyecto de ingeniería ya se ha definido, pero las obras han sufrido retrasos. Se espera que en 2014, haya 2.000 MW de Francia a España y 1.000 MW de España a Francia.

Mientras que el nivel de capacidad de interconexión será significativo en la frontera entre España y Portugal, la frontera entre España y Francia se mantendrá en el objetivo fijado por el Consejo Europeo en la cumbre de Barcelona de marzo de 2002 (al menos un 10 % de la capacidad de generación instalada en cada Estado miembro).

v) Seguridad del suministro.

En lo concerniente a la seguridad del suministro no se han detectado amenazas, puesto que en 2009 la demanda disminuyó y la capacidad de generación instalada aumentó. Se espera que se produzca un nuevo aumento de la cuota de energías renovables, especialmente de la eólica y la solar termoeléctrica (energía solar concentrada). Las centrales de CCGT siguen siendo la única tecnología en el «régimen ordinario» (no renovables ni PCCE) con posibilidad de crecimiento, principalmente a costa del gas; su velocidad y eficacia hacen que sean las que mejor se complementan con las FER, de rápido crecimiento.

vi) Regulación/Separación

En términos de regulación y competencia, uno de los aspectos más importantes en 2009 ha sido la finalización de proceso de adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural el 11 de febrero de 2009.

Actualmente, la Comisión Nacional de Energía se encuentra evaluando si es necesario adoptar más medidas en el ámbito de la separación con objeto de trasponer la Directiva 2009/72/CE, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

A lo largo de 2009, diversas compañías energéticas 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.

En 2009, Endesa y Unión Fenosa han finalizado la venta de su participación del 1 % del capital social de REE.

2.2.2 Los mercados del gas en el 2009

i) Mercado mayorista

La demanda total de gas natural en España alcanzó los 402,5 TWh en el 2009, lo que implica una disminución del 10 % con respecto al año anterior. Esta reducción de la

demanda de gas se debió principalmente a la recesión económica, y fue más notable en el gas para generación de electricidad (-14,2 %) que en el consumo convencional (-8,0 %).

La canasta de importaciones de la red de gas española continuó estando muy diversificada en 2009, puesto que se recibió gas de 14 países diferentes. La fuente principal fue Argelia, con una cuota del 34,1 % del total de suministro, seguido por Qatar (12,4 %), Egipto (12,3 %), Trinidad y Tobago (12,2 %), Nigeria (12,0 %) y Noruega (9,4 %).

La mayoría de este gas se importó en forma de GNL (74 %) mientras que el 26 % restante llegó a través de los gasoductos. Una proporción tal de GNL supone que España sea el tercer destino principal de GNL en el mundo y el primero de Europa.

Los precios de gas natural en las fronteras españolas¹ alcanzaron sus valores máximos en diciembre de 2008, cuando subieron hasta los 29,37 €/MWh. Esta tendencia cambió en 2009, con un descenso de los precios del 52 % entre diciembre de 2008 y julio de 2009, con un pequeño incremento posterior del 8,7 % en diciembre de 2009.

La mayor parte del gas en el mercado español se negocia en mercados no oficiales (OTC) bilaterales, a través de una plataforma electrónica desarrollada por ENAGÁS y denominada MS-ATR con casi 30 partes negociadoras en activo, que pueden comerciar con gas en ocho puntos de equilibrado distintos: las seis terminales de GNL, el punto de equilibrado virtual (AOC) y el punto de almacenaje virtual.

La tendencia de crecimiento de la energía negociada en el mercado OTC gasista en España ha seguido al alza en 2009, con hasta 19.440 transacciones registradas en MS-ATR. El volumen de energía negociada en mercados no oficiales ascendió a 714,4 GWh, lo que representa un incremento del 26 % con respecto al año anterior y más de un 177 % del consumo total de gas en 2009. En torno al 95 % de estos volúmenes se negocian en terminales de GNL, y tan sólo el 5 % en el punto de equilibrado virtual o el punto de almacenaje virtual.

¹ La fuente de estos precios es la Oficina Virtual de Aduanas e II. EE. de la Agencia Tributaria española (AEAT).

ii) Mercado minorista

El mercado de la electricidad en España está totalmente liberalizado desde 2003: a finales de 2009, había hasta 40 empresas registradas como comercializadoras de gas en el mercado gasista español. Pueden actuar bien como usuarios o comercializadores, comprando o vendiendo gas en el mercado mayorista, o como minoristas, vendiendo gas a consumidores en el mercado minorista. Cinco de ellas están designadas como suministradores de último recurso, y suministran gas a los consumidores residenciales que hayan decidido acogerse a la tarifa de último recurso.

El número total de consumidores de gas en 2009 superó los 7 millones en España, alcanzando exactamente la cifra de 7.054.348 clientes al final del año, con 123.575 nuevos el presente año. La tasa de cambio en el 2009 fue bastante notable, con 390.437 clientes que cambiaron de suministrador durante el año.

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 instauró la Oficina de Cambio de Suministrador (OCSUM), cuya estructura y funciones se establecen en el Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio.

El mercado minorista registra un grado de concentración reducido y más del 60 % de la cuota de mercado; en términos de volumen, está suministrado por participantes nuevos, lo que revela un nivel bastante alto de competencia. En términos del número de consumidores, la cuota de participantes nuevos es menor, con un 72 % de los clientes que siguen recibiendo suministro de la empresa establecida.

El 12 de febrero de 2009, el Consejo de la CNC (autoridad nacional de la competencia) concedió a la operación de concentración entre Gas Natural y Unión Fenosa su aprobación condicionada. El Consejo de la CNC acepta los compromisos propuestos por Gas Natural, que consisten en las siguientes condiciones relativas al sector del gas:

- i. La venta de redes de distribución de gas completas que representan 600.000 puntos de distribución y se corresponden con el 9 % del total nacional.
- ii. La venta de una cartera de 600.000 clientes pequeños de gas.

- La adopción de medidas que garanticen que Unión Fenosa GAS podrá continuar operando de forma autónoma como suministrador de gas en España.
- La venta de su participación en ENAGÁS y la reducción de sus vínculos con CEPSA, un competidor de REPSOL (participada por Gas Natural) en los mercados de los hidrocarburos.

La venta de 600.000 puntos de distribución compensa con creces el tamaño de la red de distribución que adquiera Gas Natural: el traspaso de 600.000 clientes (los que estén conectados a las redes que se vendan) excede con creces los clientes de gas que adquiere Unión Fenosa (alrededor de 94.000 clientes).

Las operaciones que se derivan de estas condiciones están actualmente en curso.

iii) Obligaciones de servicio público y protección del consumidor

El calendario de aplicación de las tarifas de último recurso en el sector del gas natural queda establecido por la Ley 12/2007. Este calendario ha sido modificado por la Orden ITC/1251/2009, de modo que a partir del 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.

El Real Decreto 104/2010 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 con derecho a acogerse a la TUR.

Por otro lado, a fecha de 31 de diciembre de 2009, el 47,4 % de los consumidores con este derecho recibían suministro de manos de suministradores de último recurso. Se debe mencionar que en España los suministradores de último recurso pueden abastecer a todos los clientes, ya tengan o no derecho de acogerse a la TUR

iv) Infraestructura

Hay seis plantas terminales de GNL operativas en la red de gas española, y está prevista una más en Gijón para finales de 2011. Todas las terminales de GNL están sujetas al ATR regulado, lo que permite el acceso de nuevos participantes a nueva capacidad.

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 que las terminales de GNL representan en torno a 61 bcm/año de capacidad de entrada, la conexión con Argelia a través de Marruecos es de 12 bcm/año, y la de Francia por Larrau, de 3 bcm/año.

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 todavía es escasa. Ese es el motivo de que las administraciones y autoridades reguladoras de España y Francia estén creando un procedimiento de temporada abierta para desarrollar capacidades nuevas en esta interconexión, en dos ejes (eje occidental y oriental) previstos para 2013 y 2015, respectivamente.

Antes de eso, se espera que la nueva conexión con Argelia, MEDGAZ, esté en funcionamiento antes de finales de 2010. La capacidad inicial será de 8 bcm.

v) Seguridad del suministro.

El marco regulador del gas en España comprende varias disposiciones dirigidas a preservar la seguridad del suministro de gas, como se establece en las Directivas europeas 2004/67/CE y 2003/55/CE. Según estas disposiciones, los suministradores que obtengan más del 7 % de las importaciones de gas a España deben diversificar su cartera en caso de que el suministro al mercado español procedente de un único país llegue a alcanzar el 50 % del suministro. Además, todos los comercializadores de gas deben mantener unas reservas equivalentes a 12 días de ventas firmes en el año anterior, así como de 8 días más al comienzo del invierno.

vi) Regulación/Separación

Recientemente, en el Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, se designó a ENAGÁS como la única empresa titular de la red troncal de transporte primario de gas.

La Directiva 2009/73/CE establece que los Estados miembros deben aplicar la separación a las redes de transporte y a los GRT. Así, los Estados miembros deben tener la posibilidad de elegir entre la separación de la propiedad y la creación de un gestor de la red o gestor de transporte que sea independiente de los intereses relativos al suministro y la generación. Por lo tanto, ENAGÁS cumple de antemano la Directiva 2009/73/CE. En otras empresas integradas verticalmente que desempeñen actividades de transporte, es necesario examinar si cumplen o no las obligaciones dispuestas en la Directiva.

En ella también se exige que los Estados miembros designen empresas distribuidoras o soliciten a empresas propietarias o responsables de las redes de distribución que se encarguen de ello. El gestor de la red de distribución debe ser jurídicamente independiente de las demás actividades no relacionadas con la distribución. Actualmente, la Comisión Nacional de Energía está examinando si existe o no la necesidad de introducir más cambios en la legislación española para que se satisfagan los requisitos establecidos en la Directiva 2009/73/CE en el ámbito de la separación.

La Directiva 2009/73/CE no modifica el régimen de separación de la actividad distribuidora previamente fijado en una Directiva anterior.

Finalmente, la Directiva 2009/73/CE establece la separación y la transparencia de las cuentas. Estipula que las empresas de gas natural deberán llevar cuentas separadas para todas las actividades relativas al suministro de gas, como el transporte y la distribución.

2.3 La nueva situación tras el tercer paquete

Este es el primer informe nacional de la CNE tras la aprobación oficial del «tercer paquete» y después de que todos los Estados miembros estén trabajando en su transposición. En este contexto, la CNE hace hincapié en la importancia de la aplicación correcta y a su debido tiempo de todos los requisitos de este nuevo paquete en la

legislación nacional. En particular, la CNE solicita que aquellos requisitos relativos a la independencia y las competencias de las autoridades reguladoras nacionales (ARN) se transpongan en consonancia con el texto y el objetivo concreto del tercer paquete a este respecto.

En julio de 2010, la CNE envió un informe al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en el que ofrecía su asesoramiento sobre cómo se esperaba que el tercer paquete legislativo pudiese afectar a la regulación del sector energético en España con respecto al mercado interior y los paquetes legislativos en materia de energía y sostenibilidad. En este informe, la CNE incide en que las decisiones adoptadas por las autoridades reguladoras independientes respecto a sus deberes principales no deberían someterse a la supervisión de los ministerios nacionales, como ocurre con la CNE.

Asimismo, la CNE insta a la administración española a transponer con claridad todas las nuevas disposiciones con respecto a los deberes y competencias de la CNE. La nueva dimensión internacional y, en particular, la cooperación con otras ARN tanto a escala regional como comunitaria, la capacidad de garantizar el cumplimiento de decisiones vinculantes o de imponer sanciones efectivas, proporcionadas y disuasorias a las empresas de gas natural o electricidad, la necesidad de tener competencias en cuestiones reglamentarias de alcance transfronterizo y una mayor responsabilidad para proteger a los consumidores de energía son, entre otras, las principales obligaciones y competencias que se deben revisar en el caso de España.

Por otro lado, la CNE contribuye activamente, a través de CEER/ERGEG a la creación de ACER y su estructura institucional. En el marco de una Directiva de 2003, CEER y ERGEG han logrado establecer un buen grado de cooperación entre las autoridades reguladoras, así como un mayor entendimiento de los problemas comunes y de los desafíos que plantean los asuntos transfronterizos.

En particular, la cooperación regional entre las autoridades reguladoras ha contribuido a eliminar determinadas barreras de carácter transfronterizo y que estaban impidiendo que se progresara de forma eficaz hacia la construcción del mercado interior de la energía de la UE, pero ha quedado claro que la cooperación voluntaria no basta para superar estos obstáculos en la mayoría de los casos. En el nuevo contexto del tercer paquete, el marco

regulador para los aspectos transfronterizos que introduce en forma de directrices marco y códigos de red pondrá fin a ese vacío en la reglamentación y hará que la ACER se convierta en un organismo clave del nuevo régimen regulador de la UE.

Por consiguiente, la CNE subraya la necesidad de que las autoridades reguladoras independientes estén en consonancia con el tercer paquete si se quiere que la ACER realice una labor eficaz para que las interconexiones existentes y futuras se gestionen y utilicen mejor. El cometido de la ACER es decidir sobre aquellas cuestiones reglamentarias de alcance transfronterizo que las dos autoridades reguladoras implicadas no hayan acordado en un periodo de seis meses. En este sentido, cabe mencionar que a la CNE se le deben asignar primero las competencias adecuadas en materia de asuntos transfronterizos. De lo contrario, la CNE no podrá acordar y adoptar decisiones comunes sobre la regulación de las interconexiones con las autoridades reguladoras vecinas (ERSE en Portugal y CRE en Francia). En el caso del mercado de la electricidad en la región sudoccidental y el del gas en la región meridional de ERGEG, la CNE es la única autoridad reguladora nacional que aún no tiene esas competencias.

3. REGULACIÓN Y RENDIMIENTO DEL MERCADO DE LA ELECTRICIDAD

3.1 Cuestiones relacionadas con la regulación [apartado 1 del 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, especialmente en la frontera hispano-francesa, 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).

El grado de congestión en la interconexión España-Portugal ha disminuido ostensiblemente con respecto al año pasado. Así, al comenzar la integración total de los mercados mayoristas portugués y español (en la segunda mitad de 2007), la cantidad de horas de segmentación del mercado fue cercana al 80 %; más recientemente, en la segunda mitad de 2009, el mismo indicador descendió hasta por debajo del 20 % (diferencial medio de precios de apenas 0,5 €/MWh, aproximadamente), y ha seguido disminuyendo hasta ahora en los primeros meses de 2010. Los motivos tienen que ver con la combinación de fuentes de energía (mix de generación) y la situación económica: el ciclo combinado de gas se ha establecido como tecnología marginal en ambas zonas de precios, y el margen de reserva se ha incrementado notablemente con la disminución de la demanda en un año con altos niveles de humedad y viento.

Por otra parte, la interconexión pirenaica soporta una congestión nada desdeñable. El precio se hundió en el mercado ibérico, dado que la renta de congestión de los últimos meses de 2009 en el sentido de España a Francia —pese a que la capacidad es la tercera parte de la que existe en el otro extremo— es varias veces mayor que en el sentido de Francia a España.

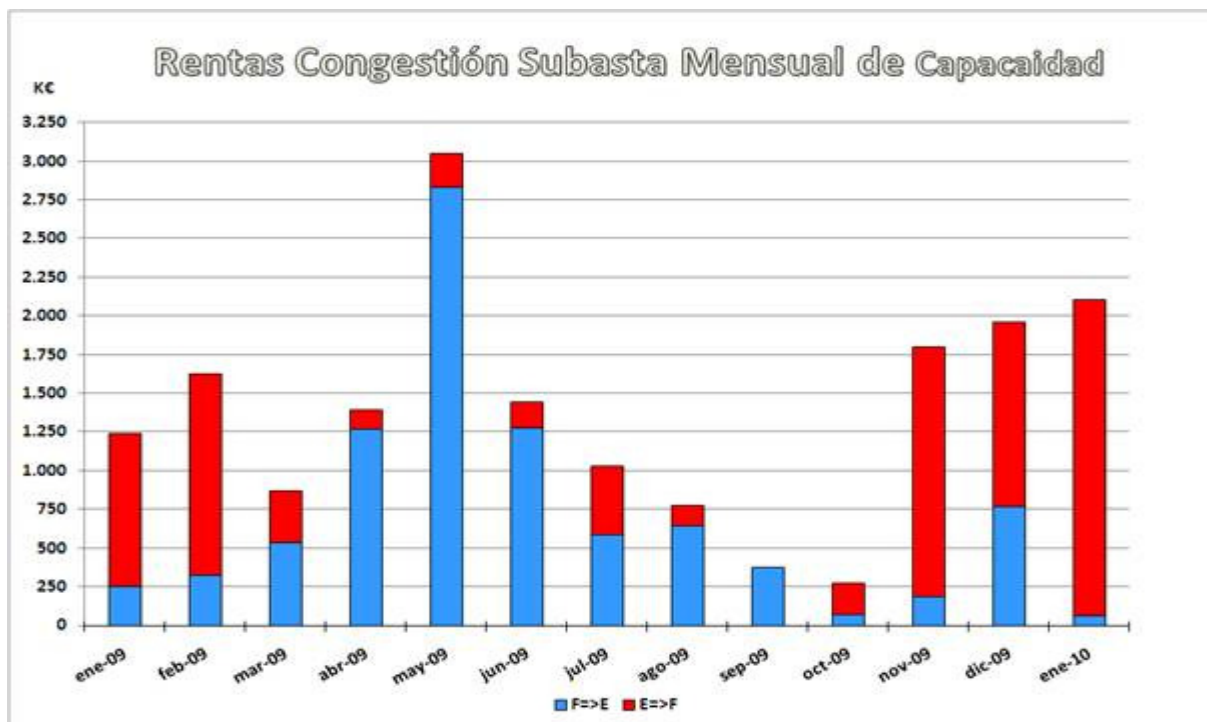


Figura 1. Rentas de congestión mensuales en la interconexión Francia-España, en miles de euros para 2009 (Fuente: REE).

Estas son las normas que regulan el comercio transfronterizo de electricidad:²

- Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios internacionales de energía eléctrica (modificada por la Orden ITC/843/2007, de 28 de marzo).
- Orden ITC/1549/2009, de 10 de junio, por la que se actualiza el anexo III (sobre la interconexión España-Portugal) de la Orden ITC/4112/2005.
- Procedimiento de Operación 4.0 sobre la gestión de las conexiones internacionales. Resolución de 17 de marzo de 2004.
- Procedimiento de Operación 4.1 sobre la resolución de congestiones en la interconexión Francia-España (incluidas las Reglas IFE, versión 3). Resolución de 28 de mayo de 2009 (de la Secretaría de Estado de Energía).
- Procedimiento de Operación 4.2 sobre la resolución de congestiones en la interconexión España-Portugal. Resolución de 26 de junio de 2007 (de la Secretaría de Estado de Energía).

² Publicadas en: http://www.ree.es/operacion/procedimientos_operacion.asp.

Al respecto de la información relevante a tenor del Reglamento (CE) 1228/2003 (incluidas las directrices anexas sobre la gestión de la congestión) el GRT español publica la información en su página web: www.esios.ree.es/web-publica/ (ahora también disponible en inglés).

Como se anunciaba en el informe del año pasado, el 1 de junio de 2009 entró en vigor una nueva versión de las Reglas IFE (Interconexión Francia-España) sobre los Derechos Físicos de Capacidad anuales, mensuales, diarios e intradiarios. 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.
- 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 (excepto en casos de fuerza mayor) 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 realizado aclaraciones sobre la responsabilidad de los GRT.
- Un aumento de la seguridad financiera de las garantías bancarias.

En la zona suroeste de la Iniciativa Regional de la Electricidad de ERGEG, se planea progresar hacia una asignación implícita de capacidad en la interconexión Francia-España (acoplamiento de precios MIBEL-CWE).

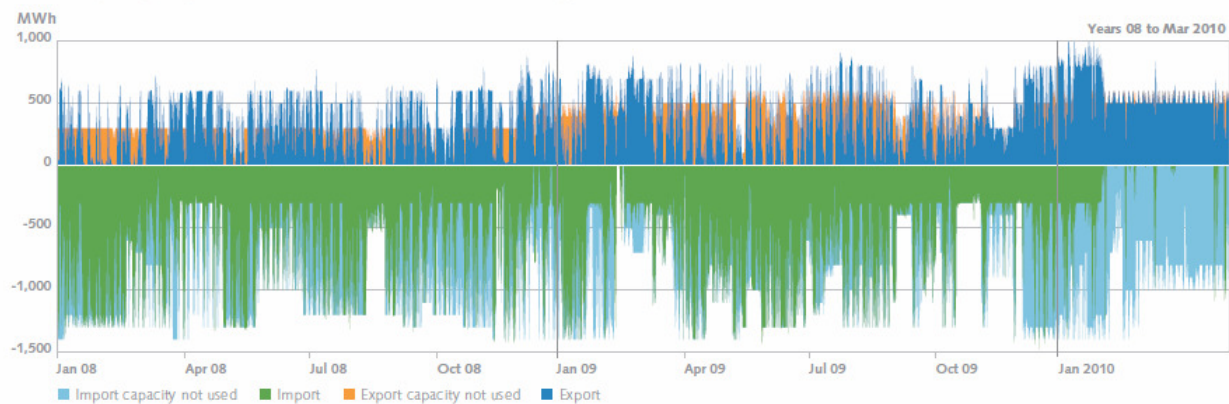
En cuanto a la interconexión con Portugal, las capacidades han quedado plenamente asignadas de forma implícita y diaria mediante un mecanismo de segmentación: Portugal y España son las dos zonas de precios en las que queda dividido el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) en caso de congestión.

En la interconexión España-Portugal, a partir del 1 de julio de 2009, se aplica un nuevo producto de capacidad de transporte a largo plazo, basado en la subasta de productos de cobertura financiera e introducido por la Orden ITC/1549/2009, de 10 de junio, por la que se actualiza el anexo III de la Orden ITC/4112/2005. 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 a plazo para el segundo semestre de 2009. La segunda tuvo lugar el 18 de diciembre de 2009 y se subastaron dos tipos de contratos: uno para todo el año 2010 y otro para el primer semestre del mismo año. La tercera subasta se celebró el 24 de junio de 2010, con contratos para el segundo semestre de 2010.

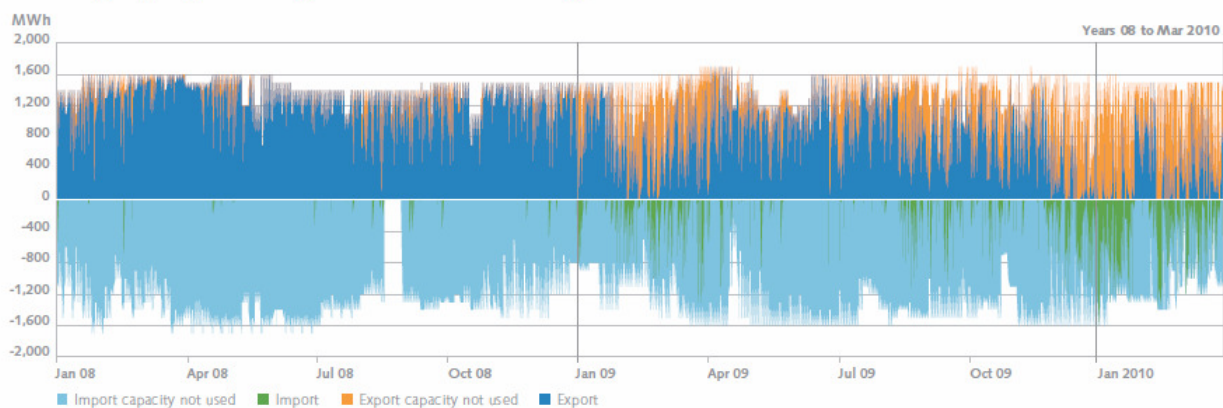
El Consejo de Reguladores del MIBEL ha trabajado durante el año 2009 y la primera mitad de 2010 con miras a aplicar derechos de transporte garantizados de forma coordinada en el entorno MIBEL. En julio de 2010, se presentó la propuesta formal a los Gobiernos Español y Portugués.

Este año no se han producido cambios relevantes en el cálculo de la capacidad de transporte.

Interchange capacity with France and market matched energy + bilateral



Interchange capacity with Portugal and market matched energy + bilateral



Interchange capacity with Morocco and market matched energy + bilateral

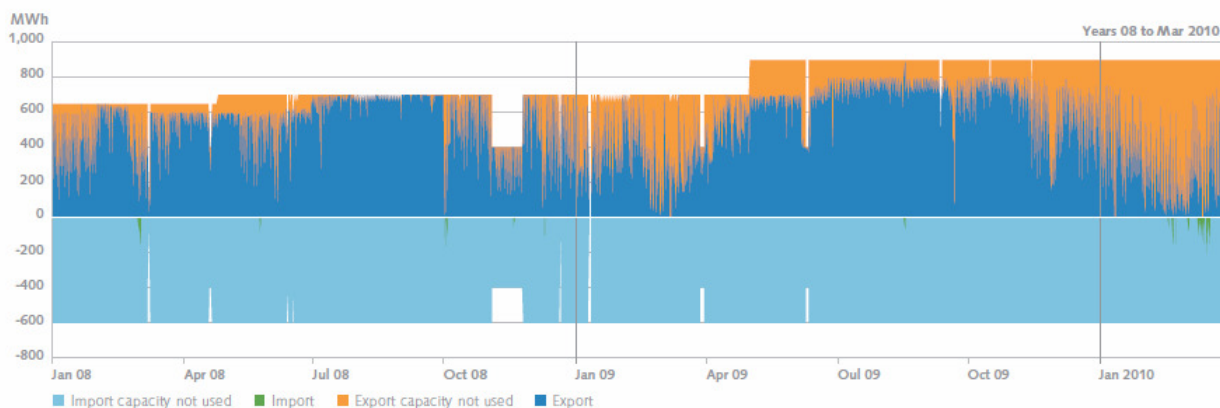


Figura 2. Capacidad de intercambio y energía correspondiente a los mercados, incluidos los contratos bilaterales (Francia, Portugal y Marruecos) (Fuente: OMEL).

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

El Gobierno aprueba las tarifas de acceso (previo informe no vinculante de la CNE) y las publica en el Boletín Oficial del Estado. Son tarifas únicas en todo el territorio español. El Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, establece que, mientras exista un déficit tarifario, las tarifas de acceso se revisarán semestralmente.

Para poder elaborar los informes sobre los borradores de Reales Decretos u Órdenes Ministeriales sobre las tarifas eléctricas, la CNE 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 atañe al 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 remuneración sea imputable en la tarifa, la demanda prevista en bares de las centrales eléctricas y la cobertura del gestor de red.

Para poder calcular los ingresos de la red, se solicita información a las empresas sobre las variables de sus previsiones de facturación (cantidad de clientes, consumo y capacidad) desglosada por grupos de tarificación, tanto para el final del año en curso como para el año siguiente, en el que se habrá de aplicar las nuevas tarifas. Estos datos se cotejan con la información de la que se dispone sobre esta liquidación de actividad regulada. 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 CNE recopila de otras fuentes.

