



Comisión
Nacional
de Energía

Información básica de los sectores de la energía —2010—

Edita: CNE
Comisión Nacional de la Energía
Alcalá 47
28014 Madrid
Télf.: 91 432 96 00
www.cne.es
Depósito Legal: M-9.032-2011

Preimpresión, impresión y encuadernación:
 Sociedad Anónima de Fotocomposición
Talisio, 9. 28027 Madrid

Índice

Presentación	9
Electricidad	
1. El sector eléctrico en la economía española	13
1.1. El sector eléctrico y la actividad económica	13
1.1.1. Evolución de la producción y consumo de energía eléctrica	19
1.1.2. Evolución de la población ocupada y la participación del sector eléctrico	22
1.1.3. Evolución de los sectores productivos de la economía y su participación en el sector eléctrico	26
1.1.4. Participación de la factura eléctrica en el gasto total de los hogares	29
1.1.5. Participación de la electricidad en el balance energético	31
1.2. El sector eléctrico y la inversión	33
1.3. El sector eléctrico y el sector exterior	35
1.4. Escenario bursátil del sector eléctrico	37
2. La producción y la oferta eléctricas	49
2.1. El mercado de producción de energía eléctrica	49
2.1.1. Organización del mercado	49
2.1.2. Resultados del mercado en el año 2009	50
2.1.3. Participación en el mercado	50
2.1.4. Hechos destacables durante el año 2009	52
2.2. La oferta eléctrica	52
2.2.1. Actividades de la oferta eléctrica	52
2.2.2. Generación	52
2.2.3. Transporte y operación del sistema	63
2.2.4. Distribución y comercialización	65
3. Facturación de energía y empresas eléctricas	71
3.1. Facturación de la energía eléctrica	71
3.2. Evolución económico-financiera de los principales grupos empresariales eléctricos	76
4. La demanda y los consumidores	81
4.1. Evolución de la demanda	81
4.1.1. Demanda en barras de central	81
4.1.2. Demanda en abonado final	82

Índice

4.2. Los consumidores	82
4.2.1. Clasificación por grupos de consumidores	83
4.2.2. Clasificación por niveles de tensión	85
4.2.3. Consumo de energía eléctrica en el mercado liberalizado	86
4.3. Los precios de la electricidad	87
4.3.1. Evolución de los precios regulados	87
4.3.2. Comparación internacional de precios	96
4.4. Calidad de suministro	101
5. Mecanismos de contratación a plazo de energía eléctrica	105
5.1. Mercado a plazo gestionado por OMIP- OMIClear	105
5.2. Emisiones primarias de energía eléctrica (subastas EPE)	108
5.2.1. Características de las emisiones primarias de energía eléctrica	108
5.2.2. Resultados de las emisiones primarias de energía eléctrica	108
5.3. Subastas de Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso (Subastas CESUR)	110
5.3.1. Características de las subastas CESUR	110
5.3.2. Resultados de las subastas CESUR	111
5.4. Subastas de contratos financieros relativos a la interconexión entre España y Portugal	111
5.4.1. Características de las subastas de interconexión E-P	111
5.4.2. Resultados de las subastas de interconexión E-P	113
Gas	
1. El gas natural	117
1.1. Características del gas natural	117
1.2. El mercado del gas en el mundo	118
1.2.1. Reservas probadas de gas natural en el mundo	118
1.2.2. Producción comercializada de gas natural en el mundo	120
1.2.3. Consumo de gas natural en el mundo	122
1.2.4. Comercio de gas natural en el mundo	124
2. La industria del gas natural en España	129
2.1. Aprovisionamiento de gas	132
2.1.1. Descripción de la actividad	132
2.1.2. Importaciones y yacimientos en fase de conversión a almacenamientos subterráneos	132

Índice

2.2. Regasificación	137
2.2.1. Descripción de la actividad	137
2.2.2. Situación de la regasificación en España	137
2.3. Transporte por gasoducto	141
2.3.1. Descripción de la actividad	141
2.3.2. Situación del transporte en España	141
2.4. Almacenamiento subterráneo	144
2.4.1. Descripción de la actividad	149
2.4.2. Situación del almacenamiento en España	150
2.5. Distribución	153
2.5.1. Descripción de la actividad	153
2.5.2. Situación de la distribución en España	154
2.6. Comercialización	157
2.6.1. Descripción de la actividad	157
2.6.2. Situación de la comercialización en España	157
2.7. La demanda y los consumidores	159
2.7.1. Evolución de la demanda	159
2.7.2. Los precios del gas natural	173
3. Mecanismos de contratación a plazo de gas	191
3.1. Subastas para la adquisición de gas natural destinado a la operación y al nivel mínimo de llenado de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo	191
3.1.1. Características de las subastas	191
3.1.2. Resultados de las subastas	191
3.2. Subastas de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural	191
3.2.1. Características de las subastas	191
3.2.2. Resultados de las subastas	193
3.3. Subastas para la adquisición de gas natural para el suministro a los consumidores protegidos por la tarifa de último recurso	193
3.3.1. Características de las subastas	193
3.3.2. Resultado de las subastas	194
Petróleo	
1. El mercado internacional del petróleo en 2009	197
1.1. La exploración y producción en el mundo	197
1.2. Oferta y demanda mundial de crudo	199
1.2.1. Demanda mundial de crudo en 2009	199
1.2.2. Oferta mundial de crudo en 2009	200

Índice

1.2.3.	Producción mundial de crudo vs. demanda en 2009	200
1.2.4.	Peso de la OPEP en la oferta mundial de crudo en 2009	200
1.2.5.	Cuota oficial de la OPEP en 2009	203
1.2.6.	Precio medio de la cesta OPEP en 2009	203
1.2.7.	Grado de cumplimiento de la cuota oficial de la OPEP	204
1.2.8.	Capacidad excedentaria de la OPEP	205
1.2.9.	Producción de Venezuela en 2009	205
1.2.10.	Papel de los países productores independientes	206
1.3.	Demanda mundial de productos petrolíferos	208
1.3.1.	Demanda OCDE de productos petrolíferos	208
1.3.2.	Demanda OCDE por tipos de producto	208
1.3.3.	Estacionalidad en el consumo de productos petrolíferos	210
1.3.4.	Demanda NO OCDE de productos petrolíferos	213
1.4.	<i>Stocks</i> mundiales de crudo y productos petrolíferos	213
1.4.1.	<i>Stocks</i> totales de crudo en la OCDE	213
1.4.2.	<i>Stocks</i> de productos petrolíferos en la OCDE	216
1.4.3.	Volumen de <i>stocks</i> en términos de días de demanda	218
1.5.	Principales variables de los mercados energéticos internacionales	218
1.5.1.	Precios del crudo en 2009	218
1.5.2.	Mercados de futuros del Brent	220
1.5.3.	Diferencial WTI-Brent en 2009	220
1.5.4.	Diferencial crudos ligeros-pesados en 2009	220
1.5.5.	Precios de los productos petrolíferos en Europa	222
1.5.6.	Comportamiento de los diferenciales de precios de productos petrolíferos vs. Brent	225
1.5.7.	Márgenes de refino norteamericanos en 2009	225
1.5.8.	Márgenes de refino en Europa en 2009	228
1.5.9.	Márgenes comerciales en la Unión Europea	228
1.6.	Empresas petroleras internacionales en 2009	230
1.6.1.	Resultados en 2009	230
1.6.2.	Comportamiento bursátil	232
2.	Exploración y producción en España	233
2.1.	Dominio minero	233
2.1.1.	Permisos de Investigación	233
2.1.2.	Concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos y de almacenamientos subterráneos de hidrocarburos	239
2.1.3.	Variaciones del dominio minero	241

Índice

2.2. Actividades	242
2.2.1. Geofísica	242
2.2.2. Sondeos	242
2.3. Producción en España	242
2.3.1. Crudo	242
2.3.2. Gas	242
2.3.3. Evolución histórica	244
2.4. Almacenamiento subterráneo de hidrocarburos	244
2.5. Almacenamiento Geológico de dióxido de carbono (CO2)	245
2.5.1. Descripción de la actividad	245
2.5.2. Proyectos en España	246
2.5.3. Proyecto de Ley de almacenamiento geológico de CO2	247
3. Refino en España	251
3.1. La actividad de refino en España	251
3.2. Las compañías que refinan en España	252
3.3. Inversiones en la actividad de refino en España	256
4. Logística de productos petrolíferos en España	257
4.1. Marco sectorial	257
4.2. La actividad de logística en España	257
4.2.1. Actividad de CLH	257
4.2.2. Logística alternativa a CLH	260
4.3. Productos almacenados	263
5. Comercialización	265
5.1. Consumo de productos	265
5.1.1. Gasolinas	266
5.1.2. Gasóleos y querosenos	267
5.1.3. Reparto geográfico del consumo	269
5.1.4. Consumo por canal	270
5.2. Precios y fiscalidad	271
5.2.1. Precio antes de impuestos (PAI)	271
5.2.2. El precio de venta al público (PVP)	274
5.2.3. Impuestos	275
5.3. Márgenes brutos de comercialización	279
5.4. Puntos de venta	281
6. El mercado de los gases licuados del petróleo (GLP)	283
6.1. El marco normativo de los GLP	283

Índice

6.2. Consumo de GLP	283
6.2.1. GLP internacional	283
6.2.2. GLP en España	286
6.3. Precios del GLP envasado	292

Medio ambiente

1. Electricidad	301
1.1. Emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes	301
1.2. Emisiones de contaminantes por sectores	306
1.3. Residuos nucleares	308
1.4. Emisiones de CO ₂ en la Europa de los 27	309
2. Gas natural	311
2.1. El efecto invernadero: dióxido de carbono y metano	311
2.2. Combustión del gas natural	313
2.3. La lluvia ácida: óxidos de azufre y nitrógeno	314
3. Petróleo	315
3.1. Marco internacional. Evolución de los acuerdos de Kioto	315
3.2. Actuaciones de la UE en materia de cambio climático	318
3.3. Fomento de los biocarburantes en España	329
3.3.1. Producción, logística y distribución de biocarburantes	331

Presentación

Como cada año, desde 1996, la Comisión Nacional de Energía tiene la satisfacción de poner a disposición de los lectores interesados la décimotercera edición, revisada y actualizada, del «Informe Básico de los Sectores de la Energía», correspondiente al año 2010.

Siguiendo la pauta establecida en el Informe de 2003, el año de referencia es el de su publicación, en lugar del año de los datos estadísticos.

Como en anteriores informes, se trata de agrupar en una misma publicación todo el conjunto de datos y estadísticas, que, aun siendo públicos, se encuentran dispersos en diferentes fuentes, con el fin de facilitar, así, su análisis y estudio.

La estructura del Informe es la misma que en las ediciones anteriores, si bien el soporte físico varía. El presente volumen está dedicado al análisis y comentario de los datos y acontecimientos del sector energético; le acompaña un segundo volumen, éste en formato exclusivamente electrónico, dedicado a la recopilación de los datos estadísticos (y donde el lector hallará, además, el fichero pdf con el primer volumen).

Además de la información sectorial de carácter técnico y económico, el Informe incluye una revisión actualizada de la legislación relacionada con los sectores energéticos.

Por lo que respecta al sector eléctrico, se recoge toda la información relativa a su comportamiento en la economía nacional: producción, demanda, evolución económica y financiera de los grupos empresariales eléctricos,

estadísticas nacionales e internacionales de precios y calidad del suministro. En el anexo se han incluido los datos estadísticos y las series históricas para facilitar una mejor comprensión de la evolución del sector.

La información sobre el sector del gas mantiene igualmente la estructura de los informes anteriores, analizándose las diferentes fases que conforman esta industria en España: aprovisionamiento, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización. En el anexo se sistematizan los datos estadísticos, con el análisis financiero del sector y un apartado que recoge la normativa de interés aprobada durante el año 2009.

En el apartado dedicado al sector del petróleo se incluye información tanto sobre el mercado internacional como sobre el nacional, en sus distintas actividades: exploración, producción, refino, logística y comercialización, así como el mercado de GLP.

En el capítulo dedicado al medio ambiente, se recoge información sobre emisiones de los diferentes sectores de la energía, la evolución de los acuerdos de Kioto y las directivas de la Unión Europea en materia medioambiental.

El punto último del anexo facilita información relativa a las fuentes sectoriales de la información en sus diferentes formatos: papel, digital, Internet...

En suma, la Comisión Nacional de Energía pretende contribuir, al igual que con el resto de sus informes y publicaciones, al mejor conocimiento y análisis de los sectores de la energía en España.

Electricidad

1. El sector eléctrico en la economía española

1.1. El sector eléctrico y la actividad económica

Según datos de la Contabilidad Nacional Trimestral elaborados por el Instituto Nacional de Estadística¹ en 2009, la economía española registró un contracción del PIB de un 3,6%², (cuadro 1.1.1), cuatro puntos y medio menos el crecimiento en 2008. La pronunciada caída de la demanda nacional en un 6,4% es la principal causa de la citada contracción del PIB, cinco puntos y nueve décimas menos que en el año precedente. Asimismo, la demanda externa contribuyó en 2,8 puntos al crecimiento del PIB, un punto y cuatro décimas más que en el año anterior.

Se acentúan en los dos primeros trimestres del 2009 las tasas de crecimiento negativas que se habían presentado en el último trimestre de 2008 remontando en los trimestres tercero y cuarto. Así, en el primer, segundo, tercer y cuarto trimestre de 2009, la economía española se contrajo (tasas interanuales) un -3,3%, -4,2%, -4,0% y -3,1% respectivamente (las tasas interanuales habían sido del 2,5%, 1,7%, 0,5% y -1,2% en 2008). Estas primeras tasas de variación indican que el PIB disminuye su contracción en los dos últimos trimestres indicando que el mínimo del ciclo se alcanzó en el segundo trimestre³.

¹ Fuente: Contabilidad Nacional Trimestral de España. Base 2000. Cuarto trimestre de 2009. Notas de Prensa 17 febrero 2010. Instituto Nacional de Estadística.

² Tasas de variación interanual. Volumen encadenado referencia año 2000.

³ Con información del Instituto Nacional de Estadística de 19 de mayo de 2010, en el primer trimestre de 2010 la economía española presenta menor contracción que en el cuarto trimestre de 2009, registra un decrecimiento interanual del 1,3% en el primer trimestre de 2010, 1,8 puntos inferior al del período precedente. La Demanda nacional tiene un comportamiento menos contractivo en el primer trimestre 2010, -2,5%, en relación al cuarto trimestre de 2009, -5,3%. Evolución compartida por sus dos principales agregados, el Consumo

En el último trimestre la aportación al PIB de la demanda nacional es de menor contracción respecto a los trimestres anteriores. Así las tasas de variación interanual son de -6,3%, -7,4%, -6,6% y -5,3% en el primero, segundo, tercero y cuarto trimestre de 2009. El sector exterior tiene una aportación al PIB positiva en todos los trimestres.

El comportamiento de menor contracción de la demanda nacional en el cuarto trimestre es compartido por dos de sus principales agregados, el Gasto en consumo final de los hogares y la Formación bruta de capital fijo si bien no con la misma intensidad. El gasto en consumo final de los hogares reduce un punto y medio su crecimiento negativo pasando de -5,0% a -3,5%. La debilidad del consumo privado se debe al deterioro del empleo y a las restricciones de crédito que hacen que el ahorro siga aumentando. La Formación bruta de capital fijo reduce en más de tres puntos su crecimiento negativo pasando del -16,0% a -12,9%. Esta evolución favorable es compartida por todos sus componentes, aunque donde se aprecia con mayor intensidad es en la demanda de bienes de equipo pasando del -23,8% al -15,3%.

El gasto en consumo final de las administraciones públicas desacelera significativamente su crecimiento pasando del 4,1% de crecimiento en el tercer trimestre al 0,8% en el cuarto trimestre.

La contribución de la demanda exterior neta de la economía española al PIB del cuarto trimestre se reduce en 4 décimas, pasando de 2,6 a 2,2 puntos. Tanto las

final de los hogares y la Formación bruta de capital fijo, si bien esta última continúa registrando tasas más negativas. La contribución de la Demanda exterior neta al PIB trimestral se redujo en un punto, pasando de 2,2 a 1,2 puntos. Tanto las exportaciones como las importaciones de bienes y servicios registraron tasas de crecimiento positivas, lo cual no se producía desde la primera mitad de 2008, más intensas en el caso de las exportaciones que en el de las importaciones.

exportaciones como las importaciones de bienes y servicios reducen su contracción pasando en el primer caso de $-10,8\%$ a $-2,9\%$, es decir una mejora de 7,9 puntos, y en el segundo pasando de $-17,0\%$ a $-9,6\%$, es decir una mejora de 7,4 puntos.

Desde el lado de la oferta, la variación interanual del valor añadido bruto de todas las ramas de actividad, a nivel agregado, es negativa. A resaltar la evolución favorable de las ramas industriales, al reducir su caída en 4,6 puntos, pasa del $-15,5\%$ a $-10,9\%$, de la construcción, al reducir su caída 1 punto, pasa de $-6,8\%$ a $-5,8\%$ y de los servicios de mercado al reducir su caída del $-2,4\%$ a $-1,8\%$. Las ramas energéticas aumentan su caída en 0,7 puntos, pasa del $-7,6\%$ a $-8,3\%$.

En referencia al entorno europeo, se aprecia que la evolución de menor contracción presentada en el último trimestre de 2009 del PIB español, pasando de $-4,0\%$ a $-3,1\%$, es compartida tanto por el PIB de la Unión Europea como el de la Eurozona. En el tercer y cuarto trimestre de 2009 la Unión Europea presenta contracciones del $-4,3\%$ y $-2,3\%$, y la zona euro se contrae un $-4,0\%$ y un $-2,1\%$, respectivamente. También esta menor contracción ha sido común en la mayoría de las grandes economías europeas. Así, para los mismos períodos, Alemania se contrae un $-4,8\%$ y $-2,4\%$, Francia un $-2,3\%$ y $-0,3\%$ e Italia $-4,6\%$ y $-2,8\%$.

En el año 2009 el PIB de la zona euro se contrae un $4,1\%$ ⁴.

La contracción de la economía española en 2009 ha venido acompañada de una notable reducción del nivel de empleo ocupado. Éste disminuyó a una tasa del $6,7\%$, lo

⁴ En el primer trimestre de 2010 la zona euro presentó un crecimiento positivo, $0,6\%$.

que supuso la reducción neta de 1.271 miles de puestos de trabajo equivalentes a tiempo completo.

Según la Encuesta de Población Activa⁵ (EPA), la tasa de paro en 2009 se situó en el $18,0\%$. En 2008 y 2007, esta tasa se situó en el $11,3\%$ y $8,3\%$ respectivamente.

En el área euro (EA 16)⁶ la tasa de desempleo ajustada estacionalmente fue del $10,0\%$ en diciembre de 2009. Ésta era del $8,2\%$ en diciembre de 2008. En la Unión Europea (27 países) la tasa de desempleo era de $9,6\%$ en diciembre de 2008. Ésta era del $7,6\%$ en diciembre de 2008. España presentaba una tasa de desempleo en diciembre de 2009 del $19,5\%$, 4,7 puntos más que la presentada en diciembre de 2007, $14,8\%$.

Entre los estados miembros las tasas de desempleo más bajas las presentaban Holanda ($4,0\%$) y Austria ($5,4\%$), y las tasas de desempleo más altas España ($19,5\%$) y Letonia ($22,8\%$). En Alemania, Francia e Italia, las tasas de desempleo son el $7,5\%$, 10% y $8,5\%$, respectivamente.

Todos los estados miembros presentan aumentos de sus tasas de desempleo entre diciembre de 2008 y diciembre de 2009. Los menores incrementos se observaron en Alemania, del $7,1\%$ a $7,5\%$, Luxemburgo, del $5,3\%$ a $6,2\%$ y Bélgica del $7,1\%$ a $8,2\%$. Los mayores incrementos se registraron en Letonia, del $11,3\%$ a $22,8\%$; Estonia, del $6,5\%$ a $15,2\%$ (entre el tercer trimestre de

⁵ Boletín Económico del Banco de España de mayo de 2010. En el primer trimestre de 2010 la tasa de paro se situó en el $20,0\%$.

⁶ Fuente Eurostat, The Statistical Office of the European. Euro-Indicators. News release, 29 January 2010

El área euro (EA 16), a 31 de diciembre de 2009, integra los siguientes países: Bélgica, Alemania, Irlanda, Grecia, España, Francia, Italia, Chipre, Luxemburgo, Malta, Holanda, Austria, Portugal, Eslovenia, Finlandia y, desde el 1 de enero de 2009, Eslovaquia.

2008 y el tercer trimestre de 2009) y Lituania, del 6,5% a 14,6% (entre el tercer trimestre de 2008 y el tercer trimestre de 2009). Francia e Italia se encuentran entre los países con menores incrementos del nivel de paro, del 8,5% a 10% en el primer caso y del 7,0% al 8,5% en el segundo. España, que ya en diciembre de 2008 presentaba la tasa más alta de desempleo de todos los Estados miembros de la Unión Europea, presenta un incremento importante en este último año, de 4,7 puntos; pasa de una tasa de desempleo del 14,8 % al 19,5%.

El paro registrado en el INEM en diciembre de 2009 ascendió a 3.923.603, 794.640 parados más que en diciembre de 2008, lo que representa un aumento del 25,4%. En 2008, el aumento de parados fue de 999.416 personas que representó un incremento del 46,9%. Estas son cifras históricas de paro.

En 2009 es en el sector servicios y en la industria donde se presentan cifras de aumento del número de parados similares a las presentadas un año antes, 465.015 y 108.930 personas respectivamente. El número de nuevos parados en la construcción en el año 2009, aun siendo muy elevada, 190.994 personas, es el 62% de la cifra presentada en el 2008.

Si comparamos estos datos con los del 2007 se aprecia el aumento vertiginoso del paro en 2008 y 2009. En 2007 el aumento de las cifras de paro fue de 106.674 personas, lo que representó un aumento del 5,3%.

Otra característica importante del contexto macroeconómico en 2009 fue la presencia durante 8 meses de tasas de inflación negativas. El Índice Armonizado de Precios de Consumo (IAPC)⁷ presentó desde julio de 2008 tasas

⁷ En tasa de variación interanual, diciembre 2009 sobre diciembre 2008

El IAPC proporciona una medida común de la inflación que permite realizar comparaciones entre los países de la Unión

de crecimiento decrecientes hasta que en marzo de 2009 comenzó con tasas de crecimiento negativas para volver a tasas positivas en noviembre de 2009. Comparando el índice en diciembre de 2009 sobre diciembre de 2008 hay un crecimiento en España del 0,9%. En la zona euro este índice también presentaba en el mismo período una tasa del 0,9% por tanto, el diferencial entre ambos índices es cero. La zona euro también ha presentado tasas de inflación en 2009 negativas aunque de menor intensidad⁸.

Tradicionalmente la inflación española ha estado por encima de la inflación en la zona euro, perjudicando la competitividad de nuestras exportaciones. Así, en los años 2006, 2007 y 2008, el citado Índice presentaba en España los siguientes valores 3,6, 2,8 y 4,1, y en la zona euro, 2,2, 2,1 y 3,3, resultando diferenciales del 1,4, 0,7 y 0,8 en el período. En 2009, en España el Índice medio se cifró en -0,2 mientras que en la zona euro fue del 0,3. El diferencial resultante es de -0,5.

Según el documento La Energía en España 2008⁹, en el año 2008 la intensidad de la energía primaria continúa con el cambio de tendencia iniciado en el año 2004. Así, en 2008, el consumo de energía primaria en España ascendió a 142.075 ktep, un 3,1% superior al del año anterior, y el PIB creció un 1,16%, lo que dio como resultado una disminución del indicador de intensidad

Europea (UE) y entre estos y otros países que no pertenecen a la UE. Se obtiene como resultado de homogeneizar los aspectos metodológicos más importantes de cada uno de los Índices de Precios al Consumo de cada uno de los Estados miembros de la Unión Europea (UE) para hacerlos comparables.

⁸ En enero, febrero, marzo y abril (p) de 2010, España presentó tasas de variación interanual del IAPC muy parecidas a las presentadas en la zona euro; 1,1, 0,9, 1,5 y 1,6 respectivamente y en la zona euro presentó en las mismas fechas un 1,0, 0,9, 1,4 y 1,5 respectivamente, es decir, el diferencial de España continuó siendo muy próximo a 0, se situó en 0,1, 0, 0,1 y 0,1 respectivamente.