En cada ejercicio de tarificación, se determinan las variaciones que se aplicarán a las tarifas de acceso para cubrir los costes regulados de la red.

Los costes de distribución se calculan para cada empresa distribuidora con respecto al Modelo de Red de Referencia definido en el artículo 8 del Real Decreto 222/2008. El régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica incluye incentivos orientados a la calidad del servicio y la reducción de pérdidas.

- 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 ± 1 % de la retribución del año.
- 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 dar lugar a una bonificación o una penalización de hasta un ± 3 % de los ingresos anuales de la empresa.

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

[Por desgracia, debido al extraordinario trastorno en el suministro producido por el ciclón extratropical Klaus (ventisca que atravesó el norte de España y el sur de Francia, desde el Golfo de Vizcaya hasta el Golfo de León, en torno al 24 de enero), los datos sobre la

calidad del suministro para 2009 se han retrasado varios meses y no han estado disponibles a tiempo para incluirlos en el presente informe.]

En el Informe Anual de 2009 pueden hallarse explicaciones más pormenorizadas.

Los índices de la calidad global de la red de transporte, sus valores medidos y sus límites 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 2008) son: ENS = 574 MWh; TIM = 1,15 minutos, e ID = 98,19 %.³

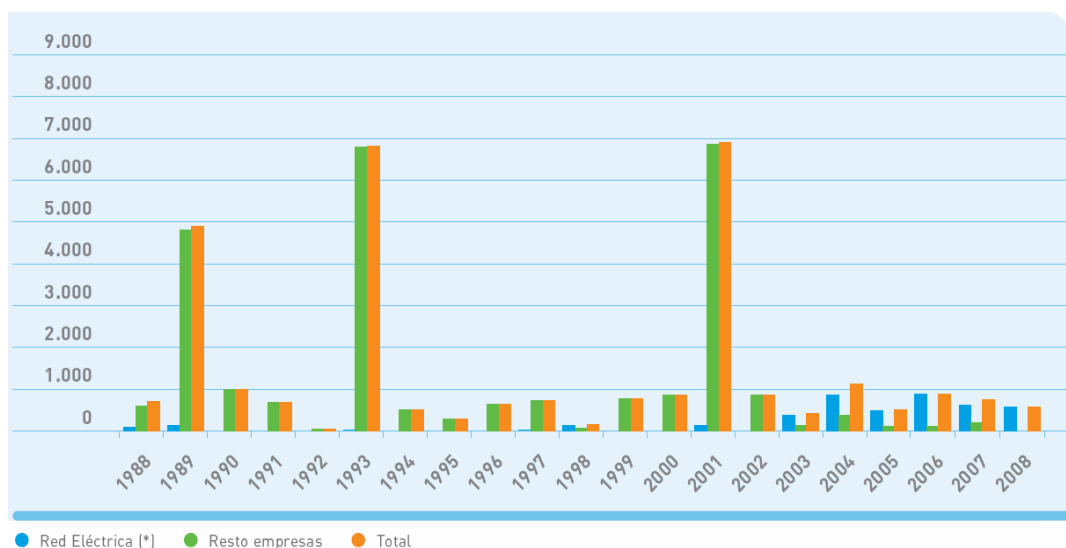


Figura 3. Energía no suministrada (MWh). Años 1988-2008 (Fuente: REE).

³ http://www.ree.es/transporte/tiempo_interrupcion_medio.asp
http://www.ree.es/transporte/disponibilidad_instalaciones.asp

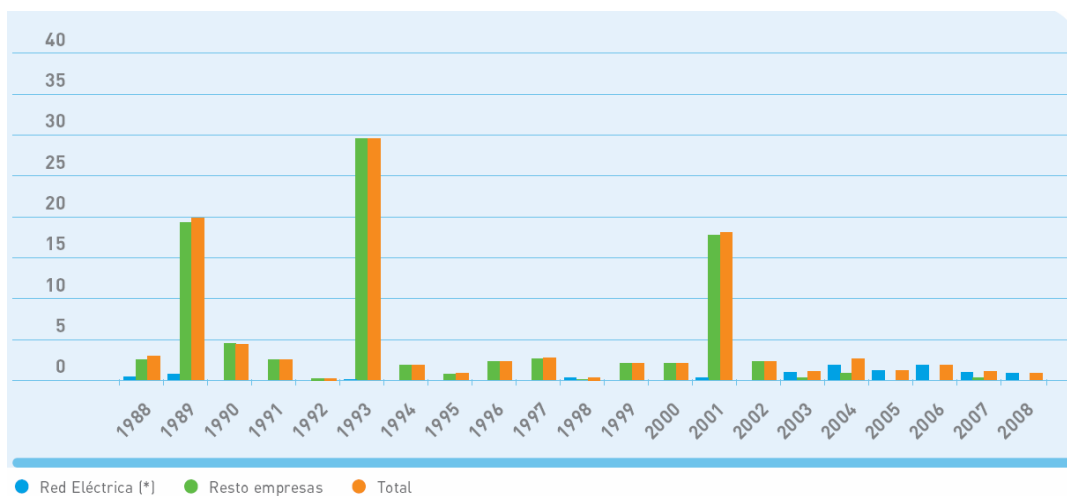


Figura 4. Tiempo de interrupción medio (minutos). Años 1988-2008 (Fuente: REE).

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.

En 2009, la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre fijó las tarifas de acceso del 1 de enero hasta el 30 de junio de 2009, y la Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, hizo lo propio para las tarifas del 1 de julio al 31 de diciembre de 2009. Las tarifas de acceso (de uso de la 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. La tarifa de generación (G) no se aplica en España.

Access tariff group	Access tariff
Low volt (< 1 kV)	62,8
High volt 1 (≥ 1 kV and < 36 kV)	27,6
High volt 2 (≥ 36 kV and < 72,5 kV)	10,8
High volt 3 ($\geq 72,5$ kV and < 145 kV)	08,6
High volt 4 (≥ 145 kV)	07,5
Total	37,4

Tabla 2. Tarifas medias de acceso para los consumidores típicos (€/MWh). Año 2009.

Estas tarifas suelen contar con un componente de carga fijo (€/kW) y un componente energético variable (€/kWh). Dada su complejidad, las tablas que siguen muestran los valores medios representados por las tarifas de acceso según las liquidaciones efectuadas tomando en consideración el consumo real de todos los clientes por categoría.

Se ha confeccionado una tabla más detallada para el suministro de último recurso (por defecto), sólo disponible para consumidores cuya potencia contratada es inferior o igual a 10 KW. Puede hallarse información más pormenorizada bajo el epígrafe «Subastas de adquisición de contratos de energía para el suministro de último recurso (subastas CESUR)».

Consumer type	Access tariff
last resort supply	76,6
last resort supply with day/night discrimination	41,4

Tabla 3. Tarifas eléctricas medias para consumidores de último recurso (€/MWh). Año 2009.

Equilibrado

No ha habido cambios en el modelo de mercado de equilibrado durante el año 2009.

Se trata de una actividad libre formada por la reserva secundaria (de energía y electricidad), la reserva terciaria (de energía), la gestión de las desviaciones en la carga y la generación y la gestión de las limitaciones. En 2009, la repercusión económica media de estos «servicios de red» fue de hasta el 6,2 % del precio final horario de la demanda doméstica (la media ponderada mensual de los precios finales fue de 42,65 €/MWh y la media ponderada mensual de los precios diarios osciló entre 39 y 56 €/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 2008-2009 de la reserva secundaria (banda de potencia) y de la reserva terciaria y la gestión de las desviaciones (tanto las subidas como las bajadas):

	2008	2009
Endesa	30,30%	32,60%
E.ON	3,60%	7,10%
Gas Natural Fenosa	21,70%	12,60%
Hidrocantábrico	14,60%	13,90%
Iberdrola	25,40%	27,50%
Others	4,40%	6,20%

Tabla 4. Cuotas de mercado de la reserva secundaria (banda de potencia), años 2008-2009 (Fuente: CNE, OMEL).

	2008			2009		
	Downwards	Upwards	Total	Downwards	Upwards	Total
Endesa	31,70%	26,60%	28,90%	25,40%	32,70%	30,10%
Iberdrola	18,50%	34,80%	27,40%	34,10%	23,40%	27,20%
Gas Natural Fenosa	29,20%	24,00%	26,40%	21,90%	17,30%	19,00%
Hidrocantábrico	7,20%	5,40%	6,20%	6,20%	8,00%	7,40%
E.ON-viesgo	5,80%	3,50%	4,50%	7,40%	14,00%	11,70%
Others	7,60%	5,70%	6,50%	5,00%	4,50%	4,70%

Tabla 5. Cuotas de mercado de la reserva terciaria y de gestión de las desviaciones, años 2008-2009 (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.

A lo largo de 2009, sólo era pertinente la etapa 1. La agenda de trabajo se puede adaptar en 2010 para incluir en la tercera etapa la integración de las ofertas de equilibrado del MIBEL con el mercado de equilibrado francés, lo cual ampliaría el ámbito a toda la zona suroeste.

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 introdujo nuevos requisitos de separación.

A lo largo de 2009, las compañías energéticas 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.

De igual modo, las empresas han presentado a la CNE a lo largo de 2010 los informes vinculantes al respecto de las medidas adoptadas en 2009 para garantizar la separación efectiva.

Entre las medidas que han adoptado y explican en dichos informes, 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;
- 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;
- 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

La Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE, contribuye con diversas propuestas para la separación efectiva de las actividades de suministro y generación y la operación de la red. Así, se permite a los Estados miembros elegir entre la separación de la propiedad y la creación de un gestor de la red o gestor de transporte que sea independiente de los intereses relativos al suministro y la generación. A partir del 3 de marzo de 2012, los Estados miembros deben aplicar la separación a las redes de transporte y a los GRT.

La legislación española ha adoptado un modelo de regulación que encaja en la opción de la separación de la propiedad (modelo GRT).

La Directiva adjudica a los gestores de redes de transporte las siguientes responsabilidades:

- garantizar que el sistema pueda satisfacer a largo plazo una demanda razonable de transmisión de electricidad;
- garantizar unos medios suficientes para cumplir con las obligaciones de servicio;
- contribuir a la seguridad del suministro;
- administrar los flujos de electricidad en la red;
- proporcionar al gestor de cualquier otra red con la que la suya esté interconectada información sobre el funcionamiento, el desarrollo y la interoperabilidad de la red interconectada;
- garantizar la no discriminación entre usuarios de la red;
- ofrecer a los usuarios de la red la información que necesitan para acceder a la red;
- recaudar los pagos y los ingresos por congestión resultantes del mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte.

En cuanto a la separación y la transparencia de las cuentas, la Directiva 2009/72/CE estipula que las empresas deberán llevar cuentas separadas para cada una de sus actividades de transporte y distribución.

La Ley del Sector Eléctrico dispone que la separación de cuentas se lleve a cabo de la siguiente forma:

- Las sociedades que tengan por objeto la realización de las actividades reguladas llevarán en su contabilidad cuentas separadas que diferencien entre los ingresos y costes imputables estrictamente a cada una de las actividades, a fin de evitar las discriminaciones, las subvenciones entre distintas actividades y la distorsión de la competencia.
- Los comercializadores que se designen de último recurso llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas de las actividades de suministro de último recurso del resto de actividades.
- Las sociedades que desarrollen actividades eléctricas no reguladas llevarán cuentas separadas de la actividad de producción, de comercialización, de aquellas otras no eléctricas que realicen en el territorio nacional y de todas aquellas otras que realicen en el exterior.
- Los productores en régimen especial llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas de las actividades eléctricas y de aquellas que no lo sean.

La Comisión Nacional de Energía se encuentra evaluando si es necesario adoptar más medidas en el ámbito de la separación con objeto de trasponer la Directiva 2009/72/CE, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

GRT:

REE es la única empresa que desempeña actividades de transporte y no realiza actividades de generación ni comercialización. REE forma parte del GRUPO RED ELÉCTRICA, propietario de RED ELECTRICA CORPORACIÓN, S.A. (REC).

Las disposiciones relativas a la separación jurídica y funcional se estipulan en la Directiva 2003/54/CE. Así pues, la Ley 17/2007, de 4 de julio, modifica la ley anterior para adaptarla

a la Directiva europea 2003/54/CE. Dicha ley ha dado lugar a la consolidación definitiva del **modelo GRT (Gestor de la Red de Transporte) de REE**.

La Ley 17/2007 declara que debe existir un transportista único, REE, y esta empresa debe poseer la red en exclusiva. En 2009, aún quedaba un 1 % de la red nacional de transporte en manos de otras empresas de energía; sin embargo, desde 2008, la Ley 17/2007 exige que esos activos se vendan a REE en un plazo de tres años, antes del 6 de julio de 2010. El precio de la adquisición se debe basar en los precios de mercado y, en caso de que no haya acuerdo, la CNE debe nombrar un mediador. La mayor parte de los activos referidos pertenecían a Endesa, que los vendió a REE antes de la fecha límite del 6 de julio.

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 ELECTRICA CORPORACION, S.A. Significant shareholders	% Direct shareholding	% Indirect shareholding
Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI)	20,00	
TALOS CAPITAL LIMITED	3,087	
CAPITAL RESEARCH ANDO MANAGEMENT COMPANY		3,177
FIDELITY INTERNATIONAL LIMITED		1,004
HSBC HOLDINGS, PLC		3,239
MFS INVESTMENT MANAGEMENT		3,077
THE CHILDREN'S INVESTMENT FUND MANAGEMENT (UK) LLP		3,087

Tabla 6. Principales accionistas de RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN, S.A.

En 2009, ENDESA ha finalizado la venta de su participación del 1 % del capital social de REE, como ya hiciera UNION FENOSA.

EMPRESAS DISTRIBUIDORAS:

El artículo 14 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico exige la separación jurídica de las actividades reguladas y no reguladas. No obstante, dentro de un grupo de sociedades se podrá desarrollar actividades incompatibles de acuerdo con la Ley, siempre que sean de hecho realizadas por sociedades diferentes pertenecientes al grupo.

La Ley 17/2007, de 4 de julio, introdujo modificaciones al artículo 14 para incluir la independencia de la organización y la toma de decisiones de las empresas distribuidoras en los casos en que formen parte de empresas verticalmente integradas (adaptación de los artículos 10 y 15 de la Directiva 2003/54/CE).

Con respecto a la separación en las empresas distribuidoras, la Directiva 2009/72/CE estipula que, si el gestor de red de distribución forma parte de una empresa integrada verticalmente, deberá ser independiente de las demás actividades no relacionadas con la red de distribución.

De estas normas no emanará ninguna obligación de separar de la empresa integrada verticalmente la titularidad de los activos de la empresa distribuidora. Además, deberá ser independiente, en lo que se refiere a la organización y la toma de decisiones, de las demás actividades no relacionadas con la distribución.

Así, esta reciente Directiva no modifica el régimen de separación de la actividad distribuidora previamente fijado en la Directiva 2003/54/CE. Estos requisitos quedan satisfechos con la legislación española vigente.

No obstante, como se ha indicado, la Comisión Nacional de Energía está estudiando si es necesario incorporar más modificaciones en la legislación española en esta materia.

3.2 Cuestiones relativas a la competencia [apartado 8 del artículo 23 y apartado 1, letra h) del 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 en la Península por cada tecnología. En 2009, el total alcanzó los 93.215 MW.

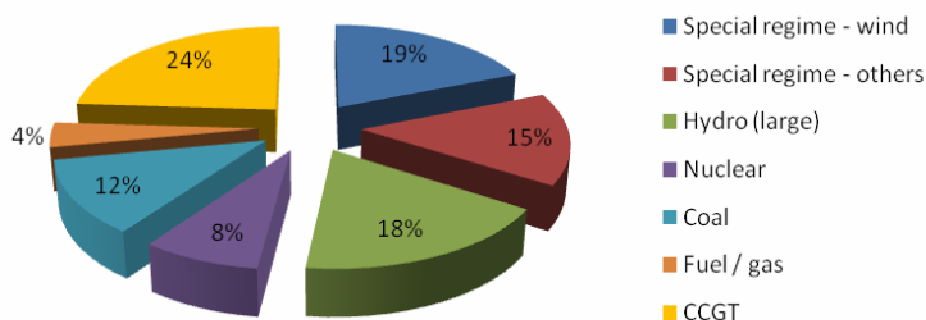


Figura 5. Capacidad de generación instalada en la red peninsular a finales de 2009 (Fuente: REE).

Technology\Generation capacity (MW)	2008	2009
CCGT (Combined Cycle)	21.667	22.243
Fuel+Gas (conventional)	4.418	3.927
Coal	11.359	11.359
Nuclear	7.716	7.716
Hydraulic	16.658	16.657
Wind power	15.576	18.119
Other Special Regime	12.552	13.194
TOTAL	89.944	93.215

Tabla 7. Estructura de la capacidad de generación instalada en la red de electricidad peninsular (Fuente: REE).

El 31 de diciembre de 2009, 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:

	Available generation capacity	HHI
IBERDROLA	32,5%	2254
ENDESA	26,6%	
GAS NATURAL FENOSA	20,3%	
EDP-HIDROCANTÁBRICO	5,4%	
E.ON	6,5%	
OTHERS	8,8%	

Tabla 8. Cuotas de mercado de las empresas con capacidad de generación disponible en el régimen ordinario, año 2009 (Fuente: CNE).

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

Estructura del mercado de la producción de energía: energía

En 2009, la demanda total de producción de electricidad (incluidas la demanda peninsular y la extrapeninsular) experimentó un descenso del un 4,4 %, llegando hasta los 266.874 GWh, que se repartieron como sigue:

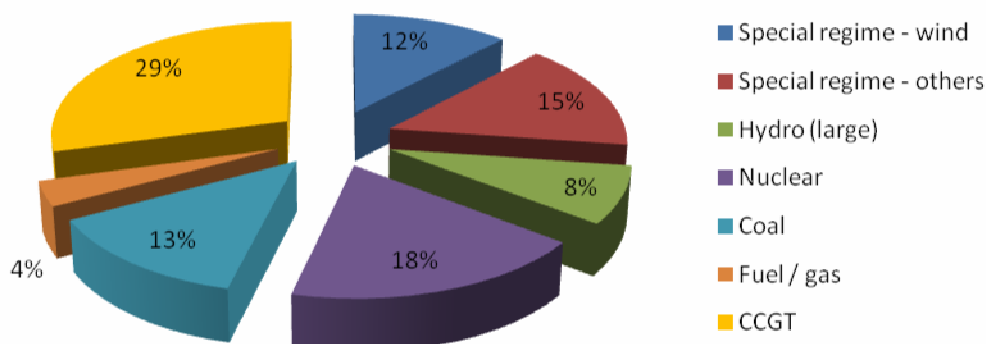


Figura 6. Producción de electricidad en la red española, por tecnología, en 2009 (Fuente: REE).

A lo largo del año 2009, el 13 de enero fue el día en el que se registró el máximo histórico de demanda horaria en la península, con 44.440 MW. El valor máximo de energía diaria se produjo el mismo día y fue de 886 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 of Spanish electric energy system	energy 2008 (GWh)	energy 2009 (GWh)
Hydroelectric	21.175	23.236
Nuclear	58.756	52.765
Coal	49.726	37.812
Fuel+Gas (conventional)	10.858	10.156
Gas (combined cycle)	96.005	83.895
Special Regime	67.343	79.226
International Exchanges	-11.221	-8.398
Consumption in generation	-9.280	-8.116
Consumption in pumping	-3.494	-3.703
Total demand	279.868	266.874

Tabla 9. Balance de la red de electricidad española (GWh), año 2009 (Fuente: REE).

En 2009, los grupos de mayor magnitud que competían en el mercado eran estos cinco: Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa-Gas Natural, Hidrocantábrico (EDP) y Viesgo (E.ON), cuyas cuotas de mercado en el sector eléctrico eran las siguientes:

	Energy Share	HHI
IBERDROLA	24,6%	(1403-1788)
ENDESA	22,5%	
GAS NATURAL FENOSA	16,2%	
EDP-HIDROCANTÁBRICO	5,4%	
E.ON	4,7%	
OTHERS (Ordinary Regime)	6,2%	
OTHERS (Special Regime)	19,6%	
IMPORTS	0,7%	

Tabla 10. Cuotas de mercado de generación de electricidad, año 2009 (Fuente: CNE).

Hay 4 compañías que superan el 5 % de la cuota de mercado. El índice HHI estaría en un intervalo comprendido entre 1.403 y 1.788, según qué umbral mínimo se considere para estudiar una empresa por separado (algunas empresas tienen cuotas muy reducidas). La cuota de las cinco grandes empresas incluye los regímenes ordinario y especial. El resto de la generación en régimen ordinario equivale al 6,2 % y el resto de la generación en régimen especial, al 19,6 % (que, de hecho, se reparte entre varias empresas).

Sistemas de negociación: bolsas de energía y contratos bilaterales

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, de 27 noviembre, establece que el mercado de la producción de energía eléctrica debe ser gestionado por 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, había 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 en que tiene lugar el suministro, 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 2009, los contratos bilaterales correspondieron a un volumen de energía cercano a los 91 TWh, lo que representa aproximadamente un 34,7 % de la energía en el programa diario (PBF o *programa base de funcionamiento*).

En los mercados diarios e intradiarios organizados se ha negociado un volumen de energía de 261.846 GWh, que equivale a un volumen de negociación de 11.191 millones de euros, lo cual supone un descenso del 3,2 % y del 41,1 % respectivamente con respecto al anterior. El descenso se debe a unos precios más bajos y a una disminución de la demanda final. La media ponderada del precio final de mercado fue de 42,65 €/MWh (alrededor del 40 % por debajo de la media del año anterior). En la región, el precio medio del mercado diario ha representado el 89,3 % del precio final, los pagos de capacidad, un 4,5 %, y el 6,2 % 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, entre 2007 y 2009, 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, subastas CESUR y subastas virtuales de capacidad.

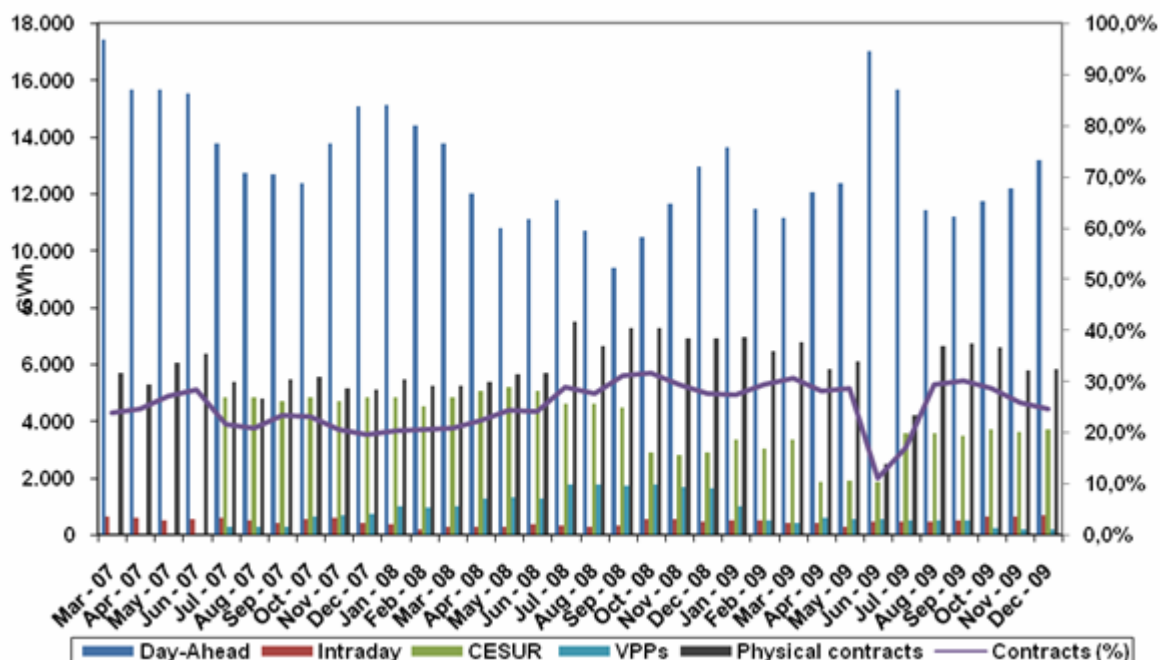


Figura 7. Evolución mensual del suministro de energía al por mayor (Fuente: CNE).

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. La convergencia de los precios ha aumentado notablemente en 2009. Durante el 75,2 % de las horas de 2009, los precios del mercado español han sido los mismos que los del mercado portugués.

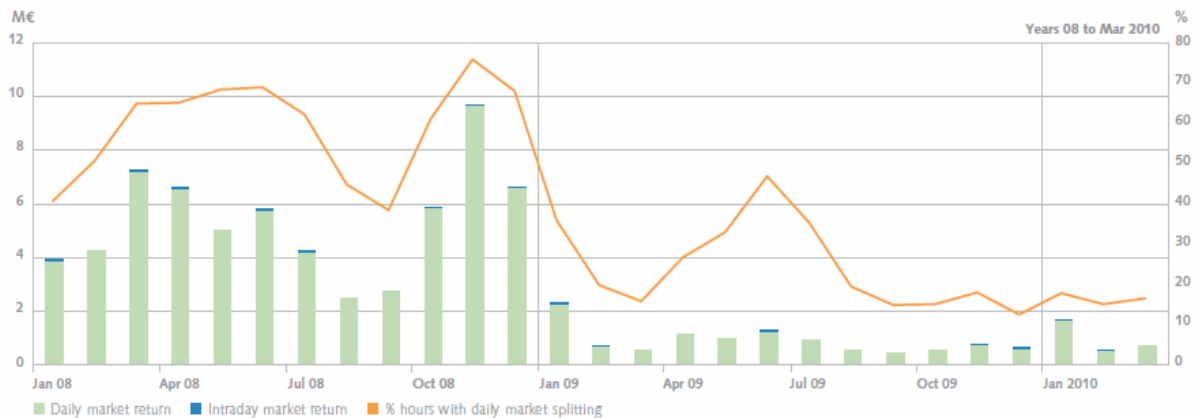


Figura 8. Renta de congestión en la interconexión España-Portugal y cuota de horas con segmentación de mercado en el periodo 2008-2009 (Fuente: OMEL).

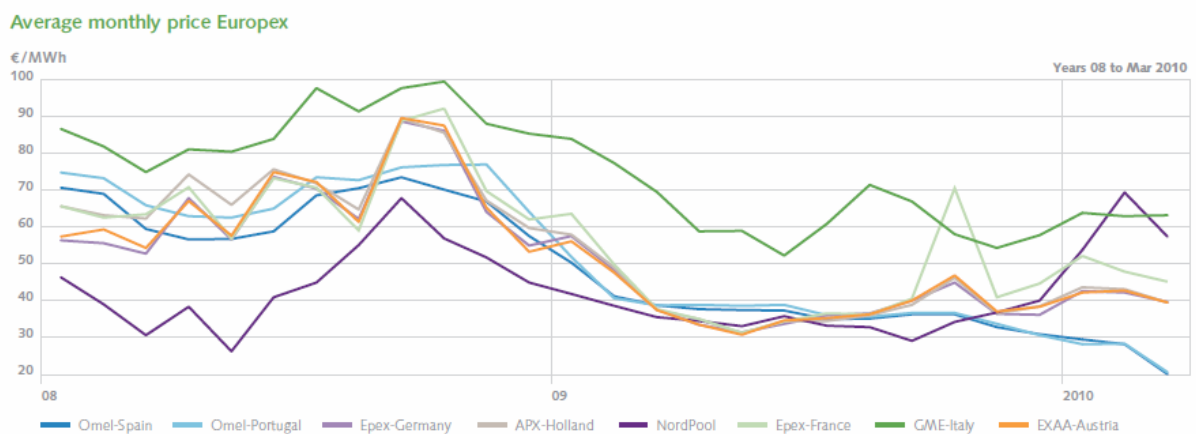


Figura 9. Precios diarios en bolsas de energía en Portugal, España y Francia (entre otros) en el periodo 2008-2009, €/MWh (Fuente: OMEL).

Comercio de electricidad a plazo

En el seno del Consejo Regulador del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), desde 2006, la Comisión Nacional de Energía ha seguido supervisando el mercado de futuros gestionado por OMIP, en colaboración con los demás miembros del Consejo Regulador del MIBEL. Este mercado entró en vigor el 3 de julio de 2006.

En términos específicos, en virtud de 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 los seis primeros meses de 2009.

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 cuya responsabilidad recaía en los suministradores de último recurso a partir del 1 de julio de 2009.

La Orden 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 anteriormente receptores de energía a través de empresas distribuidoras, 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 están 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.⁴ Más concretamente, han sido obligados a vender los contratos mensuales con entrega en el mes de julio de 2009 (en la subasta OMIP celebrada el 26 de junio de 2009) y con entrega en agosto y septiembre de 2009 (en la subasta OMIP celebrada el 16 de julio de 2009). Los distribuidores cerraron sus posiciones abiertas en contratos de futuro con periodos de entrega situados entre julio y diciembre de 2009 mediante su participación como vendedores en la novena subasta de adquisición de energía para el suministro de último recurso (subastas CESUR), celebrada en junio de 2009. Del mismo modo, los distribuidores vendieron sus posiciones abiertas en contratos de futuro con periodos de entrega situados entre enero y junio de 2010 en la décima subasta CESUR, celebrada en diciembre de 2009.

La energía total con que se ha comercializado en el mercado de futuros del MIBEL durante el año 2009 ha ascendido a 31,4 TWh, de los cuales el 50 % se negoció en subastas y el otro 50 %, en el mercado continuo. La figura 10 refleja la evolución que se ha producido en el mercado de futuros del MIBEL (mediante subastas y en el mercado continuo).

⁴ CESUR: Compra de Energía para el Suministro de Último Recurso (subastas de adquisición de contratos de energía para el suministro de último recurso).

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 operaciones en el mercado continuo en general, se ha producido un aumento gradual desde octubre de 2008, y 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 11 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 2009 se negociaron 153,9 TWh, en comparación con los 31,4 TWh que se intercambiaron en el mercado OMIP (subastas y mercado continuo). El 13 % del volumen de las operaciones comerciales OTC en 2009 fue liquidado por OMIClear.

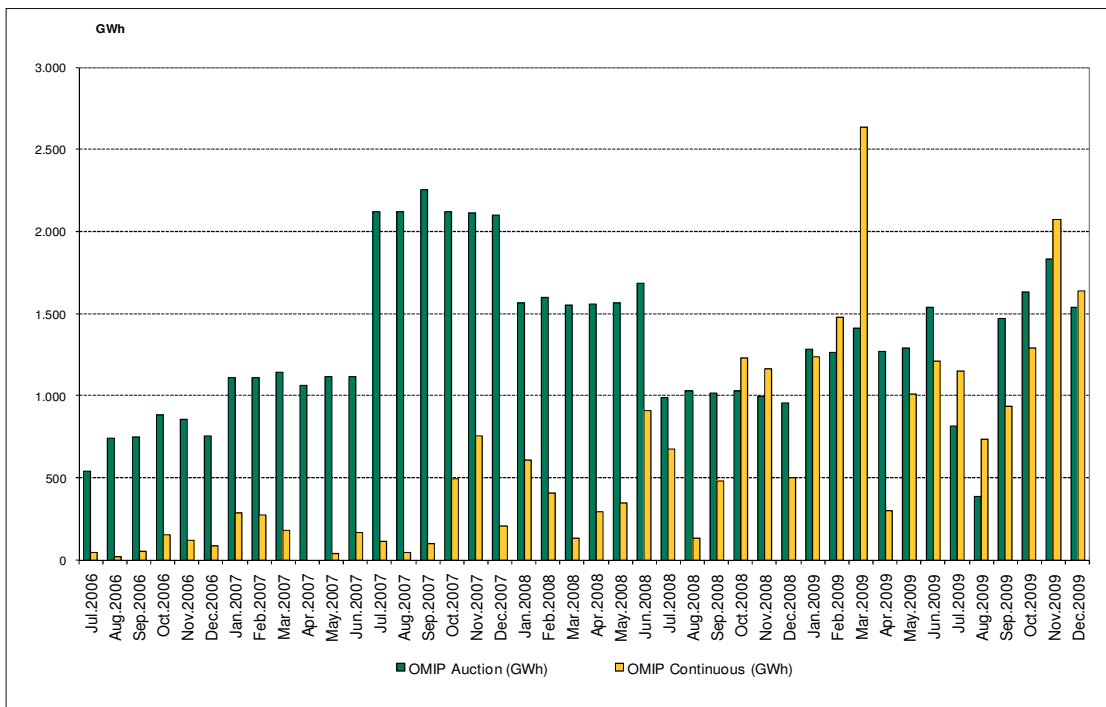


Figura 10. OMIP: Evolución del volumen de intercambio en las subastas y en el mercado continuo (GWh), período 2006-2009.

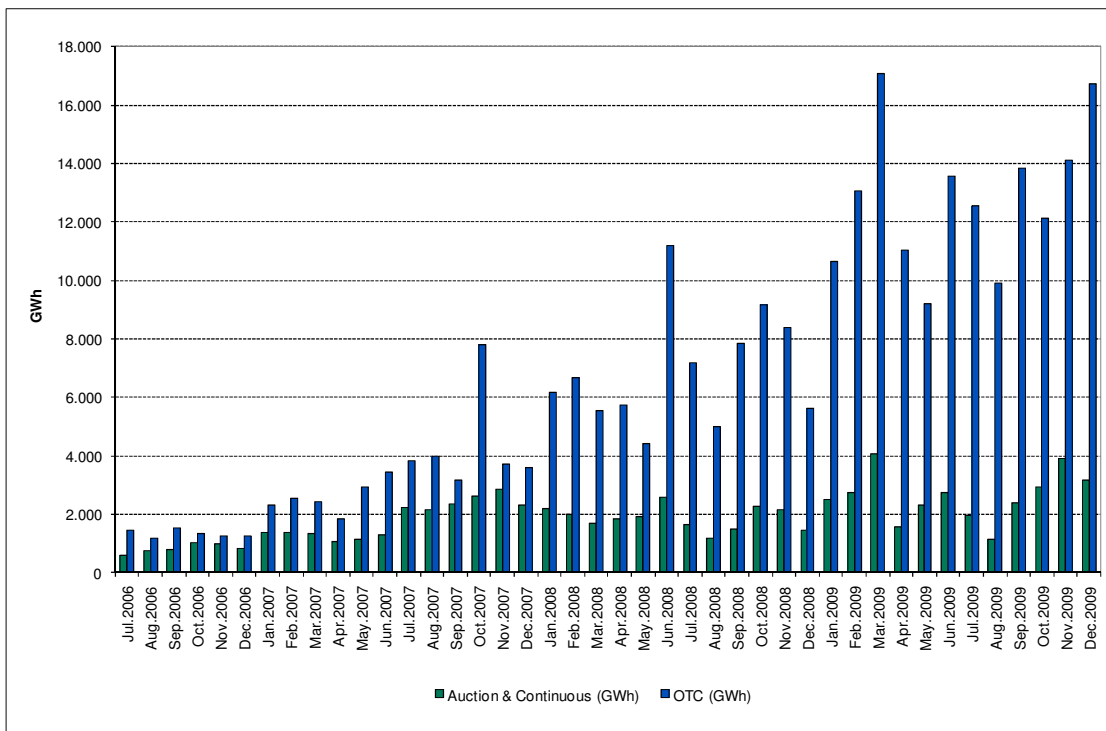


Figura 11. Mercados organizados y mercados OTC: Evolución de los volúmenes de negociación en OMIP (subastas y mercado continuo) y evolución de los volúmenes de negociación OTC (GWh), período 2006-2009.

Subastas virtuales de capacidad (subastas VPP)

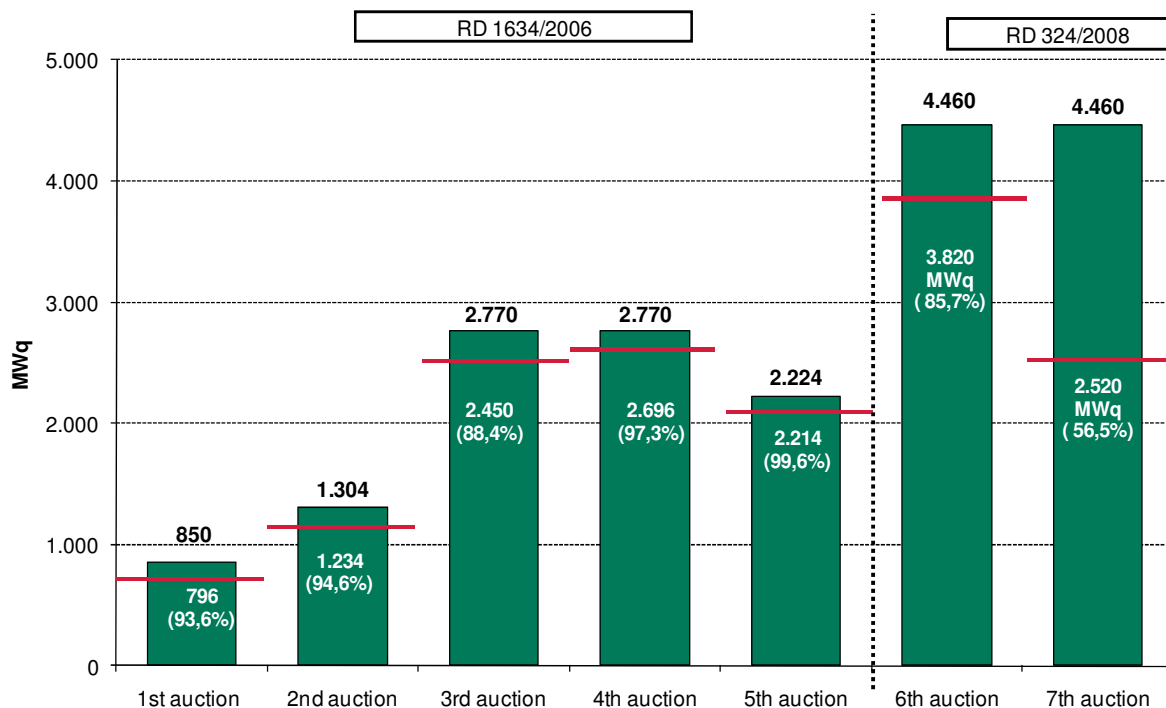
Como se explicaba en el informe del año pasado, la disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establecía la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, fijaba también un calendario según el cual se celebrarían cinco subastas VPP (subastas virtuales de energía) entre junio de 2007 y junio de 2008.

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 subasta, con periodos de entrega a partir del 1 de octubre de 2008 y del 1 de abril de 2009, respectivamente.

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: «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 se aprecian algunas diferencias.

También se produjo un aumento del volumen que se subastaba entre el primer grupo de subastas (las cinco primeras) y el segundo (sexta y séptima).

La figura 12 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 reguladas por el Real Decreto 1634/2006, de la segunda subasta en adelante, la cantidad no vendida en la subasta previa (según lo estipulado) se incluye en el volumen subastado, como consta en la legislación correspondiente.

Figura 12. Subastas VPP: potencia subastada (MWq).

El informe del año pasado contiene información más pormenorizada sobre las subastas VPP celebradas hasta la fecha.

Tras las siete subastas VPP, el Consejo de Administración de la CNE decidió el 16 de julio de 2009 abrir un proceso de consulta pública, cuyos objetivos principales eran los de evaluar los beneficios generales producidos por estas subastas en el mercado y el impacto en la liquidez de los mercados a plazo y en la competencia, así como analizar si procedía iniciar nuevas rondas de subastas VPP. El proceso de consulta pública se inició el 21 de julio de 2009 y finalizó el 30 de septiembre de 2009.

La consulta pública se estructuró en estas tres partes a fin de recabar las respuestas de todas las partes interesadas:

- Impacto de las subastas VPP en la competencia y en la liquidez de los mercados a plazo

- Factores críticos en el diseño de las subastas: volumen subastado, tipo de producto, duración del programa y criterios de participación en la subasta
- Conveniencia de realizar nuevas subastas VPP en el futuro y, en su caso, definición de su diseño

Con vistas al análisis, los resultados de la consulta pública mostraban por separado las respuestas de los vendedores y las de otros agentes del mercado. También se tomó en consideración el grado de integración vertical de la generación y el suministro a consumidores finales en el mercado español. Tres grupos de respuestas se definieron en consecuencia: vendedores, agentes verticalmente integrados y agentes no verticalmente integrados.

Las conclusiones principales obtenidas de la consulta pública fueron las siguientes:

En lo relativo al impacto de las subastas VPP anteriores:

- Los vendedores y los agentes verticalmente integrados consideraban que las subastas VPP no tenían un impacto significativo, ni en el mercado a plazo ni en la competencia del mercado al contado.
- Los agentes no verticalmente integrados valoraban positivamente las subastas VPP, argumentando que fomentaban la competencia en el mercado minorista y también en el mercado a plazo. Eran partidarios del acuerdo financiero y también sugerían que las VPP deberían haberse celebrado con mayor frecuencia y en fechas más alejadas del comienzo del período de entrega.

Principalmente se deban dos posturas distintas en lo referente a la utilidad de iniciar nuevas rondas de subastas VPP. Los vendedores y los agentes verticalmente integrados se oponían y los agentes no verticalmente integrados estaban a favor.

A la vista de los cambios recientes en la estructura de mercado y en la regulación del mercado relativa a las tarifas eléctricas, la CNE estima necesario llevar a cabo un estudio más profundo sobre:

- La evolución del funcionamiento y la estructura del mercado OTC y su relación con otros segmentos del mercado mayorista de la electricidad
- La evolución de la competencia en el mercado minorista, teniendo en cuenta el impacto de la integración vertical

La CNE publicó las conclusiones de la consulta pública en su página web el 15 de diciembre de 2009.

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, regulaba los contratos bilaterales firmados por las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular. Con este tipo de comercio se introdujo otro mecanismo de mercado, de forma que las empresas distribuidoras pudieran adquirir energía para vendérsela a los consumidores del mercado antiguamente regulado (tarifas para el usuario final), y comprar energía en el mercado gestionado por OMEL (al contado) y OMIP (a plazo).

Desde el 1 de julio de 2009, el suministro a tarifa dejó de formar parte de la distribución y pasó 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 de 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 (liquidación económica). 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, los

productos subastados a partir de la novena subasta CESUR, celebrada en junio de 2009, se liquidaron mediante retribución dineraria.

Por la Resolución de 22 de junio de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, se establecen las características y se aprueban las reglas y el contrato marco correspondientes a la novena subasta. Por la Resolución de 24 de junio de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, se aprueban determinados parámetros de la novena subasta, en concreto los siguientes: los precios de final de la primera ronda, el volumen objeto de subasta, la fórmula de reducción del precio entre rondas e información sobre el exceso de oferta total. Por la Resolución de 17 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, se establecen las características y se aprueban las reglas y el contrato marco correspondientes a la décima subasta. Por la Resolución de 4 de diciembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, se aprueban determinados parámetros de la décima subasta.

Las subastas CESUR octava, novena y décima se celebraron el 26 de marzo, el 25 de junio y el 15 de diciembre de 2009. La novena subasta CESUR es la primera que se tuvo 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. La undécima subasta se ha celebrado el 23 de junio de 2010, según lo estipulado en la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio.

En la octava, se subastó un producto de carga base y otro de punta, ambos de carácter trimestral y con entrega en el siguiente trimestre. Para la novena y la décima, se ofertaron productos de carga base y de carga punta para el tercer y el cuarto trimestre de 2009 (novena subasta) y para el primer y el segundo trimestre de 2010. En la undécima, se ofertaron productos de carga base y de carga punta para el tercer trimestre de 2010.

En la tabla 11 se resumen los resultados de las subastas CESUR celebradas antes del fin del año 2009.

	19 June 2007	18 Sept. 2007	18 Dec. 2007	13 March 2008		17 June 2008		25 September 2008		16 December 2008		26 March 2009		25 June 2009				15-Dec-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				10 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	Base load	Peak load	Base load	Peak load
Participants	25	26	24	26		25		25		26		24		33				31			
Winners	21	18	23	26		21		22		21		19		29				30			
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	4 800	670	5 000	670	4 800	540	4 800	600
Starting price (€/MWh)	70	60	85	85	85	85	85	90	90	82	92	57	63	55	67	58	70	54	62	54	62
Auction 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	39.43	43.70	40.49	44.52
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	Q1-10	Q1-10	Q2-10	Q2-10

Tabla 11. Subastas CESUR: resultados de las subastas hasta el final de 2009.

Subastas sobre contratos financieros basados en diferencias de precios en las redes eléctricas española y portuguesa

Como se ha explicado en el apartado 3.1.1., un nuevo producto de capacidad de transporte a largo plazo basado en la subasta de productos de cobertura financiera se ha introducido mediante la Orden ITC/1549/2009, de 10 de junio, por la que se actualiza el anexo III de la Orden ITC/4112/2005, sobre los principios aplicables a los procedimientos de subasta y de separación de mercados relativos a la interconexión entre España-Portugal. Por la Resolución de 16 de junio de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, se aprueba el horizonte temporal y el número de contratos de cada tipo ofrecidos por el sistema eléctrico español en las subastas de contratos financieros relativos a la interconexión entre España y Portugal, celebrados en el año 2009. Por la Resolución de 25 de junio de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, se aprueban las reglas y el contrato de adhesión de la primera subasta. Por la Resolución de 27 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, se aprueban las reglas y el contrato de adhesión de la segunda subasta.

Dos subastas se celebraron en el año 2009, cuyos resultados se muestran en la figura 13. Los productos subastados son contratos de cobertura a plazo para exportación de electricidad de España a Portugal. Estos contratos suelen denominarse *contratos por diferencias* (o *CfD*, del inglés *Contracts for Differences*). La capacidad vendida por la red española fue cubierta por completo en ambas subastas. La tercera subasta se celebró el 24 de junio de 2010, con contratos para el segundo semestre de 2010.

Auctioned Product	1st auction	2nd auction	
	29 June 2009	18 December 2009	
	2 nd Semester 2009	Year 2010	1 st Semester 2010
Amount offered by the Spanish System (MW)	100	200	200
Matched Volume (MW)	100	200	200
Equilibrium Price (€/MW)	2.01	0.46	0.49

Figura 13. Resultados de las subastas de contratos por diferencias para la interconexión España-Portugal celebradas en 2009.

3.2.2 Descripción del mercado minorista

Desde el 1 de julio de 2009, todos los consumidores de electricidad se encuentran formalmente en el mercado liberalizado. Sin embargo —como se explicaba en el informe del año pasado—, existe en el mercado liberalizado una tarifa de último recurso para consumidores con una potencia contratada inferior o igual a 10 kW. Además de la tarifa de acceso (que es un coste regulado), el precio de la energía en la tarifa de último recurso lo calcula el Gobierno mediante subastas CESUR. Puede hallarse información más pormenorizada bajo el epígrafe «Subastas de adquisición de contratos de energía para el suministro de último recurso (subastas CESUR)».

Hay que indicar que, de un total de 27.589.557 consumidores en la Península, la mayoría (23.941.730) reciben electricidad de suministradores de último recurso. En la segunda mitad de 2009, el 36 % de toda la energía comercializada en España fue entregada por suministradores de último recurso.

Así, cabe analizar el mercado en dos categorías por separado: el suministro de último recurso y el resto del mercado.

Suministro de último recurso

Al finalizar el año 2009, 23.941.730 consumidores recibían electricidad de suministradores de último recurso, con un consumo (en la segunda mitad de 2009) de 43.015 GWh, lo cual supone el 36 % de la energía comercializada en España. Se nombró a cinco empresas de último recurso, con la obligación de suministrar energía a los consumidores que lo soliciten, siempre que su potencia contratada sea menor o igual a 10 kW. Estas cinco

empresas pertenecen a los cinco grandes grupos de eléctricas activos en España. Endesa e Iberdrola acaparan en torno al 80 % de los consumidores.

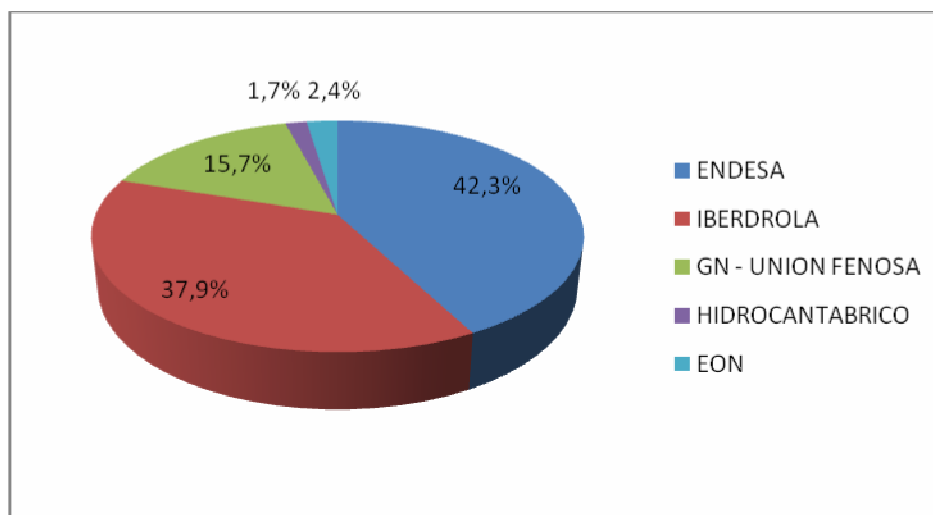


Figura 14. Cuotas de mercado de los suministradores de último recurso por número de clientes (Fuente: CNE).

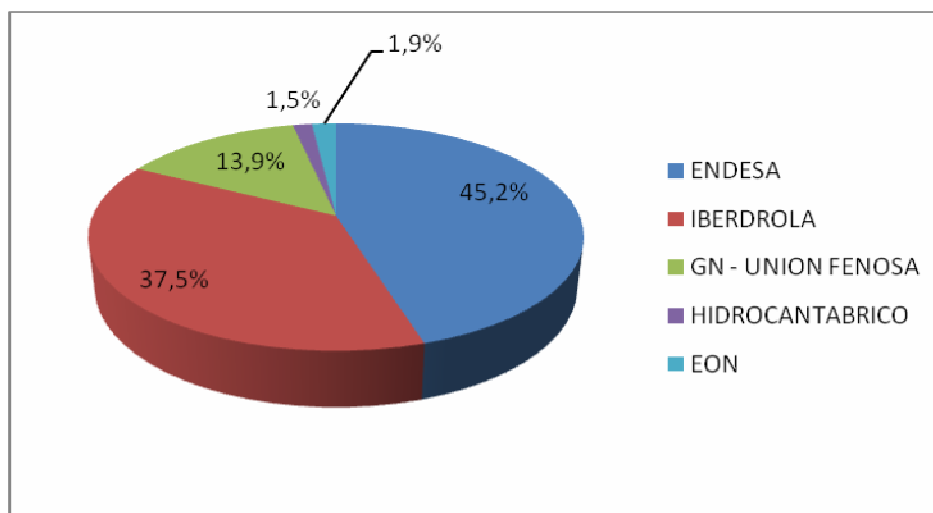


Figura 15. Cuotas de mercado de los suministradores de último recurso por volumen de energía (Fuente: CNE).

Resto del mercado

En el resto del mercado, al finalizar el año 2009, había 3.647.827 clientes con un consumo (en la segunda mitad de 2009) de 76.447 GWh, lo cual supone el 64 % de la energía comercializada en España. Las empresas con las mayores cuotas del mercado

liberalizado pertenecen a los principales grupos de eléctricas establecidos, como Endesa, Iberdrola, y Gas Natural Fenosa, cuyas cuotas de mercado suman hasta el 75 % de la energía (el 90 % de los consumidores).

En general, el resto de las empresas de suministro ha 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 96,6 % de su capital social, y de Viesgo, que fue adquirida por E.ON. [Pese a que la fusión entre Gas Natural y Unión Fenosa no se hizo efectiva hasta julio de 2009, las dos empresas se muestran agrupadas, ya que los datos aquí ofrecidos son una instantánea de finales de 2009.]