⁹ Fuente: La energía en España 2008. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

de energía primaria del 4,21%. Esta favorable evolución sitúa a España en convergencia con la situación media de la UE-15 y la UE-27 así como de países vecinos en cuanto a las tendencias registradas en la mejora de la eficiencia energética.

El análisis de este indicador en términos de paridad de poder de compra adquisitivo permite una comparación más ajustada entre países de las tendencias de la intensidad energética y mejora la situación relativa de España. Así, este indicador muestra para España una cierta estabilización con una ligera tendencia a la baja, aproximándose la posición relativa al nivel de la media de la UE-15 y UE-27, donde en promedio se vienen registrando mejoras interanuales de la intensidad energética del entorno del 1% desde 1990. Como observación general, se puede concluir afirmando que la tendencia común de los países de nuestro entorno geográfico es de disminución de su intensidad, destacando países como Italia, Irlanda y Reino Unido con valores inferiores y otros como Bélgica con el índice más elevado.

Según la misma fuente, el consumo de energía final, excluyendo los usos no energéticos, registró un descenso del 2,9% respecto al año previo, alcanzándose los 98.737 ktep. Esta evolución acompañada del crecimiento del PIB señalado ha supuesto una mejora de la intensidad de energía final del 3,99%, que consolida el cambio positivo registrado en la evolución de este indicador a partir de 2004. Este hecho se traduce en un mayor acercamiento a la tendencia mostrada por la media de países de la UE-15 y UE-27, así como de los países próximos geográficamente.

El análisis de este último indicador en términos de paridad de poder de compra adquisitivo mejora la posición relativa de España. El valor de este indicador nos sitúa a un nivel ligeramente por encima de la media de la UE-15 y de la UE-27, y por debajo de

países como Bélgica, señalando una cierta estabilización del indicador con tendencia a la baja en los últimos años al igual que en la mayoría de los países comunitarios.

En cuanto a los datos de energía eléctrica, según la publicación de Red Eléctrica, «El sistema eléctrico español»¹⁰, en 2009 la demanda total de energía eléctrica, medida en barras de central (b.c), alcanzó 266.874 GWh con un disminución del 4,4%, con respecto al año anterior. Ya en 2008 se observó una notable disminución del crecimiento con respecto a ejercicios anteriores; así en 2008 la demanda creció un 0,8% con respecto a 2007.

La demanda de energía eléctrica peninsular asciende a 251.305 GWh, un 4,6% inferior a la del 2008, cinco puntos y cuatro décimas menos que en 2008. Es el primer crecimiento negativo en la serie histórica que comienza en 1985 y se retrocede al año 2006 (valor similar de la demanda de energía eléctrica peninsular). Por su parte, la demanda de energía eléctrica en los sistemas extrapeninsulares alcanzó los 15.569 GWh, 1,9% inferior a la del año anterior, tres puntos y siete décimas menos que en 2008.

Aunque, como se ha citado, la demanda peninsular disminuye en 2009 un 4,6%, los valores máximos de demanda de potencia media horaria y de energía diaria han aumentado. Así, el 13 de enero se alcanzaron

¹⁰ Fuente: El sistema eléctrico español. Avance del informe 2009. Red Eléctrica de España. En esta publicación se presentan datos estadísticos provisionales del comportamiento del sistema eléctrico español durante 2009.

Según el Boletín mensual de Red Eléctrica de España de abril 2010 la demanda de energía eléctrica (b.c.) del sistema peninsular en los 4 primeros meses del año asciende a 87.981 GWh registrando un crecimiento del 4,8% con respecto al mismo período de 2009. En año móvil la demanda asciende a 255.475 GWh con una variación de -0,5% respecto al período anterior.

44.440 MW y 886 GWh, respectivamente, superando en un 3,4% y en un 4,6% a los respectivos del 2008.

En cuanto a los meses de verano (de junio a septiembre), el 1 de septiembre se registró el récord de potencia media horaria con 40.226 MW y también el mismo día se produjo el máximo de energía diaria con 797 GWh. Son valores que respecto a 2008 han aumentado en un 0,2% y en un -2,3%, respectivamente.

Según la mencionada publicación, en el sistema peninsular, la potencia instalada ha aumentado este año en 2.682 MW, lo que supone un incremento de la capacidad del sistema de un 3,0% respecto al ejercicio anterior. Este aumento proviene de la incorporación de 568 MW de ciclo combinado y principalmente de 2.576 MW de potencia eólica, que ha llegado a los 18.119 MW al finalizar el año. En cuanto a las bajas, durante este ejercicio se ha producido el cierre de dos grupos de fuel con una potencia conjunta de 474 MW.

En cuanto al balance de generación en el sistema peninsular, el 2009 se ha caracterizado por un descenso generalizado de casi todas las tecnologías que componen el régimen ordinario cuya producción ha disminuido un 12,7% respecto al año anterior, absorbiendo todo el descenso de la demanda. La excepción la presenta la energía hidráulica con un aumento del 8,4% y la mayor disminución se da en la producción con carbón que disminuye un 25,8%. Por el contrario, el régimen especial ha aumentado su producción un 18,3%.

Respecto a la cobertura de la demanda, destaca el aumento del peso de las energías renovables que han cubierto este año, según datos provisionales, el 26% de la demanda frente al 24% en 2008. Por tecnologías, el mayor crecimiento lo registran la eólica y la solar cuyas aportaciones a la demanda han aumentado un 13% y un 3%, respectivamente. En el otro extremo se encuentra

el carbón que, como se ha mencionado anteriormente, ha reducido su producción un 25,8%, cubriendo apenas el 12% de la demanda, dando lugar a que, por primera vez en la historia, la producción de energía eléctrica con energía eólica sea mayor que la producción de energía eléctrica con carbón en la cobertura de la demanda.

La energía eólica superó en varias ocasiones los anteriores máximos históricos de potencia instantánea, de energía horaria y energía diaria. A resaltar la elevada variabilidad que caracteriza la energía eólica, llegando esta a abastecer puntualmente más del 50% de la demanda, y en el extremo opuesto, suministrar puntualmente apenas el 1%.

Por sexto año consecutivo el saldo neto de intercambios internacionales ha resultado exportador en 8.398 GWh, un 23,9 % inferior al del 2008.

En cuanto al balance de generación de los sistemas extrapeninsulares, se destaca, como se ha mencionado, que la producción neta ha disminuido un 1,9%. La producción en régimen ordinario alcanza 15.403 GWh, que es un -3,3% en relación a 2008. Por tecnologías, las centrales de carbón, las centrales de fuel/gas y las centrales de ciclo combinado representan el 23%, 52% y el 25% de dicha generación. Las variaciones de la producción de estas tecnologías con respecto a 2008 son de 3,3%, -3,6% y -8,0%, respectivamente. La producción en régimen especial en 2009 alcanzó 1.038 GWh y aumentó un 20,2% con respecto a 2008.

El gráfico 1.1.1 muestra la evolución de la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica, del consumo de gas natural, de la demanda interna de la economía española y de sus dos componentes —el consumo y la inversión—. Respecto a la inversión, en 2009 el 24% de la demanda nacional, presenta en el período 2000-2007 un comportamiento ligeramente cíclico con tasas de crecimiento en algunos años bastante superiores a las tasas de crecimiento

Gráfico 1.1.1. Tasa de variación de la demanda de electricidad y de la demanda nacional (%)



Fuente: INE, REE y CORES.

to del consumo, en 2009 el 76% de la demanda nacional, originando tasas de crecimiento de la demanda nacional por encima de las tasas de crecimiento del consumo. En 2008 con una tasa de crecimiento de la inversión negativa, -4.4%, y un consumo que aumenta un 0.9% resulta una tasa de incremento de la demanda nacional del -0,5%. En el año 2009 con una notable disminución de la inversión, -15.3%, casi 11 puntos de diferencia con respecto a 2008, y una disminución del consumo final de -2,7%, disminuye más de 3,5 puntos en relación a 2008, resulta una disminución de la demanda nacional del -6.4%.

En cuanto al crecimiento de la demanda de energía eléctrica, desde el año 2003, en el que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica alcanza un 7%, máximo en el período analizado, comienza tasas de crecimiento decrecientes hasta llegar al año 2009 en el que hay un descenso importante del consumo de electricidad, -4,4%.

En el gráfico 1.1.1 destacan las tasas de crecimiento del consumo de gas natural que son muy elevadas, de

dos dígitos, con excepción de los años 2001, 2006 y 2007 que tienen tasas de crecimiento del 7,8%, 3,5% y 4,3%, respectivamente. En 2008 se vuelve a tasas de crecimiento de dos dígitos, un 10,9% y en 2009 hay una disminución importante del consumo del gas natural, -10,2%.

En el cuadro 1.1.1 se muestran las tasas de crecimiento del consumo de productos petrolíferos en el período 2005-2009. En los años 2008 y 2009 destaca que el consumo de productos petrolíferos presenta crecimientos negativos, del -3,1% y -5,6% respectivamente, que al crecer el PIB un 0,9% en 2008 y decrecer un 3,6% en 2009 supone disminuciones importantes del ratio de intensidad petrolera de la economía española. El consumo de productos petrolíferos en 2009, 68.430 miles de toneladas, es la cifra más baja desde el año 2000. Todos los productos petrolíferos presentan tasas de crecimiento negativas, con excepción de los GLP de automoción, y en especial los gasóleos, que representan el 48,7% del total de consumo, y que disminuyen un 5,7%.

Cuadro 1.1.1. Evolución del producto interior bruto, valor añadido bruto por sectores y de la demanda eléctrica en barras de central

	Millones de euros					Tasas de variación %				
	2005	2006	2007	2008	2009(p)	Volumen encadenado referencia 2000				
						05/04	06/05	07/06	08/07	09/08
PIB a precios de mercado (Precios corrientes)	905.455	980.954	1.050.595	1.088.502	1.051.151	3,6	4,0	3,6	0,9	-3,6
VAB a precios de mercado (Precios corrientes)										
Ramas energéticas		26.775	23.876	26.449	24.613		1,4	0,8	1,9	-8,2
Ramas industriales	143.259	132.419	140.937	142.859	123.191	2,5	2,9	2,8	-2,1	-14,7
Servicios	546.929	583.034	634.583	687.554	699.641	3,9	4,1	4,6	2,2	-1,0
Construcción		106.361	115.519	113.638	104.828		5,0	3,5	-1,3	-6,3
Demanda nacional (Precios corrientes)	952.086	1.041.230	1.121.805	1.152.538	1.072.704	5,1	5,1	4,4	-0,5	-6,4
Consumo final	686.699	741.194	794.441	833.905	811.073	4,3	4,0	3,8	0,9	-2,7
Formación bruta de capital fijo	265.387	298.189	325.783	313.975	256.671	7,0	6,8	5,3	-4,4	-15,3
Demanda Eléctrica en b.c. (GWh)	260.688	268.092	276.927	279.182	266.873	4,3	2,8	3,3	0,8	-4,4
Peninsular	246.183	253.445	261.342	263.310	251.305	4,3	2,9	3,1	0,8	-4,6
Extraperinsular	14.505	14.647	15.585	15.872	15.568	5,0	1,0	6,4	1,8	-1,9
Consumos										
Productos petrolíferos (kt)	74.746	73.900	74.915	72.566	68.430	1,4	-1,1	1,4	-3,1	-5,7
Gas Natural (GWh)	376.229	389.436	406.257	450.726	404.555	18,1	3,5	4,3	10,9	-10,2

Fuente: INE, REE, CORES.

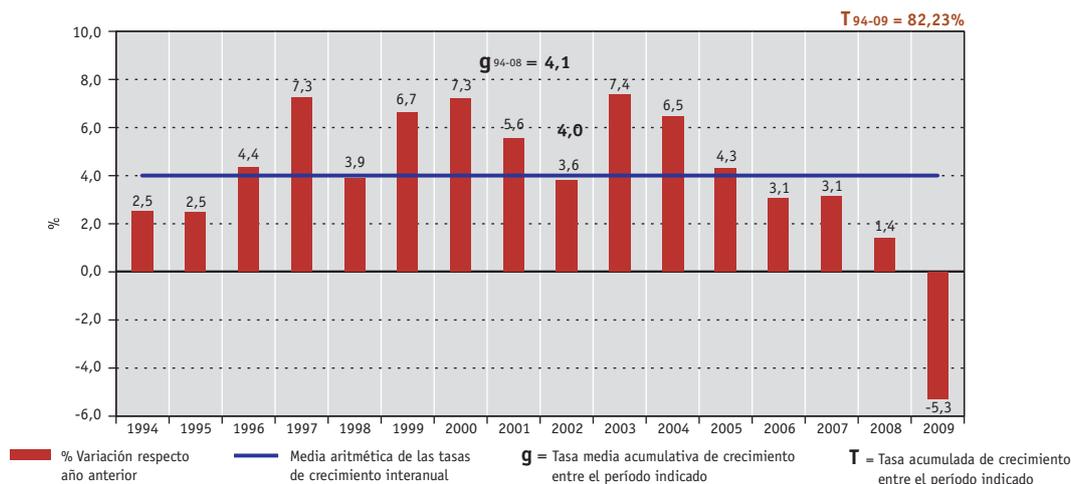
1.1.1. Evolución de la producción y consumo de energía eléctrica

Con datos de «Informe eléctrico. Memoria de actividades. Memoria estadística» de Unesa, en 2009, la producción eléctrica de España se cifró en 300.572 millones de kWh y supuso un descenso anual del 5,3%, 6,7 puntos porcentuales menos que en 2008. De la producción bruta total, el 68,6% lo aportaron las instalaciones en régimen ordinario y el 31,4% restante las instalaciones acogidas al régimen especial, que incluyen las energías renovables, los residuos y la cogeneración. El 25,6% de la producción del sistema eléctrico en régimen ordinario fue de origen nuclear (52.762 GWh).

En el gráfico 1.1.2 se observa la evolución de las tasas de crecimiento desde 1994 a 2009, de la producción total de energía eléctrica en España, en el que la media aritmética de las tasas de crecimiento es del 4,0%. La tasa media acumulativa, es de un 4,1%. La tasa de crecimiento acumulada de la producción de energía eléctrica en el período anota un 82,23%.

Respecto a la producción eléctrica de España en 2009, según estimación de UNESA de 300.571 millones de kWh, el gas natural alcanzó una participación del 36,5%, 1,4 puntos porcentuales menos que en 2008; la energía nuclear tuvo una participación del 17,6%, 1 punto porcentual menos que en 2008; el carbón pre-

Gráfico 1.1.2. Evolución de la producción de energía eléctrica (GWh)
(Porcentaje de crecimiento sobre el año anterior)



Fuente: Memoria Estadística. Unesa.

sentó una participación del 13,1%, 3,1 puntos porcentuales menos que en 2008. Las energías renovables y residuos con un 26,8% aumenta su participación 5,6 puntos porcentuales con respecto a 2008 y por último, los productos petrolíferos con un 6,1%, mantienen su participación.

La producción total en régimen ordinario, que ascendió a 206.237 millones de kWh, disminuyó un 12,7% en 2009 con respecto a 2008. Por fuentes, la producción hidroeléctrica aumenta un 11,4%, la térmica convencional y la nuclear disminuyen en el mismo período un 16,9% y un 10,5%, respectivamente.

En el gráfico 1.1.3 se muestra la evolución en el período 1994 a 2009 del consumo neto de energía eléctrica en España medido en tasas de variación. En 2009, el consumo neto ascendió a 256.015 millones de kWh, una disminución del 4,4% con respecto a 2008.

El consumo neto de energía eléctrica en el período 1994-2009 tiene una tasa de crecimiento medio del

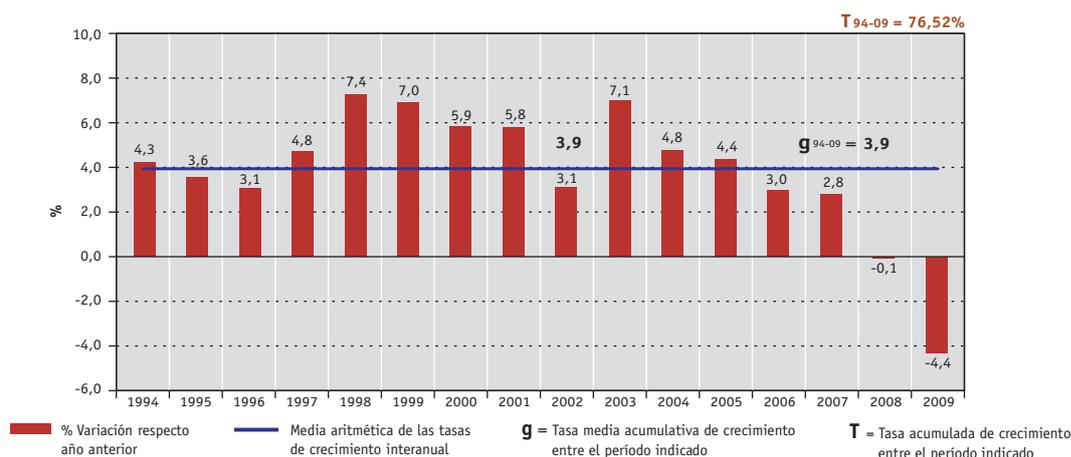
3,9% y una tasa media acumulativa de crecimiento también del 3,9%.

El gráfico 1.1.4 muestra el consumo español de gas natural medido en tasas de variación. En 2009 el consumo de gas natural ascendió a 404.555 GWh, un 10,2% inferior al de 2008, año en el que se incrementó un 10,9%¹¹.

En el año 2009 el consumo convencional y el consumo para generación, con participaciones en el consumo total del 61% y del 39%, respectivamente, disminuyen con respecto al 2008 un 6,6% y un 15,4%. Este descenso brusco de la demanda se debe, según señala el número 145 del Boletín Estadístico de Hidrocarburos, a la fuerte contracción industrial de sectores fuertemente

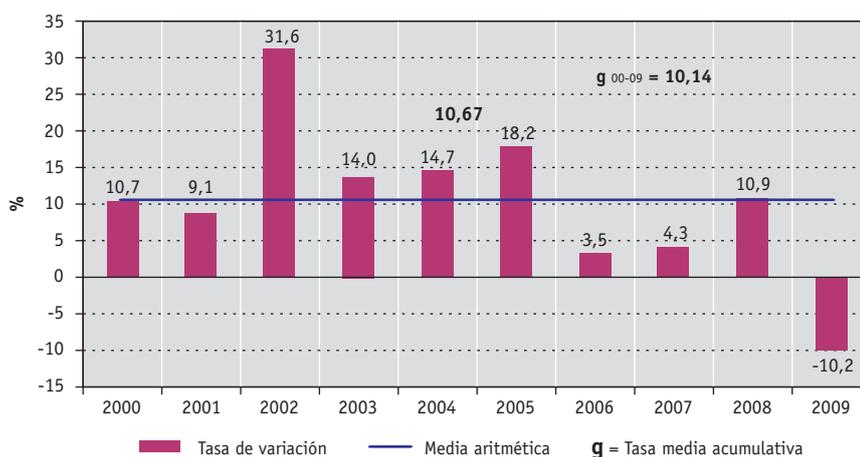
¹¹ Según el Boletín Estadístico de Hidrocarburos nº 149 de Abril 2010, el consumo de gas natural en los 4 primeros meses de 2010 asciende a 143.036 GWh registrando un crecimiento del 4,1% con respecto al mismo período de 2009, en año móvil la demanda asciende a 410.142 GWh con una variación del -3,3% respecto al período anterior.

Gráfico 1.1.3. Evolución del consumo neto de energía eléctrica (GWh)
(Porcentaje de crecimiento sobre el año anterior)



Fuente: Memoria Estadística. Unesa.

Gráfico 1.1.4. Evolución del consumo de Gas Natural
(Porcentaje de crecimiento sobre el año anterior)



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos.

consumidores de gas natural como el cerámico y el metalmeccánico y a las elevadas temperaturas medias que se han experimentado durante gran parte de los meses fríos del año.

La media aritmética de las tasas de variación del consumo de gas natural para el período 2000-2009 alcanzó el 10,67%, mientras que la tasa media acumulativa es de un 10,14%.

Gráfico 1.1.5. Evolución del consumo de productos petrolíferos (Porcentaje de crecimiento sobre el año anterior)



Nota: El consumo de productos petrolíferos incluye GLP's, gasolinas, querosenos, gasóleos, fuelóleos y otros.
Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos.

El gráfico 1.1.5 muestra el consumo español de productos petrolíferos en tasas de variación. En 2009, el consumo de productos petrolíferos ascendió a 68.430 miles de toneladas, un 5,7% inferior al del 2008, año en el también hubo una disminución con respecto a 2007¹².

Se distinguen tres períodos según las tasas de crecimiento del consumo de productos petrolíferos, de 1998 a 2001, de 2002 a 2007 y de 2008 a 2009 con tasas medias de crecimiento del 5,1%, 1,3% y -4,4%, respectivamente.

1.1.2. Evolución de la población ocupada y la participación del sector eléctrico

Los datos de población ocupada de la Encuesta de Población Activa (EPA)¹³ revelan que durante 2009 el número

total de ocupados en España disminuyó en 1.370 miles de personas, lo que supone una disminución del 6,8%, (disminución del 0,5% en 2008). La ocupación que venía presentando tasas de crecimiento positivas pasa a presentar tasas negativas, primero reducida, -0,5% en 2008 y después ya elevada, -6,8% en 2009. La población ocupada en 2009 se sitúa en 18.888 miles de empleados. Estos son datos de ocupación media anual. Si se compara la población ocupada en el último trimestre de 2009 con la del último trimestre de 2008 la pérdida de empleos es menor, de 1.211 miles de personas.

En los cuadros¹⁴ 1.1.2 y 1.1.3, así como en los gráficos 1.1.6 y 1.1.8 se puede apreciar con detalle la evolu-

¹² Según el Boletín Estadístico de Hidrocarburos nº 149 de Abril 2010 el consumo de productos petrolíferos en los 4 primeros meses de 2010 asciende a 22.327 kt registrando un descenso del 3,6% con respecto al mismo período de 2009. En año móvil el consumo asciende a 67.610 kt, con una disminución del 4,7% respecto al período anterior.

¹³ Fuente: Boletín Estadístico/Estadísticas. Banco de España.

¹⁴ La series 2003-2009 han sido recalculadas a partir de la matriz de paso a CNAE 2009 publicada por el INE.

Como consecuencia del cambio en la base poblacional (censo 2001), se han revisado todas las series que figuran en este cuadro, a partir del año 1996. Adicionalmente, desde el primer trimestre de 2005, se han implantado las nuevas variables obligatorias a que se refiere el Reglamento CE 2257/2003, sobre adaptación de lista de características de la EPA; por tanto, a partir del primer trimestre de 2005, se produce una ruptura metodológica.

ción de la población ocupada durante los últimos siete años (2003-2009).

La disminución del 6,8% en el total de población ocupada en 2009 con respecto a 2008 es el resultado de diferentes variaciones por sectores de actividad. En concreto, en la construcción y en la industria manufacturera el número de ocupados ha disminuido un 23% (más del doble de la disminución presentada en 2008) y un 14,7% (frente a las reducidas disminuciones presentadas de 2006 a 2008) respectivamente. El sector servicios y el sector agrario presentan disminuciones reducidas de la ocupación, del 2,5% y del 4,0% respectivamente. El agregado de la rama de actividad extractiva y de la rama de actividad energía eléctrica, gas, vapor, aire acondicionado, agua, saneamiento, residuos, presentó en 2009 con respecto a 2008 un crecimiento del 3,6%.

En términos absolutos, la disminución más importante del número de ocupados se produce en la construcción, que disminuye en 2009 con respecto a 2008 en 565.000

personas. La industria manufacturera y el sector servicios le siguen en importancia con disminuciones de la ocupación, comparando 2009 y 2008, de 433.000 y 347.000 personas, respectivamente.

El agregado de las ramas extractivas y de energía eléctrica, gas, etc. es intensivo en capital y absorben un bajo porcentaje del empleo total. Dicho agregado registró 9.000 nuevos ocupados, es decir, un aumento del 3,6%.

El sector agrario disminuye la ocupación en 2009 con respecto a 2008 en 44.000 personas, es decir, una disminución del 4%. Dicho sector ya venía presentando tasas de variación de la ocupación negativas en el periodo analizado (exceptuando el año 2005).

El sector servicios es el que presenta el mayor número de ocupados de todos los sectores y presentaba, en el periodo analizado, un crecimiento continuo hasta el año 2009. Este sector contaba con 11.081 miles de ocupados

Cuadro 1.1.2. Ocupados por sector de actividad (a) (datos expresados en medias trimestrales).
Miles de personas

Año	Total	Agrario	Resto	Industria			Construcción	Servicios
				Total	Manufacturera	Extrac., Electr. Gas, Agua y Otros		
2003	17.296	923	16.373	3.165	2.929	236	2.128	11.081
2004	17.971	921	17.050	3.170	2.931	238	2.283	11.598
2005	18.973	933	18.040	3.257	3.000	257	2.393	12.390
2006	19.748	880	18.868	3.269	2.994	279	2.584	13.014
2007	20.356	863	19.493	3.240	2.974	266	2.740	13.514
2008	20.258	819	19.439	3.199	2.952	247	2.453	13.786
2009	18.888	786	18.102	2.775	2.519	256	1.888	13.439

(a) Series recalculadas a partir de la matriz de paso a CNAE 2009 publicada por INE, Del total de la industria se han segregado dos ramas de actividad, la extractiva y la de energía eléctrica, gas, vapor, aire acondicionado, agua, saneamiento, residuos y descont.

Fuente: Banco de España/Boletín estadístico.

en 2003 y pasa a tener 13.786 miles de ocupados en 2008, lo que supone un aumento en términos absolutos en los 5 años de 2.705 miles de empleados. En 2009 disminuye la ocupación en 347 miles de empleados.

La ocupación en la industria manufacturera entre el año 2003 y 2008 pasa por crecimientos al principio del período y por disminuciones al final, todos ellos reducidos. Esta industria contaba con 2.929 miles de ocupados en 2003 y con 2.952 miles de ocupados en 2008 lo que supone que entre los dos años ha habido un aumento de

23 mil ocupados. En 2009 hay una elevada destrucción de empleo, 433 miles de personas.

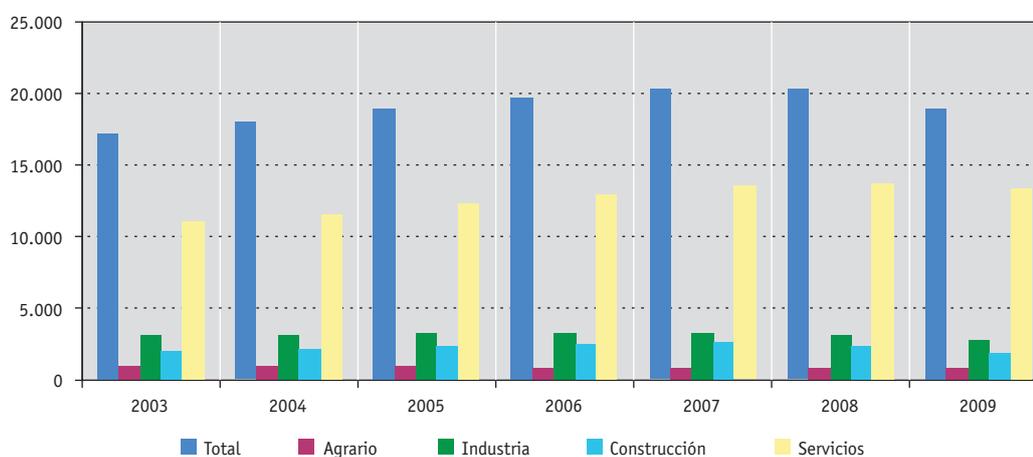
El agregado de la rama extractiva y de la rama energía eléctrica, gas, etc., presenta una ocupación de 256 miles de personas en 2009. En el período 2003 – 2008 pasa de presentar tasas de crecimiento positivas a tasas de crecimiento negativas. En 2009 hay, a diferencia de lo que se ha presentado para el sector agrario, industria manufacturera, construcción y servicios, una creación de empleo de 9 mil personas, el 3,6%.

Cuadro 1.1.3. Población ocupada. Tasas de variación anual por sectores en %

Año	Total	Agrario	Resto	Industria				
				Total	Manufacturera	Extrac., Electr. Gas, Agua y Otros	Construcción	Servicios
2004	3,9	-0,2	4,1	0,2	0,1	0,8	7,3	4,7
2005	5,6	1,3	5,8	2,7	2,4	8,0	4,8	6,8
2006	4,1	-5,7	4,6	0,4	-0,2	8,6	8,0	5,0
2007	3,1	-1,9	3,3	-0,9	-0,7	-4,7	6,0	3,8
2008	-0,5	-5,1	-0,3	-1,3	-0,7	-7,1	-10,5	2,0
2009	-6,8	-4,0	-6,9	-13,3	-14,7	3,6	-23,0	-2,5

Fuente: Banco de España/Boletín estadístico.

Gráfico 1.1.6. Población ocupada por sectores



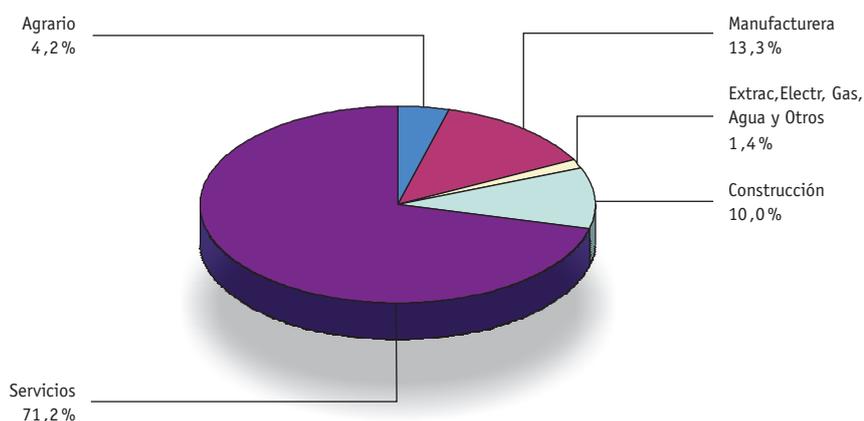
Fuente: Banco de España/Boletín estadístico.

El gráfico 1.1.7 muestra la distribución porcentual de la población ocupada por sectores de actividad en 2009, poniéndose de manifiesto que el sector servicios tiene una participación del 71,2% de la población ocupada, seguido a gran distancia por el sector manufacturero con el 13,3% y por la construcción con el 10,0%. El

sector agrario representa un porcentaje muy bajo en términos de ocupación en la economía española, un 4,2%.

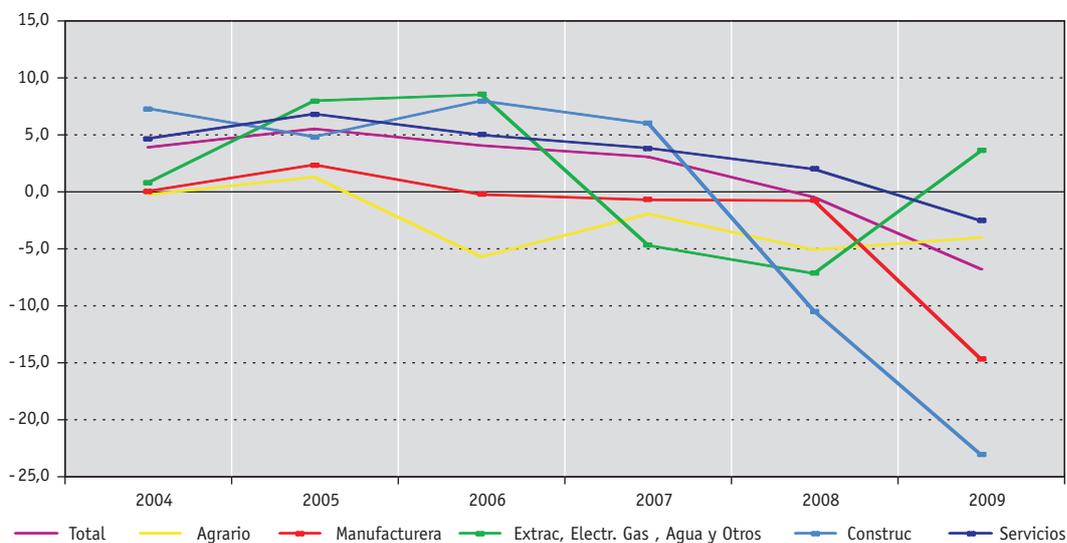
El agregado de la rama extractiva y de la rama energía eléctrica, gas, etc tiene una participación del 1,4%.

Gráfico 1.1.7. Distribución % de población ocupada por sectores año 2007



Fuente: Banco de España/Boletín estadístico.

Gráfico 1.1.8. Tasa de variación anual en % por sectores



Fuente: Banco de España/Boletín estadístico.

1.1.3. Evolución de los sectores productivos de la economía y su participación en el sector eléctrico

De acuerdo con la «Estadística de la Industria de Energía Eléctrica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio» correspondiente a 2008 (último año publicado), alrededor del 71,60% de la energía eléctrica distribuida en ese año fue consumida por los sectores productivos de la economía, porcentaje que se mantiene estable desde 1998.

Los principales demandantes de energía eléctrica como *input* en sus correspondientes procesos productivos fueron las actividades relacionadas con la industria y los servicios destinados a la venta, que concentraron el 50,88% y el 30,49%, respectivamente, del total de la energía eléctrica distribuida. Así, se ve que la evolución de la demanda de electricidad está muy vinculada a los movimientos registrados por estos dos sectores.

El gráfico 1.1.9. y el cuadro 1.1.4 muestran la estructura de la demanda de electricidad en los sectores productivos de la economía española en 2008. Se observa que, si bien un 64,99% de los clientes totales pertenecen a la rama de servicios destinados a la venta, el grueso del consumo eléctrico, un 50,88%, se registra en las ramas industriales, entre las cuales la siderurgia y fundición, la petroquímica y la química, la metalurgia no férrea y la de alimentación, bebidas y tabaco fueron las que participaron en mayor medida en el consumo de electricidad.

El 44,33% de la demanda de electricidad de las actividades productivas se genera en los sectores de servicios

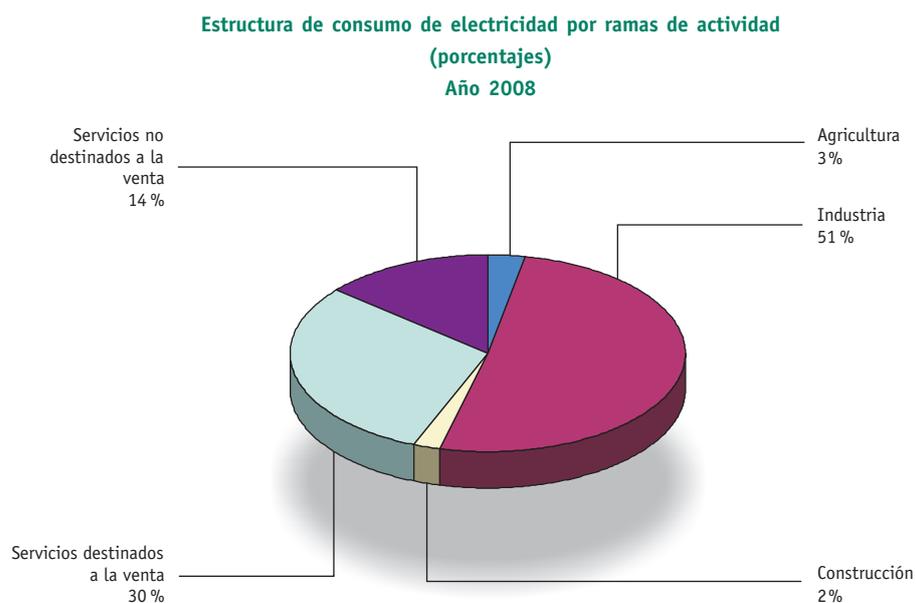
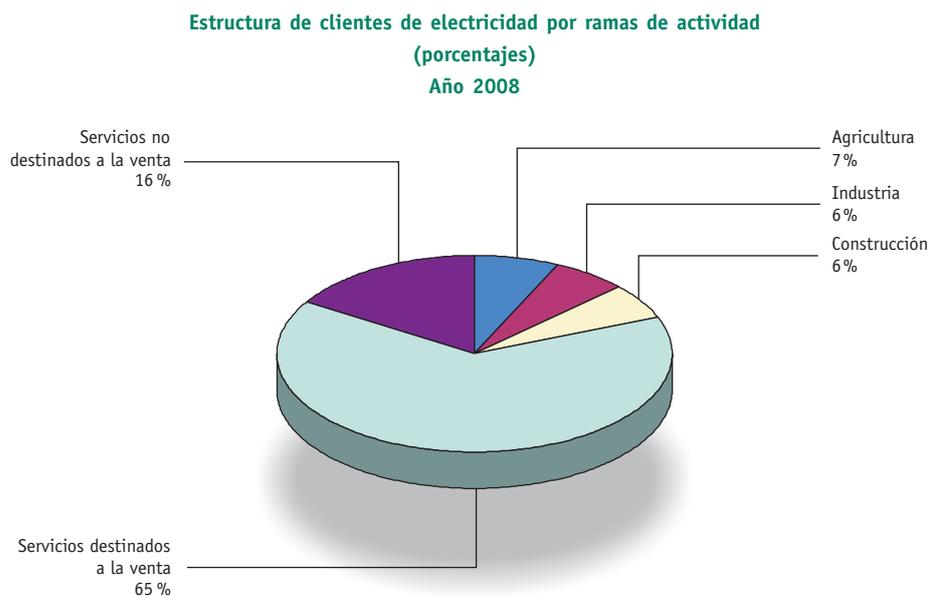
tanto no destinados como destinados a la venta, que, a su vez, representan el 80,60% de los clientes totales. Dentro de éstos la hostelería y el comercio y servicios suponen el 58,17% de los clientes y el 26,87% de la demanda de electricidad.

El cuadro 1.1.4 muestra que los mayores consumos *per capita* se dan en la industria pesada y en la energética. En estos sectores operan un número muy pequeño de empresas, que, además, suelen autoabastecerse parcialmente de electricidad. Un destacado ejemplo es el del sector de las refinerías de petróleo con un consumo total de 3.086,6 GWh, un 3,7% más de consumo que en 2007 y con 196 empresas, 8 empresas más que en el período anterior, (ha pasado de 15.828 MWh de media en 2007 a 15.748 MWh de media en 2008).

El sector de la construcción, de servicios destinados a la venta y agricultura, ganadería, silvicultura, caza y pesca, tienen el consumo medio *per capita* más bajo, siendo de 13,8, 23,1 y 22,4 MWh, respectivamente, por debajo incluso del promedio de todos los sectores, que se encuentra en 49,1 MWh. En la rama de los Servicios destinados a la venta, en comparación con la industria, el número de clientes es en general mucho más elevado, 2.603.079 frente a 260.762 en la industria. Su consumo es el 60% del consumo de la industria y su consumo medio es de 23,1 MWh frente a 384,1 MWh en la industria.

El total de la energía distribuida en los sectores económicos en 2008 asciende a 196.839.706 MWh, un 1,09% más que en 2007. Todos los sectores presentan crecimientos positivos del consumo excepto la industria que presenta en 2008 en relación al 2007 una disminución del 1,75%.

Gráfico 1.1.9. Clientes y energía por rama de actividad



Fuente: Estadística de Energía Eléctrica, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Año 2008.

Cuadro 1.1.4. Energía eléctrica distribuida por sectores económicos (*). Año 2008

	Clientes		Energía		
	Número	% sobre total clientes sectores productivos	MWh	% sobre total consumo sectores productivos	Energía por cliente MWh
Agricultura	269.363	6,72	6.027.900	3,06	22,4
1. Agricultura, Ganadería, Silvicultura, Caza y Pesca	269.363	6,72	6.027.900	3,06	22,4
Industria	260.762	6,51	100.148.561	50,88	384,1
2. Extracción y aglomeración de carbones	426	0,01	472.785	0,24	1.109,8
3. Extracción de petróleo y gas	321	0,01	78.832	0,04	245,6
4. Combustibles nucleares y otras energías	145	0,00	85.105	0,04	586,9
5. Coquerías	18	0,00	2.994	0,00	166,3
6. Refinerías de petróleo	196	0,00	3.086.579	1,57	15.747,9
7. Producción y distribución energía eléctrica	8.735	0,22	1.812.304	0,92	207,5
8. Fábricas de gas-distribución de gas	1.476	0,04	530.603	0,27	359,5
9. Minas y canteras (no energéticas)	2.404	0,06	1.376.766	0,70	572,7
10. Siderurgia y fundición	5.103	0,13	18.067.617	9,18	3.540,6
11. Metalurgia no férrea	2.572	0,06	10.608.648	5,39	4.124,7
12. Industria del vidrio	1.204	0,03	1.642.244	0,83	1.364,0
13. Cementos, cales y yesos	1.036	0,03	4.604.177	2,34	4.444,2
14. Otros materiales de la construcción (loza, porcelana, refractarios, etc.)	13.768	0,34	4.900.428	2,49	355,9
15. Química y petroquímica	5.829	0,15	11.587.426	5,89	1.987,9
16. Máquinas y transformados metálicos	51.497	1,29	6.897.027	3,50	133,9
17. Construcción y reparación naval	666	0,02	267.034	0,14	401,0
18. Const., vehíc., a motor, motocicletas y bicicletas	2.703	0,07	3.155.806	1,60	1.167,5
19. Construcción de otros medios de transporte	395	0,01	411.469	0,21	1.041,7
20. Alimentación, bebidas y tabaco	54.001	1,35	10.972.582	5,57	203,2
21. Ind. textil, confección, cuero y calzado	26.500	0,66	2.634.991	1,34	99,4
22. Ind. de madera y corcho (excepto fabricación de muebles)	29.472	0,74	2.166.186	1,10	73,5
23. Pastas papeleras, papel, cartón, manipulados	3.381	0,08	6.823.434	3,47	2.018,2
24. Artes gráficas y edición	12.775	0,32	1.234.474	0,63	96,6
25. Ind. caucho, materias plásticas y otras no especificadas	36.139	0,90	6.729.050	3,42	186,2
Construcción	247.045	6,17	3.402.004	1,73	13,8
26. Construcción y obras públicas	247.045	6,17	3.402.004	1,73	13,8
Servicios destinados a la venta	2.603.079	64,99	60.015.601	30,49	23,1
27. Transporte interurbano por FF.CC.	2.539	0,06	3.143.921	1,60	1.238,3
28. Transporte inter. por carretera (viaj. y mercanc.)	1.485	0,04	85.402	0,04	57,5
29. Otras empresas de transporte	268.917	6,71	3.901.213	1,98	14,5
30. Hostelería	382.948	9,56	13.816.227	7,02	36,1
31. Comercio y servicios	1.947.190	48,61	39.068.838	19,85	20,1
Servicios no destinados a la venta	625.232	15,61	27.245.640	13,84	43,6
32. Administración y otros servicios públicos	625.232	15,61	27.245.640	13,84	43,6
Total	4.005.481	100,00	196.839.706	100,00	49,1

(*) Incluye servicio público y autoproducción.

Fuente: Estadística de la Industria de Energía Eléctrica, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (año 2008).

1.1.4. Participación de la factura eléctrica en el gasto total de los hogares

Aunque no hay tarifas que, en sentido estricto, se puedan considerar de uso doméstico, las tarifas en baja tensión 2.0 (para suministros no superiores a 15 kW), 2.0 nocturna (2.0N) (para suministros no superiores a 15 kW) y 1.0 (para suministros inferiores o igual a 1 kW) han sido hasta el año 2007, las opciones tarifarias generalmente aplicadas a las economías domésticas. No obstante, en la facturación de estas tarifas se incluyen consumos eléctricos de usos distintos al doméstico, tales como el de los pequeños comercios y oficinas. En 2007 desapareció la tarifa 2.0 y aparecieron las tarifas 2.0.1 (para potencia contratada mayor de 1 kW y no superior a 2,5 kW), 2.0.2 (para potencia contratada mayor de 2,5 kW y no superior a 5 kW), 2.0.3 (para potencia contratada mayor de 5 kW y no superior a 10 kW) y 3.0.1 (potencia contratada mayor de 10 kW y no superior a 15 kW) sin discriminación horaria, así como estas mismas tarifas con discriminación horaria.

Se considera que la factura eléctrica de las tarifas 1.0, 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3 y 3.0.1 sin discriminación horaria, más las tarifas 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3, 3.0.1 y 2.0N con discriminación horaria son igualmente un buen indicador del gasto doméstico en electricidad. La facturación total de todas estas tarifas ascendió en 2008 a 9.694,7 millones de euros, lo que supone un 9,4% de incremento con respecto a la facturación en 2007 de las mismas tarifas.

Aunque, cabe destacar, que desde el 1 de enero de 2003 los consumidores domésticos pueden elegir suministrador por lo que, a partir de dicha fecha, existe un segmento de estos clientes, que no están sujetos a tarifa integral y de los que no se dispone datos de

importe monetario de dichas adquisiciones en el mercado. Únicamente existe estimación de que en 2004, 2005, 2006, 2007 y 2008 el porcentaje de la energía consumida en el mercado liberalizado, con respecto al mercado regulado, ha sido de 3%, 9%, 10%, 8% y 9% respectivamente.

El 1 de julio de 2009 desaparecen las tarifas integrales que venían aplicándose por los distribuidores a los consumidores que habían firmado contrato de suministro con un comercializador y se establece la Tarifa de último recurso (TUR) que es el precio regulado por el Gobierno para el suministro obligatorio a los clientes que no acuden al mercado. Se configura como una tarifa refugio y está reservada para los consumidores conectados en baja tensión que tienen una potencia contratada menor o igual a 10 kW.

El gráfico 1.1.10 presenta la evolución en el período 1996-2008, de los importes facturados en las tarifas «de uso doméstico» y del gasto total de los hogares.

Desde 2004 la explicación del descenso en la facturación de las tarifas eléctricas «de uso doméstico» se debe a este segmento de clientes domésticos que estaban incluidos hasta 2004 en régimen de tarifa y ahora están en mercado.

En el año 2008 las tarifas domésticas que más han contribuido a la recaudación por facturación son la tarifa 2.0.2, 2.0.3, 3.0.1 y 2.0.1 sin discriminación horaria con el 43,6%, el 29,6%, 9,6% y el 7,1% del total de facturación eléctrica de los hogares (4.223,6 millones de euros, 2.865,6 millones de euros, 926,2 millones de euros y 689,5 millones de euros respectivamente), seguida de la tarifa 2.0 N con un 4,5% (438,9 millones de euros).

Gráfico 1.1.10. La factura eléctrica y el gasto total de los hogares
(precios corrientes en millones de euros)



Nota: El Gasto total de los hogares en 2006, 2007 y 2008 están elaborados en base a una nueva Encuesta del INE. La Encuesta de Presupuestos Familiares (EPF) base 2006.

Fuente: INE y CNE.

En el año 2009 la facturación estimada¹⁵ de los abonados con potencia contratada menor o igual a 10 kW, tanto los que están acogidos a tarifa, integral hasta el 1 de julio y a TUR con posterioridad, como los que están en mercado, ascendió a 10.272 millones de euros, lo que representó un aumento del 11,04% respecto a la facturación de estos abonados en 2008. De esta facturación global de 10.272 millones de euros, la correspondiente a abonados con tarifa ascendió a 4.689 millones de euros lo que representó un 44,6% menos respecto a 2008.

La evolución del gasto total de los hogares ha pasado de 191.538 millones de euros en 1996 a 363.020 millones de euros en 2005¹⁶, es decir, con un crecimiento medio

acumulativo del 7,4%. La facturación eléctrica de los hogares ha pasado de 5.481 millones de euros en 1996 a 7.264 millones de euros en 2005. Es decir, entre los dos años ha habido un crecimiento medio acumulativo del 3,2%; son tasas de crecimiento inferiores a las del gasto total de los hogares.