Supplier company	Share (clients)
ENDESA	43,5%
IBERDROLA	32,7%
GAS NATURAL FENOSA	14,0%
HIDROCANTÁBRICO (EDP)	8,2%
E.ON (Viesgo)	0,5%
Others	1,1%

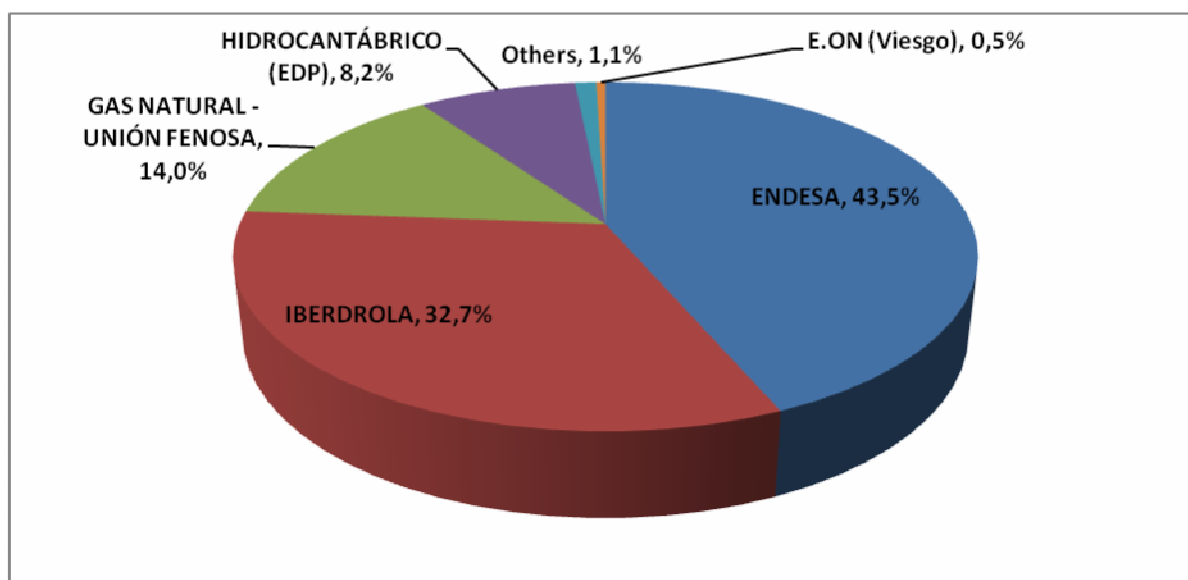


Tabla 12. Cuotas de mercado de las empresas suministradoras en el mercado liberalizado, por número de clientes (Fuente: CNE).

La empresa que experimentó el mayor aumento volvió a ser IBERDROLA: su cuota creció de un 20,3 % en 2008 al 32,7 % de 2009, mayormente a expensas de ENDESA, que vio su cuota disminuir de un 60,27 % en 2008 a un 43,5 % en 2009.

Supplier company	Share (energy)
ENDESA	37,7%
IBERDROLA	20,8%
GAS NATURAL FENOSA	16,1%
HIDROCANTÁBRICO (EDP)	9,7%
E.ON (Viesgo)	1,5%
Others	14,2%

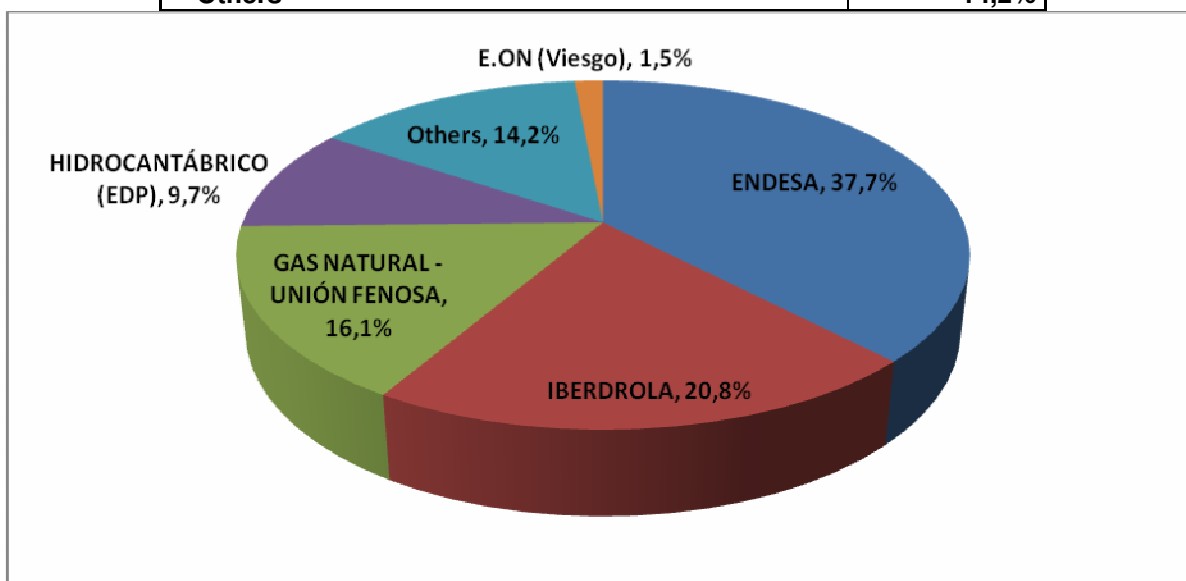


Tabla 13. Cuotas de mercado de las empresas suministradoras en el mercado liberalizado, en volumen de energía (Fuente: CNE).

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.

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 %.

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 dos categorías (como en el apartado anterior): el suministro de último recurso y el resto del mercado.

El mercado minorista había experimentado poco movimiento antes de 2009 debido al «refugio» ofrecido por las tarifas para usuarios finales. Desde que todos los consumidores se encuentran en el mercado liberalizado a partir de julio de 2009, el mercado minorista ha cobrado actividad. Ahora, los suministradores ofrecen nuevos productos y servicios para distintos tipos de consumidores. Por lo general, las ofertas conjuntas de gas y electricidad incorporan descuentos adicionales.

Sin embargo, los consumidores acogidos al régimen de último recurso son más conservadores: sólo 93.826 de ellos (apenas un 0,4 % sobre el total de 23.941.730) han cambiado a un suministrador de último recurso que corresponda a otra empresa distribuidora. En lo relativo al volumen de energía, la cuota es similar (un 0,3 %). Un motivo consiste en que el mercado minorista no ofrece precios atractivos a este tipo de consumidor, ya que está orientado a consumidores de mayor entidad.

Por otra parte, los consumidores del resto del mercado (no acogidos al régimen de último recurso) son más proclives al cambio de suministrador. Al finalizar el año 2009, 518.329 consumidores (el 14,2 % de un mercado de 3.647.827 consumidores) recibían energía de un suministrador que no pertenecía a la empresa distribuidora.

A la luz de estos datos, a finales de 2008, el número global de consumidores que recibía energía de una empresa distinta de la empresa distribuidora era de 395.531; teniendo en cuenta los cambios de suministrador que tuvieron lugar con el régimen de último recurso (93.826), ello supone que, en 2009, 216.624 consumidores⁵ (como mínimo)⁶ han

⁵ Número total de cambios de suministrador en 2009 = número de consumidores con suministrador de último recurso no perteneciente a la empresa distribuidora en 2009 + número de consumidores con suministrador (resto del mercado) no perteneciente a la empresa distribuidora en 2009 – número total de consumidores con suministrador no perteneciente a la empresa distribuidora en 2008.

cambiado de suministrador. En años anteriores, el número anual de cambios de suministrador era inferior a 100.000, luego puede inferirse que la liberalización ha promovido una actividad mucho mayor en el mercado minorista, al menos para los grandes consumidores.

En lo que llamamos «resto del mercado», el cambio de suministrador se deja notar mucho más en lo referente al volumen de energía afectado: en la segunda mitad de 2009, el 45,3 % de la energía era comercializada por un suministrador no perteneciente a la empresa distribuidora.

La Oficina de Cambios de Suministrador (OCSUM) cuenta con información más detallada.⁷

Supplier	Distribution Network Operator				
	E.ON	ENDESA	H.CANTABRI CO	IBERDROLA	U. FENOSA
CIDE HCENER	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CONS DIR MER	1,08	0,00	0,00	0,00	0,01
E.ON	20,75	1,03	0,32	1,63	0,00
ENDESA CYR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ENDESA E.	17,02	72,96	3,47	11,49	25,17
ENR.GRAN.CON	0,00	6,27	0,51	8,55	6,94
HCANTAB ENER	8,62	4,00	48,56	9,78	4,85
HISPAELEC E.	0,00	0,18	0,00	0,35	0,25
IBERD. GENER	0,00	0,06	42,88	0,00	0,00
IBERDROLA SA	6,03	2,95	0,73	42,84	4,69
NATURGAS COM	0,00	0,01	0,00	2,87	0,00
OTROS	38,16	4,95	1,13	8,08	7,48
GN UF	8,34	7,60	2,40	14,41	50,61

Tabla 14. Indicadores del grado de fidelidad (y de rotación de clientes) por red (en volumen de energía) a diciembre de 2009 (Fuente: CNE).

⁶ No se toman en consideración casos de varios cambios en el mismo año o el retorno a la compañía perteneciente a la empresa distribuidora.

⁷ La Oficina de Cambios de Suministrador recopila datos específicos sobre todos los cambios de suministrador, pero no se ha hecho público ningún informe hasta la fecha.

Niveles de los precios al por menor

Como ocurre en apartados anteriores, la tarifa de último recurso debe estudiarse de forma separada del resto del mercado.

Tarifa de último recurso

En la Orden ITC 1659/2009 se instaure la tarifa de último recurso. Hay dos subtipos: con o sin discriminación horaria (diurna/nocturna).

La tarifa de último recurso de aplicación a partir de julio de 2009 (hasta finales de 2009) consta de dos términos:

Sin discriminación horaria:

- Término de potencia (coste fijo): 2,079750 €/kW al mes
- Término de energía (coste variable) 0,133245 €/kWh

Con discriminación horaria:

- Término de potencia (coste fijo): 1,858500 €/kW al mes
- Término de energía (coste variable) 0,143063 €/kWh punta; 0,063107 €/kWh llano

Los precios medios (por MWh consumido) abonados por los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso son los siguientes:

consumer type	access tariff	last resort supply margin	energy cost	final cost (before taxes)	final cost (taxes included)
last resort supply	76,6	6,0	62,8	145,4	177,3
last resort supply with day/night discrimination	41,4	2,8	55,5	99,7	121,5

Tabla 15. Precio para el usuario final por componentes de consumidores con suministro de último recurso (€/MWh). Año 2009 (4º trimestre).

Los impuestos se calculan aplicando el impuesto sobre la electricidad (5,113 %) y, a continuación, el IVA (16 % en 2009) sobre el precio final.

Resto del mercado

Los datos referentes a los precios pagados de hecho ex post no estaban aún disponibles en el momento de la entrega de este informe. Por ese motivo, se ha realizado un ejercicio aditivo para calcular los precios de comercialización.⁸ Sin embargo, debe advertirse que los precios reales pueden variar en función de los acuerdos alcanzados entre suministrador y cliente.

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. En la siguiente tabla, se indica la tarifa de acceso media abonada por cada cliente (según las liquidaciones). Además, se indican los pagos medios por potencia contratada por consumidor, aumentados con las correspondientes pérdidas estándar. Por último, se calcula el coste teórico de la energía, según el precio horario del mercado al contado y tomando en consideración los perfiles de carga estándar.

El margen comercial de los suministradores de electricidad no se ha incluido en el precio final mostrado en la tabla. Por tanto, no se han contabilizado los impuestos en la siguiente tabla, ya que se desconoce la base imponible, que depende del margen comercial, el cual puede variar ostensiblemente. En cualquier caso, el gravamen se obtiene como se ha explicado anteriormente: el impuesto sobre la electricidad (5,113 %) y, a continuación el IVA (el 16 % en 2009).

Access tariff group	Access tariff	Capacity payments	Energy cost	Total
Low volt (< 1 kV)	62,8	8,9	48,4	110,9
High volt 1 (≥ 1 kV and < 36 kV)	27,6	2,2	41,7	71,5
High volt 2 (≥ 36 kV and < 72,5 kV)	10,8	1,4	40,6	52,8
High volt 3 ($\geq 72,5$ kV and < 145 kV)	08,6	1,2	39,7	49,5
High volt 4 (≥ 145 kV)	07,5	1,1	38,7	47,2
Total	37,4	4,6	43,9	82,2

Tabla 16. Precio medio teórico para el usuario final por componentes (excluidos el margen de comercialización y los impuestos) para consumidores típicos. Año 2009, €/MWh.

⁸ Fuente: http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/iap_indicadores-abr10.pdf.

Access tariff group	Access tariff	Capacity payments	Energy cost	Total
Low volt (< 1 kV)	57%	42%	-40%	-12%
High volt 1 (≥ 1 kV and < 36 kV)	56%	0%	-42%	-22%
High volt 2 (≥ 36 kV and < 72,5 kV)	33%	-3%	-42%	-34%
High volt 3 ($\geq 72,5$ kV and < 145 kV)	31%	0%	-44%	-37%
High volt 4 (≥ 145 kV)	23%	1%	-45%	-39%
Total	94%	71%	-40%	-14%

Tabla 17. Precio medio teórico para el usuario final por componentes (excluidos el margen de comercialización y los impuestos) para consumidores típicos. Año 2009, porcentaje de cambio con respecto al año anterior.

Los cambios más notorios del año pasado fueron el aumento en las tarifas de acceso y el descenso en el coste de la energía. El primero se explica por el gran incremento de las subvenciones a la generación de régimen especial. El segundo, por un desplome significativo de la demanda.

La CNE ofrece un calculador de precios en su página web:

<http://www.cne.es/consumidores/calculador.html>

Reclamaciones

La CNE se limita a ofrecer un servicio de información⁹ a los consumidores, puesto que carece de competencias para resolver las disputas de los consumidores. También puede aconsejar a los consumidores y facilitarles información sobre los pasos que deben seguir para presentar una reclamación.

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

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

⁹ La CNE también publica un estudio comparativo de las ofertas en: http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=354&&keyword=&auditoria=F.

competencia, la Ley 16/1989, de 17 de julio) supuso un cambio fundamental en este ámbito.

Desde julio de 2007¹⁰ 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 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.

¹⁰ Ley 17/2007.

Producción

En lo relativo a la transparencia, se exige a los productores que su información esté disponible; las pujas en OMEL y en los mercados de equilibrado, gestionados por REE, se publican ex post.

La CNE se encarga de supervisar el mercado examinando pujas y resultados del mercado. Además, realiza inspecciones en los productores cuando se observa comportamientos sospechosos relativos a las pujas o a la falta de disponibilidad. El Ministerio puede imponer sanciones tras la resolución del procedimiento de infracción. Por otra parte, la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) puede realizar investigaciones y penalizar a los productores si se detectan prácticas anticompetitivas.

Las subastas VPP se han puesto en práctica con ánimo evitar el abuso de posiciones dominantes y fomentar la competencia. Puede hallarse información más pormenorizada sobre las subastas VPP bajo el epígrafe 3.2.1.

Suministro

Los suministradores deben cumplir una serie de requisitos relativos al contrato de suministro.

El aspecto más estudiado en la actividad de suministro (para fomentar la competencia) es el procedimiento de cambio de suministrador. Con tal intención se creó la Oficina de Cambios de Suministrador (OCSUM). Todo suministrador puede acceder al registro de puntos de suministro.

En 2009, la CNC multó a las empresas distribuidoras principales por obstaculizar la competencia al entorpecer el intercambio de información sobre los puntos de suministro conectados a sus redes.

Fusiones y adquisiciones recientes en el sector de la electricidad

GAS NATURAL – UNIÓN FENOSA

La Comisión Nacional de la Competencia (CNC) aprobó la adquisición de UNIÓN FENOSA por parte de Gas Natural el 11 de febrero de 2009. La CNC condicionó la

autorización al cumplimiento de ciertos requisitos referentes a la venta de activos propuesta por Gas Natural, requisitos consignados en el plan de acción aprobado por la CNC el 17 de marzo de 2009.

Gas Natural debía vender 2000 MW de capacidad de producción a través de centrales CCGT en funcionamiento situadas en una de las siguientes zonas: Andalucía, Galicia, Centro, Levante y Cataluña.

Gas Natural se ha comprometido a suministrar gas al comprador o compradores de dichas centrales de generación al menos durante dos años en condiciones de mercado. De igual modo, se ha comprometido a no ser accionista ni a participar en su gestión de la empresa, de forma directa o indirecta.

La venta de los activos aún no ha tenido lugar.

Gas Natural finalizó la fusión con UNIÓN FENOSA el 7 de septiembre de 2009, tras admitirse el nuevo tipo de cambio de las acciones de la nueva empresa.

4. REGULACIÓN Y RENDIMIENTO DEL MERCADO DEL GAS NATURAL

4.1 Cuestiones relacionadas con la regulación [apartado 1 del 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 total de regasificación de 1.953 GWh/día. Al finalizar el año 2009, España también contaba con varios gasoductos internacionales conectados con otros países: con Argelia a través de Marruecos, Portugal por Tuy y Campo Maior; y con Francia a través de Larrau e Irún. También se espera que entre en servicio una conexión directa con Argelia (gasoducto de Medgaz) antes de que finalice el año 2010.

Mientras las terminales de GNL representaban unos 61 bcm/año de capacidad de entrada en 2009, la conexión con Argelia a través de Marruecos (gasoducto del Magreb) podía suministrar 12 bcm/año, y la de Francia por Larrau alcanzaba los 3,0 bcm/año.

Al finalizar el año 2009, había capacidad en todas las terminales de GNL. La capacidad media para acceso de terceros en terminales de GNL fue del 66,7 % a lo largo del año. La capacidad disponible se encuentra entre el valor medio mínimo del 14,1 % en Bilbao hasta el 52,8 % de Cartagena. Los gasoductos conectados con Portugal también ofrecieron capacidad disponible en ambos sentidos. Sin embargo, en los conectados con Marruecos y Francia, la capacidad de importación estaba totalmente reservada.

En concreto, la capacidad en los puntos de interconexión con Francia se sigue considerando muy escasa y se ha identificado como uno de los obstáculos principales para crear un mercado del gas de la región sur como paso intermedio hacia un mercado interior de la energía en Europa. 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 mejorar la diversificación y seguridad del suministro.

Normas de asignación de capacidad en la interconexión Francia-España

Con objeto de gestionar 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 que ha llevado a la implantación de un sistema de periodos de suscripción abierta (OSP) y de procedimientos de temporada abierta (OS) en la frontera entre ambos países.

a) Periodo de suscripción abierta (OSP)

El procedimiento OSP consiste en el proceso de asignación entre los usuarios solicitantes de las capacidades libres existentes entre Francia y España. El OSP establece un proceso para asignar de forma coordinada capacidad de salida de un país y capacidad de entrada a la red adyacente en ambas direcciones.

La capacidad ofrecida en los OSP se divide 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.

Tras la primera asignación a través de OSP en 2008, en la que se asignó la capacidad ofertada a largo plazo (de abril de 2009 a marzo de 2013) y a corto plazo (de abril de 2009 a marzo de 2010), se inició un nuevo procedimiento OSP para asignar capacidad anual de abril de 2010 a marzo de 2011. Los resultados fueron tan satisfactorios como el año anterior, ya se asignó toda la capacidad ofertada en ambas direcciones. Este proceso de asignación se reproducirá anualmente hasta 2013.

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 entre los dos países y dentro de Francia y, en una segunda fase, organizar un procedimiento de petición y asignación de esas capacidades para desarrollar la nueva estructura necesaria.

Las autoridades reguladoras y los GRT de Francia y España comenzaron a cooperar estrechamente en 2008, con la colaboración de los Ministerios de ambos países, en el empeño de implantar un procedimiento así coordinado y con miras a desarrollar nuevas capacidad en dos ejes diferenciados:

- Eje occidental: Inversiones nuevas en las interconexiones actuales (Larrau, Irún-Biriadou y en la interacción TIGF-GRTgaz) que estarán disponibles a partir de 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: creación de un nuevo punto de interconexión en Figueras/Perthus, formando un nuevo corredor (Midcat) para el transporte de gas de sur a norte y de norte a sur, que estará disponible a partir de 2015, incorporando igualmente expansiones de capacidad en el interior de Francia.

La fase vinculante de la temporada abierta de 2013 y la no vinculante de la de 2015 se emprendieron a finales de julio de 2009. La asignación de capacidad tuvo lugar en octubre de 2009 y los contratos se firmaron en noviembre del mismo año. Un gran número de usuarios de las redes de 11 países diferentes mostraron interés en participar en el proceso, hasta que finalmente se recibieron 12 solicitudes de 8 empresas distintas. El proceso concluyó satisfactoriamente, con la positiva decisión del GRT francés consistente en invertir en las infraestructuras asociadas a las capacidades de 2013. Como resultado, la capacidad en la interconexión de Larrau se habrá incrementado hasta 5,5 bcm/año para marzo de 2013.

El proceso de OS continúa en 2015 con el desarrollo de la fase vinculante para la asignación de capacidades para el 2015.

Normas de asignación de capacidad en almacenamientos subterráneos

La capacidad de almacenamiento subterráneo en España es también insuficiente y constituye un recurso escaso. Con objeto de gestionar el alto interés en este recurso y evitar la congestión, se emplean dos criterios de asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo: alrededor del 90 % de dicha capacidad se asigna de forma proporcional mediante prorrateo a las ventas a clientes finales y el 10 % restante se asigna mediante subasta.

El 30 de marzo de 2009, OMEL celebró la segunda subasta de capacidad de almacenamiento subterráneo con arreglo al apartado dos del capítulo II de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2009 y el 31 de marzo de 2010. El proceso de subasta fue supervisado por la CNE.

El 25 de marzo de 2010, se celebró la tercera subasta de capacidad de almacenamiento subterráneo para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2010 y el 31 de marzo de 2011.

Armonización reguladora en el marco de la creación del Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS)

Las administraciones y autoridades reguladoras de Portugal y España están trabajando para la creación y desarrollo de un Mercado Ibérico del Gas Natural, MIBGAS, para establecer el mercado regional de referencia como paso hacia el mercado único europeo del gas.

En el marco de este proyecto común, se acordó inicialmente confiar a la CNE (Comisión Nacional de Energía) y a ERSE, la autoridad reguladora portuguesa de la energía, la preparación de un documento que identificara los principios de funcionamiento y la organización de MIBGAS. Tras consulta pública, ambas autoridades reguladoras

emitieron una propuesta de modelo de organización y principios de funcionamiento del MIBGAS en enero de 2008.

Una de las acciones específicas propuestas por ambas autoridades reguladoras en este documento fue la de elaborar un estudio con un análisis comparativo de las condiciones para obtener la licencia de comercialización en ambos países, y presentar una propuesta de armonización para las licencias de comercialización.

En 2009, la CNE y la ERSE pusieron en marcha un proceso de consulta pública con el objetivo de recabar de los agentes del mercado, sujetos del sistema gasista y otras entidades interesadas su opinión acerca de las condiciones legales, técnicas y económicas para ejercer la actividad de comercialización en España y Portugal, y las obligaciones y derechos de los comercializadores en ambos países. El proceso de consulta tuvo lugar en marzo y abril de 2009, con un resultado bastante satisfactorio que volvió a poner de relieve el gran interés de los agentes del mercado en el desarrollo de MIBGAS. Una de las conclusiones principales consistió en identificar una serie de cuestiones que necesitan armonizarse en ambos países, con ánimo de propiciar las condiciones necesarias para un funcionamiento adecuado del mercado común.

Como resultado de la consulta pública, tanto la CNE como la ERSE plantearon en diciembre de 2009 la presentación de una propuesta a los Ministerios correspondientes en España y Portugal para el reconocimiento mutuo de las licencias de comercialización de gas. Dicha propuesta, basada en una serie de principios generales que ambos países deben respetar, se presentó finalmente a ambos Gobiernos en enero de 2010.

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

Tarifas de red y equilibrado

El Gobierno aprueba las tarifas, peajes y cánones del gas natural (previo informe no vinculante de la CNE) y las publica en el Boletín Oficial del Estado. El modelo 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.

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 de la industria.

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), 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 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.

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.

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 con 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/CE. El nuevo artículo 63 estipula que 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. Igualmente indica que los transportistas que operen alguna instalación comprendida en la red básica de gas natural deberán tener como único objeto social en el sector gasista la actividad de transporte.

Por último, la ley estipula que un grupo de sociedades podrá desarrollar actividades incompatibles de acuerdo con la Ley, siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes y se cumplan ciertos criterios que garanticen la separación funcional.

El artículo 63 de la Ley de Hidrocarburos indica que se deberá remitir a la CNE y al Ministerio para su aprobación y posterior publicación un informe anual, en el que se indique el código de conducta y las medidas que adoptadas por cada empresa regulada para satisfacer los requisitos sobre separación.

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.

Recientemente, en el Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, se designó a ENAGÁS como transportista único de la red troncal de transporte primario de gas.

La Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, que deroga la Directiva 2003/55/CE, establece que, a partir del 3 de marzo de 2012, los Estados miembros deben aplicar la separación a las redes de transporte y a los GRT. Una empresa debe estar certificada antes de ser designada oficialmente como gestor de red de transporte. A 3 de septiembre de 2009, una empresa propietaria de una red de transporte y que sea parte de una empresa verticalmente integrada en los Estados miembros debe tener la posibilidad de elegir entre la separación de la propiedad y la creación de un gestor de la red o gestor de transporte que sea independiente de los intereses relativos al suministro y la generación.

Así, ENAGÁS ya cumpliría con los requisitos de separación de la propiedad (modelo GRT) exigido por la Directiva 2009/73/CE al corresponder a uno de los diversos modelos propuestos.

Por otra parte, junto a ENAGÁS como GRT no verticalmente integrado, en la red gasista de España existen otras empresas verticalmente integradas que desempeñan actividades de transporte. A la vista de las obligaciones impuestas por la Directiva 2009/73/CE a la actividad de transporte, se hace necesario examinar si estas empresas cumplen o no con los requisitos estipulados por la Directiva en lo referente a la separación de la propiedad.

En cuanto a la distribución y el suministro, en la Directiva también se exige que los Estados miembros designen a empresas distribuidoras o soliciten a empresas propietarias o responsables de las redes de distribución que se encarguen de ello.

Así, adjudica a los gestores de redes de distribución las siguientes responsabilidades:

- garantizar la capacidad a largo plazo de la red en materia de distribución de gas, explotación, mantenimiento, desarrollo y protección del medio ambiente;
- garantizar la transparencia al respecto de los usuarios de la red;
- proporcionar información a los usuarios de la red;
- cubrir las pérdidas de energía y mantener la capacidad de reserva.

El gestor de la red de distribución debe ser jurídicamente independiente de las demás actividades no relacionadas con la distribución.

Actualmente, la Comisión Nacional de Energía está examinando si existe o no la necesidad de introducir más cambios en la legislación española para que se satisfagan los requisitos establecidos en la Directiva 2009/73/CE en el ámbito de la separación.

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 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. De igual modo, a lo largo de 2010, la CNE ha recibido los informes relativos a las medidas adoptadas durante 2009.

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;

- 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;
- 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:
 - 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
 - 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 sindicarse acciones, y se reestablece el límite conjunto del 40 % para la participación conjunta total 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 18 se muestra la estructura accionarial de ENAGÁS a fecha de 01/06/2010:

ENAGÁS shareholders	% total shareholding
Pictet Asset Management LTD	3,00
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	67,00

Tabla 18. Estructura accionarial de ENAGÁS (Fuente: web de ENAGÁS).

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.

La Directiva 2009/73/CE no modifica el régimen de separación de la actividad distribuidora previamente fijado en una Directiva anterior.

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.

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 especial 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 que 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 específicamente la responsabilidad de verificar la separación efectiva de las cuentas a la CNE. 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.).