(ECPF) base 1997, con carácter trimestral, en donde se recogía el gasto que los hogares residentes en España realizaban en los diferentes bienes y servicios destinados al consumo. El INE ha implantado en 2006 una nueva Encuesta de Presupuestos Familiares (EPF) base 2006 que sustituye a la ECPF. Los primeros resultados de esta encuesta son para el año 2006 y se han publicado en diciembre 2007, los segundos resultados son para el año 2007 y se han publicado en diciembre de 2008. La EPF suministra información anual sobre la naturaleza y destino de los gastos de consumo, así como sobre diversas características relativas a las condiciones de vida de los hogares. El tamaño de la muestra es de aproximadamente 24.000 hogares al año. Cada hogar permanece en la muestra dos años consecutivos, renovándose cada año la mitad de la muestra. En el año 2007 se han incorporado a la EPF algunas mejoras en el proceso de recogida de la información, así como ajustes metodológicos en la estimación del gasto. Estos cambios mejoran considerablemente la precisión de la Encuesta y conllevan la necesidad de revisar los resultados publicados para el año 2006. El dato revisado de 2006 es de 484.572 M€.

¹⁵ En el año 2009 el precio medio aplicado a los consumidores con potencia contratada inferior o igual a 10 kW es de 13,61 c€/kWh en base a :

- Hasta junio de 2009, el precio medio aplicable a los consumidores acogidos a tarifas integrales,
- A partir de julio de 2009, precio medio resultante de aplicar las TUR vigente a los consumidores con derecho a acogerse a las mismas.

¹⁶ Desde 1997 hasta 2005 el Instituto Nacional de Estadística ha publicado la Encuesta Continua de Presupuestos Familiares

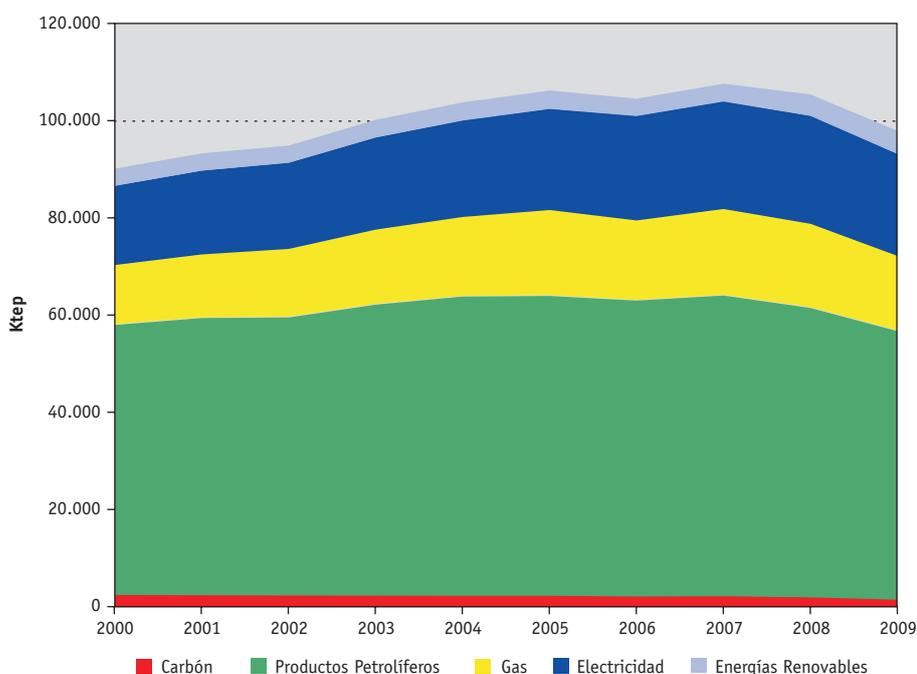
Según los datos de la nueva Encuesta de Presupuestos Familiares (EPF), base 2006, que sustituye a la Encuesta Continúa de Presupuestos Familiares (ECPF), base 1997, el dato del gasto total de los hogares en 2008, que es el tercer dato disponible según la nueva Encuesta, es de 534.941 millones de euros, que respecto al año 2007 supone un incremento del 2,7%, (7,5% en 2007 respecto a 2006); si se elimina el efecto de la inflación, la tasa de variación de este gasto se situó en -1,4%, (4,4% en 2007 respecto a 2006). La facturación del consumo de los abonados domésticos en el mercado regulado en 2008 fue, como se ha mencionado, de 9.695 millones de euros, lo que supuso un incremento del 9,5% (un 12% en 2007 con respecto a 2006); son tasas de crecimiento superiores a las del gasto total de los hogares.

Los citados aumentos de la facturación por el consumo de electricidad de los abonados domésticos en 2008 y 2007, han sido consecuencia de disminuciones del consumo del 0,12% y de aumento de las tarifas del 9,57% en el año 2008 (aumentos del 7,85% y del 3,84% son las correspondientes tasas en el año 2007).

1.1.5. Participación de la electricidad en el balance energético

En el gráfico 1.1.11 está representada la evolución del consumo de energía final en el período 2000-2009, según las Estadísticas y Balances Energéticos (Libro de la Energía en España) del Ministerio de Industria,

Gráfico 1.1.11. Evolución del consumo de energía final



Nota: Los datos de 2008 y 2009 son provisionales. Fuente: Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Estadísticas y Balances Energéticos.

Turismo y Comercio (MITyC). Durante 2009¹⁷, la energía eléctrica utilizada como energía final, 20.989 ktep, representó el 21,4% del total de la energía final, 98.107 ktep.

Las otras energías finales consumidas fueron los productos petrolíferos, 55.302 ktep (un 56,4%), el gas, 15.462 ktep (un 15,8%), el carbón 1.608 ktep (un 1,6%) y las energías renovables, 4.746 ktep (un 4,8%).

El gas ha sido la energía que ha mostrado un mayor crecimiento en el período, pasando de 12.292 ktep en 2000 a 17.628 ktep en 2005, presentando una tasa de crecimiento del 7,9% en 2005. En 2006, esta fuente de energía desciende un 6,8% (hasta los 16.430 ktep), rompiendo la anterior trayectoria creciente. En 2007 retoma la tendencia creciente y aumenta un 8,1%. En 2008, al igual que ocurre con el carbón y los productos petrolíferos, desciende su consumo; en particular el gas natural desciende un 2,8%. En 2009 presenta una disminución más pronunciada, el 10,4%. Las otras energías, con excepción de las energías renovables, también presentan tasas de disminución más acusadas. La electricidad presenta en 2008 un aumento del 0,4% y en 2009 presenta una disminución del 5,7%.

La electricidad es la segunda energía final con mayor ritmo de crecimiento.

Los productos petrolíferos registraron en 2008, con respecto a 2007, un descenso de un 3,8%, mientras que el carbón presentó una disminución del 10,2%. Las variaciones en el año 2009 con respecto al 2008 son del -7,2% y -22,7%, respectivamente.

El consumo de energías renovables presenta en 2009 con respecto a 2008 una variación positiva, a diferencia de las otras energías, del 7,1%.

Desde el 2000 hasta el 2004 el consumo de carbón ha registrado tasas de variación negativas. En 2006, el carbón continúa con su trayectoria decreciente, registrando por primera vez, un valor por debajo de los 2.300 ktep. En 2008 hay una disminución importante, del 10,2%. En 2009 la disminución es del 22,7%.

La evolución del consumo total de energía final ha sido creciente durante el período (2000-2005) con un crecimiento medio anual acumulativo del 3,3% anual. En 2005 presenta una variación positiva de 0,8%. En 2006 descendió el consumo total de energía final respecto a 2005 en un 1,6%, aunque posteriormente en 2007 volvió a aumentar un 2,9%. En 2008 y 2009 presenta disminuciones del 2,1% y 7,1%, respectivamente.

La evolución del balance energético en el período 2000-2009 ha permitido que tanto el gas como la electricidad y las energías renovables hayan ganado posiciones en detrimento del resto de las otras energías finales, 2,2 puntos porcentuales en el gas, 3,3 puntos porcentuales en la electricidad y 0,9 puntos porcentuales las energías renovables. Los productos petrolíferos y el carbón disminuyen su participación 5,2 puntos porcentuales y 1,2 puntos porcentuales, respectivamente.

En el año 2009, la electricidad se utilizó 1,4 veces más que el gas y 13,1 veces más que el carbón. Los productos petrolíferos constituyen la energía final más empleada en España, representando su consumo 2,6 veces el de la electricidad.

En el período 2000-2009, la evolución del consumo final de energía ha sido creciente para la electricidad, gas y energías renovables, con crecimientos en tasas

¹⁷ Datos provisionales de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

medias acumulativas del 2,8%, 2,6% y del 3,3%, por encima del consumo total de energía final, que crecía a un 0,9%. Los productos petrolíferos y el carbón tuvieron, en el mismo período tasa anual media acumulativa de disminución del 0,1% y 5,0%, respectivamente. Si no consideramos la evolución del consumo de las energías finales en los años 2008 y 2009, la electricidad, el gas natural, las energías renovables y el petróleo presentan tasas medias anuales acumulativas de crecimiento del 4,5%, 5,4%, 0,5% y 1,5% respectivamente. El carbón disminuye a una tasa del 1,3%.

1.2. El sector eléctrico y la inversión

El gráfico 1.2.1 presenta, para el período 2000–2009, la evolución de la inversión (gasto en adquisición de inmovilizado material e inmaterial), realizada por los principales grupos empresariales eléctricos¹⁸, y de la Formación Bruta de Capital Fijo (FBCF) del total de la economía¹⁹.

¹⁸ Fuente: Cuentas consolidadas. Estados consolidados de Flujos de efectivo.

¹⁹ Fuente: Instituto Nacional de Estadística

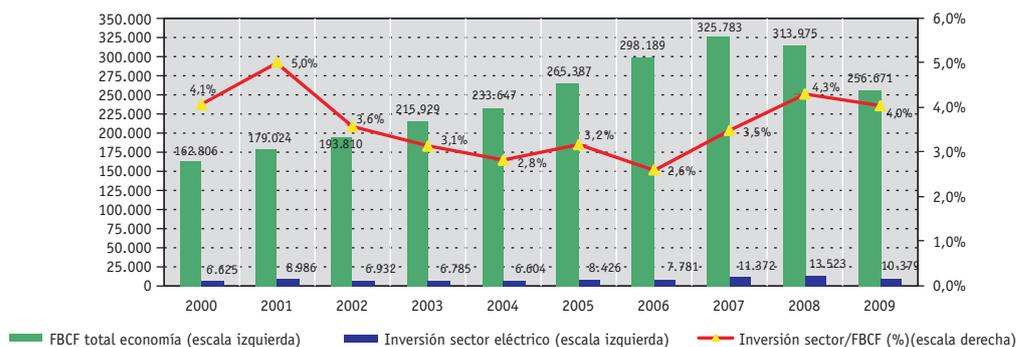
La participación porcentual del sector eléctrico en la FBCF ha tenido varios períodos. Presenta un máximo del 5,0% en 2001 y disminuye a continuación, registrando un 2,8% en 2004. En 2005 cambia la tendencia decreciente que registraba en los tres años anteriores con un aumento de 4 décimas respecto al ejercicio anterior. En 2006, la participación desciende nuevamente al 2,6% y a partir de entonces comienza a crecer alcanzando en 2008 el 4,3%. En 2009 se sitúa en el 4,0%.

Las inversiones en inmovilizado material e inmaterial realizadas en 2009 por los principales grupos eléctricos²⁰

²⁰ Hasta el año 2009 se ha considerado cinco principales grupos eléctricos, Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocarbónico y Red Eléctrica. En el año 2009, como consecuencia de la adquisición de Unión Fenosa por Gas Natural finalizada formalmente en septiembre de 2009 las últimas cuentas publicadas de Unión Fenosa son las del primer trimestre de 2009. Gas Natural incorpora en su Estado de Flujos de efectivo consolidado correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009 las operaciones de Unión Fenosa desde el 30 de abril de 2009. En dicho Estado de Flujos de efectivo consolidado no se reflejan por segmentos los flujos de inversión.

Dada la elevada cuantía de las inversiones realizadas por Unión Fenosa en los últimos cinco años, su no consideración en el agregado del sector eléctrico tendría

Gráfico 1.2.1. Evolución de la FBCF de la economía y de la inversión de los principales grupos eléctricos, a precios constantes, y participación porcentual de la inversión de ese sector en la FBCF



Fuente: INE y Cuentas anuales consolidadas.

ascienden a 10.379 millones de euros, una disminución del 23,3% con respecto a 2008 (en 2008 con respecto a 2007 se había producido un aumento del 18,9%).

En valores absolutos, la FBCF de la economía española en 2009 con respecto a 2008 ha disminuído en 57.304 millones de euros registrando un valor de 313.975 millones de euros en 2008 y de 256.671 millones de euros en 2009. En 2008, con respecto a 2007, presentó una disminución de 11.808 millones de euros. En el período 2000-2009 ha habido un crecimiento de 93.865 millones de euros, lo que supone una tasa de crecimiento media acumulativa para el período analizado de un 5,2%.

un impacto importante. Se ha efectuado el supuesto de que Gas Natural continuaría en 2009 la política de inversiones de Unión Fenosa y que mantendría en dicho año 2009 el porcentaje que las inversiones de Unión Fenosa han supuesto en el total del agregado del sector eléctrico considerado en 2008, un 8%, lo que equivale a 830 millones de euros.

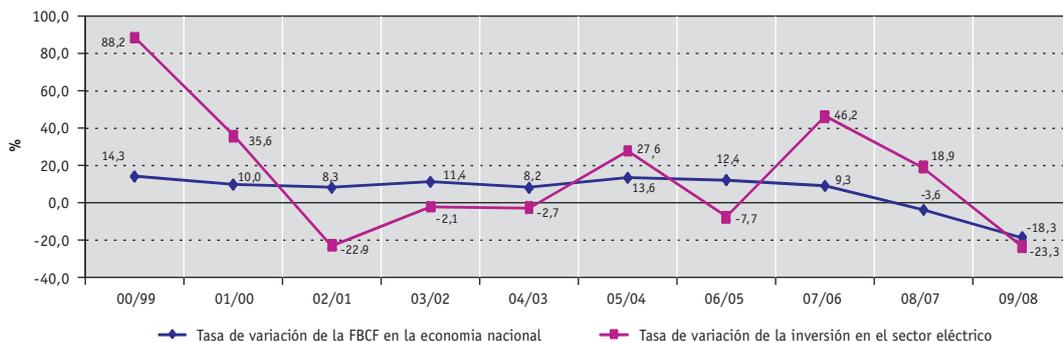
Las inversiones materiales e inmateriales en 2009 de los otros grupos eléctricos que se obtienen de sus Estados Consolidados de Flujos de Efectivo son: Endesa, 3.224,0 millones de euros; Iberdrola, 5.152,6 millones de euros; Hidrocantábrico, 417,1 millones de euros y Red Eléctrica 754,7 millones de euros.

Por su parte, la inversión en inmovilizado material e inmaterial del agregado del sector eléctrico considerado, ha pasado de 6.665 millones de euros en 2000 a 10.379 millones de euros en 2009 (considerando la hipótesis de inversión en activos eléctricos de Gas Natural), lo que supone una tasa de crecimiento media acumulativa para el período de un 5,1%, ritmo de crecimiento similar al que presenta la FBCF.

Las empresas asociadas a UNESA han invertido durante el ejercicio 2009 un total de 5.630 millones de euros en activos materiales relacionados con las actividades eléctricas nacionales, un 19% menos que en 2008 (en 2008 se había producido un aumento del 5,8%). El 50,6% de las inversiones, 2.850 millones de euros, un 34,3% menos que en 2008, se han dedicado básicamente a la actividad de generación, y el resto, 2.780 millones de euros, un 6,5% más que en 2008, han sido destinadas a mejorar y extender las redes de distribución.

En el gráfico 1.2.2 se observa la evolución de las tasas de variación, respecto al año anterior, de la FBCF en la economía nacional, así como de la variación de la inversión de inmovilizado en el sector eléctrico, en el período 2000-2009.

Gráfico 1.2.2. Tasas de variación de la FBCF en el total de la economía, y de la inversión en el sector eléctrico



Fuente: INE y Cuentas anuales consolidadas.

En dicho gráfico se muestra cómo en los años 2000 y 2001 la tasa de variación de la inversión por el agregado del sector eléctrico considerado resultó notoriamente más alta que la tasa de variación de la FBCF en la economía nacional. Sin embargo, de 2002 a 2004 la tasa de variación del citado agregado fue negativa, volviendo a ser positiva en 2005. En 2006 la tasa de variación de la inversión en el sector eléctrico vuelve a ser negativa. En 2007 dicha tasa de crecimiento es muy alta, el 46%. En 2008, mientras que la FBCF presentó por primera vez en el período analizado una variación negativa, del 3,6%, la inversión del agregado considerado presenta un crecimiento del 18,9%. En 2009, ambas magnitudes disminuyen, el 18,3 % en el primer caso y el 23,3% en el segundo²¹.

²¹ Diferenciando por grupos, Endesa e Iberdrola disminuyen sus inversiones en 22,4% y 31,1% respectivamente

1.3. El sector eléctrico y el sector exterior

El cuadro 1.3.1 muestra las importaciones y exportaciones de electricidad de 2000 a 2009, en relación con el comercio exterior energético y el comercio total de bienes. Se observa la escasa participación del saldo de electricidad en el conjunto de bienes intercambiados con el resto del mundo (2,64 por mil sobre las exportaciones y el 1.37 por mil de las importaciones, en 2009).

vamente e Hidrocantábrico y Red Eléctrica aumentan sus inversiones en un 49,2% y 52,1% respectivamente.

Considerando sólo estos cuatro grupos eléctricos tanto en 2008 como en 2009, el total de sus inversiones en activos materiales e inmateriales disminuye un 23,1% en 2009 con respecto a 2008.

Cuadro 1.3.1. Evolución de las importaciones y exportaciones totales y de electricidad (millones de euros)

Año	Importaciones a precios corrientes						Exportaciones a precios corrientes					
	Total	Total Sector Energético	Total Electricidad	Tasas de variación (%)	Electricidad sobre total importaciones (tanto por mil)	Electricidad sobre total energético (tanto por mil)	Total	Total Sector Energético	Total Electricidad	Tasas de variación (%)	Electricidad sobre total Exportaciones (tanto por mil)	Electricidad sobre total energético (tanto por mil)
2000	169.468	20.433	117	-27,90	0,70	5,71	124.177	4.573	124	90,35	0,93	25,02
2001	173.210	19.387	215	83,93	1,21	10,85	129.771	3.763	109	-12,15	0,82	28,25
2002	175.268	18.968	242	12,58	1,38	12,75	133.268	3.474	112	2,20	0,83	34,82
2003	185.114	19.185	252	4,10	1,36	13,11	138.119	4.219	239	113,71	1,73	56,53
2004	208.411	23.337	364	44,59	1,75	15,59	146.925	5.562	513	114,97	3,49	92,18
2005	232.955	32.717	502	37,96	2,15	15,34	155.005	6.737	417	-18,59	2,69	61,96
2006	262.687	41.239	268	-46,70	1,02	6,49	170.439	7.845	222	-46,79	1,30	28,31
2007	285.038	42.548	301	12,49	1,06	7,07	185.023	8.733	354	59,16	1,91	40,48
2008	283.388	55.042	481	59,85	1,70	8,74	189.228	12.374	887	150,92	4,69	71,68
2009 (p)	208.437	33.819	286	-40,54	1,37	8,46	158.254	7.129	417	-52,99	2,64	58,49

(p) Datos provisionales.

Fuente: Departamento de Aduanas (Estadísticas de Comercio Exterior).

Las exportaciones e importaciones totales han presentado en 2009 una debacle histórica debido a que la crisis económica ha dado lugar a una notable contracción de los flujos comerciales.

Así, las exportaciones totales han disminuido un 16,37% en 2009. Por primera vez en el período analizado las exportaciones presenta una tasa de crecimiento negativa.

Las importaciones disminuyeron en 2009 a una tasa mayor, el 26,45% (ya en el año 2008 se registró una ligera disminución de las importaciones con respecto al 2007, el 0,58%). Son estos incrementos negativos los únicos en el período analizado.

Las importaciones totales alcanzaron 208.437 millones de euros y las exportaciones 158.254 millones de euros. El déficit comercial en 2009 es de 50.183 millones de euros, disminuyendo un 46,70% en relación a 2008 (en el año 2008 el déficit comercial disminuía un 5,85% respecto a 2007).

El déficit exterior de productos energéticos que, exceptuando en los años 2001, 2002 y 2003 con ligeras disminuciones, tiene una tendencia creciente en el período analizado, disminuye en una tasa elevada en el año 2009, 37,5%.

Las importaciones energéticas españolas han registrado en 2009 una disminución considerable de un 38,56% (un aumento del 29,37% en 2008). Las exportaciones energéticas disminuyeron a una tasa similar un 42,39% (un aumento del 41,7% en 2008). Las importaciones y exportaciones energéticas alcanzaron en 2009 los 33.819 y 7.129 millones de euros, respectivamente. Por tanto, la diferencia entre importaciones y exportaciones alcanzó los 26.690 millones de euros (42.668 millones de euros en 2008), un 37,5% menos.

Respecto a los intercambios exteriores de energía, en 2009 la electricidad supuso un 8,46 y un 58,49 por mil de las importaciones y exportaciones energéticas, respectivamente.

En 2009 destacan las tasas elevadas de disminución tanto de las exportaciones de electricidad como de las importaciones de electricidad. Las exportaciones de electricidad han disminuido un 52,99% con respecto al ejercicio anterior. Las importaciones han disminuido a una tasa del 40,54%.

Durante el período 2000-2005, salvo para el año 2000, las tasas de crecimiento anuales de las importaciones de electricidad han sido positivas. Esta tendencia se rompió en 2006, con una fuerte caída, situándose en niveles semejantes a 2003, aunque en 2007 y 2008 se vuelve a tasas de crecimiento positivas del 12,49% y 59,85%, respectivamente. En 2009 se retrocede a niveles de importación de electricidad similares a los presentados en 2003.

Las exportaciones han registrado en el período analizado una evolución más irregular que las importaciones. Así en 2001, 2005 y 2006 se registran tasas de crecimiento negativas. Las exportaciones de electricidad en el año 2009 suponen algo menos del 50% de las correspondientes en 2008.

En 2009, el valor de las exportaciones de electricidad resultó superior al valor de las importaciones de electricidad en 131 millones de euros (406 millones de euros en 2008).

En los gráficos 1.3.1 y 1.3.2, se representa la distribución de las importaciones y exportaciones de energía eléctrica de España en 2009 por países.

Gráfico 1.3.1. Distribución de la importación de energía eléctrica de España en 2009

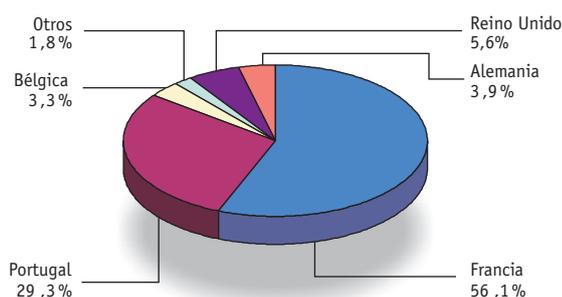
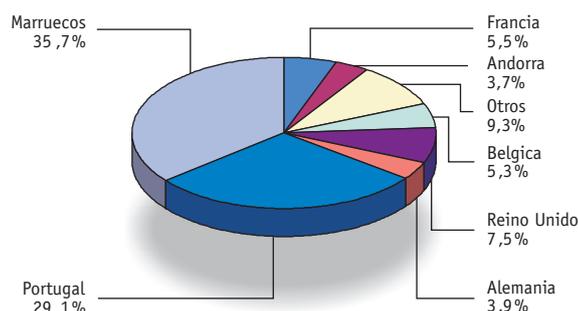


Gráfico 1.3.2. Distribución de la exportación de energía eléctrica de España en 2009



Fuente: Departamento de Aduanas (Estadísticas de Comercio Exterior).

En 2009, España tuvo niveles importantes de disminución de las importaciones y exportaciones de electricidad. Continuó importando energía eléctrica principalmente de dos países, Francia y Portugal, con una participación del 56% y 29%, respectivamente. En relación a 2008, Francia aumenta 16 puntos porcentuales y Portugal disminuye 2,5 puntos porcentuales.

También Marruecos y Portugal continuaron siendo los principales países a los que se dirigió la exportación de energía eléctrica; Marruecos con un 36% y Portugal con un 29%. En relación a 2008, Marruecos aumenta 10 puntos porcentuales y Portugal disminuye 9 puntos porcentuales.