La Directiva 2009/73/CE establece la separación y la transparencia de las cuentas. Estipula que las empresas de gas natural deberán llevar cuentas separadas para todas las actividades relativas al suministro de gas, como el transporte y la distribución.

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 al Director General de Energía. En el ámbito de las Comunidades Autónomas, se aplicará lo dispuesto en sus propias normas y reglamentos.

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 euros, y las infracciones graves, con una multa de hasta 6.000.000 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 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 por el Ministro de Industria y Energía.

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

4.2.1 Descripción del mercado al por mayor¹¹

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 2009.

	2008 (GWh)	2009 (GWh)	Annual variation (%)
Demand of gas (except power generation)	261.921	241.062	-8,0
Demand of gas for power generation	187.468	160.793	-14,2
Total demand in Spain	449.389	401.855	-10,6

Tabla 19. Demanda de gas en España. 2009 frente a 2008 (Fuente: Enagás).

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

	2008 (GWh)	2009 (GWh)	Annual variation (%)
Pipeline	127.321	106.462	-16,4
LNG	331.672	305.647	-7,8
Total	458.993	412.109	-10,2

Tabla 20. Importaciones de gas en España. 2009 frente a 2008 (Fuente: Enagás).

Origen del suministro de gas (importaciones)

En la siguiente figura se indica el origen de las fuentes de suministro de gas en 2009 en el mercado español:

¹¹ Se refiere al mercado que cubra toda operación con gas entre agentes del mercado que no sean clientes finales.

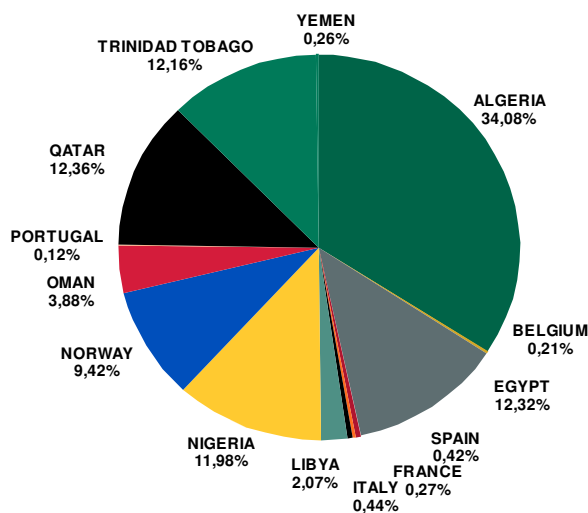


Figura 16. Origen del suministro de gas en España, año 2009.

La canasta de importaciones de la red de gas española conserva en su mayor parte la estructura de años anteriores, con unas fuentes muy diversificadas (de hasta 14 países diferentes). Argelia vuelve a destacar con una cuota del 34,08 %, seguida por los países del Golfo Pérsico (16,24 %), Egipto (12,32 %), Trinidad y Tobago (12,16 %), Nigeria (11,98 %) y Noruega (9,42 %).

Con respecto al año 2008, se muestra un descenso del -10,3 % en 2009 en las importaciones totales de gas natural, que ascienden a unos 411 TWh (frente a los 458 TWh de 2008). El 74,2 % del gas natural llegó a la red nacional por vía marítima en forma de gas natural licuado (GNL) y el 25,8 % restante llegó por gasoductos. Los cargamentos de GNL siguieron manteniendo el alto ritmo de años anteriores, de forma que España continúa siendo uno de los destinos principales de GNL en todo el mundo.

Producción nacional de gas

La producción nacional fue tan solo de 1.715 GWh, lo que representa el 0,4 % de la demanda de gas en España. Esta producción proviene de los tres yacimientos de gas cuyo agotamiento está próximo y que se pretenden destinar al almacenamiento subterráneo en el futuro.

Capacidad de importación (Tm³/año)

i. Capacidad en terminales de GNL

En España hay seis regasificadoras de GNL, todas ellas sujetas al ATR regulado, lo que permite el acceso de nuevos participantes a nueva capacidad y 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 31 % (el mínimo, en Cartagena), hasta el 62 % (el máximo, en Bilbao).

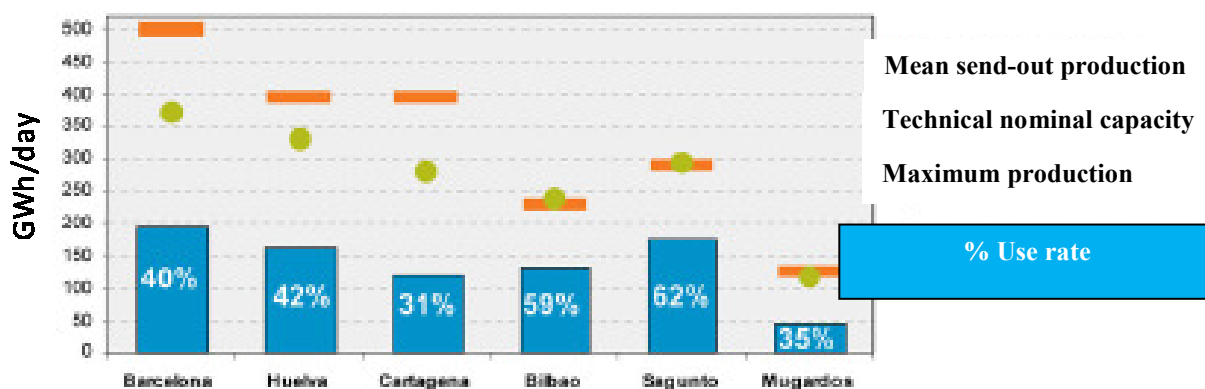


Figura 17. Proporción de uso en terminales de GNL en 2009 (Fuente: Enagás).

En la siguiente tabla se muestra el almacenamiento de GNL y la capacidad de emisión de cada una de las seis terminales:

LNG Terminal	LNG storage capacity (m ³)	Send-out capacity (m ³ (n)/h)
Barcelona	540.000	1.950.000
Huelva	460.000	1.350.000
Cartagena	437.000	1.350.000
Bilbao	300.000	800.000
Sagunto	450.000	1.000.000
Mugaridos	300.000	413.000
TOTAL	2.496.500	156,76

Tabla 21. Capacidad de las terminales de GNL a 31 de diciembre de 2009 (Fuente: Gas LNG Europe, GLE).

ii. 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.

Para 2010 se prevé que esté operativa una nueva interconexión con Argelia, MEDGAZ, que es un proyecto estratégico para ambos países. Gracias a ella, el gas natural vendrá directamente de Argelia, sin necesidad de tránsito por terceros países, lo cual mejorará ostensiblemente la seguridad del suministro y la diversificación en el equilibrio GN/GNL en las importaciones a la península Ibérica. Su capacidad inicial será de 8 bcm/año y, en el futuro, el gasoducto posiblemente podría ampliarse para llegar a otros países europeos, con lo que se convertiría en un corredor de entrada a Europa para el gas.

La capacidad actual de las interconexiones internacionales es la siguiente:

Pipeline connection	Capacity (GWh/day)
Larrau (FR->ES)	100
Irún (ES->FR)	5 (Winter) / 4 (Summer) ¹²
Irún (FR->ES)	0 (Winter) / 10 (Summer)
Tarifa (MO->ES)	355 (+ 89 transit to PT)
Badajoz (ES->PT)	134
Badajoz (PT->ES)	68-105 ¹³
Tuy (ES->PT)	36
Tuy (PT->ES)	12

Tabla 22. Capacidad de interconexión física a 31 de diciembre de 2009 (Fuente: ENAGÁS).

iii. Capacidad reservada y disponible

Al finalizar el año 2009, había capacidad en todas las terminales de GNL. La capacidad media para acceso de terceros en terminales de GNL fue del 66,7 % a lo largo del año. La capacidad disponible se encuentra entre el valor medio mínimo del 14,1 % en Bilbao hasta el 52,8 % de Cartagena.

En las interconexiones por gasoductos, había capacidad disponible en ambos puntos de interconexión con Portugal. En la conexión por Tuy, toda la capacidad estuvo disponible a

¹² Valor de capacidad mínimo determinado por la capacidad de entrada desde Francia.

¹³ Según la demanda de las centrales CCGT en Portugal y el almacenamiento subterráneo de Carriço.

lo largo del año en sentido de Portugal a España, y casi toda (el 99,86 %) en el sentido opuesto. En la conexión por Badajoz, una media aproximada del 90,5 % de la capacidad técnica estaba libre para reservar a lo largo de 2009 en el sentido de Portugal a España, y más del 80 % estaba disponible en el sentido de España a Portugal.

La situación era otra en las conexiones con Marruecos y Francia. En el gasoducto del Magreb, que importa gas argelino a través de Marruecos, la capacidad estaba reservada por completo a lo largo de todo el año. Tampoco había apenas capacidad libre en la conexión con Francia por Larrau, con un 98,2 % de capacidad media reservada durante 2009 y sólo un 1,8 % sobrante. Sin embargo, en la conexión Irún-Biriatou sí podía reservarse capacidad, aunque ésta es mucho menor en este caso.

En la siguiente tabla se muestra la situación en estos puntos de interconexión en lo referido a la media de capacidad reservada y disponible durante el año:

Entry (or exit) point	Mean booked capacity in 2009 (%)	Mean available capacity in 2009 (%)
Barcelona LNG terminal	61,3%	38,7%
Sagunto LNG terminal	81,6%	18,4%
Cartagena LNG terminal	47,2%	52,8%
Huelva LNG terminal	71,0%	29,0%
Mugardos LNG terminal	65,1%	34,9%
Bilbao LNG terminal	85,9%	14,1%
TOTAL LNG TERMINALS	66,6%	33,4%
Maghreb pipeline (import)	100,0%	0,0%
Larrau (import F=>E)	98,2%	1,8%
Irún-Biriatou	Import (F=>E)	0,0%
	Export (E=F)	100,0%
Tuy	Import (P=>E)	99,9%
	Export (E=>P)	0,0%
Badajoz	Import (P=>E)	81,5%
	Export (E=>P)	90,5%

Tabla 23. Capacidad de interconexión física a 31 de diciembre de 2009 (Fuente: ENAGÁS).

iv. Cuota de importación de gas

Finalmente, el gráfico que aparece a continuación indica la cuota de importaciones de gas por empresas:

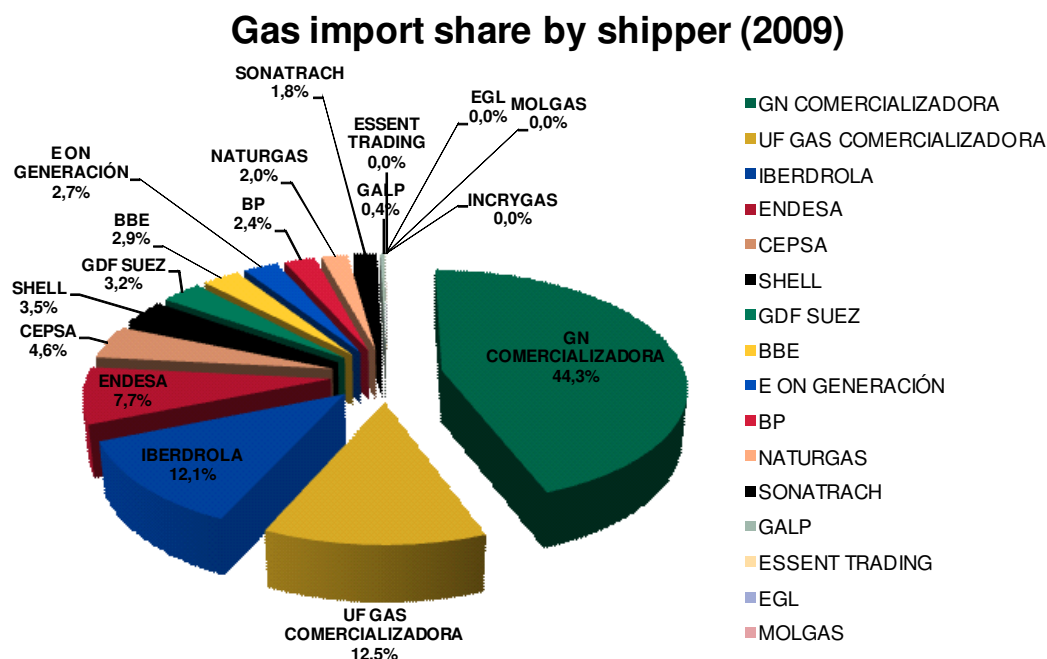


Figura 18. Cuota de importaciones de gas en el mercado español en 2009.

Evolución de los precios del gas importado

Al no haber actualmente un centro de negociación de gas organizado que aporte un precio de referencia para el gas en España, la CNE ha desarrollado un índice de precios del gas natural en los puntos fronterizos a partir de los datos de importaciones de gas disponibles en el sitio web de la Oficina Virtual de Aduanas e II. EE. de la Agencia Tributaria española (AEAT).

El siguiente gráfico muestra la evolución de los precios del gas natural en los puntos fronterizos según este índice, desde enero de 2002 hasta diciembre 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.

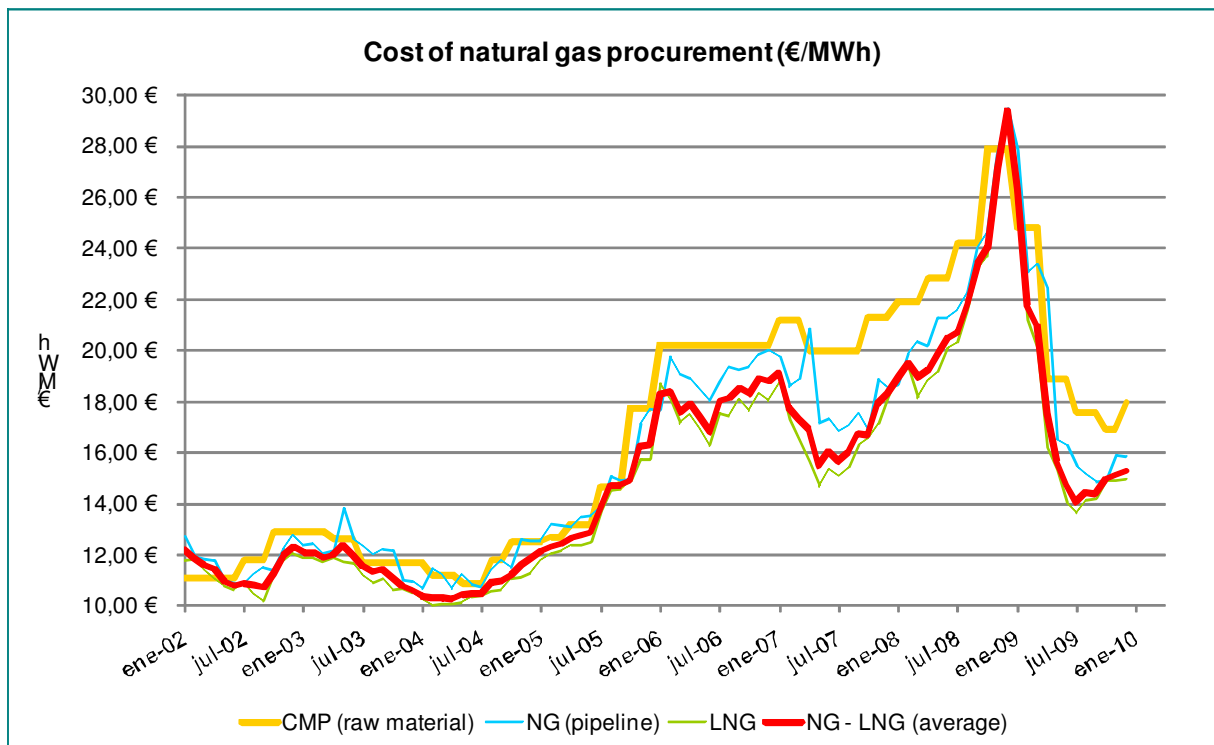


Figura 19. Evolución de los precios del gas natural en los puntos fronterizos en España (€/MWh), 2002-2009.

Como puede verse en la figura, los precios alcanzaron sus valores máximos en 2008, año en el que los precios escalaron rápidamente hasta los 29,37 €/MWh, en diciembre de 2008. Sin embargo, entre diciembre de 2008 y julio de 2009, descendieron un 52 %, con una posterior subida tímida del 8,7 % en diciembre de 2009.

La tabla que aparece a continuación muestra la evolución mensual de estos precios en 2009.

(€/MWh)	Natural gas (pipeline)	LNG	Average import price
Jan 2009	27,83	25,84	26,29
Feb 2009	23,03	21,18	21,76
Mar 2009	23,39	20,08	20,98
Apr 2009	22,44	16,15	17,54
May 2009	16,50	15,29	15,67
Jun 2009	16,26	14,02	14,73
Jul 2009	15,47	13,64	14,03
Aug 2009	15,12	14,14	14,43
Sep 2009	14,83	14,18	14,38
Oct 2009	14,93	14,91	14,91
Nov 2009	15,87	14,89	15,12
Dec 2009	15,82	14,98	15,25

Tabla 24. Precios del gas natural en los puntos fronterizos en España, 2009.

Mercado OTC gasista en España (plataforma MS-ATR)

La mayor parte del gas con que se comercia en el mercado español se negocia en mercados no oficiales (OTC) bilaterales, a través de una plataforma electrónica de comercio desarrollada por ENAGÁS denominada MS-ATR. En la plataforma hay casi 30 partes negociadoras.

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

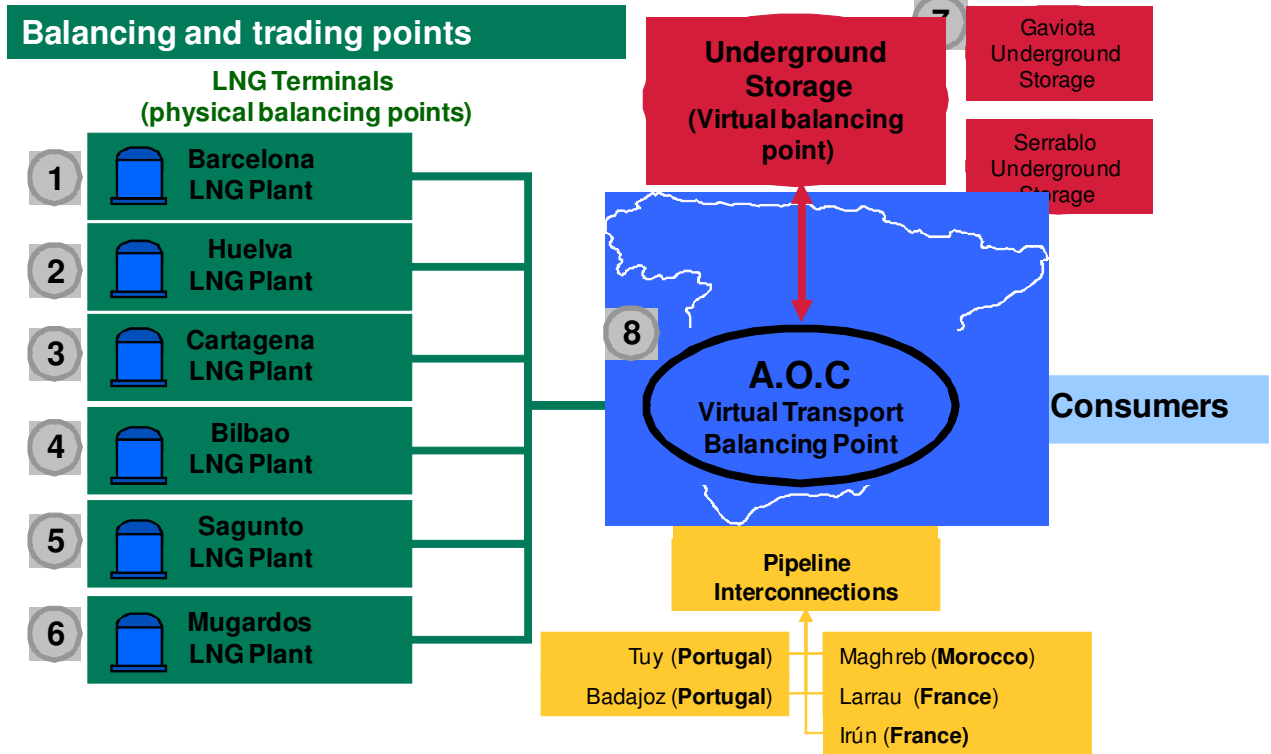


Figura 20. Puntos de equilibrado y negociación.

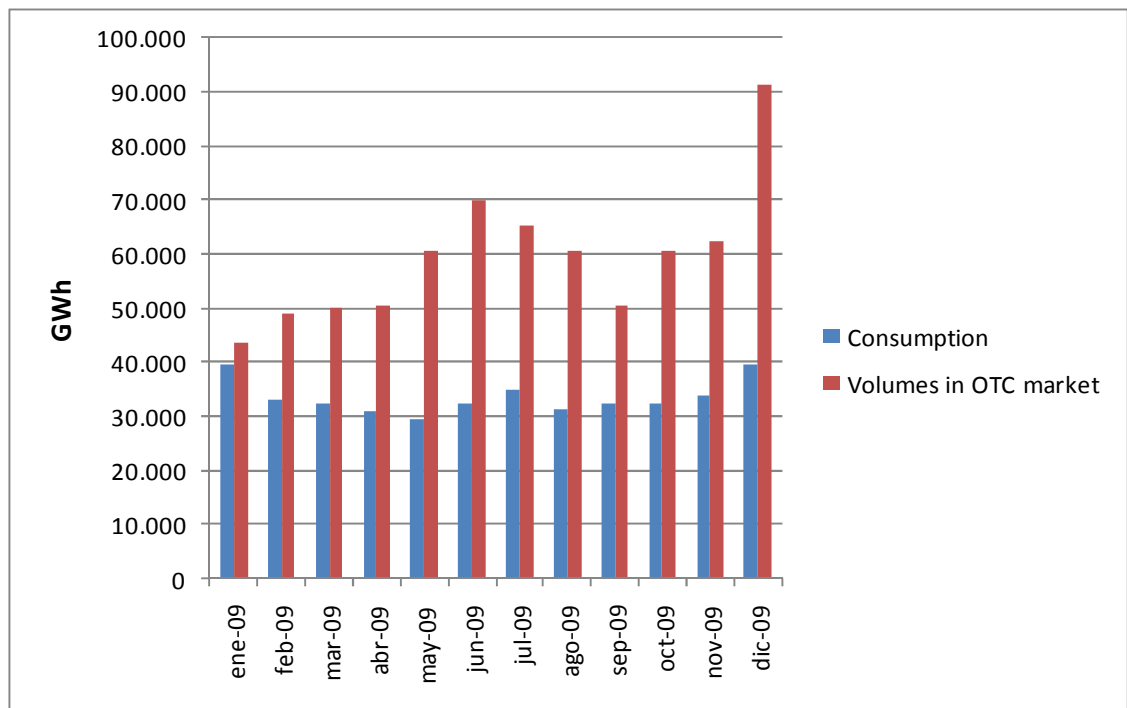


Figura 21. Consumo frente al mercado OTC gasista en España (GWh/mes).

La liquidez está prácticamente centrada en su totalidad en las terminales de GNL, que representó el 95 % del comercio OTC en 2009. La terminal de GNL de Huelva fue la de

mayor tráfico comercial, con un 33 % de los intercambios de gas. El AOC, que podría parecer un lugar virtual de negociación atractivo, solo atrajo el 4,5 % del comercio OTC.

Balancing point	Traded gas 2009 (TWh)	Production (TWh)	Churn rate	Number of active traders	Market share of 3 main traders
Huelva LNG Terminal	233.152	60.005	3,9	14	46%
Barcelona LNG Terminal	159.471	72.278	2,2	15	55%
Bilbao LNG Terminal	140.619	49.303	2,9	12	72%
Sagunto LNG Terminal	61.339	65.284	0,9	4	100%
Cartagena LNG Terminal	38.331	44.477	0,9	12	73%
Mugardos LNG Terminal	43.718	16.189	2,7	4	100%
Total LNG	676.630	307.536	2,2	19	44%
Underground storage	5.379			15	80%
Transmission balancing point (AOC)	32.300	94.319	0,3	22	49%
Total Spain	714.309	401.855	1,8	29	41%

Figura 22. Características principales del OTC.

Las operaciones en el mercado OTC español en 2009 supusieron 714,3 TWh en total. Las cifras que se aportan a continuación muestran la evolución mensual del gas objeto de comercio y el número de operaciones —más de 19.400— registradas en el mercado OTC español en 2009.

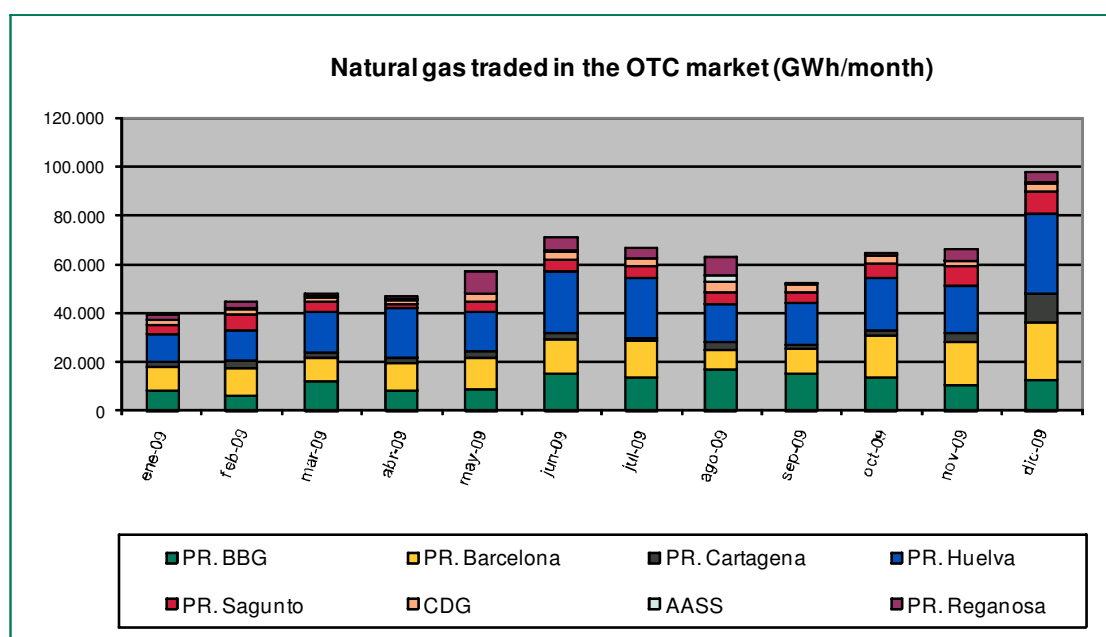


Figura 23. Gas con el que se comerci6 (GWh/mes).

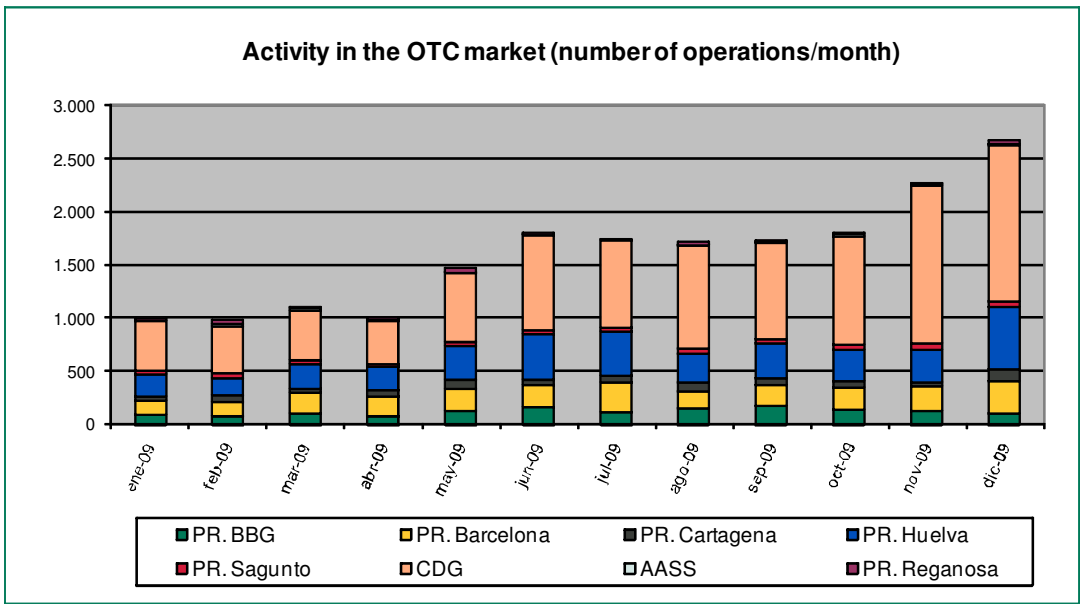


Figura 24. Transacciones de gas (número de transacciones/mes).

En la figura que aparece a continuación se ilustran las cuotas de mercado del mercado OTC gasista en 2008, en términos de energía comprada. Las mayores cotas corresponden a Endesa Energía y Gas Natural Comercializadora, ambas del 15 %.

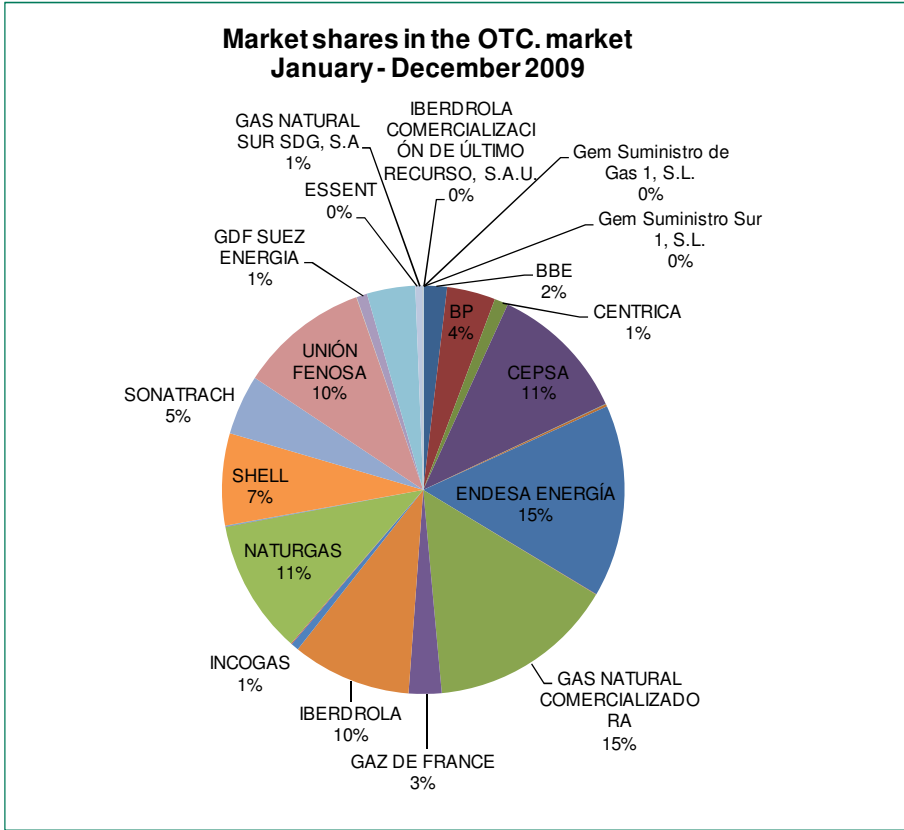


Figura 25. Cuotas de mercado (compras) en el mercado OTC, 2009.

Dado que la plataforma MS-ATR del mercado OTC permite el libre comercio a través de intercambios directos de gas, sin precio, no hay información disponible sobre precios OTC.

En cuanto a la gestión y funcionamiento del mercado mayorista, y a la transparencia en la información, los agentes del mercado deben presentar a ENAGÁS sus pronósticos anuales, trimestrales, mensuales y diarios al respecto de las operaciones que piensan realizar. Las nominaciones diarias sobre sus aportaciones y las mensuales para la descarga de cargamentos 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 basados en el mercado (subastas de contratos a plazo de capacidad y gas)

Subastas para comprar gas operativo a los gestores de redes de transporte y a los gestores de redes de GNL

Según la Orden Ministerial ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2009, y según las Órdenes Ministeriales subsiguientes que los actualizan año tras año (ITC/3520/2009 para 2010), los gestores de redes de transporte y de GNL deben comprar cada año el gas que necesitan para su propio consumo (gas de operación) y para el nivel mínimo de llenado de los activos (gas talón). Asimismo, se adquirirá mediante un procedimiento de subasta anual que cubra la adquisición de las necesidades gasistas desde el 1 de julio del año en cuestión hasta el 30 de junio del año siguiente. La CNE es el órgano supervisor de estas subastas y el Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A. (OMEL)¹⁴ es la institución responsable de organizarlas.

En la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 30 de abril de 2009 se establecieron las normas de operación para la tercera subasta para la compra del

¹⁴ Desde 2009, a través de su filial, OMEL Diversificación S.A.U.

gas necesario para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2010. En la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 20 de mayo de 2009 se definían los parámetros de la subasta.

Estas subastas se basan en un mecanismo de reloj de precio descendente con varias rondas, según lo estipulado en la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 19 de mayo de 2008. La tercera subasta se celebró el 28 de mayo de 2009 y la cuarta, el 25 de mayo de 2010.

3 rd Auction for the acquisition of natural gas necessary for own consumption (operating gas) and for the minimum filling level of the gas pipelines (linepack) of the transport network and regasification plants (LNG stock)	
Type	Multi-round descending-price, electronic mechanism
Date	28 May 2009
Auctioned amount	20 Blocks / 100%
Matched amount:	20 Blocks / 100%
Number of total rounds	13
Supply period	1 July 2009 - 30 June 2010
Equilibrium price	14.65 €/MWh
Number of winners	2

Tabla 25. Subastas para la adquisición de gas de operación y al gas talón: resultados de la subasta celebrada en 2009.

Subastas para la asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo

En la Orden Ministerial ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, se estableció un mecanismo anual de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural para sus usuarios para cada periodo anual desde el 1 de abril del año actual hasta el 31 de marzo del año siguiente. Por este procedimiento se asigna capacidad directamente a los usuarios del almacenamiento subterráneo en función de sus necesidades y en proporción con su suministro del año anterior, y se introduce un procedimiento basado en el mercado para asignar la capacidad restante, consistente en un mecanismo de subasta.

La CNE es el órgano supervisor de estas subastas y el Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A. (OMEL)¹⁵ es la institución responsable de organizarlas.

En la Resolución de la Secretaría General de Energía de 14 de marzo de 2008¹⁶ 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. Hasta la fecha se han celebrado tres subastas para la asignación de capacidad para el almacenamiento subterráneo de gas natural.

En la Resolución de 9 de marzo de 2009 de la Dirección General de Política Energética y Minas se definen los siguientes datos clave para la segunda subasta, para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2009 y el 31 de marzo de 2010: fecha de celebración de la subasta, cantidad estimada de capacidad de almacenamiento a subastar, reglas de la subasta, información y documentación del gestor de la red, contrato tipo y pago del coste de la subasta. En la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 18 de marzo de 2009 se definían los siguientes parámetros clave de la segunda subasta: *volumen a subastar, precio de la primera ronda, determinación del precio de rondas sucesivas e información del exceso de demanda en cada ronda.*

La segunda subasta se celebró el 30 de marzo de 2009, 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 2010. La tercera subasta se celebró el 25 de marzo de 2010 para la asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2010 y el 31 de marzo de 2011. En ambas subastas se empleó un procedimiento de subasta de reloj de precio ascendente en varias rondas.

¹⁵ Desde 2009, a través de su filial, OMEL Diversificación S.A.U.

¹⁶ Modificada por la Resolución de 1 de marzo de 2010 de la Secretaría de Estado de Energía.

2 nd Auction for the allocation of underground storage capacity of natural gas	
Type	Multi-round ascending-price, electronic mechanism
Date	30 March 2009
Auctioned capacity (GWh)	4 257
Allocated capacity (GWh)	4 257
Supply period	1 April 2009 - 31 March 2010
End price of 1 st round	250 €/GWh
Number of rounds	22
Equilibrium price	1 767 €/GWh

Tabla 26. Subastas para la asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo de gas natural: resultados de las subastas el año 2009.

Subastas para la compra de gas para la fijación de la tarifa de último recurso

Por la Orden Ministerial ITC/863/2009, de 2 de abril de 2009, se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso (TUR). Las Resoluciones de 4 de mayo, 19 de mayo y 9 de junio de 2010 establecían respectivamente los productos y volúmenes a subastar, las normas de operación y los parámetros requeridos para la subasta para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2009.¹⁷

Los productos subastados eran: i) el gas de base con una cantidad mensual preestablecida durante el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio 2010; y ii) el gas de invierno para la cantidad mensual preestablecida para el periodo comprendido entre noviembre de 2009 y marzo de 2010.

Con arreglo a las Resoluciones mencionadas, 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. Se empleó para

¹⁷ Las dos primeras resoluciones corresponden a la Secretaría de Estado de Energía, mientras que la tercera fue emitida por la Dirección General de Política Energética y Minas.

la subasta un mecanismo de reloj de precio descendente con varias rondas, y estos fueron los resultados:

1 st Auction for the acquisition of natural gas for the last resort rate	
Type	Multi-round descending-price, electronic mechanism
Date	16 June 2009
Number of rounds	13
Number of winners	6
Base load gas	Auctioned amount: 100 blocks Matched amount: 100 blocks (3 600 GWh, split in 300 GWh/month)
Winter gas	Auctioned amount: 100 blocks Matched amount: 100 blocks (2 750 GWh, split in 200 GWh in November, 750 GWh from Dec. to Feb., and 300 GWh in March)
Supply period	1 July 2009 - 30 June 2010
Equilibrium price for base load gas	16.18 €/MWh
Equilibrium price for winter gas	19.77 €/MWh

Tabla 27. Subasta de gas natural para el suministro de último recurso: resultados de la subasta celebrada en 2009.

La segunda subasta de referencia para fijar las tarifas de último recurso del gas natural, para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011, se celebró el 16 de junio de 2010.

4.2.2 Descripción del mercado minorista

El consumo de gas natural en España en 2009 fue de 402,5 TWh, un 10,6 % por debajo del de 2008. El número de consumidores en 2009 sobrepasó los 7 millones en España, con 123.575 nuevos clientes.

4.2.2.1 Apertura del mercado

Todos los clientes españoles (incluidos los residenciales) han tenido libertad para escoger a su suministrador desde el 1 de enero de 2003. La normativa ha establecido un calendario de liberalización y ha ido rebajando gradualmente el umbral de consumo para

ser un cliente cualificado: de los 3 GWh/año en agosto de 2000 a 1 GWh/año en enero de 2002, hasta la apertura total el 1 de enero de 2003.

En 2008, la eliminación progresiva de las tarifas para el usuario final, que había comenzado en años anteriores, concluyó finalmente con la desaparición total de toda tarifa regulada y la introducción de la tarifa de último recurso o TUR como única tarifa para el usuario final con precios fijados por la Administración.¹⁸ A julio de 2008, sólo los consumidores conectados a la red a una presión inferior a 4 bar y que consumían menos de 3 GWh/año podían acogerse a esta tarifa. En julio de 2009, se redujo el umbral máximo de consumo a 50.000 kWh/año.

Las siguientes figuras muestran la evolución de la cuota de consumo y los consumidores del mercado regulado y el liberalizado desde que dio comienzo la liberalización:

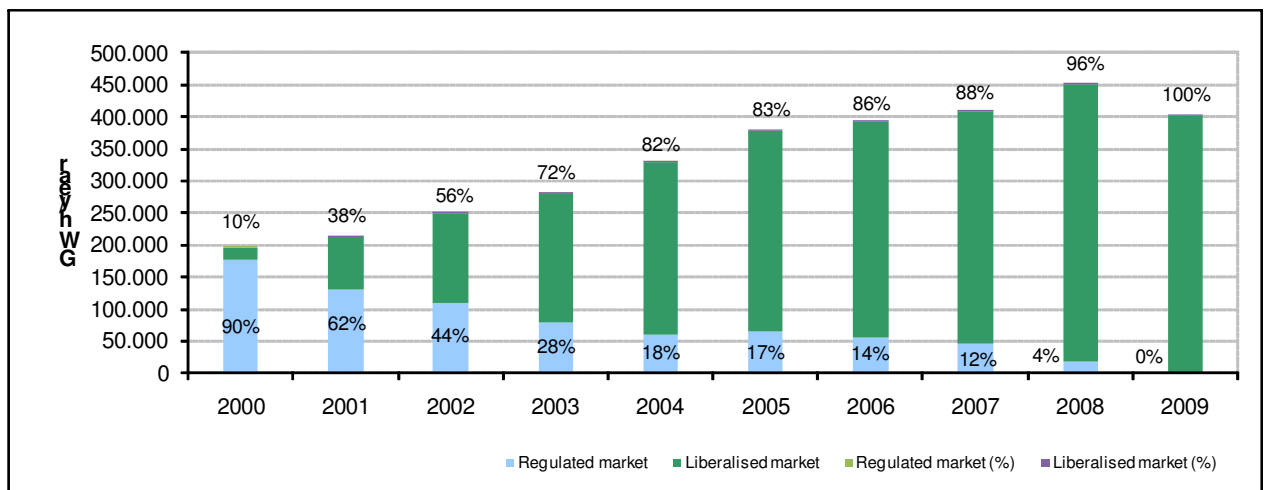


Figura 26. Evolución de la apertura de mercado en términos de energía.

¹⁸ En el capítulo 6.2, puede hallarse una descripción más pormenorizada de la tarifa de último recurso (TUR).

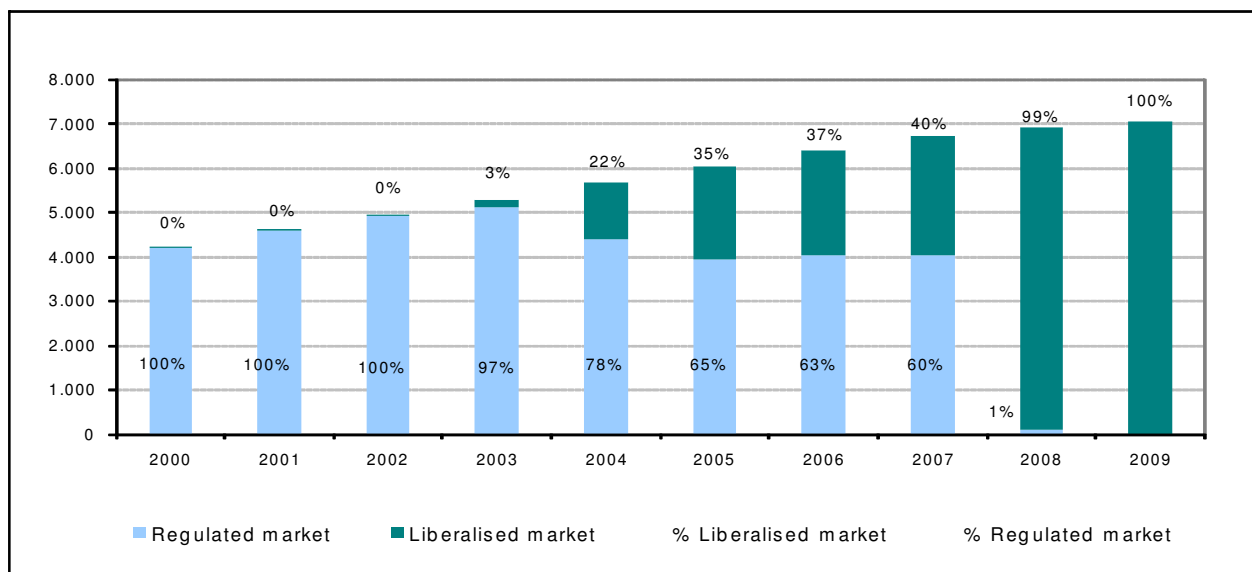


Figura 27. Evolución de la apertura de mercado en número de consumidores.

A finales de 2009, todos los consumidores recibían suministro con tarifas liberalizadas. Los últimos consumidores en llegar al mercado liberalizado fueron los 90.000 de las Islas Baleares, donde el mercado seguía regulado y, antes de la llegada del gas natural, la red distribuía aire propanado. Esta situación tocó a su fin en septiembre de 2009, con la entrada en servicio del nuevo gasoducto Denia-Ibiza-Mallorca, que conecta las islas con la Península.

El 31 de diciembre de 2009, 6.984.926 de los 7.054.125 consumidores del mercado (el 99 %) podían acogerse a la TUR. De ellos, 3.343.500 (el 47,4 % del mercado) estaban acogidos a ella, mientras que el número de consumidores que recibían suministro a precios no regulados era 3.711.500 (el 52,6 % de todos los consumidores).

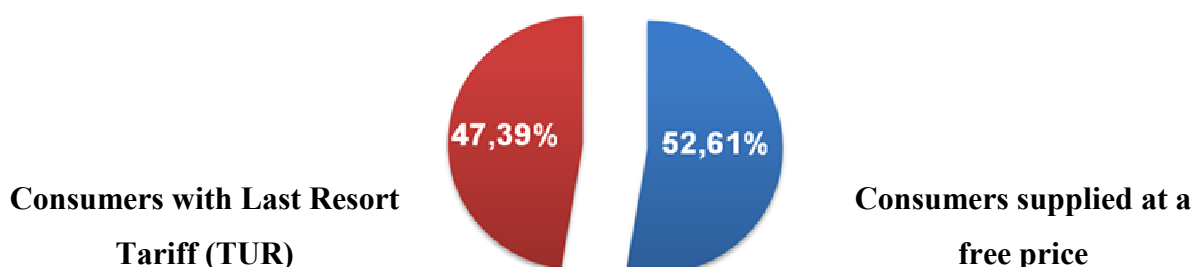


Figura 28. Consumidores acogidos a la tarifa de último recurso frente a consumidores con precios no regulados.

Actualmente hay cinco suministradores designados como suministradores de último recurso, que dan servicio a todos los consumidores acogidos a la TUR.

4.2.2.2 Estructura del mercado minorista

La cantidad total de consumidores en diciembre de 2009 era de 7.054.348 (123,575 consumidores más que en diciembre de 2008), y la demanda de gas llegó a los 402,5 TWh (-10,6 % menos que en 2008).

En la figura que aparece a continuación se ilustran las cuotas de suministro 2009 por cada empresa, en volumen de energía.

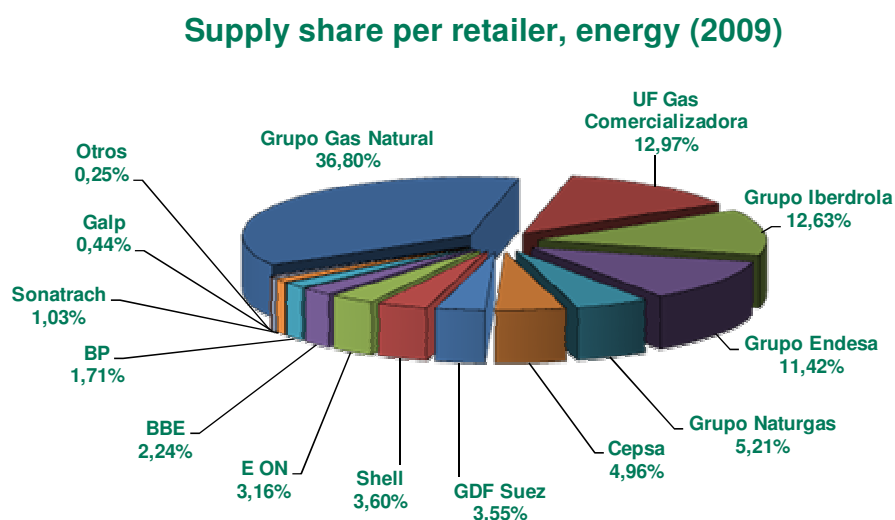


Figura 29. Cuota de suministro de gas natural por empresa (en volumen de energía).

En cuanto al número de consumidores, las cuotas de suministro a 31 de diciembre de 2009 eran las siguientes:

Share per company, number of customers (31-Dec-2009)

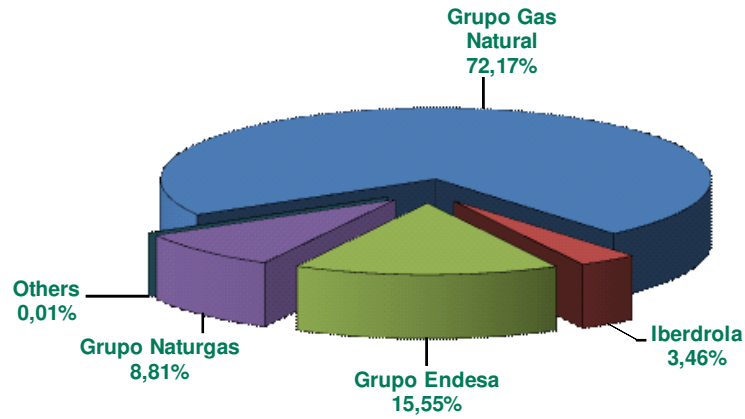


Figura 30. Cuota de suministro de gas natural por empresa (en número de clientes).

La proporción de consumo de gas natural por sectores de usuarios finales en 2009 fue la siguiente:

- Doméstico-comercial: 13,8 %
- Generación de electricidad (centrales CCGT y de combustión de gas): 40,1 %
- Industrial: 44,9 %
- Uso no energético (uso de gas natural como materia prima): 1,2 %

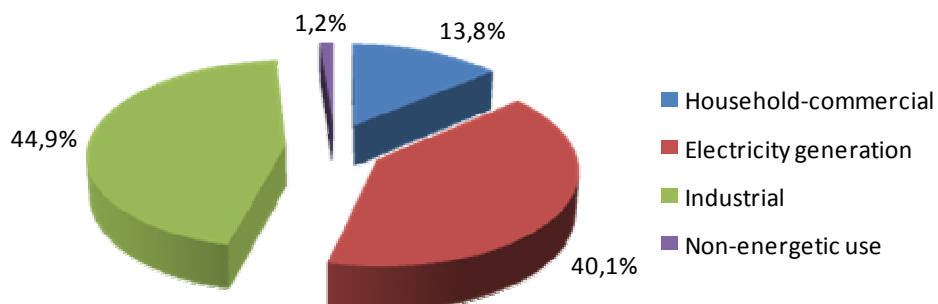


Figura 31. Consumo de gas natural por sectores en 2009 (Fuente: Sedigas).

La evolución de esta segmentación a lo largo del tiempo muestra un aumento notable en la proporción de gas dedicada a la generación de electricidad, que ha alcanzado un porcentaje cercano al 40 % en los últimos años:

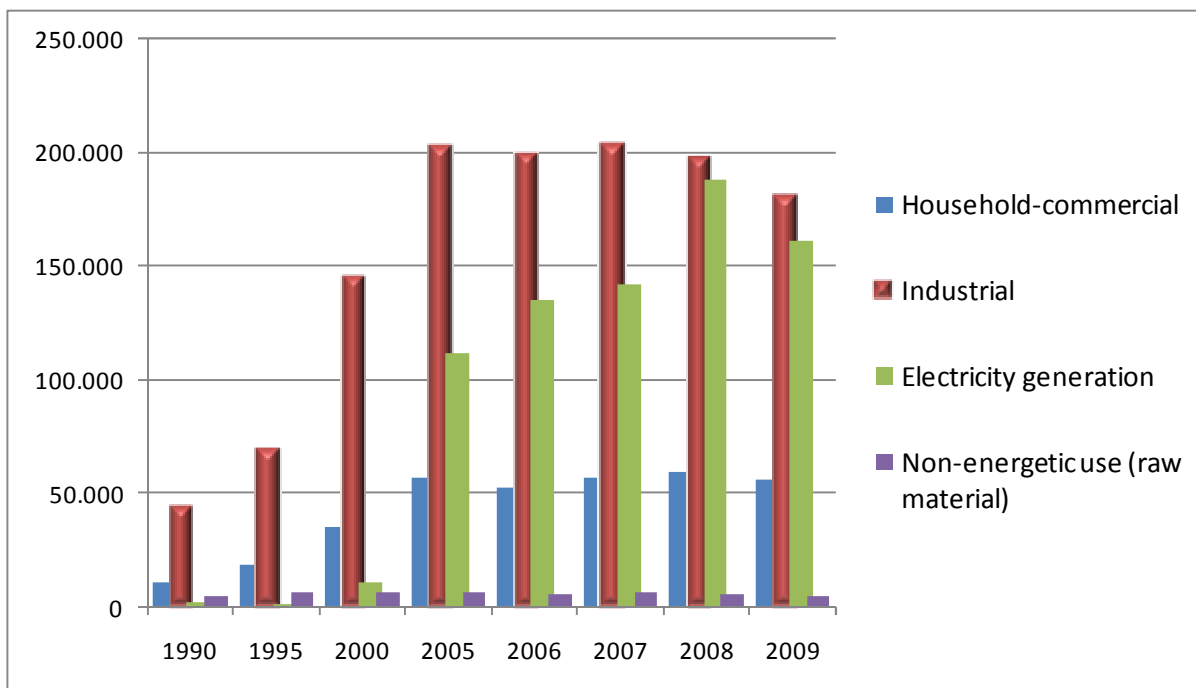


Figura 32. Ventas de gas natural en España (GWh) (Fuente: Sedigas).