1.4. Escenario bursátil del sector eléctrico

Según el “Informe de Mercado de 2009 de Bolsas y Mercados Españoles”²², el conjunto de medidas extraordinarias tomadas de manera generalizada por los gobiernos de todo el mundo para impulsar la demanda y apo-

yar al sistema financiero y el sorprendente dinamismo y resistencia mostrado por las economías denominadas emergentes han conseguido la progresiva estabilización de las condiciones financieras y la situación macroeconómica general.

Así, según las proyecciones económicas de la OCDE de noviembre de 2009 para 2010 y 2011 hay una mejora significativa del PIB de Estados Unidos, Japón, Eurozona y OCDE en relación a 2009. Así, para los años 2009, 2010 y 2011 la evolución del PIB es de -2,5%, 2,5% y 2,8% en el caso de Estados Unidos; del -5,3%, 1,8% y 2% en el caso de Japón; -4%, 0,9% y 1,7% para la Eurozona y del -3,5%, 1,9% y 2,5% para la OCDE. El comercio mundial pasaría del -12,5% en el año 2009 al 6% y 7,7% en 2010 y 2011, respectivamente. Los tipos de interés a 3 meses en 2010 para Estados Unidos, Japón y Eurozona serían menores a los de 2009 y se elevarían ligeramente en 2011 en Estados Unidos y en la Eurozona y en Japón disminuirían. Otros indicadores económicos como el nivel de paro y el déficit público, tienen valores no muy diferentes a los previstos para 2009; estos tardarán más tiempo en

²² Fuente: Informe de Mercado 2009. BOLSAS Y MERCADOS ESPAÑOLES (BME)

corregirse hasta niveles consistentes con un crecimiento económico saludable.

También las previsiones en el otoño de 2009 de la Comisión Europea sobre la evolución del PIB en países y áreas económicas de peso mejoran sensiblemente a las que había publicado en la primavera de ese año.

Sin embargo son aún leves las señales de recuperación de las economías y, según los expertos, deben mantenerse los estímulos fiscales.

Las bolsas han recogido con avances significativos de las cotizaciones el cambio de escenario. En 8 meses, desde febrero de 2009 en el que se presentó el mínimo hasta octubre de 2009, se ha recuperado casi el 50% de los 34 billones de valor de las bolsas (capitalización de las bolsas incluidas en la Federación internacional (WFE)), que se destruyeron en 15 meses, desde octubre 2007, valor máximo histórico, a febrero 2009, según recoge el mencionado Informe de Mercado.

En todas las bolsas de economías desarrolladas²³, la recuperación de los índices en 2009 ha sido superior al 15% hasta noviembre con excepción del Nikkei japonés (+6%) y del FTSE MIB italiano (+13%). El Índice General de la Bolsa de Madrid alcanza el máximo con un 24,5% no habiendo sido la bolsa que más reflejó la crisis con una disminución del indicador en 2008 del -40,56% frente a los mayores descensos presentados por el Stoxx 50, el -44,28%; el MIB, el -48,66%; el CAC-40, el -42,68%; el Nikkei el -42,12% y el Eurofirst 300, -44,78%.

Para los mismos períodos, es decir, desde el 31 de diciembre de 2008 a 30 de noviembre de 2009, el Ibx 35

aumenta un 26,63%, habiendo presentado en el ejercicio 2008 una disminución del 39,43%.

La explicación de este comportamiento diferencial del indicador bursátil español radica en las características del grupo de compañías que configuran el núcleo de la Bolsa española, compañías con liderazgo internacional cuya facturación se realiza ya en buena medida en mercados exteriores. Así, durante 2009, las compañías del Ibx 35 han aprovechado su exposición a algunas de las principales tendencias mundiales que han marcado la evolución de las bolsas: la favorable evolución de los mercados emergentes entre los cuales los países latinoamericanos han tenido un comportamiento destacado o la recuperación del sector financiero.

Pero, aunque el ejercicio 2009 cerrará con una cifra de caída del PIB similar a la del conjunto del área euro, saldremos de la recesión más tarde y con menos brillantez que otros países cuyos indicadores bursátiles han tenido una rentabilidad peor. La razón es que compartimos muchos rasgos de la crisis que tienen el resto de las economías desarrolladas pero en nuestro caso además se ha producido el desplome de un sector básico de nuestra actividad en los últimos años, el sector de la construcción, y será necesario corregir el fuerte ajuste de nuestro mercado laboral. Además es necesario reestructurar el sector financiero y corregir el creciente déficit público.

A continuación se analiza, a partir del mencionado Informe de Mercado, cuáles han sido los aspectos más relevantes de la Bolsa española en el pasado ejercicio 2009.

La bolsa como proveedora de liquidez se ha visto reforzada en el ejercicio 2009 al igual que lo fue en 2008. Con datos hasta noviembre de 2009, tres valores de la Bolsa española figuran, un año más, entre los cinco más líquidos del área euro: Santander, Telefónica y

²³ Dow Jones, Nikkei, FT-100, CAC-40, MIB, DAX, Madrid, Stoxx 50, Eurofirst 300

BBVA, tomando como referencia el índice paneuropeo Euro-Stoxx 50. En el puesto 9 figura Iberdrola, mientras Repsol ocupa el puesto 22.

La capitalización del mercado español ha vuelto a superar el billón de euros en septiembre de 2009, 11 meses después de perder esta cifra como consecuencia de la crisis. A cierre de noviembre, el valor de mercado conjunto de las compañías cotizadas asciende a 1,06 billones de euros, con un aumento superior a los 270.000 millones que se concentra con especial intensidad en el sector que incluye los bancos.

La recuperación de los mercados bursátiles y la restricción crediticia derivada de la crisis del sistema financiero ha hecho que más empresas miren a la bolsa como instrumento de financiación atractivo. En el año 2009 las compañías cotizadas han ampliado capital por un equivalente monetario de 12.363,35 millones de euros. En el año 2008 las ampliaciones de capital ascendieron a 16.601,76 millones de euros, cifra muy inferior al máximo presentado en el año 2007, de 60.293,44 millones de euros.

El sector petróleo y energía es el que ha tenido mayor protagonismo, con un volumen efectivo de 5.201,59 millones de euros. En este sector Gas Natural ha presentado la mayor ampliación del año y la cuarta mayor ampliación con desembolso en efectivo desde enero de 1993 realizada en la bolsa española. Ha captado fondos por importe de 3.500 millones de euros mediante la emisión de 447.776.028 acciones con desembolso en efectivo y cuyos derechos han sido negociados en el mercado. El objetivo de dicha ampliación ha sido el reforzar y optimizar la estructura financiera de la compañía, y el importe neto se ha destinado a financiar parte de la OPA sobre las acciones de Unión Fenosa. También ha emitido 26.204.895 acciones con contrapartida no monetaria que han sido utilizadas como medio de pago en la absorción de Unión Fenosa y han sido entregadas

a los accionistas minoritarios de la eléctrica una vez resuelta la OPA.

En el mismo sector petróleo y energía ha habido otra importante ampliación de capital (sin negociación de derechos de suscripción) que ha sido protagonizada por Iberdrola que el 17 de junio de 2009, y que captó recursos por un importe final de 1.325 millones de euros. El propósito de la ampliación ha sido el fortalecer el balance de la compañía.

En importancia respecto al volumen de ampliaciones de capital al sector petróleo y energía le sigue el sector servicios financieros e inmobiliarios, con ampliaciones de capital por un importe de 3.256,78 millones de euros, y el Sector materiales básicos, industria y construcción, con ampliaciones por un importe de 1.764,12 millones de euros.

Las OPAs presentadas han sido escasas. En los once primeros meses de 2009 se han desarrollado 4 operaciones, todas ellas resueltas positivamente. Ninguna ha tenido carácter hostil y en todos los casos la contraprestación ofrecida ha sido monetaria. En conjunto han movido más de 7.000 millones de euros.

La mayor operación ha sido protagonizada por dos compañías energéticas: Gas Natural y Unión Fenosa. Ha sido una OPA de carácter obligatorio, por el hecho de haber alcanzado Gas Natural una participación del 50,02% en el capital de Unión Fenosa al adquirir el 45,3% que ACS tenía en Unión Fenosa.

Tras esta adquisición, Gas Natural formuló una OPA sobre las acciones de la eléctrica que no poseía. Supuso un desembolso de 5.700 millones de euros y la participación de Gas Natural en la eléctrica se elevó hasta el 85%. Después se ha llevado a cabo la fusión por absorción de la eléctrica por Gas Natural con lo que

las acciones de Unión Fenosa dejan de cotizar en bolsa el día 7 de septiembre de 2009.

Los resultados atribuidos al accionista mayoritario de las compañías cotizadas en el año 2009 y en el año 2008 se elevaron a 40.870,44 y 39.487,61 millones de euros, respectivamente, lo que representa un variación de +3,50%. En el año 2008 con respecto a 2007 la variación fue del -26.20%.

Si extraemos del análisis los resultados del subsector inmobiliarias, que han presentado menores pérdidas en el año 2009, de 2.531,75 millones de euros, frente a 8.717,48 millones de euros en 2008; y del subsector construcción, que presentó una notable mejora de los resultados en 2009, 4.062,61 millones de euros, en relación a los de 2008, 1.644, 53 millones de euros; el resultado total en 2009 asciende a 39.338,6 y el de 2008 se cifra en 46.560,17 lo que supone una reducción del 15,51%.

Mientras que en el año 2008 todos los sectores exceptuando el sector de petróleo y gas tiene resultados negativos, llegando en algunos sectores como el de materiales básicos y construcción y el de servicios financieros e inmobiliarios a presentar una contracción de más del 50%; en el 2009 se presentan variaciones elevadas tanto negativas como positivas.

La variación del 2008 sobre el 2007 en el sector petróleo y gas ha sido del 37,88% y del 2009 con respecto al 2008 ha sido del -29.92%²⁴. Dentro de este sector los subsectores petróleo, electricidad y gas, agua y otros y

energías renovables presentarían variaciones en el 2009 respecto a 2008 del -31,67%, -30,55%, -29,11% y más 3,76%, respectivamente.

Las grandes empresas, considerando como tales aquellas que integran el Ibex 35, han ganado 33.500 millones de euros, con un retroceso del 16% respecto a septiembre de 2008.

En cuanto a adquisiciones, el sector energético no ha presentado ninguna operación importante. Las mayores operaciones son adquisiciones en el exterior realizadas por los bancos Santander y BBVA y por Telefónica.

La retribución al accionista en el año 2009 ha sido elevada en un entorno de crisis y de reducción de beneficios lo cual ha sido un factor clave en el retorno de la confianza a los mercados bursátiles durante 2009.

Desde el 1 de enero a 30 de noviembre de 2009 las empresas que cotizan en la bolsa española han pagado a sus accionistas 30.987 millones de euros en concepto de dividendos y devolución de primas de emisión, el 14,21% más que en el mismo período de 2008. Superando las cifras presentadas en los años previos de esta década.

El incremento del 14,21% se debe en gran medida a los 4.556 millones de euros que Endesa abonó como dividendo extraordinario en el mes de marzo, poco antes del acuerdo entre Enel y Acciona por el que la constructora española vendía su participación en Endesa a la eléctrica italiana. Sin el efecto Endesa, la retribución global al accionista en 2009, hasta noviembre, sería un 7,6% menor a la retribución realizada en el mismo período del año anterior.

El conjunto del sector petróleo y energía ha retribuido al accionista con 11.405,7 millones de euros, un 98,4%

²⁴ Para los otros sectores estas cifras son las siguientes: sector de materiales básicos industria y construcción -59,66% y 76,69%; sector bienes de consumo, -18,6% y -5,39%; sector servicios de consumo -32,36% y -55,86%; sector servicios financieros e inmobiliarios, -52,79% y 42,27% y finalmente sector tecnología y telecomunicaciones, -14,03% y 2,14%.

más en relación al año 2008. Si descontamos el referido dividendo extraordinario de Endesa la variación es del 17,74%.

El ratio *pay-out* o porcentaje de los beneficios netos obtenidos por las empresas que se han destinado a los accionistas en concepto de dividendos, ha alcanzado el 55,43% para el último ejercicio cerrado, el de 2008, alcanzando un valor superior a 50 por primera vez desde que se realiza su cálculo. Dicho ratio es superior en más de diez puntos al de 2007. Destaca el aumento del ratio

pay-out en dos sectores, el de tecnología y telecomunicaciones y el de petróleo y energía en 20 y 19 puntos, respectivamente.

A continuación se presentan en el cuadro 1.4.1 las cotizaciones de los principales grupos eléctricos cotizados en la Bolsa de Madrid en el último día de cotización del año para el período 2000-2009, salvo el caso de Hidrocontábrico que dejó de cotizar en junio de 2002 y de Unión Fenosa que dejó de cotizar en bolsa el 7 de septiembre de 2009 al ser absorbida por Gas Natural.

**Cuadro 1.4.1. Cotizaciones de los principales grupos eléctricos
(Último precio de cada año en euros)**

	1990	1991	1992	1993	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Endesa	3,26	4,36	5,57	10,22	18,15	17,57	11,15	15,25	17,29	22,22	35,83	36,35	28,60	23,945
Iberdrola (*)	1,29	1,37	1,22	1,61	3,34	3,65	3,34	3,92	4,67	5,77	8,28	10,40	6,54	6,67
Unión Fenosa (**)	1,05	1,15	0,84	1,20	6,52	6,06	4,18	4,96	6,45	10,48	12,50	15,40	17,73	—
Hidrocontábrico (***)	8,52	10,88	11,72	26,14	19,9	26,5	—	—	—	—	—	—	—	—
REE (****)					10,05	10,45	9,64	13,00	16,50	26,16	32,49	43,24	36,00	38,82

(*) Iberdrola realiza un split 4×1 el 8/10/2007. Los datos están homogeneizados.

(**) Unión Fenosa realiza un split 3×1 el 14/07/2008. Los datos están homogeneizados. Unión Fenosa deja de cotizar en Bolsa el 7 de septiembre de 2009.

(***) Hidrocontábrico en la segunda mitad del 2002 deja de cotizar en bolsa.

(****) El 1 de julio de 2008 se formaliza notarialmente el que Red Eléctrica de España, S.A. pasase a denominarse Red Eléctrica Corporación, S.A. que se convierte en la sociedad matriz y cotizada del grupo. La filial constituida para agrupar las actividades reguladas, Red Eléctrica de España TSO, SLU, pasa a denominarse Red Eléctrica de España, S.A.U.

Fuente: Bolsa de Madrid e Informes anuales.

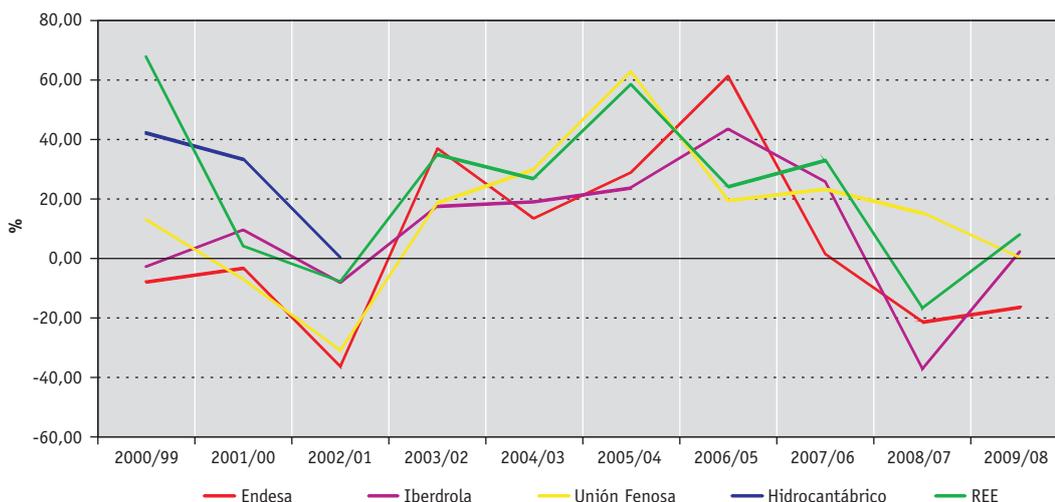
Cuadro 1.4.2. Variación Interanual en porcentaje

	2000/99	2001/00	2002/01	2003/02	2004/03	2005/04	2006/05	2007/06	2008/07	2009/08
Endesa	-7,91	-3,20	-36,54	36,77	13,38	28,51	61,25	1,45	-21,32	-16,28
Iberdrola	-2,97	9,51	-8,49	17,37	19,13	23,55	43,50	25,60	-37,12	1,99
Unión Fenosa	12,74	-7,01	-31,02	18,66	30,04	62,48	19,27	23,20	15,13	—
Hidrocontábrico	42,34	33,17	—	—	—	—	—	—	—	—
REE	67,50	3,98	-7,75	34,85	26,92	58,55	24,20	33,09	-16,74	7,83

Nota: Datos al cierre de cada año.

Fuente: Bolsa de Madrid e Informes anuales.

Gráfico 1.4.1. Evolución de las tasas de variación de las cotizaciones de los principales grupos eléctricos



En el cuadro 1.4.2 se indican cuáles han sido las variaciones interanuales en porcentaje en el periodo 2000-2009 y en el gráfico 1.4.1 se representan dichas variaciones.

En 2009 continúa Endesa presentando tasas de variación de su cotización negativa, -16%; Iberdrola y REE presentan tasas de variación de sus cotizaciones positivas, 2% y 8%, respectivamente (en 2008 habían presentado las tres empresas tasas negativas de crecimiento, -21%, -37% y -17%, respectivamente).

El Índice Ibex 35 cierra el año 2009 con un aumento del 29,8%, tras la caída histórica del 39,4% en 2008, el que fue el peor año de su historia y caída que fue similar a la del resto de bolsas europeas.

El Índice General de la Bolsa de Madrid (IGBM) cierra el año 2009 con un incremento del 27,2%, mientras que en el año 2008 la caída fue del 40,6%.

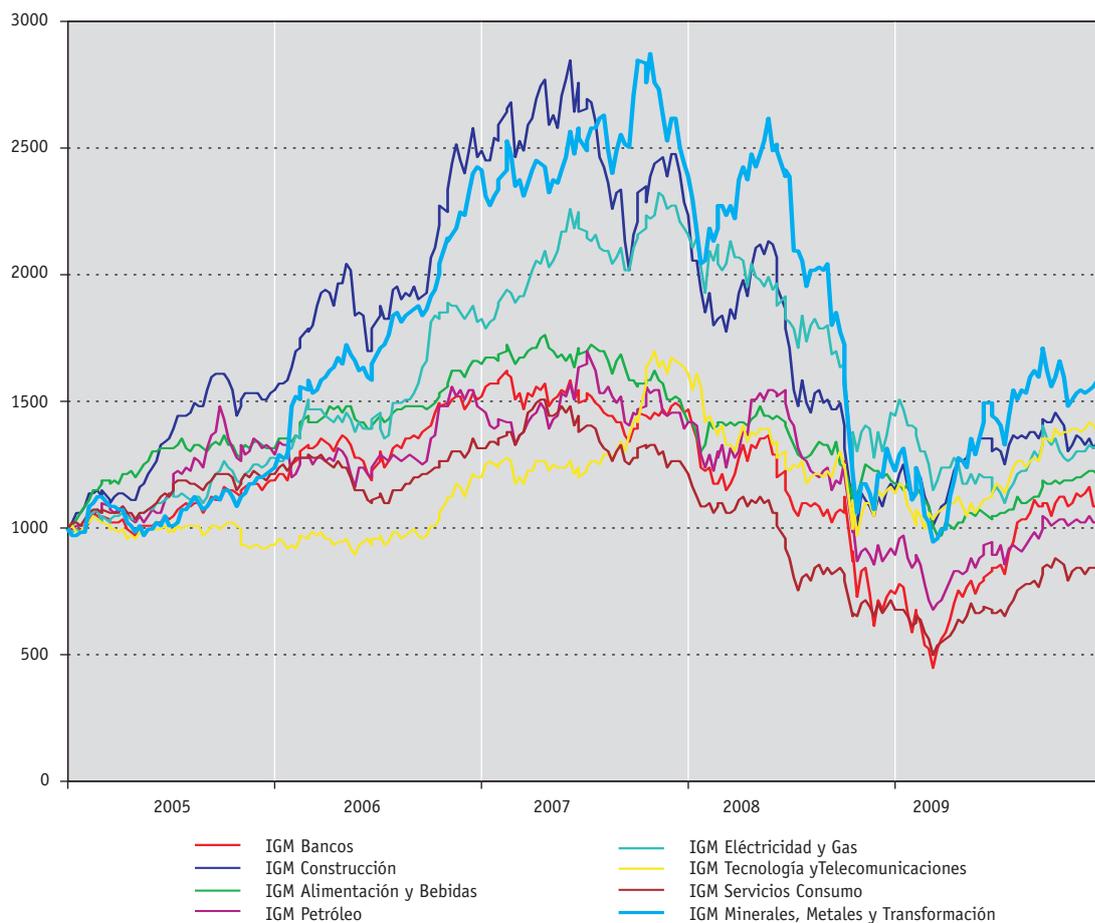
Con base 31 de diciembre de 2004, aparecieron nuevos subíndices sectoriales en el IGBM, desapa-

reciendo los que existían con anterioridad a esta fecha.

En el gráfico 1.4.2. se muestra la evolución de algunos de los subíndices sectoriales del IGBM más importantes desde su inicio.

Al finalizar 2008 todos estos subíndices descienden quedando los subíndices de servicios de consumo, bancos y petróleo por debajo de 1000, valor base a 31 de diciembre de 2004; así, descienden hasta los valores 665, 746 y 920, respectivamente, a 31 de diciembre de 2008. En el primer trimestre de 2009 continúa el descenso de todos los subíndices sectoriales y se aprecia que la incidencia de la crisis alcanza su máximo en marzo de 2009 y, a partir de entonces, todos, con alguna pequeña excepción, comienzan a variar positivamente alcanzando a 31 de diciembre de 2009 los bancos, minerales, metales y transformación y servicios de consumo revalorizaciones en los 9 meses transcurridos, del 97%, 73% y 58%, respectivamente, por encima del índice general que tiene una revalorización del 52%. En esta

Gráfico 1.4.2. Evolución subíndices sectoriales del Índice General de la Bolsa de Madrid (IGBM)



Fuente: Thomson Reuters Datastream.

fecha sólo el subíndice servicios de consumo está por debajo de 1.000.

En el cuadro 1.4.3 se comparan datos de marzo de 2009 – diciembre de 2009 con sus respectivos meses en 2008 para los subíndices analizados, el IGBM y el Ibex 35. La fuerte contracción de los subíndices e índices en el primer trimestre, especialmente los subíndices minerales, metales y transformación y bancos con disminuciones de valor del 60% y 55%, respectivamente,

se atenúa en el segundo trimestre y ya en el tercer trimestre hay alguna variación positiva, tecnología y telecomunicaciones y servicios de consumo con revalorizaciones del 12% en los dos casos. Son aumentos y disminuciones resultantes de la comparación de los valores a 31 de septiembre de 2009 con 31 de septiembre de 2008 y son por consiguiente estos últimos posteriores a la quiebra de Lehman Brothers²⁵, que se

²⁵ Cuarto banco de inversión estadounidense, que provocó caídas importantes generalizadas de las bolsas de todo el mundo.

Cuadro 1.4.3. Evolución subíndices sectoriales del Índice General de la Bolsa de Madrid (IGBM), del IGBM y del Ibex 35

Sector	Mar. 2009	Jun. 2009	Sept. 2009	Dic. 2009	Mar. 09/08	Jun. 09/08	Sep. 09/08	Dic. 09/08	Crecim. medio acumul. 31/12/04-31/12/09
Bancos	567,97	858,38	1.097,48	1.119,05	-54,99	-22,40	7,31	50,01	2,28
Construcción	1.067,05	1.315,33	1.457,73	1.371,49	-44,41	-22,42	10,15	17,66	6,52
Miner., Met. y Transformación	965,33	1.429,41	1.634,27	1.667,87	-59,85	-39,29	-1,11	36,39	10,77
Aliment. y Bebidas	1.004,87	1.045,97	1.190,18	1.243,78	-29,09	-23,80	-1,69	6,96	4,46
Servicios Consumo	556,07	675,23	868,96	879,32	-49,57	-19,83	11,50	32,32	-2,54
Petróleo	749,54	897,90	1.034,14	1.034,50	-41,58	-37,90	-15,77	12,42	0,68
Electricidad y gas	1.207,64	1.172,58	1.375,97	1.370,66	-40,29	-35,14	-13,56	-8,41	6,51
Tecnol. y Telecomunicaciones	1.087,67	1.168,10	1.364,32	1.408,16	-17,94	-4,73	12,35	22,82	7,09
Índice General	817,54	1.016,66	1.229,35	1.241,72	-43,19	-21,67	4,61	27,23	5,30
IBEX 35	7.815,00	9.787,79	11.756,09	11.940,00	-41,10	-18,75	7,00	29,84	5,63

Subíndices sectoriales 31.12.04 Base = 1000.