En la siguiente tabla se muestra la proporción de consumo de gas en el mercado español, desglosada por niveles de presión y consumo y según los distintos grupos tarifarios que caracterizan a los distintos consumidores conectados a la red gasista de España.

Consumption groups (Pressure range and annual consumption)	MWh	Number of Consumers (31 Dec 2009)
Group 1 (Pressure >60 bar)		
1.1: Consumption <= 200 GWh/year.	1.553.119	18
1.2: Consumption > 200 GWh/year <= 1.000 GWh/year.	16.332.142	37
1.3: Consumption > 1.000 de GWh/year.	161.465.154	54
TOTAL Group 1	179.350.415	109
Group 2 (Pressure >4 bar and =< 60 bar)		
2.1: Consumption <= 500.000 KWh/year.	180.639	635
2.2: Consumption > 500.000 KWh/year <= 5 GWh/year.	2.595.860	1.383
2.3: Consumption > 5 GWh/year <= 30 GWh/year.	12.325.629	1.087
2.4: Consumption > 30 GWh/year <= 100 GWh/year.	21.821.871	476
2.5: Consumption > 100 GWh/year <= 500 GWh/year.	51.204.523	293
2.6: Consumption > 500 GWh/year.	43.766.362	37
TOTAL Group 2	131.894.884	3.911
Group 2 BIS (Pressure =< 4 bar)		
2.1 bis: Consumption <= 500.000 KWh/year.	24.542	138
2.2 bis: Consumption > 500.000 KWh/year <= 5 GWh/year.	780.771	496
2.3 bis: Consumption > 5 GWh/year <= 30 GWh/year.	1.348.458	173
2.4 bis: Consumption > 30 GWh/year <= 100 GWh/year.	694.949	19
2.5 bis: Consumption > 100 GWh/year <= 500 GWh/year.	411.645	1
2.6 bis: Consumption > 500 GWh/year.	0	0
TOTAL Group 2 BIS	3.260.365	827
Group 3 (Pressure =<4 bar)		
3.1: Consumption <= 5.000 kWh/year	8.496.795	3.498.729
3.2: Consumption > 5.000 kWh/year <= 50.000 kWh/year.	30.356.391	3.486.299
3.3: Consumption > 50.000 kWh/year <= 100.000 kWh/year.	1.222.118	21.752
3.4: Consumption > 100.000 kWh/year hasta 1 GWh.	18.135.168	42.108
3.5: Consumption > 8 GWh/year.(night consumption)	2.066.897	215
TOTAL Group 3	60.277.370	7.049.103
Group 4 (Interruptible)		
(Pressure > 60 bar)		
4.1.Consumption <= 200 GWh/year.	0	0
4.2.Consumption ia 200 GWh/year.<= 1000 GWh/year.	106.501	0
4.3:Consumption > 1000 GWh/year.	9.956.716	7
(Pressure >4 bar and =< 60 bar)		
4.4.Consumption <= 30 GWh/year.	8.234	0
4.5.Consumption > 30 GWh/year <= 100 GWh/year.	8.515	0
4.6:Consumption > 100 GWh/year <= 500 GWh/year.	784.793	2
4.7: Consumption > 500 GWh/year.	2.558.842	2
TOTAL Group 4	13.423.601	11
Non-energetic use (raw material)	4.874.714	2
LNG satellite plant for a single consumer	9.462.833	385
TOTAL GENERAL	402.544.181	7.054.348

Tabla 28. Consumo de gas natural y número de clientes en 2009.

4.2.2.3 Evolución de las cuotas de mercado y clientes que han realizado el cambio de suministrador de gas

Al finalizar el año 2009, había casi 40 empresas registradas como comercializadoras en el mercado gasista español. En el momento actual, los nuevos participantes ya acaparan

más del 60 % de cuota de mercado en volumen de energía, lo cual es muestra del buen nivel de competencia en el mercado español.

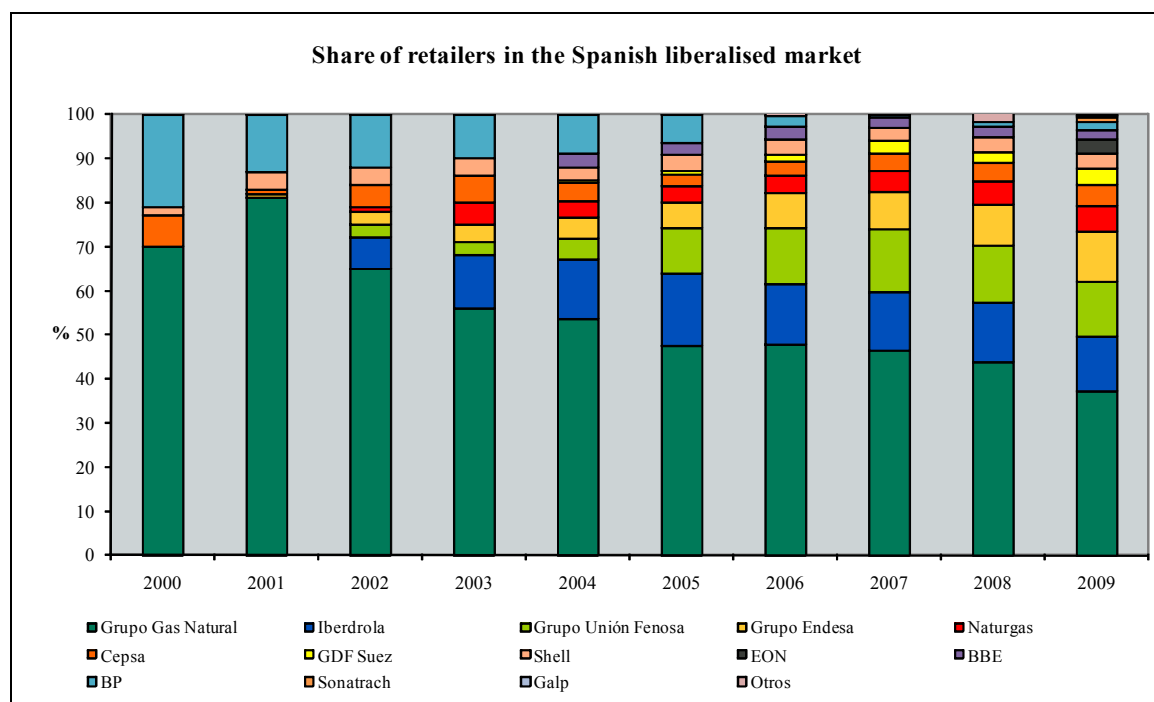


Figura 33. Mercado minorista de gas en España. División proporcional en términos de energía.¹⁹

El procedimiento para el cambio de suministrador se regula en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre. Con objeto de facilitar el cambio, se ha instaurado la Oficina de Cambios 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. Por último, su estructura y funciones se establecen en el Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio.

En 2009, cambiaron de suministrador 390.437 clientes, como se muestra en la siguiente figura:

¹⁹ En este gráfico, no se tiene en cuenta la operación de concentración de GAS NATURAL e UNIÓN FENOSA.

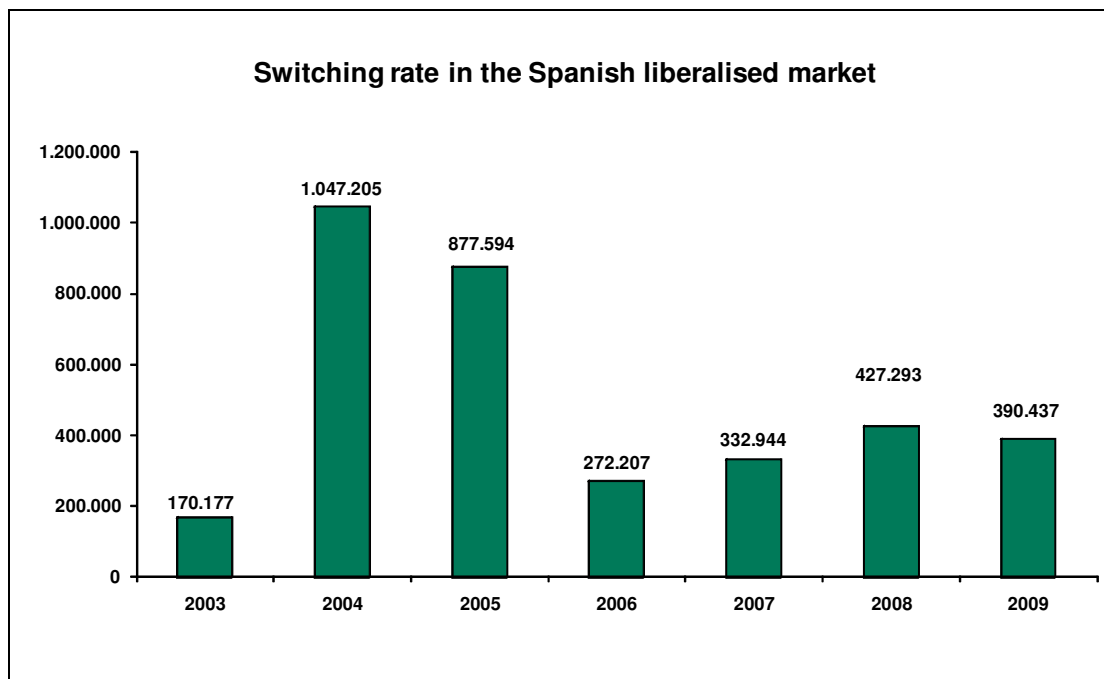


Figura 34. Rotación de clientes anual (número de clientes/año).

4.2.2.4 Resumen del mercado español

Cuota de mercado en actividades de infraestructura y comercio

En España, hay casi 50 operadores de gas registrados. Gas Natural es el operador principal, pero su cuota en mercado minorista ha descendido del 90 % al comienzo de la liberalización (2003) a menos del 37 % en 2009.

La siguiente tabla muestra la proporción de las distintas actividades reguladas y liberalizadas de los grupos y empresas al finalizar el año 2009. La primera columna muestra la proporción de gas disponible, basado en las importaciones de gas a España. En 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, en lo referente al número de puntos de consumo. La quinta refleja la cuota en la red de transporte con respecto al total de la red española, en lo relativo al número de km; la última columna muestra la cuota de capacidad de emisión de GNL en lo referente a propiedad (accionistas de empresas gestoras de redes de GNL).

	GAS TRADING ACTIVITIES			GAS INFRASTRUCTURE ACTIVITIES		
	Share of available gas (imports)	Share of traded gas in the OTC market	Share in the retail market	Share of the Spanish distribution network (number of points)	Share of the Spanish transmission network (in km)	Share in emission capacity in LNG terminals (ownership)
GAS NATURAL FENOSA	44,3%	15,6%	36,8%	84,3%	8,7%	-
IBERDROLA	12,1%	9,5%	12,6%	-	0,0%	-
UNION FENOSA (UF GAS COMERCIALIZADORA)	12,5%	10,4%	13,0%	-	-	10,6%
ENDESA	7,7%	15,2%	11,4%	5,7%	8,4%	6,8%
NATURGAS	2,0%	10,7%	5,2%	10,0%	3,6%	-
CEPSA	4,6%	11,2%	5,0%	-	-	-
SHELL	3,5%	7,3%	3,6%	-	-	-
GDF SUEZ	3,2%	3,5%	3,6%	-	-	-
E.ON	2,7%	3,9%	3,2%	-	-	-
BBE-BBG	2,9%	1,9%	2,2%	-	-	-
BP	2,4%	3,9%	1,7%	-	-	-
SONATRACH	1,8%	4,8%	1,0%	-	-	1,7%
GALP	0,4%	0,0%	0,4%	-	-	-
ENAGAS	-	-	-	-	77,1%	54,2%
OTHERS	0,1%	2,2%	0,2%	0,0%	2,2%	26,8%
	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabla 29. Resumen del mercado gasista español en 2009.

Algunas cifras de la tabla cambiarán cuando hayan tenido lugar todas las operaciones y transacciones derivadas de la operación de concentración entre Gas Natural y Unión Fenosa, actualmente en curso. Las condiciones impuestas a esta fusión por el Consejo de la CNC obligan al nuevo conglomerado a vender redes de distribución de gas completas que representan 600.000 puntos de distribución, así como a vender una cartera de 600.000 clientes pequeños de gas.

Niveles de los precios del gas al por menor

Los precios de la siguiente tabla resumen los precios para clientes finales en 2008 y 2009 según los datos de Eurostat, impuestos incluidos. Los precios suponen la media entre los de la primera mitad del año y los de la segunda mitad.

Los precios finales para los consumidores domésticos descendieron entre un 4,4 % y un 9,5 % (D1 -4,4 %, D2 -6,6 %, D3 -9,5 %), mientras que los precios finales para los mayores consumidores industriales descendieron entre un 2,7 % y un 15,3 % (I3 -2,7 %, I4 -10,2 %, I5 -9,9 %, I6 15,3 %) en 2009. Por otra parte, aumentaron notablemente los

precios finales para los grupos de consumidores industriales más pequeños, I1 e I2 (I1 +24,9 % e I2 5,9 %).

Reference consumers			End prices (c€/kWh)	
			2008	2009
Household end-users	D1	Consumption < 20 GJ	7,445	7,118
	D2	20 GJ < Consumption < 200 GJ	6,147	5,740
	D3	Consumption > 200 GJ	5,233	4,734
Industrial end-users	I1	Consumption < 1 000 GJ	4,130	5,157
	I2	1 000 GJ < Consumption < 10 000 GJ	3,704	3,921
	I3	10 000 GJ < Consumption < 100 000 GJ	3,485	3,392
	I4	100 000 GJ < Consumption < 1 000 000 GJ	3,256	2,923
	I5	1 000 000 GJ < Consumption < 4 000 000 GJ	2,973	2,679
	I6	Consumption > 4 000 000 GJ	2,883	2,441

Tabla 30. Precio para los consumidores finales (céntimos de euro/kWh), 2008 y 2009.

Reclamaciones y consultas de los consumidores

Véase el apartado 3.2.2.

4.2.3 Medidas para evitar los abusos de posición dominante

Las 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 2009.

Fusiones y adquisiciones recientes en el sector del gas

La Comisión Nacional de la Competencia (CNC) aprobó la adquisición de UNIÓN FENOSA por parte de Gas Natural el 11 de febrero de 2009. La CNC condicionó la autorización al cumplimiento de ciertos requisitos referentes a la venta de activos propuesta por Gas Natural, requisitos consignados en el plan de acción aprobado por la CNC el 17 de marzo de 2009.

Los compromisos relativos al mercado gasista fueron los siguientes:

- Venta de participaciones de Gas Natural en ENAGÁS

El 1 de junio, OMAN OIL HOLDINGS SPAIN anunció la firma de un acuerdo con Gas Natural para adquirir el total de su 5 % de participación en ENAGÁS, la empresa líder en transporte, regasificación y almacenamiento de gas natural en España.

OMAN OIL HOLDINGS SPAIN es propietaria del 10 % de todas las acciones de CLH y del 7,5 % del total de las acciones de SAGGAS (Planta de Regasificación de Sagunto). La CNC autorizó la venta de las acciones de ENAGÁS el 23 de junio de 2009.

- Desinversión en 600.000 puntos de distribución de gas en las zonas en que las redes gasistas de Gas Natural se solapan con las redes eléctricas de UNIÓN FENOSA.

El compromiso no sólo atañía al personal sino también a los recursos para garantizar una gestión empresarial satisfactoria. Los activos que se debían vender incluían redes, instalaciones, contratos de clientes y todo tipo de autorizaciones necesarias para que el comprador gestionara la empresa adecuadamente.

- Desinversión en clientes de gas

Gas Natural se comprometió a lo siguiente:

- Disminuir en 600.000 clientes su presencia en el mercado minorista del gas (consumidores residenciales y PYMES). La desinversión se debía realizar de forma acorde con los puntos de distribución también objeto de desinversión
- Suministrar gas al comprador o compradores durante al menos 2 años en condiciones de mercado.
- No ser accionista ni participar en su gestión de la empresa, de forma directa o indirecta.

El 31 de diciembre de 2009, Gas Natural firmó un acuerdo con NATURGAS, propiedad del grupo portugués EDP, para vender sus redes de distribución de gas de Murcia y Cantabria, así como las redes de distribución de alta presión en Cantabria, el País Vasco

y Asturias. La venta afectó a 248.000 puntos de distribución, a 209.900 clientes del mercado del gas y a 4.000 clientes del mercado de la electricidad.⁽²⁰⁾

MORGAN STANLEY adquirió una parte de la red de distribución de Gas Natural en Madrid. Gas Natural SDG, S.A., comunicó que había firmado con MORGAN STANLEY INFRASTRUCTURE y GALP ENERGIA SGPS un contrato de adquisición de activos el 19 de diciembre de 2009. MORGAN STANLEY adquirió activos de distribución ubicados en 38 municipios de la Comunidad de Madrid. Por otra parte, GALP adquirió a Gas Natural los consumidores asociados a los activos de distribución. Estas ventas afectaron a 504.000 puntos de distribución, a 412.000 clientes del mercado del gas y a 8.000 clientes del mercado de la electricidad.⁽²⁰⁾

Las ventas referidas implicaban la separación y venta de ciertas sociedades de Gas Natural, como se detalla a continuación.

COMPANY	New Companies created in order to reach CNC requirements related to the merger approval.
GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, S.A.	GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, S.A MADRILEÑA RED DE GAS, S.A. (previously GEM DISTRIBUCIÓN GAS 1, S.A.) sold to MORGAN STANLEY GROUP
GAS NATURAL SERVICIOS SDG, S.A.	GAS NATURAL SERVICIOS SDG, S.A. GAS ENERGÍA SUMINISTRO, S.L.⁽²¹⁾ (previously GEM SUMINISTRO 1, S.L.) sold to NATURGAS GROUP MADRILEÑA SUMINISTRO DE GAS 2010, S.L. (previously GEM SUMINISTRO 2, S.L.) sold to GALP GROUP
GAS NATURAL SUR SDG, S.A	GAS NATURAL SUR SDG, S.A. GAS ENERGÍA SUMINISTRO SUR, S.L.⁽²¹⁾ (previously GEM SUMINISTRO SUR 1, S.L.) sold to NATURGAS GROUP MADRILEÑA SUMINISTRO DE GAS SUR 2010, S.L. (previously GEM SUMINISTRO SUR 2, S.L.) sold to GALP GROUP
GAS MURCIA, S.A	GAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN MURCIA, S.A. sold to NATURGAS GROUP
GAS CANTABRIA, S.A.	GAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN CANTABRIA, S.A. sold to NATURGAS GROUP

²⁰ Fuente: Informe mensual de supervisión de los abastecimientos de gas y la diversificación de suministro de la Dirección de Gas de la CNE.

²¹ En 2010, En 2010, el GRUPO EDP/HC/NATURGAS reestructuró su actividad de suministro. Como consecuencia de ello, algunas empresas quedaron integradas en el grupo, mientras que otras cesaron su actividad, como se detalla seguidamente:

- GAS ENERGÍA SUMINISTRO, S.L. se integró en NATURGAS ENERGÍA COMERCIALIZADORA S.A.U.
- GAS ENERGÍA SUMINISTRO SUR, S.L. se fusionó con NATURGAS ENERGÍA COMERCIALIZADORA DE ÚLTIMO RECURSO S.A.U.
- GAS ENERGÍA SUMINISTRO, S.L y GAS ENERGÍA SUMINISTRO SUR, S.L. cesaron su actividad el 31 de mayo de 2010.

5. SEGURIDAD DEL SUMINISTRO

5.1 *Electricidad* *[artículo 4 y 2005/89/CE, artículo 7]*

Evolución de la demanda de electricidad

En 2009, la demanda de energía descendió un 4,6 % con respecto a los valores de 2008 (la primera tasa anual negativa en la serie de registros que se vienen realizando desde 1985), y se situó ligeramente por encima de los 251 TWh. No obstante, esta reducción se redujo significativamente en los últimos tres trimestres. La demanda máxima se registró en enero (44.440 MW). La evolución del crecimiento anual global de la demanda entre 2005 y 2009 se muestra en el siguiente gráfico:

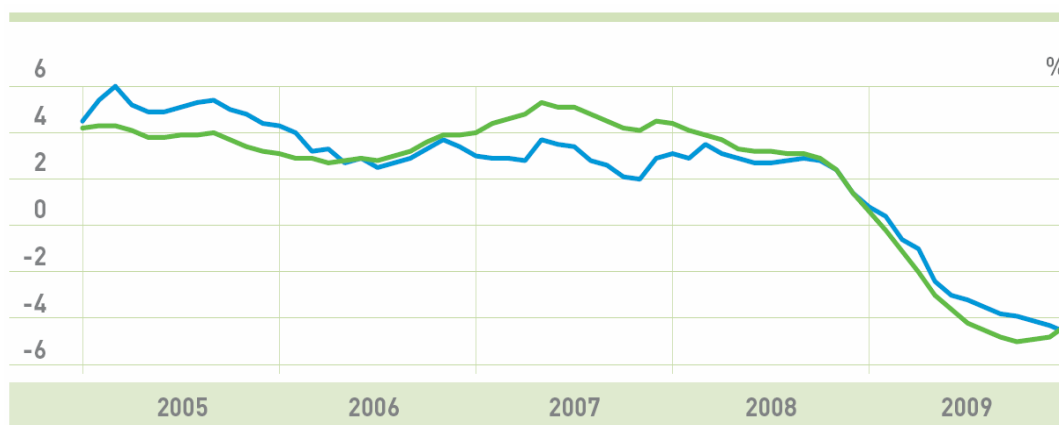


Figura 35. Porcentaje de crecimiento anual de la demanda (azul: sin ajuste; verde: con ajuste a laboralidad y temperatura) (Fuente: REE).

Al finales de 2009, la capacidad en la España peninsular era de 93,215 MW, un incremento anual del 3 %, debido a los parques eólicos, que aumentaron en un 16 %, y a las centrales de CCGT, ligeramente por encima del 2,5 %. Estos datos, combinados con la caída de la demanda y las mejoras de la intensidad energética, proporcionan un cómodo margen de reserva para los años venideros, incluso formulando hipótesis conservadoras. Como consecuencia, se ha desmantelado una serie de instalaciones antiguas de gasóleo y gas de ciclo abierto alimentadas con gas, y el proyecto de gasoducto CCGT se ha retrasado en lo que respecta a los plazos comprometidos.

Mix de combustibles de generación actual y avances previstos

Durante 2009, la generación eléctrica en la Península derivó de los siguientes combustibles/tecnologías, como ilustran los porcentajes del gráfico:

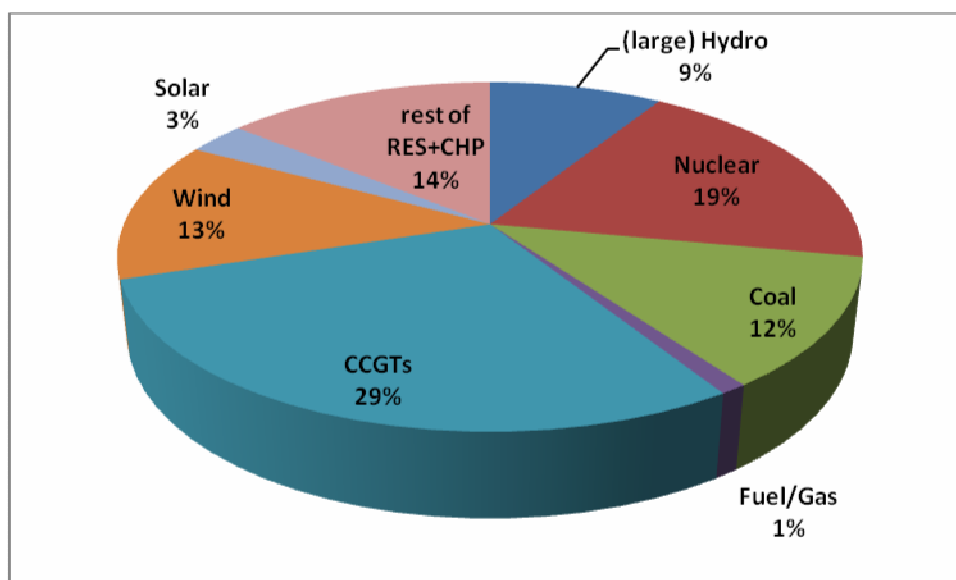


Figura 36. Mix de generación (energía) en la red eléctrica peninsular (Fuente: REE).

Se espera que se produzca un nuevo aumento de la cuota de energías renovables, especialmente de la eólica y la solar termoeléctrica (energía solar concentrada). Las centrales de CCGT siguen siendo la única tecnología en el «régimen ordinario» (no renovables ni PCCE) con posibilidad de crecimiento, principalmente a costa del gas; su velocidad y eficacia hacen que sean las que mejor se complementan con las FER, de rápido crecimiento.

5.2 Gas

[artículo 5 y 2004/67/CE, artículo 5]

5.2.1 Evolución de la demanda de gas

El consumo de gas natural en 2009 fue de 400,790 GWh, un 10,6 % menor que la demanda del 2008 y también algo inferior a la previsión inicial para ese año. Es uno de los descensos más pronunciados en Europa en un año en el que la crisis económica ha afectado gravemente a la demanda de gas y energía en general en todo el mundo. Este factor primordial ha eclipsado los efectos de otros motores del consumo, como las

condiciones climáticas o las tecnologías que compiten con los ciclos combinados de gas para la producción de electricidad, como son el carbón y las fuentes de energía renovables. La disminución de la demanda ha sido más acusada durante la primera mitad del año que durante la segunda, y más importante en el consumo para la generación de energía (-14,2 %) que en los sectores convencionales, el doméstico-comercial y el industrial (-8,0 %).

La tabla que aparece a continuación muestra la evolución de la demanda de gas en el mercado español en 2009.

	2008 (GWh)	2009 (GWh)	Annual variation (%)
Demand of gas (except power generation)	261.921	241.062	-8,0
Demand of gas for power generation	187.468	160.793	-14,2
Total demand in Spain	449.389	401.855	-10,6

Tabla 31. Evolución de la demanda de gas en 2009 frente a 2008 (Fuente: Enagás).

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

	2008 (GWh)	2009 (GWh)	Annual variation (%)
Pipeline	127.321	106.462	-16,4
LNG	331.672	305.647	-7,8
Total	458.993	412.109	-10,2

Tabla 32. Importaciones de gas en España. 2009 frente a 2008 (Fuente: Enagás).

Las previsiones de la demanda más recientes elaboradas por el gestor de la red en España ofrecen las siguientes cifras para el periodo 2010-2014:

	2010	2011	2012	2013	2014	Mean annual variation (%)
Conventional	257.224	258.949	267.976	277.301	286.853	2,8%
Power generation	147.023	149.250	156.882	161.478	166.944	3,2%
Total demand	404.247	408.199	424.858	438.779	453.797	2,9%

Tabla 33. Previsión de la demanda anual de gas para el periodo 2010-2014 (Fuente: Enagás).

Las previsiones del gestor de la red para este periodo de 5 años establecen un crecimiento medio anual del 2,9 %. Para el año 2010, Enagás prevé una estabilización de la demanda con respecto al valor real de 2009, con un leve crecimiento del 0,6 %.

5.2.2 Adquisición de suministros de gas. Origen y mix de las importaciones de gas

La producción nacional de los depósitos de gas españoles es marginal y sólo alcanza los 1.715 GWh, lo que supuso el 0,4 % de la demanda española de gas en 2009. Esta producción procede de tres depósitos de gas que están cerca del agotamiento y está previsto que se empleen posteriormente como almacenamientos subterráneos.

El resto del gas que se consume en España es importado. La figura siguiente muestra el mix del suministro de gas a la red española en 2009:

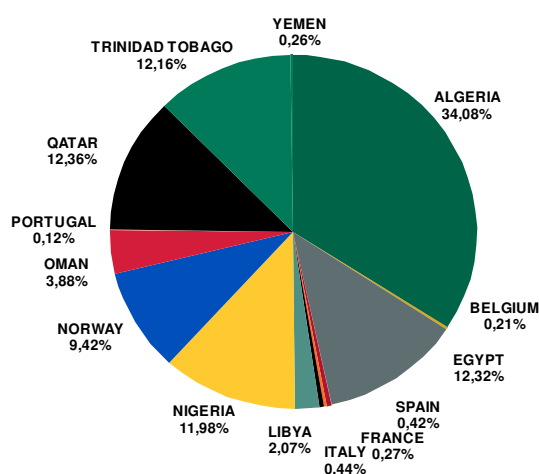


Figura 37. Fuentes del gas importado a España en 2009.

Esta diversificación del suministro de gas contribuye de forma muy significativa a la

seguridad del suministro de la red española, y es una protección natural ante el riesgo de una posible interrupción del suministro de una fuente, debido a problemas de infraestructura, cuestiones geopolíticas o cualquier otra razón.

Otro factor relevante que influye positivamente en la seguridad del suministro de gas en España es la importancia del GNL en aprovisionamiento de gas:

	2009 (GWh)	% of imported gas
Pipeline	106.462	25,8%
LNG	305.647	74,2%
Total	412.109	100%

Tabla 34. Importaciones de gas en España. 2009 frente a 2008 (Fuente: Enagás).

La fuerte presencia del GNL le confiere a la red española un importante grado de flexibilidad, favorece el acceso a nuevos gasoductos previos y permite que los suministradores de gas se beneficien de unas condiciones de precios bajos al arbitrar e interactuar con otros mercados. Además, la situación geográfica de España, con acceso a las cuencas atlántica y mediterránea, amplía el número de fuentes de GNL disponibles, con lo que los suministradores de gas pueden importar gas de casi cualquier país productor de GNL. Por último, el GNL también actúa como impulsor de la competencia, puesto que los recién llegados pueden acceder al mercado mayorista e introducir gas en la red española mediante contratos al contado. La elevada cuota de GNL en las importaciones de gas es una consecuencia del extraordinario desarrollo de la capacidad de importación de GNL en España, tal como se acaba de explicar.

5.2.3 Capacidad de importación

La capacidad de importación desde los gasoductos de interconexión con los países vecinos aún es un recurso limitado en la red española. España está interconectada con Argelia a través de Marruecos, con Portugal por Tuy y Badajoz, y con Francia a través de Larrau e Irún, y pronto tendrá un nuevo enlace directo por medio del gasoducto de MEDGAZ.

Pipeline connection	Capacity (GWh/day)
Larrau (FR->ES)	100
Irún (ES->FR)	5 (Winter) / 4 (Summer) ²²
Irún (FR->ES)	0 (Winter) / 10 (Summer)
Tarifa (MO->ES)	355 (+ 89 transit to PT)
Badajoz (ES->PT)	134
Badajoz (PT->ES)	68-105 ²³
Tuy (ES->PT)	36
Tuy (PT->ES)	12

Tabla 35. Capacidades físicas de interconexión a 31 de diciembre de 2009 (Fuente: ENAGÁS).

La capacidad de intercambio es particularmente escasa con Europa, puesto que la interconexión con Francia no es demasiado significativa. Los gestores de las redes de transporte, las ARN y las autoridades de Francia y España están trabajando para crear infraestructuras nuevas entre ambos países y en la red francesa para aumentar la capacidad de esta interconexión en ambos sentidos (véase el capítulo 4.1.1).

La limitada capacidad de importación de los gasoductos disponibles ha motivado el espectacular desarrollo de la capacidad de importación de GNL en los últimos años. Estas son las terminales operativas en 2009:

LNG Terminal	LNG storage capacity (m ³)	Send-out capacity (m ³ (n)/h)
Barcelona	540.000	1.950.000
Huelva	460.000	1.350.000
Cartagena	437.000	1.350.000
Bilbao	300.000	800.000
Sagunto	450.000	1.000.000
Mugardos	300.000	413.000
TOTAL	2.487.000	6.863.000

Tabla 36. Capacidad en terminales de GNL (Fuente: Gas LNG Europe, GLE).

5.2.4 Inversiones en infraestructura gasista en 2009

En 2009 se realizaron expansiones de capacidad en la infraestructura actual y se incorporaron instalaciones nuevas en la red gasista española, tanto en lo que respecta a las terminales de GNL como a los nuevos gasoductos de transporte.

²² Valor de capacidad mínima que se determina en función de la capacidad de entrada en la zona francesa.

²³ Dependiendo de la demanda de CCGT en Portugal y del almacenamiento subterráneo de Carriço.

En la infraestructura de GNL, las inversiones más relevantes se realizaron en la terminal de Sagunto, en la que hay un tanque nuevo de 150.000 m³ en funcionamiento desde junio de 2009, y en Barcelona, donde la capacidad de regasificación se amplió de 1.650.000 Nm³/h a 1.950.000 Nm³/h gracias a la entrada en servicio de dos vaporizadores nuevos.

En lo que respecta a la red de transporte, se han finalizado algunas tareas importantes, como la conexión entre la Península Ibérica y las Islas Baleares con la puesta en marcha del gasoducto Montesa-Denia y el gasoducto subterráneo Denia-Ibiza-Mallorca. Estas nuevas infraestructuras dotan a la región de Baleares de un servicio de gasificación que reemplaza la mezcla de aire propanado con la que se abastecía a la región por el suministro de gas natural. En la isla de Mallorca también se han construido varios gasoductos interiores.

También en 2009 comenzaron a operar algunos de los gasoductos necesarios para la futura puesta en funcionamiento de la interconexión de MEDGAZ: el gasoducto Almería-Chinchilla y la conexión de la red de transporte con Lorca.

Además de estos gasoductos nuevos, se han realizado algunas ampliaciones en el eje norte de la red de transporte (el gasoducto Lemona-Haro y la estación de compresión de Haro) y en la capacidad de interconexión con Francia (la estación de compresión de Navarra y la fase II del segundo gasoducto Vergara-Irún).

5.2.5 Inversiones para el próximo trienio

En España, las inversiones en la red gasista se planifican a través de la Planificación en materia de hidrocarburos, responsabilidad del Gobierno y en la que participan asimismo las comunidades autónomas, el Gestor Técnico del Sistema, los gestores de redes, distribuidores y otros agentes, así como la CNE. 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 las instalaciones de almacenamiento y de GNL, con el fin de garantizar la estabilidad del sistema gasista y la regularidad y continuidad de los suministros de gases combustibles.
- También se establecen criterios para la protección del medio ambiente.

5.2.5.1 Terminales de GNL

A continuación se indican los nuevos proyectos que está previsto poner en marcha a lo largo de los tres próximos años para incrementar la capacidad de entrada, y que se incluyeron en la planificación para el periodo 2008-2016. Se debe mencionar que este documento está siendo objeto de un procedimiento de revisión, que se realiza cada dos años.

La tabla sólo contiene aquellas infraestructuras cuya finalización está prevista en el periodo 2010-2012. Los patrocinadores o promotores de los proyectos han facilitado las fechas previstas para cada instalación.

Transmission System Operator	New infrastructures	Current state	Foreseen date
2010			
ENAGAS	Barcelona LNG terminal		
	Increase of reception capacity up to 250.000 m ³	Under construction	31-Dec-2010
	7 th storage tank with 0,087 bcm capacity	Under construction	30-Nov-2010
	Huelva LNG terminal		
	Increase of reception capacity up to 250.000 m ³ /LNG	Under construction	31-Dec-2010
	5 th storage tank with 0,087 bcm capacity.	Under construction	30-Nov-2010
	Cartagena LNG terminal		
5 th storage tank with 0,087 bcm capacity.	Under construction	30-Oct-2010	
SAGGAS	Sagunto LNG terminal		
	Increase in emission capacity to 72 bar network up to a final capacity of 1.200.000 Nm³/h	Under construction	31-Dec-2010
2011			
ENAGAS	Barcelona LNG terminal		
	8 th storage tank with 0,087 bcm capacity	Under construction	30-Apr-2011
	Huelva LNG terminal		
	Increase in emission capacity up to 1.650.000 Nm ³ /h	Planned	Not available²⁴
	6 th storage tank with 0,087 bcm capacity.	Planned	Not available²⁴
	Gijón (Musel) LNG terminal		
New LNG terminal	Under construction	31-Dec-2011	
2012			
SAGGAS	Sagunto LNG terminal		
	Increase in emission capacity up to 1.400.000 Nm ³ /h	Planned	1-Sep-2012
	4 th storage tank with 0,087 bcm capacity.	Planned	31-Mar-2012
BBG	Bilbao LNG terminal		
	Increase in emission capacity up to 1.200.000 Nm ³ /h	Planned	11-Jul-2012
	3 rd storage tank with 0,087 bcm capacity	Planned	11-Jul-2012

Tabla 37. Infraestructuras de GNL previstas para 2010-2012. Fuentes: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (Planificación de los sectores de Electricidad y Gas 2008-2016) e informe sobre infraestructuras de la CNE (2ª mitad del 2009).

²⁴ Esta infraestructura está condicionada a la construcción de otras instalaciones.

5.2.5.2 Gasoductos de interconexión internacional

Se espera que la ya mencionada interconexión con Argelia, MEDGAZ, que estaba inicialmente prevista para entrar en funcionamiento antes de finales de 2009, se ponga en marcha antes de finales de 2010. Este nuevo gasoducto supondrá una capacidad de entrada adicional de 8 bcm/año para la red española.

Está previsto que en los próximos tres años se inicie la construcción de nuevas infraestructuras en la frontera entre Francia y España, que aumentarán la capacidad de interconexión entre ambos países. El desarrollo de estas infraestructuras se debate en el marco del procedimiento común denominado temporada abierta, en el que participan los gestores de las redes de transporte, las ARN y los ministerios de ambos países y que actualmente está en curso. Su objetivo es desarrollar capacidades nuevas tanto en el eje occidental existente (Larrau e Irún-Biriatou), como en el nuevo eje oriental (Midcat-Perthus). Mientras que ya se ha estimado que la capacidad de Larrau será de 5,5 bcm/año a partir de 2013, para el resto de los puntos aún no se ha decidido cuál será la capacidad exacta que se creará y ofrecerá al mercado.

5.2.5.3 Red de transporte

En los próximos tres años, la red de transporte de España continuará desarrollándose y ampliándose para mantener su fiabilidad y su capacidad de satisfacer la demanda prevista, teniendo en cuenta que las previsiones de demanda se han reducido de forma significativa desde el último ejercicio de planificación 2008-2016, que se presentó cuando la recesión económica estaba todavía en una fase inicial. Este hecho puede propiciar que las fechas de construcción y puesta en funcionamiento de una serie de infraestructuras que se registren finalmente sean las inicialmente previstas.

La tabla siguiente muestra todos los gasoductos cuya construcción está prevista para los tres próximos años, con la indicación de la fecha estimada de finalización según el promotor²⁵:

²⁵ Además de estos gasoductos, otras infraestructuras que inicialmente estaban programadas para 2007-2010 todavía no están en marcha y se espera que se construyan en los próximos años.

PROJECT	SPONSOR	INITIALLY PLANNED FOR	BEST DATE FORESEEN BY SPONSOR
Pipelines initially planned for 2010			
Duplication Castelnou - Tivissa	Enagas	2010	30/10/2010
Baeza - Mancha Real	Endesa	2010	30/11/2012
Cártama - Nerja	Enagas	2010	---
Belmonte de Tajo - Arganda del Rey	Gas Natural Fenosa	2010	---
Belmonte de Tajo - Arganda del Rey	Naturgas	2010	01/01/2010
Villanueva del Arzobispo - Puente Génave	Naturgas	2010	01/01/2010
Villanueva del Arzobispo - Puente Génave	Endesa	2010	30/11/2012
Villanueva del Arzobispo - Puente Génave	Gas Natural Fenosa	2010	---
Almería - Adra	Enagas	2010	----
Planta de Bilbao - Treto	Naturgas	2010	01/10/2012
Vergara-Irún (duplication). Villabona-Irún	Naturgas	2010	01/07/2010
Duplicación Paterna - Tivissa	Enagas	2010	30/06/2011
Pipelines initially planned for 2011			
Algete - Yela	Enagas	2011	30/12/2011
Zarza del Tajo - Yela	Enagas	2011	30/12/2011
Pipeline to Besós	Enagas	2011	31/12/2011
Bermeo - Lemona	Enagas	2011	31/12/2016
Musel - Llanera	Enagas	2011	31/12/2012
Martorell - Figueras	Enagas	2011	30/09/2011
Tenerife LNG terminal - Granadilla	GASCAN	2011	01/01/2013
Ca's Tresorer-Felanitx - Mallorca	Endesa	2011	31/12/2012
Ca's Tresorer-Felanitx - Mallorca	Gas Natural Fenosa	2011	---
Pipeline to underground storage of El Ruedo	Unión Fenosa Gas	2011	23/09/2014
Pipeline to underground storage of Las Barreras	Unión Fenosa Gas	2011	01/07/2015
Pipelines initially planned for 2012			
Duplication Villapresente - Burgos	Enagas	2012	31/12/2012
Gran Canaria LNG terminal - San Bartolomé de la Tirajana	GASCAN	2012	01/10/2013
Gran Canaria LNG terminal - San Bartolomé de la Tirajana	Endesa	2012	---
Tenerife South pipeline	GASCAN	2012	01/08/2013
Tenerife South pipeline	Endesa	2012	---
New pipeline Tivissa - Arbós	Enagás	2012	31/12/2012
Yela - Villar Arnedo	Enagas	2012	30/10/2012
Villar Arnedo - Castelnou	Enagas	2012	---

PROJECT	SPONSOR	INITIALLY PLANNED FOR	BEST DATE FORESEEN BY SPONSOR
Tenerife North pipeline	Endesa	2012	----
Guitiriz-Lugo	Gas Natural Fenosa	2012	---
Guitiriz-Lugo	Enagas	2012	---

Tabla 38. Gasoductos nacionales programados para 2010-2012. Fuentes: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (Planificación de los sectores de Electricidad y Gas 2008-2016) e informe sobre infraestructuras de la CNE (2ª mitad del 2009).

Además de estas infraestructuras, se necesitarán estaciones de compresión nuevas: Chinchilla, prevista para 2010 para la puesta en funcionamiento de MEDGAZ; Villar de Arnedo, prevista para finales de 2010; y la ampliación de la estación de Zaragoza. Asimismo, durante este periodo se podrían construir varias líneas directas a las centrales, en función de la puesta en marcha de las centrales de ciclo combinado y las centrales alimentadas con gas a las que están asociadas.

5.2.6 Almacenamientos subterráneos

En España, la capacidad de los almacenamientos subterráneos es reducida (únicamente el 6 % de la demanda en 2009) e históricamente ha sido un recurso escaso. La capacidad de retirada es aún más limitada. Esa es la razón de que la capacidad disponible esté sujeta a un mecanismo específico de asignación: una primera cantidad de la capacidad de almacenamiento subterráneo se asigna a aquellos usuarios obligados a mantener reservas de gas estratégicas y operativas (véase la siguiente sección); una segunda fracción de la capacidad se asigna mediante prorrateo, de forma proporcional a las ventas a consumidores domésticos y comerciales en el año anterior; y la capacidad restante se asigna mediante subasta.

En 2009, estas tres partes de la capacidad de almacenamiento se repartieron como sigue:

Underground storage capacity - Concept	GWh	%
For strategic and operational reserves	20.491	73,0%
For users prorata to household-commercial sales	3.321	11,8%
Auctioned capacity	4.257	15,2%
TOTAL	28.069	100,0%

Tabla 39. Capacidad de almacenamiento subterráneo asignada en 2009.

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

El depósito de Serrablo está situado en la provincia de Huesca, cerca de los Pirineos. La de Gaviota es una instalación ubicada cerca de la costa y de la localidad de Bermeo (Vizcaya).

Underground Storage	Gas storage capacity Mm ³ (n)			Maximum Intake/Offtake Mm ³ (n)/day	
	Available Gas	Cushion gas	Total capacity	Intake	Offtake
Serrablo	820	280	1.100	3,8	6,8
Gaviota	1.346	1.135	2.481	4,5	5,7
TOTAL	2.120	1.659	3.779	8,4	12,5

Tabla 40. Capacidades de los almacenamientos subterráneos de Serrablo y Gaviota (Fuente: Enagás).

Es interesante comparar esta capacidad con el potencial de almacenamiento de otras instalaciones en las que también se puede almacenar gas natural: los tanques de GNL y la capacidad marginal de almacenamiento de la red de transporte (linepack):

	Maximum storage capacity (GWh)
Underground storage	24.656
Tanks in LNG terminals	16.920
Linepack	1.000
TOTAL	42.576

Tabla 41. Capacidad de almacenamiento en gasoductos, tanques de GNL y almacenamientos subterráneos.

Hay varios emplazamientos donde se ha proyectado la creación de instalaciones de almacenamiento subterráneo: Yela, Marismas, Poseidón, Gaviota, Castor, Las Barreras, El Ruedo, Reus, Cardona y La Dorada. Según la información más reciente de la que dispone la CNE, las instalaciones de Yela (2011) y Castor (2012) son las únicas que se espera que entren en funcionamiento en los próximos tres años.

5.2.7 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

La Ley 12/2007, que modificó la Ley del Sector de Hidrocarburos 34/1998, dotó a la CNE de atribuciones nuevas en lo que respecta a la supervisión de varios aspectos de los mercados del gas y la gestión de la capacidad y la seguridad del suministro, de conformidad con el artículo 5 de la Directiva 2003/55/CE. Estas nuevas competencias también incluían la supervisión del funcionamiento eficaz del mercado, de la separación de actividades y el grado de transparencia y competencia (en virtud del artículo 25 de la Directiva 2003/55/CE).

En lo que respecta a las medidas concebidas para reforzar la seguridad del suministro, el Real Decreto 1766/2007 de la regulación española, por el que se modifica el Real Decreto 1716/2004, estableció las siguientes obligaciones para las empresas que suministran gas al consumidor final:

- Obligación de diversificación del suministro, de modo que la proporción derivada del país que más suministre a España (actualmente Argelia) no sea superior al 50 %. Con vistas a facilitar la entrada de nuevas empresas al mercado, la aplicación de esta obligación de diversificación se ha limitado a aquellos que importen más del 7 % del suministro total de gas que entra en España.
- Obligación de mantener en todo momento 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 a la demanda invernal. El suministro empleado para el consumo en instalaciones con combustibles alternativos y en circunstancias especiales queda exento de este requisito.

Por último, hay otra disposición en el régimen regulador español enfocada a garantizar la seguridad del suministro de gas a los consumidores a diario, que figura en la norma número 9 de las *Normas de Gestión Técnica del Sistema*, o NGTS. Esta disposición establece que todos los usuarios deberán mantener sus niveles de existencias de gas tras sus operaciones en la red dentro de los márgenes de tolerancia establecidos en las NGTS,

e introduce cargos económicos aplicables a los usuarios que se encuentren en desbalance de gas. Esto garantiza el comportamiento adecuado de los suministradores de gas y hace que los gestores de la red de transporte operen de forma segura en la red gasista.

5.2.8 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, históricamente, la mayor parte de los contratos de suministro de gas de los operadores españoles se han realizado 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 las interconexiones con Francia y Marruecos; además, el GNL se puede desviar a otros mercados.

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 (TUR) como los precios máximos establecidos para los consumidores con derecho a ellas, 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 en 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.

Mediante la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, se establece el procedimiento para definir la tarifa de último recurso, que tiene en cuenta las tarifas de acceso, *los costes de comercialización y el coste de la energía*.

El componente energético de la tarifa de último recurso comprende el coste de la energía —que a su vez incluye el resultado de las subastas de electricidad—, el coste de los servicios auxiliares, las primas de riesgo, el pago por capacidad y el impacto de las pérdidas en los costes de la electricidad.

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

- Endesa Energía XXI, S.L.U.
- Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.
- Gas Natural S.U.R., SDG, S.A.
- HC-Naturgás Comercializadora Último Recurso, S.A.
- EON 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),²⁶ receptores de energía a través de un suministrador de último recurso a diciembre de 2009.

En lo referente a los consumidores receptores de energía a través de un suministrador de último recurso, hay que indicar que, en España, dichos suministradores pueden dar servicio a todos los consumidores, incluidos aquellos con o sin derecho a la TUR.

²⁶ Los consumidores de energía eléctrica conectados en baja tensión (menos de 1 kV) cuya potencia contratada sea inferior o igual a 15 kW.

Consumer Segments	2009
	% of customers who receive their supply by the last resort supplier
Domestic	88,3%
Rest	29,5%

Tabla 42. Cuota de clientes por cada segmento receptores de energía a través de un suministrador de último recurso.

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 que perciba la cuantía mínima vigente, desempleado o consumidor de energía eléctrica conectado en baja tensión (menos de 1 kV) cuya potencia contratada sea inferior o igual a 3 kW.

En el mencionado Real Decreto-ley se definía el bono social como la diferencia entre la tarifa de último recurso y las tarifas integrales vigentes a 30 de junio de 2009. Asimismo, se establecían los porcentajes para la distribución del coste del bono social entre las empresas de generación. Un total de 3.042.535 disfrutaba del bono social a fecha de diciembre de 2009.

Identificación de la procedencia de la electricidad (garantía de origen)

El «sistema de garantías de origen y etiquetado de electricidad» fue creado por la CNE el 1 de diciembre de 2007 a raíz de la Orden Ministerial 1522/2007 con el objetivo de informar detalladamente al consumidor final de electricidad sobre el origen de ésta y el impacto ambiental asociado a su consumo.

Esta iniciativa transpone la normativa comunitaria: ya la Directiva 2001/77/CE sobre la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables (ahora derogada por la directiva 2009/28/CE) establecía en su artículo 5 la necesidad de

garantizar el origen de la electricidad vendida. También la Directiva 2004/8/CE se ocupa de la cogeneración (producción combinada de calor y electricidad) de alta eficiencia. La Directiva 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad exige a los suministradores de electricidad indiquen en sus facturas y material promocional la contribución de cada fuente energética primaria durante el año anterior y su impacto ambiental, al menos en lo relativo a las emisiones de CO₂ y residuos nucleares.

El sistema de garantías de origen y etiquetado de electricidad posibilita la certificación de la procedencia de la energía generada a partir de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia, definiendo así la combinación anual global de fuentes primarias y la combinación de cada suministrador para el año anterior, al igual que su impacto ambiental correspondiente.

Se podría objetar que no es posible diferenciar al instante la fuente de la electricidad que entra en la red, ya sea proveniente de centrales térmicas de combustión de carbón o de parques eólicos. Sin embargo, a lo largo de un período determinado —por ejemplo, un año—, sí se puede mensurar con precisión la contribución de cada tecnología a la demanda nacional.

Cuando un suministrador desea ofrecer una electricidad más limpia a sus clientes (incluso de hasta el 100 % renovable, o a partir de cogeneración de alta eficiencia), tiene la posibilidad (al margen del grado de limpieza de su combinación de fuentes de energía) de acogerse al sistema de garantías de origen, adquiriendo garantías adicionales para mejorar su combinación en comparación con la combinación nacional. Además, las garantías de origen del suministrador se pueden aplicar a consumidores concretos, hasta el punto en que puedan garantizar a escala anual que su energía proviene de fuentes limpias en una medida determinada. Los productores pueden solicitar la transferencia de garantías de origen a partir de los suministradores, a fin de poder cancelarlas mediante el suministro al consumidor final.

Todo este sistema está controlado por la CNE, incluidas las inspecciones sobre la contabilización de las garantías emitidas y su empleo (cancelación). Anualmente, la CNE

publica a finales de marzo el etiquetado de electricidad de cada suministrador, semejante a los empleados para la eficiencia energética en electrodomésticos, publicando la combinación de fuentes de energía, las emisiones de CO₂ y los residuos nucleares correspondientes al suministrador para el año anterior, en comparación con los valores medios a escala nacional. Estos datos se deben incorporar en un formato determinado en las facturas de la electricidad y en todo el material promocional.

6.2 Gas

Mantenimiento de la normativa sobre tarifas para 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 de gas a sus clientes en el mercado minorista,

La Ley 12/2007 define las tarifas de último recurso como los precios máximos establecidos para los consumidores con derecho a ellas, 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

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 es igual o inferior a 4 bar y cuyo consumo anual es inferior a 1 GWh podrán optar a las tarifas de último recurso.

Este calendario fue 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, desde el 1 de julio de 2009, sólo los consumidores conectados a gasoductos cuya presión es igual o inferior a 4 bar y cuyo consumo anual es 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 son transferidos al mercado liberalizado cuando reciben el gas natural a través de los suministradores de último recurso. Así, todos los consumidores de gas natural reciben suministro en el mercado liberalizado desde el 1 de julio de 2008.²⁷

El Real Decreto 104/2010 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.

La Ley designa a los siguientes como suministradores de último recurso por un período de cuatro años:

- Endesa Energía, S.A.
- Gas Natural SUR, S.A.
- Iberdrola, S.A.

²⁷ Sólo los consumidores de Islas Baleares continúan en el mercado regulado.

- Naturgas Energía Comercializadora, S.A.U.
- Unión Fenosa Comercial, S.L.
- Madrileña Suministro de Gas S.U.R. 2010, 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. La TUR tiene en cuenta las tarifas, los peajes y los cánones, así como *los costes de comercialización y el coste de la energía*. El componente energético de la tarifa de último recurso comprende el resultado de las subastas de electricidad, el presupuesto de crudo y los precios de liquidación de futuros de gas natural en los mercados internacionales.

A fecha de 31 de diciembre de 2009, el 47,4 % de los consumidores acogidos a la TUR recibían energía de suministradores de último recurso. En lo referente a los consumidores receptores de energía a través de un suministrador de último recurso, hay que indicar que, en España, dichos suministradores pueden dar servicio a todos los consumidores, incluidos aquellos con o sin derecho a la TUR.