Fuente: Thomson Reuters Datastream.

produjo el 15 de septiembre de 2008. En la comparación de los datos a 31 de diciembre de 2009 con los del año anterior se observan crecimientos elevados, por encima del crecimiento del índice general, en los subíndices de bancos, minerales, metales y transformación y en servicios de consumo con crecimientos del 50%, 36% y 32%, respectivamente y que el único subíndice que todavía presenta una variación negativa es el de electricidad y gas, -8%²⁶.

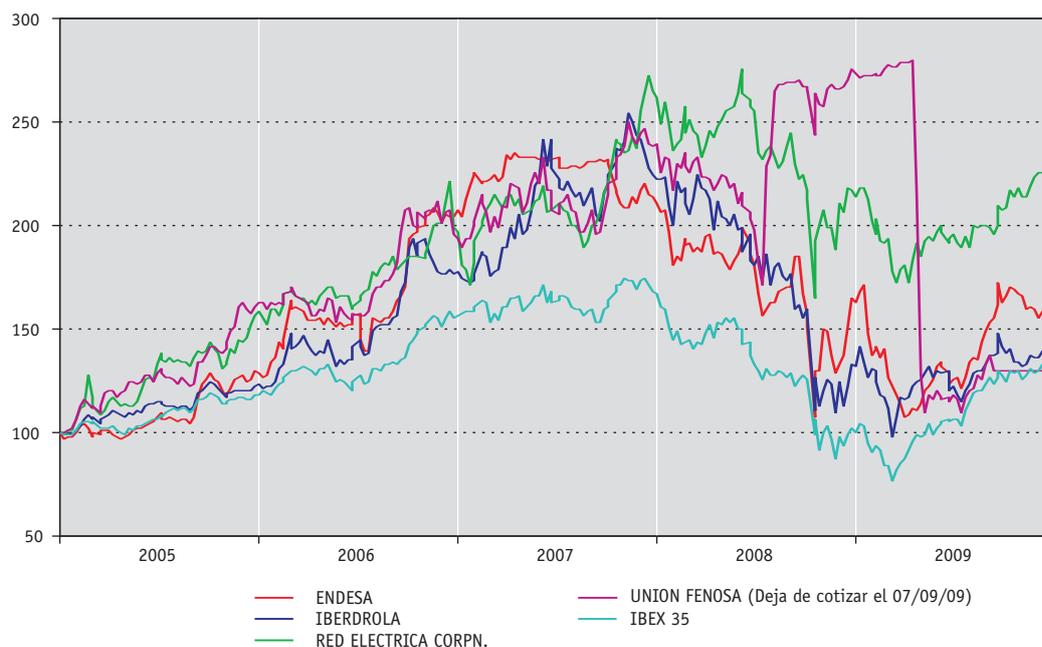
²⁶ Comparando los valores de los subíndices a 30 de junio de 2009 con los correspondientes a 31 de diciembre de 2009, destaca que, con excepción del subíndice de alimentación y bebidas que presenta un aumento de su valor del 6,07%, todos los subíndices presentan una contracción importante que va desde el -11,41% en el subíndice petróleo y -16,84% en el subíndice servicios de consumo a variaciones de más del 20% en los subíndices minerales, metales y transformación, -20,65%; tecnología y telecomunicaciones, -21,71%; construcción, -26,00%; bancos, -26,04% y por último electricidad y gas, que fue el único que presentó un crecimiento negativo en 2009, y que presenta en este

El gráfico 1.4.3 muestra la evolución de las cotizaciones al cierre diario, desde enero de 2005 a diciembre de 2009 en la Bolsa de Madrid, de los cuatro principales grupos eléctricos (Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa y Red Eléctrica Corporación), junto al Ibex-35.

El gráfico realiza una comparación de la evolución diaria tomando como base 100 el 1 de enero de 2005. Se puede apreciar una primera fase de 2005 a 2007 en la que la variación positiva de las cotizaciones de los grupos analizados ha sido superior a la realizada por el Ibex 35. En 2008 estos grupos presentan una disminución pronunciada de las cotizaciones con excepción de Unión Fenosa que en la segunda parte del año refleja el Acuerdo de 30 de julio entre Gas Natural y la constructora ACS para la compra por la

primer semestre de 2010 una disminución del 28,06%. El Índice General presentó una disminución del 22,62%.

Gráfico 1.4.3. Evolución cotizaciones de principales grupos eléctricos. Período 2005-2009



Fuente: Thomson Reuters Datastream.

primera del 45,3% de participación de la segunda a 18,33 € por acción, con una prima del 15% respecto a la cotización del 29 de julio (15,94 € por acción). A partir de marzo 2009 se produce la recuperación de las cotizaciones. Las cotizaciones de Unión Fenosa también tienen en este año un comportamiento diferencial. Esta empresa da por finalizada su cotización en bolsa el 7 de septiembre al integrarse en Gas Natural, registrando un valor de 8,36 € por acción, un 53% inferior a su cotización el 31 de diciembre de 2008, 17,73 € por acción.

En el gráfico 1.4.4, por su parte, se muestra la evolución de los principales grupos energéticos cotizados (Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Red Eléctrica Corporación, Gas Natural, Repsol y Cepsa) y del Ibex 35, hasta diciembre de 2009, tomando como punto de partida el 1 de enero de 2000 (base 100).

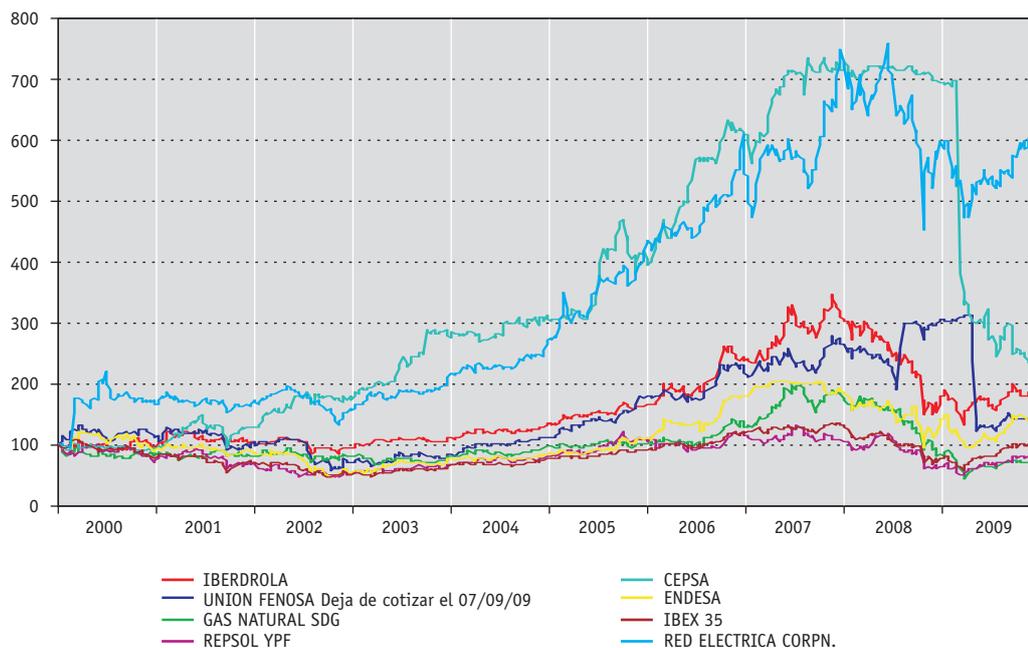
En este gráfico se puede observar la importante revalorización sufrida por Red Eléctrica y Cepsa desde 2002 hasta 2007, claramente por encima de los otros grupos energéticos²⁷ y del Ibex 35.

²⁷ Para Endesa el período septiembre de 2005-octubre de 2007 se ha caracterizado por una dura batalla por su control por Gas Natural, E.On, Acciona y Enel.

El 5 septiembre de 2005 Gas Natural SDG, empresa controlada por la Caixa y Repsol, lanza una OPA por el 100% de la eléctrica a 21,3 € acción condicionada a conseguir al menos el 75% de capital. Este precio conlleva una prima del 19,4% sobre el precio medio de la eléctrica en la bolsa en los seis meses anteriores al lanzamiento de la oferta. La eléctrica considera que la operación se ha planteado de forma hostil y que el precio es manifiestamente insuficiente y no refleja el valor real de la compañía. Empezará acciones defensivas.

El 21 de febrero de 2006 E.On AG se incorporaba a la pugna y lanza una contra-opa a 27,5 € acción mejorando la anterior oferta en un 30%; también Endesa se opondría a tal operación por considerarla insuficiente.

Gráfico 1.4.4. Evolución cotizaciones de principales grupos energéticos. Período 2000-2009



Fuente: Thomson Reuters Datastream.

Repsol presenta, en todo el período analizado, una evolución muy similar a la del citado índice.

Gas Natural comunica el 1 de febrero de 2007 su decisión de desistir de su oferta. E.On AG también se retiraría el 2 de abril de 2007 al alcanzar esta compañía un acuerdo con Acciona y Enel, que se habían convertido en accionistas importantes de Endesa, a cambio de comprar el 100% de su participación en Endesa Europa, S.L. junto con el control de Electra del Viesgo, por entonces controlada por Enel.

El 11 de abril de 2007 Enel y Acciona lanzan una OPA a 41,3 € acción. El 5 de octubre Enel y Acciona se hacen finalmente con el 92% del capital de Endesa.

Dieciséis meses después, las divergencias entre los dos accionistas originan el que el 20 de febrero de 2009, Acciona venda su 25,01% de participación en Endesa a Enel a cambio de 8.200 millones de euros y de determinados activos renovables. En concreto durante el ejercicio 2009 se han transmitido 2.079 MW eólicos e hidráulicos de España y Portugal por un precio total de 2.814 millones de euros. Enel pasa a controlar directa o indirectamente el 92% del capital de la eléctrica.

En el cuadro 1.4.4 están representadas las cotizaciones de los citados grupos energéticos en el período 2000 a 2009 a cierre del ejercicio. Entre 2002 y 2007, en el conjunto del sector energético, destacan, como se ha mencionado anteriormente, los elevados incrementos de cotización de REE y Cepsa, estas empresas han multiplicado su cotización por 4,5 y 4,1 respectivamente. Los menores aumentos en sus cotizaciones los presenta Repsol y Gas Natural que han multiplicado por 1,9 y 2,2 respectivamente, sus cotizaciones en el citado período.

En 2008 son elevados los descensos de la cotización de Gas Natural, Repsol e Iberdrola, 52%, 38% y 37%, respectivamente; de menor cuantía son los descensos de las cotizaciones de Endesa, Red Eléctrica y Cepsa, 21%, 17% y 5%, respectivamente y Unión Fenosa presenta un aumento del 15% de su cotización. En 2009 destacan

Cuadro 1.4.4. Cotizaciones de los principales grupos energéticos (31 de diciembre de cada año en euros)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Endesa	18,15	17,57	11,15	15,25	17,29	22,22	35,83	36,35	28,60	23,945
Iberdrola (*)	3,34	3,65	3,34	3,92	4,67	5,77	8,28	10,40	6,54	6,67
Unión Fenosa (**)	6,52	6,06	4,18	4,96	6,45	10,48	12,50	15,40	17,73	—
Hidroantábrico (***)	19,90	26,50	—	—	—	—	—	—	—	—
REE (****)	10,05	10,45	9,64	13,00	16,50	26,16	32,49	43,24	36,00	38,82
Gas Natural	19,40	18,70	18,07	18,55	22,78	23,66	29,99	40,02	19,29	15,085
Repsol	17,02	16,38	12,60	15,46	19,16	24,67	26,20	24,38	15,10	18,725
Cepsa	9,20	12,49	17,39	27,50	29,70	38,65	59,40	71,00	67,60	21,77

(*) Iberdrola realiza un split 4x1el 8/10/2007. Los datos estan homogeneizados.

(**) Unión Fenosa realiza un split 3x1el 14/07/2008. Los datos están homogeneizados. Unión Fenosa deja de cotizar en Bolsa el 7 de septiembre de 2009.

(***) Hidroantábrico en la segunda mitad del 2002 deja de cotizar en bolsa.

(****) El 1 de julio de 2008 se formalizo notarialmente el que Red Eléctrica de España, SA. pasase a denominarse Red Eléctrica Corporación, SA. que se convierte en la sociedad matriz y cotizada del grupo. La filial constituida para agrupar las actividades reguladas, Red Eléctrica de España TSO, SLU, pasa a denominarse Red Eléctrica de España, SAU.

Fuente: Bolsa de Madrid e Informes anuales.

las caídas bruscas de las cotizaciones de Cepsa²⁸ y de Unión Fenosa²⁹.

En 2009, continúan los descensos en sus cotizaciones de Endesa, Gas Natural³⁰ y Cepsa con reducciones del

16%, 22% y 68% respectivamente (habían presentado en 2008 respecto a 2007 descensos del 21%, 52% y 5% respectivamente) y elevan sus cotizaciones Iberdrola, Red Eléctrica Corporación y Repsol con avances del 2%, 8% y 24% respectivamente (habían presentado en

²⁸ El comunicado de 25 de febrero de 2009 por parte del Banco Santander de su intención de vender el 32,5% que posee de Cepsa a un precio entre 30 y 35 € por acción, por debajo del precio actual de cotización, provoca que el valor llegase a caer un 40% en la sesión y cerrase con un desplome del 25% hasta 39,05 € y una caída acumulada del 41,5% en dos sesiones (pasa del 66,75 € el 23/2/09 a 39,05 € el 25/02/09).

²⁹ Tras finalizar el período de aceptación de la OPA de Gas Natural a Unión Fenosa el 14 de abril de 2009, que ponía fin al proceso de compra de la eléctrica iniciado en julio de 2008, la cotización de Unión Fenosa pasa de 17,98 € acción en dicha fecha a 6,91 € acción el 28 del mismo mes, es decir en diez sesiones hay un 62% de caída de la cotización.

³⁰ Para financiar en parte la adquisición de Unión Fenosa, Gas Natural aprueba el 10 de marzo de 2009 una ampliación de capital de 3.502 millones de euros. Se emitieron 447.776 miles de acciones a un precio de 7,82 euros por título, lo que

supone un descuento del 36,8% sobre la cotización del 9 de marzo. La ampliación fue suscrita en su totalidad. Con esta ampliación amortizará parte del crédito suscrito con diversas entidades financieras por un importe máximo de 19.000 millones de euros para la adquisición de Unión Fenosa, que según el acuerdo de compra de julio de 2008 asciende a 18.754 millones. Aunque la adquisición tiene sinergias importantes, el alto endeudamiento que en un principio supuso la operación tuvo reflejo en su cotización bursátil, que desde el inicio del año hasta el 16 de marzo desciende un 42,3 % cuando el Ibex 35 tiene un descenso del 17%. Después de dicha fecha hasta fin de año las variaciones son similares, 59,1% y 56,3%, respectivamente. El importe del préstamo a 31 de diciembre de 2009 era de 7.510 millones de euros; se habían obtenido fondos por, entre otros, 9.857 millones de euros de la ampliación de capital, las emisiones de bonos y las desinversiones de activos.

2008 respecto a 2007 disminuciones del 37%, 17% y 38% respectivamente). El Ibex 35 avanza en 2009 un 30% (había presentado en 2008 respecto a 2007 una contracción del 39%).

Las tres primeras empresas, Endesa, Gas Natural y Cepsa, presentan entre 2007 y 2009 contracciones de su cotización del 34%, 62% y 69%, respectivamente; las tres segundas, Iberdrola, Red Eléctrica y Repsol, a pesar de los avances en 2009, tienen en el citado período

descensos de su cotización del 36%, 10% y 23%. El Ibex 35 pierde en dicho período un 21%³¹.

³¹ Comparando las cotizaciones de estas seis empresas energéticas a 30 de junio de 2010 con las correspondientes a 31 de diciembre de 2009, Endesa, Gas Natural y Cepsa continúan disminuyendo su cotización en un -27%, -21% y -21%, respectivamente; Iberdrola, Red Eléctrica y Repsol, que habían presentado avances en 2009, disminuyen sus cotizaciones un -28%, -24% y -11%. Todos los descensos son ligeramente superiores, con excepción de Gas Natural, Cepsa y Repsol, al presentado por el Ibex 35, -22%.

2. La producción y la oferta eléctricas

En virtud de la Ley del Sector Eléctrico y de sus disposiciones de desarrollo a comienzos de 1998, se puso en marcha el funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, en el que se establece el precio para la generación de esa energía y la explotación de las centrales eléctricas por medio de las ofertas económicas presentadas por los agentes.

Además de exponer los aspectos más relevantes del último ejercicio de este mercado, en esta sección se ofrece una revisión de las actividades realizadas por las empresas eléctricas y se analiza la situación de las mismas, en lo que se refiere a la estructura de propiedad, la retribución y los principales resultados.

2.1. El mercado de producción de energía eléctrica

2.1.1. Organización del mercado

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece que el mercado de producción es gestionado por dos Operadores: el Operador del Mercado (el Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A.-OMIE), que es el responsable de la gestión y liquidación de los mercados diario e intradiarios, y el Operador del Sistema (Red Eléctrica de España, S.A.-REE), que es el responsable de la gestión técnica y económica de los mercados de ajustes y seguridad del sistema.

El 1 de julio de 2007 el sistema eléctrico español se integró con el portugués a través del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica (MIBEL), en el cual participan en igualdad de condiciones los agentes de ambos países.

Los agentes del mercado pueden optar por acudir al mercado organizado, presentando ofertas económicas, o firmar y ejecutar contratos bilaterales físicos.

Los vendedores en el mercado organizado son los productores de electricidad (empresas generadoras), los comercializadores (importaciones de electricidad —incluyendo los antiguamente denominados agentes externos, cuya figura desaparece para adaptarse a la figura de comercializador, de acuerdo con la Ley 17/2007, por la que se modifica la Ley 54/1997— y energía procedente de contratos bilaterales), los representantes del régimen especial, o los distribuidores por la energía vertida a sus redes por el régimen especial, y los titulares de unidades de oferta genérica de venta.

Los compradores en el mercado organizado son los comercializadores de último recurso, los comercializadores (exportaciones de electricidad —figura de los antiguos agentes externos— y venta a consumidores), los consumidores directos en mercado y los titulares de unidades de oferta genérica de compra.

Si bien hasta el 1 de julio de 2009 el distribuidor era un agente comprador del mercado organizado, a partir de esa fecha desaparece la figura del distribuidor como suministrador de energía, manteniendo únicamente la función de gestor de las redes de distribución. En su lugar, el suministro a los consumidores que no opten por un comercializador libre, será efectuado por los Comercializadores de Último Recurso (CUR), reglamentariamente establecidos.

El mercado organizado se estructura en un conjunto de sesiones celebradas el día anterior y el propio día del suministro de energía eléctrica, en las que se determinan los diferentes componentes del precio final de generación y la programación de los grupos generadores.

La secuencia de operaciones del mercado diario de producción es la siguiente:

- Se cierra la presentación de ofertas al mercado diario a las 10h. Se publican los resultados del mercado, precios y programas horarios a las 11h.
- El Operador del Sistema analiza el programa resultante del mercado diario y de los contratos bilaterales físicos para garantizar la fiabilidad y la seguridad del suministro. En caso de existir restricciones técnicas, el operador del sistema modifica el programa de producción, publicando los resultados de esta gestión de restricciones técnicas a las 14h. El resultado es el programa diario viable provisional.
- Red Eléctrica (Operador del Sistema), convoca y resuelve la subasta de banda de regulación secundaria a subir y a bajar, cuyo resultado se publica a las 16h.
- A continuación, OMEL convoca las distintas sesiones del mercado intradiario (cinco a finales de 1998 y seis a partir de 1999), donde los agentes pueden negociar ajustes a sus programas de producción y consumo.
- El equilibrio entre la generación y la demanda en el momento del suministro se sostiene mediante la utilización de servicios complementarios.

2.1.2. Resultados del mercado en el año 2009

Para el conjunto del mercado de producción, la contratación neta de energía ha ascendido a 269.131 GWh y 11.371.649 kEuros, lo que ha supuesto una disminución del 5,2% en energía y del 42,0% en volumen económico, con respecto al mismo período del año anterior, según datos publicados por el OMEL.

El precio medio final del mercado ha sido de 4,2 c€/kWh (alrededor de un 39% inferior al del año anterior, que fue de 6,9 c€/kWh).

El precio del mercado diario ha representado en torno al 90% del precio final, el pago por capacidad supone alrededor del 4,2% y la solución a las restricciones técnicas, banda de regulación secundaria y otros procesos de operación técnica, el 5,8% del precio final para el conjunto del mercado.

En el cuadro 2.1.1 se presentan, exclusivamente a efectos informativos, los precios mensuales horarios finales, desglosados por componentes, así como las correspondientes energías: energía total adquirida y energías negociadas en los distintos mercados. Los precios indicados, son valores medios, por lo que no se corresponden con los valores aplicados a cada tipo de agente: comercializador, agente externo, etc. Además, los sobrecostes de energías de operación sólo deberán ser aplicados a aquellos agentes que presenten desvíos de programa.

2.1.3. Participación en el mercado

Durante el año 2009, la energía adquirida en el mercado (organizado y bilateral) por comercializadores y consumidores españoles directos en mercado ha aumentado un 33,7% respecto al año 2008, alcanzando el 49% del total de energía demandada en el mercado eléctrico ibérico. Por su parte, las adquisiciones del distribuidor hasta el 1 de julio y del CUR a partir de entonces, se reducen un 30,4% respecto al año anterior. Ambos efectos se deben en su mayor parte a la desaparición en julio de 2009 de las tarifas integrales.

No obstante, el suministro a través de distribuidor/CUR sigue representando en 2009 el 36% de la energía total demandada en el mercado eléctrico ibérico; más del 45% si se considera también la demanda suministrada a través del CUR portugués.

Cuadro 2.1.1. Sistema peninsular español. Mercado eléctrico. Resumen 2009

Mercado de producción	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOTAL
Precio final (c€/kWh)	5,542	4,671	4,218	4,043	4,015	4,024	4,193	3,793	4,021	4,052	3,829	3,858	4,203
Mercado diario	5,124	4,168	3,882	3,765	3,741	3,736	3,508	3,521	3,649	3,632	3,351	3,197	3,782
Mercado intradiario	-0,004	-0,005	-0,001	-0,003	-0,004	-0,003	-0,001	-0,001	-0,003	-0,007	-0,006	-0,005	-0,004
Mercados de operación	0,285	0,355	0,237	0,186	0,175	0,132	0,341	0,15	0,173	0,242	0,288	0,357	0,246
Restricciones técnicas	0,199	0,234	0,159	0,130	0,125	0,083	0,295	0,094	0,111	0,151	0,196	0,241	0,170
Banda de regulación	0,074	0,11	0,062	0,049	0,046	0,041	0,031	0,041	0,037	0,041	0,065	0,072	0,056
Operación Técnica	0,012	0,011	0,016	0,007	0,004	0,008	0,015	0,015	0,025	0,05	0,027	0,044	0,020
Pago por capacidad	0,136	0,153	0,1	0,095	0,103	0,158	0,347	0,123	0,202	0,185	0,195	0,116	0,178
Energía (GWh)	25.393	21.929	21.922	20.542	21.089	22.093	24.346	22.991	22.038	21.999	22.083	24.193	270.618
Mercado diario España	19.206	16.143	16.121	15.296	15.822	22.018	20.271	16.057	15.668	16.270	16.554	17.844	207.270
Mercado intradiario España	2.195	2.405	2.208	2.104	2.260	2.468	2.708	2.560	2.777	3.026	3.080	3.538	31.329
Operación técnica	1.242	915	983	831	932	891	1.184	1.006	1.200	1.616	1.421	1.513	13.734

Fuente: CNE y OMEL.

Cuadro 2.1.2. Energía neta negociada en el mercado ibérico 2009 (GWh)

Unidades de venta		Unidades de compra	
Tipo	Energía (GWh)	Tipo	Energía (GWh)
Régimen ordinario en España	183.451	Distribución en España ¹	107.803
Régimen especial en España	81.202	Comercializ. y cons. cualificados en España	144.482
Importaciones España REE	102	Consumos bombeo y aux. de generación en España	4.159
Importaciones España (Ags. externos y comercializ.)	5.309	Exportaciones España REE	201
Generación en Portugal	32.025	Exportaciones España (Ags. externos y comercializ.)	11.840
		Demanda en Portugal (distribución y bombeo)	28.044

¹ A partir del 1 de julio de 2009, el dato de energía de distribución contiene las compras de los comercializadores de último recurso para el suministro a tarifa.

Fuente: CNE (calculado con la información de liquidaciones disponible en junio de 2010).

2.1.4. Hechos destacables durante el año 2009

El hecho más relevante de 2009 ha sido la desaparición de la tarifa integral para el suministro en baja tensión (para la alta tensión ya había sido eliminada el año precedente), el establecimiento de la tarifa de último recurso y la figura del Comercializador de Último Recurso (CUR), que sustituye al distribuidor en la tarea de adquirir y suministrar energía a los clientes a tarifa.

También en 2009, cabe señalar la entrada en vigor el 1 de junio de 2009 de la Disposición Final Primera del 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, mediante la cual se establece la obligatoriedad de presentar ofertas de adquisición de energía para los titulares de instalaciones de generación que hubieran suscrito contratos bilaterales.

2.2. La oferta eléctrica

Se incluye bajo este epígrafe una panorámica global de las actividades del Sistema Eléctrico Nacional, distinguiendo tres grupos principales: Generación, Transporte y Operación del Sistema, Distribución y Comercialización.

2.2.1. Actividades de la oferta eléctrica

Como se ha indicado, el 1 de enero de 1998 comenzó a funcionar el mercado de producción de energía eléctrica; por tanto, la cobertura de la demanda de energía eléctrica se ha basado en las decisiones económicas de los agentes. Durante 2009, la oferta eléctrica ha continuado fundamentalmente en manos de las empresas eléctricas tradicionales, y varias extranjeras, entre las que destacan: Electrabel, EDF, EDP, EnBW, Electriza-tiots Gesellschaft Laufenburg AG, EON, REN, ENEL y ONE, que han efectuado operaciones de compra/venta en el mercado peninsular.

Cabe destacar especialmente, la operación empresarial por absorción de Unión Fenosa por parte de Gas Natural, que se autoriza en febrero de 2009 y se implementa a lo largo de ese año. A raíz de la citada operación empresarial, la Comisión Nacional de Competencia estableció, entre otras, la condición de que Gas Natural desinvierta una capacidad de generación de 2.000 MW, de tecnología de ciclo combinado de gas. En la fecha de redacción de este documento, dicha venta se encuentra todavía pendiente de realizar.

Respecto a los contratos bilaterales físicos, durante el año 2009 se han ejecutado contratos por un volumen de 111.028 GWh.

2.2.2. Generación

La generación de energía eléctrica es una de las actividades más importantes del Sistema Eléctrico Nacional, dado que representa más del 50% de los costes de la electricidad. En este apartado se presenta la información básica sobre esta actividad en su conjunto, analizando la composición del parque generador y el origen primario de la electricidad generada y se ofrece información sobre la generación en los Sistemas Extrapeninsulares

Estructura de la potencia instalada y de la generación por tecnologías

La potencia instalada, como parámetro que mide los medios de generación de los que dispone el sector eléctrico, ha experimentado durante el año 2009 un incremento del 4% frente al ejercicio anterior.

El parque generador correspondiente al régimen ordinario se ha incrementado en 2009 en 94 MW, y el perteneciente a régimen especial en 2.171 MW, quedando una capacidad instalada a 31 de diciembre de 61.902 MW en régimen ordinario y 31.717 MW en régimen especial.

Las altas y bajas en régimen ordinario han sido las siguientes:

Cuadro 2.2.1. Altas y bajas en el equipo generador en 2009

2009		
GRUPO	TIPO	POT MW
ALTAS		
Escatrón 3 ⁽²⁾	Ciclo combinado	33
Escatrón Peaker	Ciclo combinado	95
Málaga ⁽¹⁾	Ciclo combinado	441
<i>Total Altas</i>		<i>569</i>
BAJAS		
Castellón 4 ⁽²⁾	Ciclo combinado	1
Aceca 2	Fuel-oil	314
Cristóbal Colón	Fuel-oil	160
<i>Total Bajas</i>		<i>475</i>
INCREMENTO NETO		94

(1) Grupo de CCTG en pruebas.

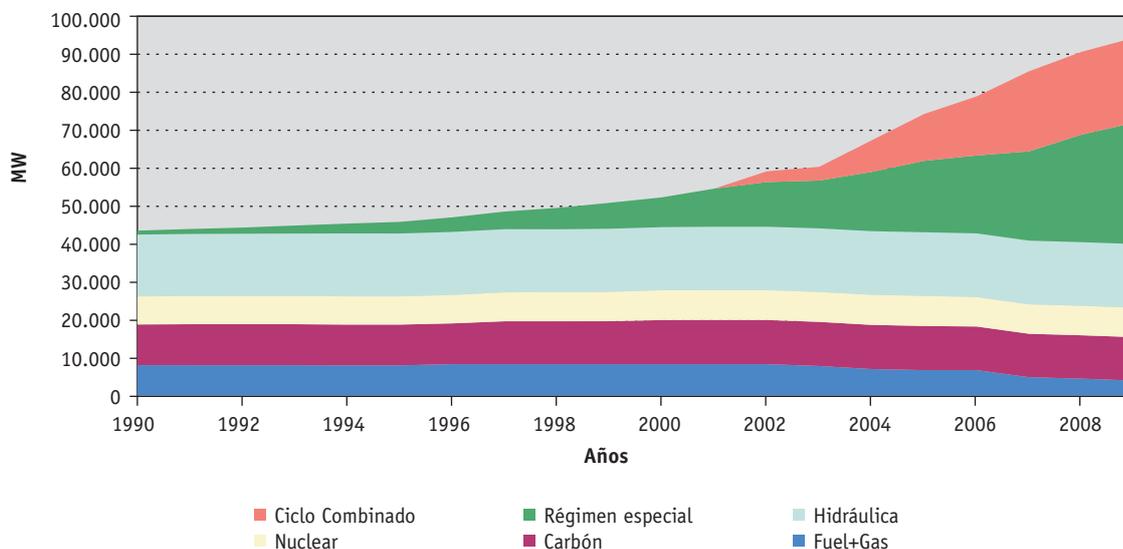
(2) Actualización de potencia.

Fuente: REE.

El gráfico 2.2.3 recoge cómo se realizó la cobertura de la demanda el día de mayor demanda de potencia media horaria de 2009 en el sistema eléctrico peninsular. Esa máxima demanda de potencia se produjo el día 13 de enero, entre las 19 y 20 horas, con una potencia media horaria de 44.440 MW. Esta demanda de potencia fue cubierta con un 54% de producción térmica (37% procedente de los ciclos combinados), un 16% de nuclear, un 13% de hidráulica, y un 17% de régimen especial (9% procedente de energía eólica).

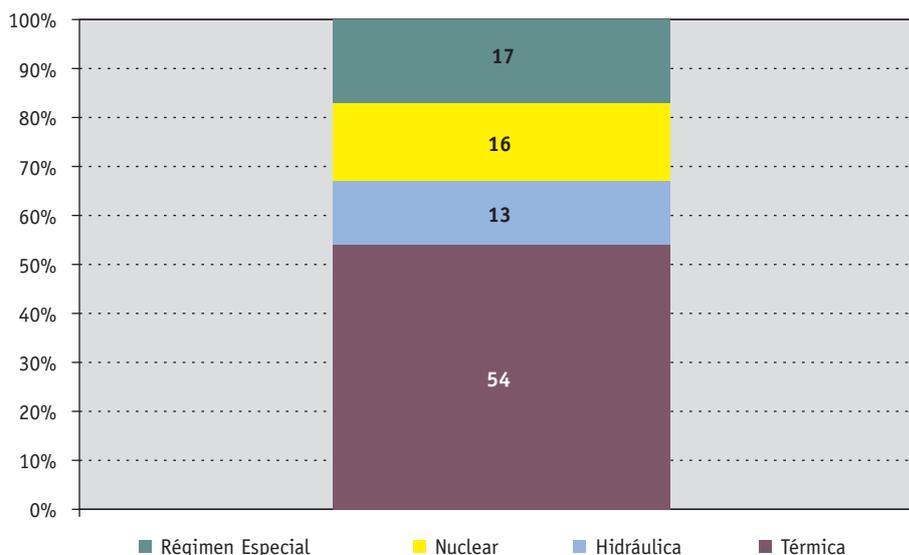
Por lo que se refiere al conjunto de la producción anual, la demanda peninsular de energía eléctrica en barras de central en el año 2009, fue de 250.789 GWh y se cubrió según el cuadro 2.2.2, elaborado con la mejor información disponible en el momento de redacción de este informe.

Gráfico 2.2.2. Evolución de la estructura de la potencia instalada (sistema peninsular)



Fuente: REE.

Gráfico 2.2.3. Gestión de oferta eléctrica el día de mayor demanda de potencia.
Estructura por tipos de central (%)



Fuente: REE.

Cuadro 2.2.2. Balance de energía eléctrica peninsular en GWh. Años 2009 y 2008

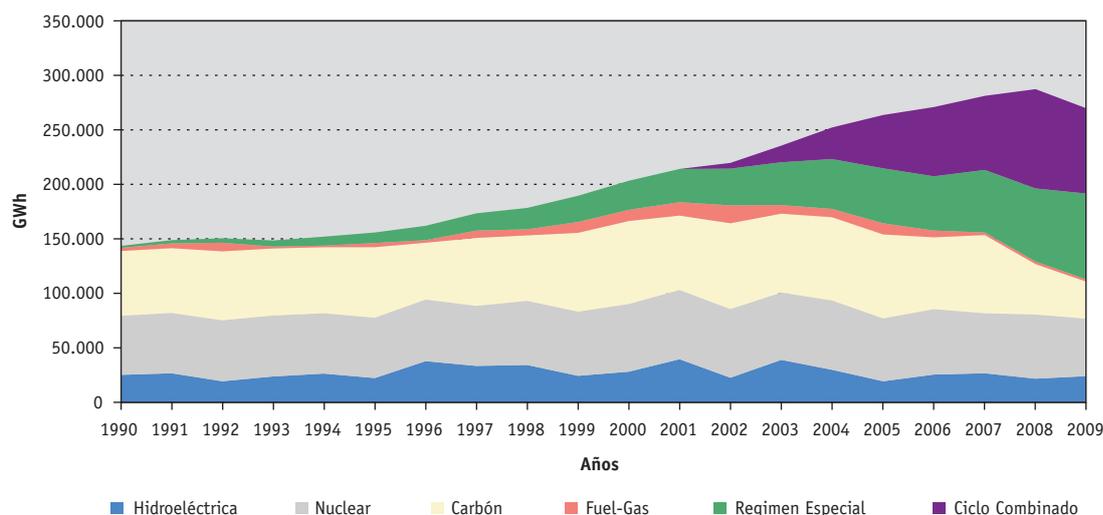
	2009	2008	% Δ 2009/2008
Hidroeléctrica	23.862	21.428	11,4
Nuclear	52.761	58.973	-10,5
Carbón	33.862	46.275	-26,8
Fuel-Gas	2.082	2.378	-12,4
Ciclo Combinado	78.279	91.286	-14,2
Régimen Especial	78.905	68.735	14,8
Intercambios internacionales	-8.104	-11.040	-26,6
Consumos en generación	-7.122	-8.338	-14,6
Consumos en bombeo	-3.736	-3.731	0,1
TOTAL	250.789	265.966	-5,7

Fuente: REE (régimen ordinario) y CNE (régimen especial).

En el gráfico 2.2.4 se refleja la evolución de la generación en el período comprendido entre 1990 y 2009. Durante el mismo, se ha mantenido bastante estable la mezcla de generación de las empresas eléctricas, aunque con un importante crecimiento de la producción con

gas, debido a la puesta en marcha de ciclos combinados iniciada en 2002. También se observa un continuo crecimiento de la energía generada en las instalaciones de régimen especial, en torno a un 10-20% anual (con la excepción del año 2006, en el que tuvo lugar un ligero

Gráfico 2.2.4. Evolución de producción de energía eléctrica peninsular



Fuente: Red Eléctrica (Régimen ordinario) y CNE (Régimen especial).

retroceso). Por lo que se refiere a 2009, se ha producido un aumento de la producción hidráulica (11,4%) y la energía procedente de instalaciones de régimen especial (14,8%) con respecto al año anterior. Por el contrario, ha disminuido la producción nuclear (-10,5%) con respecto a 2008, así como el carbón (-26,8%), los ciclos combinados (-14,2%) y los intercambios internacionales (-26,6%, con un saldo neto exportador), e igualmente ha disminuido la generación a partir de fuel-gas (-12,4%).

Una muestra del importante aumento de la energía producida anualmente por las instalaciones en régimen especial es la diferencia cada vez mayor entre la demanda en barras de central y la producción neta en régimen ordinario llevada a cabo por las empresas eléctricas, como puede observarse en el gráfico 2.2.5.

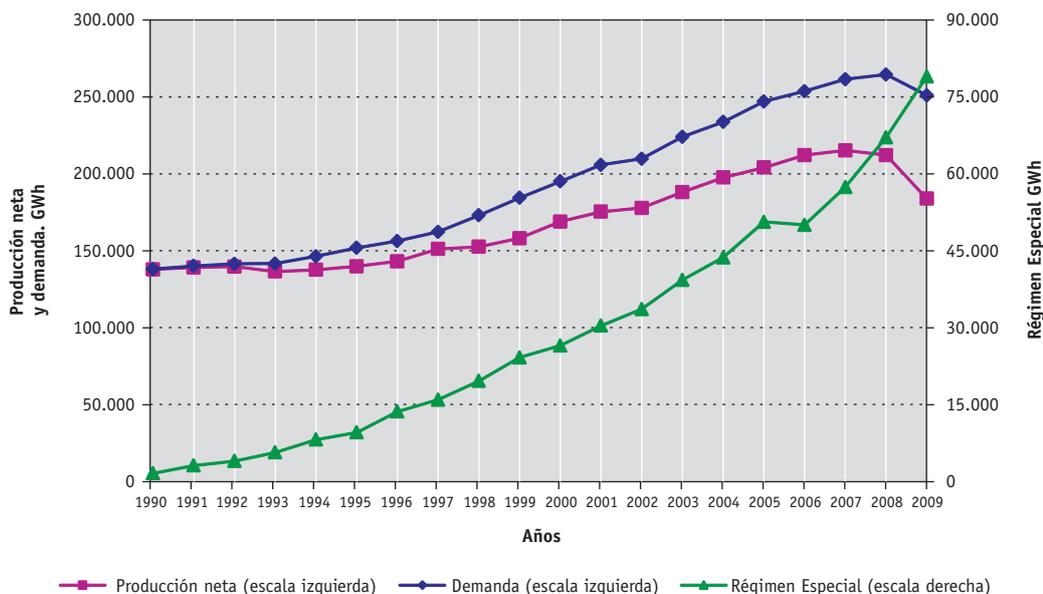
La creciente importancia de las instalaciones de régimen especial se constata observando que la energía vertida por los mismos a la red ha pasado en la década de los noventa desde 1.640 GWh en 1990 a 78.905 GWh en 2009.

En cuanto al saldo internacional, éste oscila de unos años a otros, tal como se muestra en el gráfico 2.2.6. En 2009 el saldo ha sido exportador por un total de 8.104 GWh.

Una de las características de la generación en el Sistema Eléctrico Nacional es la asimetría entre la potencia instalada del régimen ordinario y la contribución a la generación de electricidad de estas mismas instalaciones. En el gráfico 2.2.7. se comparan las estructuras de potencia instalada y de generación correspondientes al régimen ordinario en 2009. Como puede observarse, los medios de producción de los que dispone el sector eléctrico se utilizan de forma muy diferente según el tipo de central. Así, el 6% de la potencia instalada (en centrales de fuel-oil/gas) sólo contribuyó en 2009 al 1% de la producción total bruta del régimen ordinario. Las centrales nucleares, sin embargo, con una potencia instalada del 12%, produjeron el 28% de la energía en 2009.

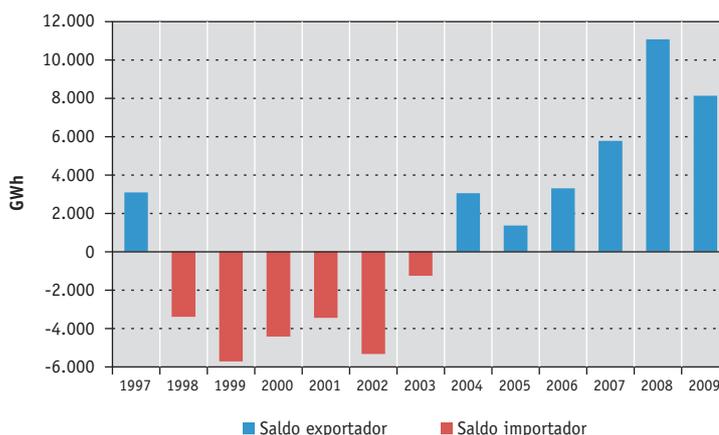
Por su parte, la contribución de las centrales hidráulicas a la producción de 2009, fue del 13% de la pro-

Gráfico 2.2.5. Evolución de la demanda (b.c.), la producción neta en régimen ordinario y el régimen especial



Fuente: Red Eléctrica y CNE.

Gráfico 2.2.6. Evolución del saldo anual internacional

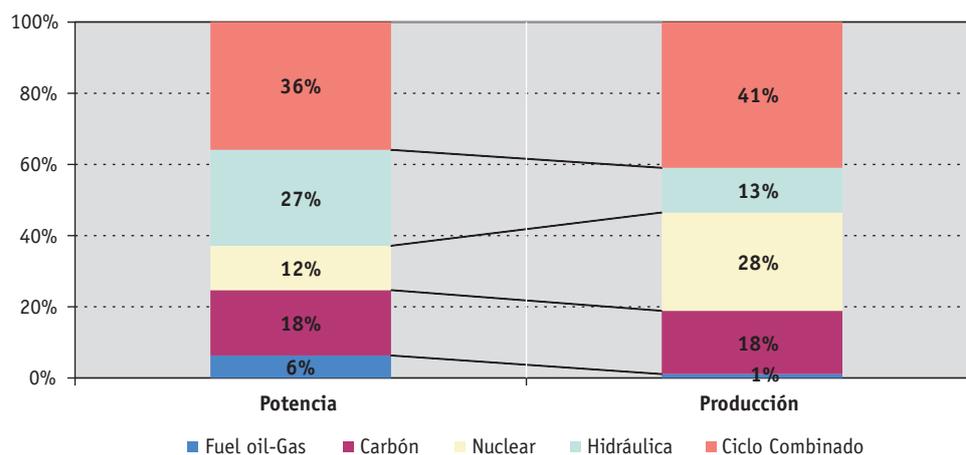


Fuente: Red Eléctrica.

ducción en régimen ordinario, dato algo superior al de 2008 (10%). La potencia instalada en centrales hidráulicas representa el 27%, lo cual indica claramente la importancia del producible hidroeléctrico anual, y la importante diferencia que puede haber en la cobertura del sistema dependiendo del tipo de año, húmedo o

seco, que haya habido. Por último, las centrales de carbón (18% de la potencia instalada) generaron el 18% de la energía en 2009, cuota notablemente inferior a la cubierta por las centrales de ciclo combinado (41% de la producción a partir del 36% de la potencia instalada).

Gráfico 2.2.7. Comparación entre las estructuras de potencia y producción bruta (Régimen Ordinario)



Fuente: Red Eléctrica.

Sistemas extrapeninsulares

En este apartado se ofrece una visión general de la generación eléctrica en las Islas Baleares, las Islas Canarias, Ceuta y Melilla.

La potencia total instalada en el conjunto de los sistemas extrapeninsulares a 31 de diciembre de 2009, es de 5.346 MW.

La demanda en barras de central en la globalidad del sistema extrapeninsular, ha sido de 15.481 GWh, lo que supone un descenso del 2,3% respecto a la demanda de 2008.

Esta demanda ha sido cubierta principalmente por la generación con combustibles líquidos (72,7%) y, en menor medida, por la generación con carbón

Cuadro 2.2.3.

	Potencia MW	Demanda (GWh) 2009	Demanda (GWh) 2008	% variación 2009/2008
Generación hidroeléctrica	1	0	0	-
Generación con carbón	510	3.450	3.372	2,3%
Generación con combustibles líquidos	4.397	11.895	12.460	-4,5%
Generación auxiliar ¹	28	39	96	-58,9%
Consumos en generación	-	-882	-920	-4,2%
Adquirido al régimen especial	409	979	835	17,2%
Total	5.346	15.481	15.842	-2,3%

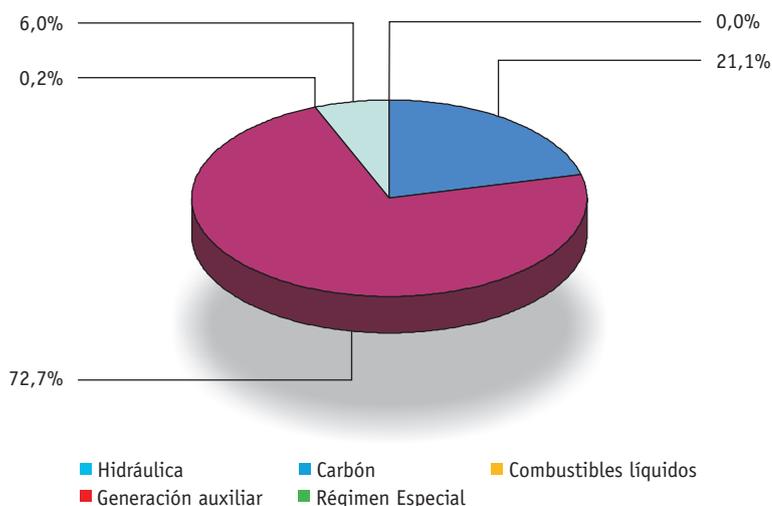
¹ Generación auxiliar: En el Sistema Eléctrico Insular Balear se han instalado una serie de grupos de emergencia para suplir el déficit de generación respecto a la planificada durante la punta de verano. En el Sistema Eléctrico Insular Canario se han instalado unos grupos electrógenos para garantizar, de forma transitoria, la cobertura de demanda en determinadas zonas, en aplicación de la disposición adicional primera de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo.

Fuente: Endesa, Red Eléctrica y CNE.

(21,1%). En el siguiente gráfico se muestra la cobertura de la demanda bruta por las distintas fuentes

de generación, es decir, excluyéndose el consumo en generación.

Gráfico 2.2.8.



FUENTE: REE y CNE.

Régimen especial

El régimen especial trata de incentivar la generación eléctrica a partir de la cogeneración y de las fuentes renovables. Durante el año 2009, las ventas peninsulares de energía en régimen especial (77.926 GWh) han supuesto un 31% sobre la demanda neta peninsular (249.810 GWh), frente al casi 26% que representaron en el año 2008. Se observa un ritmo de crecimiento en la energía vendida en este régimen de casi un 15% respecto al mismo concepto en el año anterior debido, por una parte, a la importante evolución en cuanto a la producción mediante energía solar y, por otra, a incrementos más moderados pero mantenidos en el tiempo en tecnologías como la biomasa, hidráulica y eólica, así como a un despegue experimentado en el año 2009 en cuanto a la tecnología de tratamiento de residuos.

En cuanto a los sistemas extrapeninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla), las ventas de energía en régimen especial han supuesto un 6,3% sobre la demanda neta (15.481 GWh). Las ventas de energía en régimen especial en estos sistemas han experimentado un crecimiento respecto a las mismas en el año anterior de un 17%.

El cuadro 2.2.4 muestra la energía vertida a la red por las instalaciones de régimen especial durante el ejercicio 2009, según la tecnología utilizada así como su distribución en el sistema peninsular o en el extrapeninsular, y la variación sufrida en relación con el ejercicio anterior.

A 31 de diciembre de 2009, la potencia total de instalaciones de cogeneración en España es de 5.913 MW. Por otra parte, las ventas de energía eléctrica derivadas de la cogeneración han supuesto el 8,1% de la demanda nacional en el año 2009.

Cuadro 2.2.4.

TECNOLOGÍA	Energía GWh		% Δ 2009/2008
	2008	2009	
Cogeneración	21.177	21.472	1,4%
Solar	2.451	5.780	135,8%
Eólica	31.748	36.417	14,7%
Hidráulica	4.634	5.208	12,4%
Biomasa	2.484	2.660	7,1%
Residuos	2.379	2.496	4,9%
Trat. Residuos	3.139	3.892	24,0%
TOTAL PENINSULAR	68.013	77.926	14,6%
Cogeneración	6	3	-53,0%
Solar	28	79	179,5%
Eólica	5	3	-40,9%
Residuos	134	120	-10,8%
TOTAL BALEARES	174	205	17,7%
Solar	63	159	150,4%
Eólica	374	339	-9,2%
Hidráulica	2	0	-77,3%
Biomasa	3	7	105,9%
Residuos	214	264	23,6%
TOTAL CANARIAS	656	770	17,3%
Solar	0	0	56,8%
Residuos	5	4	-19,4%
TOTAL CEUTA Y MELILLA	5	4	-18,5%
Cogeneración	6	3	-53,0%
Solar	92	238	159,3%
Eólica	379	343	-9,7%
Hidráulica	2	0	-77,3%
Biomasa	3	7	105,9%
Residuos	353	388	10,0%
TOTAL EXTRAPENINSULAR	835	979	17,2%
Cogeneración	21.183	21.475	1,4%
Solar	2.543	6.018	136,7%
Eólica	32.128	36.760	14,4%
Hidráulica	4.636	5.209	12,4%
Biomasa	2.488	2.667	7,2%
Residuos	2.732	2.884	5,6%
Trat. Residuos	3.139	3.892	24,0%
TOTAL NACIONAL	68.848	78.905	14,6%

FUENTE: CNE.

Frente a la situación relativamente estable que presenta la cogeneración, se puede observar el importante incremento en la generación fotovoltaica, aunque más moderado que en años anteriores, que experimenta un crecimiento de un 137%. Por otra parte, la energía eólica, incrementa su producción en más de un 14%. La producción mediante energía hidroeléctrica ha crecido respecto al año anterior más de un 12%, destacando, además, el despegue de la producción mediante la tecnología de tratamiento de residuos cuyo incremento es del 24%. Todo lo anterior permite que el grado de crecimiento de las energías renovables (excluyendo la gran hidráulica) sea del 21% y que éstas hayan alcanzado casi el 19% de la demanda eléctrica neta (27% incluyendo la gran hidráulica), existiendo el objetivo comunitario de conseguir en España una participación de las energías renovables del 29,4% en la cobertura de la demanda de electricidad en el año 2010.

En el cuadro 2.2.5 puede observarse la potencia instalada en España, clasificada según la tecnología utilizada y en función de la Comunidad Autónoma en la que se encuentra localizada. La Comunidad con mayor potencia instalada es Castilla-La Mancha, con más del 16% de la potencia en régimen especial del país. Además, es la región con mayor potencia solar y eólica, con un 24% y un 20% respectivamente de la potencia española en dichas tecnologías. Mención especial merece la Comunidad andaluza en cuanto al importante desarrollo experimentado a lo largo del último año respecto a la producción en régimen especial, situándose a la cabeza en cuanto a potencia instalada en tecnología de biomasa y tratamiento de residuos, con un 31% y un 32% del total de potencia instalada en dichas tecnologías respectivamente. Cataluña continúa siendo la Comunidad con mayor potencia instalada en el área de cogeneración, con el 20% de la potencia nacional instalada en esta tecnología. Al igual que en años anteriores, continúa siendo Galicia la Comunidad que mayor potencia hidráulica posee, con el 25% de la potencia instalada en dicha tecnología a nivel nacional.

Por otra parte, es el País Vasco donde nos encontramos con la mayor potencia instalada en el área de residuos.

El precio medio de retribución obtenido por las instalaciones del régimen especial en el mercado en el año 2009 ha sido de 8,014 cent€/kWh (10,327 cent€/kWh en 2008). En cuanto a la opción de venta de energía en régimen especial a tarifa a través de representante arroja un precio medio de retribución total de 20,998 cent€/kWh. Cabe mencionar, por otra parte, la participación en otros mercados por parte de las tecnologías renovables a un precio medio de retribución total de 8,039 cent€/kWh. La retribución anual total recibida por los productores en régimen especial, una vez contempladas las diferentes opciones de venta de energía, arroja un precio medio para 2009 de 11,427 cent€/kWh (en 2008 fue de 11,345 cent€/kWh), lo que ha supuesto una prima equivalente de 6.049.349 miles de € (Prima equivalente media de 7,65 cent€/kWh), teniendo en cuenta que el precio medio de liquidación del mercado en 2009 resultó ser de 3,773 cent€/kWh.

Producción de carbón autóctono

La CNE ha realizado históricamente un seguimiento de la cantidad de carbón autóctono acumulada en los parques de las centrales térmicas españolas en años anteriores, de cara a las liquidaciones de las primas al carbón autóctono.

A lo largo de 2009, debido a cambios en el sistema de liquidaciones de dichas primas, el seguimiento estadístico de los stocks de carbón ya no se realiza directamente por la CNE, si bien se verifican datos según las estadísticas oficiales del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Red Eléctrica de España y de la Federación Nacional de Empresarios de Minas de Carbón Carbunión. Los datos que arrojan estas estadísticas nos muestran que, durante el año 2009 la producción de carbón ha sido similar a la del año anterior. No obstante, la fuerte caída de la demanda, así como la falta de

Cuadro 2.2.5.

	COGENERACIÓN		SOLAR		EÓLICA		HIDRÁULICA		BIOMASA		RESIDUOS		TRAT.RESIDUOS		Total	Total
	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009
ANDALUCÍA	658	630	661	779	1.732	2.398	127	130	169	200	68	68	179	204	3.596	4.409
ARAGÓN	532	525	118	125	1.632	1.687	255	252	22	22	10	10	58	58	2.628	2.679
ASTURIAS	72	73	0	1	218	309	78	77	43	86	73	73	4	0	488	620
BALEARES	7	7	51	52	4	4					34	34			96	96
CANARIAS	33	33	94	95	148	142	0	0	1	1	38	38			315	310
CANTABRIA	300	301	2	2	18	18	73	73	3	3	10	10			405	407
CASTILLA LA MANCHA	427	338	811	862	3.460	3.761	116	117	44	54				38	4.858	5.170
CASTILLA Y LEÓN	498	498	336	329	3.068	3.579	216	216	12	9			125	124	4.256	4.756
CATALUÑA	1.240	1.188	173	165	445	621	296	279	37	42	54	50	89	104	2.334	2.449
CEUTA Y MELILLA			0	0							3	2			3	2
COMUNIDAD VALENCIANA	654	641	241	223	682	878	31	31	12	12	56	66	1	2	1.677	1.853
EXTREMADURA	9	15	416	449			21	20	1	1			9	4	456	489
GALICIA	610	594	9	9	3.163	3.208	483	490	76	49	67	51	15	15	4.421	4.416
LA RIOJA	49	49	81	78	448	448	23	27	4	4					605	607
MADRID	272	274	24	25			44	44	43	43	30	30			412	415
MURCIA	235	235	299	291	148	148	14	14	3	10	10	10	70	70	777	776
NAVARRA	120	131	125	124	969	969	136	138	40	40			15	15	1.405	1.418
PAÍS VASCO	341	380	17	17	189	194	65	53	77	77	115	115	8	8	812	844
Total General	6.058	5.913	3.459	3.624	16.323	18.365	1.979	1.963	587	652	569	558	571	641	29.545	31.716

FUENTE: CNE¹.

¹ Incluye instalaciones que siendo de régimen ordinario perciben incentivo por el artículo 41 del RD436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

utilización de este combustible para la generación de electricidad, en beneficio de un mayor porcentaje de utilización de renovables, y un precio de las materias primas importadas más baratas que en años anteriores, han contribuido a que se produzca un descenso significativo de la cobertura nacional de demanda eléctrica con carbón nacional y, por tanto un aumento de los stocks de carbón autóctono.

La producción de las centrales térmicas a nivel nacional que utilizan carbón autóctono como combustible, se muestran en el siguiente cuadro 2.2.6., según datos de Red Eléctrica de España.

Durante el año 2009, la electricidad producida en estas centrales ha experimentado una clara disminución respecto al ejercicio anterior, debido, como ya se ha indicado, fundamentalmente al aumento de generación mediante otras fuentes de energía, así como al cumplimiento de las directrices marcadas por la Unión Europea.

En el cuadro 2.2.7. se observa la producción de las centrales de carbón por tipo de combustible, donde podemos apreciar con más detalle la utilización del carbón autóctono, y la evidente disminución de la utilización del mismo en el año 2009.

Cuadro 2.2.6.

	Energía b.a. 2008 (GWh)	Energía b.a. 2009 (GWh)	% Variación 2009/2008
Hulla + Antracita	26.882	16.805	-37%
Lignito Negro	6.183	3.527	-43%
Lignito Pardo	8.188	7.433	-9%
Total Nacional	41.253	27.766	-33%

Fuente: Red Eléctrica de España.

Cuadro 2.2.7.

	2008		2009		% 2009/2008
	GWh	%	GWh	%	
Carbón Nacional	17.949	38,8	8.321	24,6	-53,6
Hulla+Antracita	14.850	32,1	6.588	19,5	-55,6
Lignito Negro	2.952	6,4	1.733	5,1	-41,3
Lignito Pardo	147	0,3	0	0,0	-100,0
Carbón Importado	26.899	58,1	24.105	71,2	-10,4
Total Carbón	44.848	96,9	32.426	95,8	-27,7
Combustibles de apoyo	1.427	3,1	1.436	4,2	0,6
Fuel	282	0,6	315	0,9	11,7
Gas Natural	61	0,1	226	0,7	270,5
Gas siderúrgico	1.083	2,3	895	2,6	-17,4
Total Carbón	46.275	100,0	33.862	100,0	-26,8

Fuente: Red Eléctrica de España.

Cuadro 2.2.8.

Unidad: Toneladas

	Antracita			Hulla			Lignito Negro			Total		
	2008	2009	%Var.	2008	2009	%Var.	2008	2009	%Var.	2008	2009	%Var.
Producción subterránea	1.523.768	2.191.383	43,8	3.247.094	2.485.144	-23,5	1.402.343	1.509.962	7,7	6.173.205	6.186.489	0,2
Producción cielo abierto	2.122.893	2.747.217	29,4	2.567.243	1.802.723	-29,8	2.328.942	1.870.489	-19,7	7.019.078	6.420.429	-8,5
Producción Bruta	3.646.661	4.938.600	35,4	5.814.337	4.287.867	-26,3	3.731.285	3.380.451	-9,4	13.192.283	12.606.918	-4,4
Producción vendible	3.148.603	4.060.194	29,0	4.156.918	2.894.323	-30,4	2.896.654	2.493.645	-13,9	10.202.175	9.448.162	-7,4
Existencias 1º año	890.058	1.161.665	30,5	541.217	92.321	-82,9	85.178	2.947	-96,5	1.516.453	1.256.933	-17,1
Existencias fin año	791.266	915.408	15,7	459.859	87.165	-81,0	27.675	41.596	50,3	1.278.800	1.044.169	-18,3
Consumo propio	806	802	-0,5	79	14	-82,3				885	816	-7,8
Suministros	3.246.589	4.305.649	32,6	4.238.197	2.899.465	-31,6	2.954.157	2.454.996	-16,9	10.438.943	9.660.110	-7,5

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

En cuanto a la producción de carbón autóctono en las cuencas mineras, en el cuadro 2.2.8. se observa la comparativa entre los años 2008 y 2009, apreciándose una disminución en la producción global de carbón en 2009, sobre todo en la producción de hulla.

2.2.3. Transporte y operación del sistema

La unión de los centros de producción con las redes de distribución y clientes finales específicos se lleva a cabo por la red de transporte, que se divide en transporte primario y secundario. La red de transporte primario está constituida por las instalaciones con tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV y las interconexiones internacionales, mientras que la red de transporte secundario la constituyen las instalaciones con tensiones nominales iguales o superiores a 220 kV no incluidas en el transporte primario, y por aquellas otras instalaciones de tensiones nominales inferiores a 220 kV, que cumplan funciones de transporte.

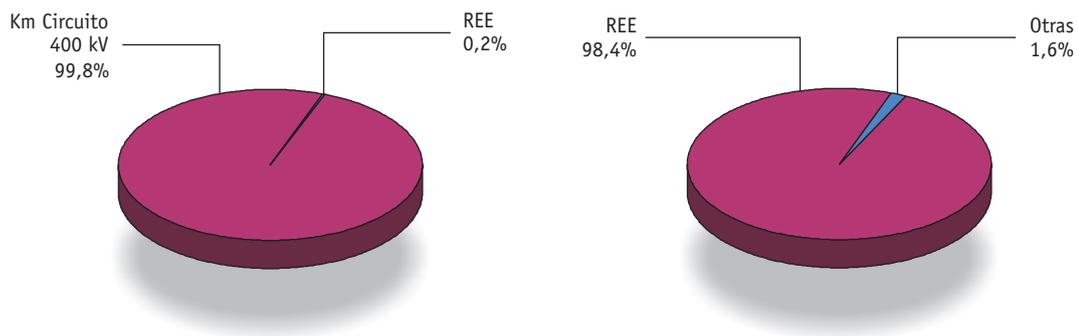
A finales de 2009, y según datos publicados por Red Eléctrica en el avance del informe 2009, Red Eléctrica es propietaria de 17.988 km de circuitos de 400 kV, lo

que supone el 99,8 por ciento del total, en tanto que las restantes empresas transportistas propietarias a esa tensión no tienen más que 38 km., es decir, el 0,2 por ciento.

En el caso de las líneas a 220 kV; Red Eléctrica es poseedora de 16.771 km., el 98,4 por ciento del total, frente a los 276 km. propiedad de otras empresas (el 1,6 por ciento) (gráfico 2.2.9.).

Cabe destacar que estas concentraciones se dan normalmente en zonas ya de por sí excedentarias en generación y alejadas de los grandes centros de demanda. Esto conlleva, que si se llevaran a cabo la ejecución de la totalidad de los planes de inversión en generación previstos por los agentes productores, implicaría en determinados casos desarrollos excesivos de la red de transporte. La situación económica actual ha modificado las previsiones de incrementos de demanda y, por ende, las iniciativas de instalación de nueva generación, tal y como se ha descrito anteriormente. No obstante, esta circunstancia no evita que siga siendo necesario realizar un seguimiento sobre las limitaciones de generación en la red de transporte.

Gráfico 2.2.9. Propiedad de la Red de Transporte. Año 2009 (Sistema Peninsular)



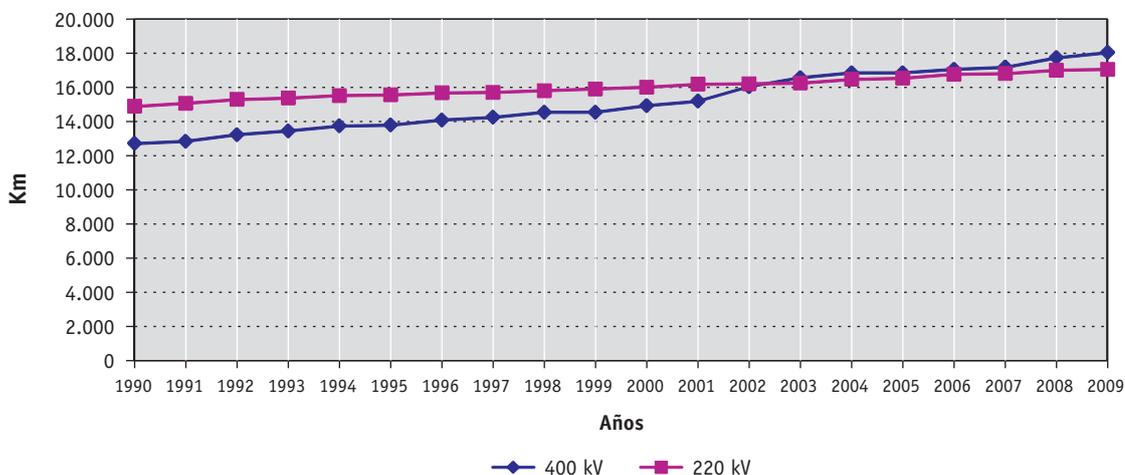
Fuente: Red Eléctrica.

Debido a la situación económica actual se han modificado ligeramente las previsiones de incrementos de demanda y, se ha apreciado un claro retraso en la finalización de los proyectos de desarrollo de la red de transporte, sin embargo, cabe destacar que el esfuerzo inversor en instalaciones de transporte sigue siendo muy importante, dado que hay que dar cobertura a determinados puntos de sistema peninsular que tienen carencia de capacidad.

En el gráfico 2.2.10 se puede observar que en los últimos años se ha producido un impulso importante tanto en lo relativo instalaciones de 400 KV como a instalaciones de 220 kV, tal y como se puede apreciar en el siguiente gráfico (ver gráfico 2.2.10).

Por otra parte, la capacidad de transformación total del sistema 400/AT asciende en 2009 a 67.059 MVA. De

Gráfico 2.2.10. Evolución de la red de transporte de 400 y 220 kV (Sistema Peninsular)



Fuente: Red Eléctrica.

esa cifra, 66.259 MVA pertenecen a Red Eléctrica y 800 MVA a otras compañías (98,8 y 1,2 por ciento, respectivamente).

Al respecto cabe destacar que la red de transporte peninsular es una red muy mallada que origina pocas restricciones, destacando la elevada disponibilidad de sus instalaciones y las reducidas interrupciones del suministro debidas a incidencias en esta red.

Durante el año 2009 han continuado las mejoras de la infraestructura eléctrica de las diferentes zonas geográficas, lo cual incrementa notablemente la capacidad de transporte y evacuación de la energía eléctrica. Esto ha sido necesario para poder afrontar el incremento de generación procedente de los ciclos combinados, parques eólicos, huertos solares y centrales termoeléctricas.

Por otro lado, cabe destacar que en el año 2009, para cumplimentar el Mandato a la CNE establecido en la Disposición Adicional Sexta del Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, la CNE aprobó con fecha 19 de febrero de 2009 la Propuesta de revisión de los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y operación y mantenimiento para las instalaciones de transporte peninsular puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

Los valores unitarios de referencia se han determinado en consideración de la información y experiencias procedentes de agentes terceros (fabricantes de equipos, ingenierías, constructores, etc.) ajenos a los sujetos regulados (empresas transportistas). Asimismo, la información procedente de las empresas transportistas también ha sido considerada durante el estudio.

2.2.4. Distribución y comercialización

Distribución

La actividad de distribución es aquella que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo en las adecuadas condiciones de calidad, así como la venta de energía eléctrica a los consumidores o distribuidores que la adquieran a tarifa.

La Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, liberaliza la distribución a través de la generalización del acceso a las redes, de manera que la eficiencia económica que se deriva de la existencia de una única red es puesta a disposición de los diferentes sujetos del sistema eléctrico y de los consumidores. No obstante, la retribución de la distribución continua siendo fijada administrativamente, evitándose así el posible abuso de las posiciones de dominio determinadas por la existencia de una única red.

En su artículo 16.3, la Ley 54/1997 establece que la retribución de la actividad de distribución se establecerá reglamentariamente y permitirá fijar la retribución que haya de corresponder a cada sujeto atendiendo a los siguientes criterios: costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, energía circulada, modelo que caracterice las zonas de distribución, los incentivos que correspondan por la calidad de suministro y la reducción de pérdidas, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad”.

Las actividades reguladas destinadas al suministro de energía eléctrica son retribuidas económicamente con cargo a las tarifas y a los peajes. En un futuro, la distribución será retribuida únicamente vía peajes.

En el año 2009, la CNE ha seguido trabajando en el modelo de red de referencia en su modalidad incre-

mental y comenzándose el plan de pruebas para la validación del mismo. Adicionalmente, se ha procedido a evaluar la información entregada por las empresas distribuidoras con ocasión de la Circular 2/2008, de 2 de noviembre, sobre actualización de la Circular 1/2007 de petición de información a remitir por las empresas distribuidoras de energía eléctrica a la Comisión Nacional de Energía para el establecimiento de la retribución a la actividad de distribución y supervisión de la misma.

El modelo de red de referencia en su modalidad base cero es una herramienta de gran utilidad para el establecimiento de los niveles retributivos iniciales. Así mismo, dicha herramienta permitirá a lo largo del año 2009 analizar el grado de adaptación de las infraestructuras de distribución existentes. A modo de ejemplo, el uso de esta herramienta ha permitido simular las redes de distribución necesarias para garantizar, para todos y cada uno de los consumidores, la calidad establecida en la normativa, bajo distintos escenarios de crecimiento de demanda.

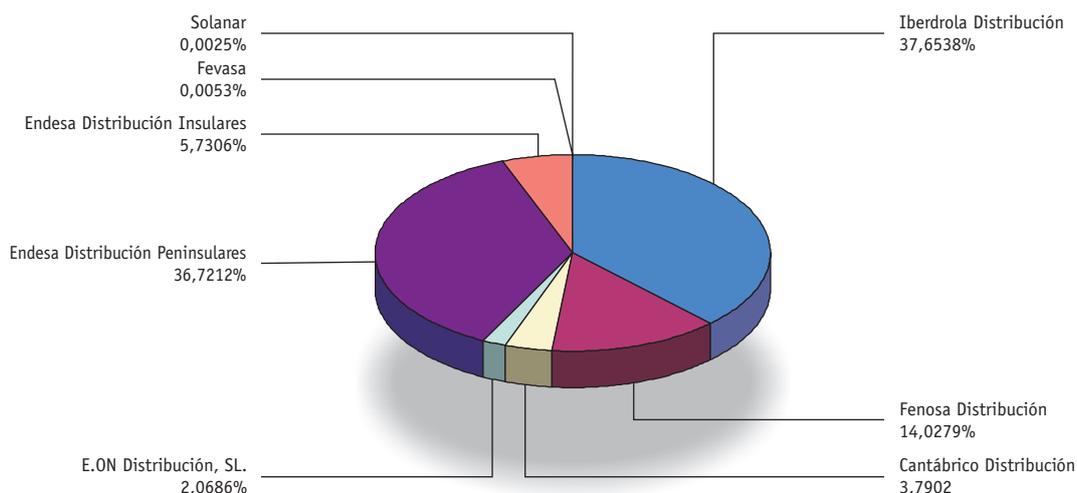
Igualmente, el modelo de red de referencia en su fase incremental permite modelizar las redes reales habiendo permitido afrontar el mandato que le fue establecido a esta Comisión en el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero sobre el cálculo del incremento de la actividad de distribución para cada una de las empresas.

Por otro lado, cabe destacar que la información declarada por las empresas distribuidoras con motivo de las citadas Circulares de distribución están permitiendo a esta Comisión disponer de datos reales acerca del mercado que atiende cada una de las empresas distribuidoras, de las redes de que disponen las mismas para abastecer dichos mercados, así como de la evolución real y en detalle de mercados y redes.

El mayor conocimiento de la realidad de las empresas reguladas que proveen los datos de la Circulares de distribución y el nivel de detalle que permiten tanto las herramientas técnicas actualmente en funcionamiento (modelo de red de referencia en su modalidad base cero como en su modalidad incremental), permiten augurar un mejor análisis de la actividad de distribución por parte de los agentes encargados de velar y supervisar por su desarrollo. No obstante, ambas herramientas técnicas habrán de ser debidamente actualizadas tras la correspondiente aprobación de los Procedimientos de Operación Básicos de las redes de Distribución.

Adicionalmente, cabe destacar que se ha utilizado el sistema de supervisión EVEREST que permite a esta Comisión tener una visión integral de las redes de distribución y de la información regulatoria de costes de las empresas distribuidoras. Asimismo, dicha información utilizada en la aplicación EVEREST, declarada por las empresas distribuidoras con motivo de las citadas Circulares, ha permitido a esta Comisión disponer de datos reales acerca del mercado que atiende cada una de las empresas distribuidoras, y de las redes de que disponen las mismas para abastecer dichos mercados.

La principal empresa distribuidora nacional en el 2009 es Endesa, teniendo en cuenta tanto los suministros peninsulares como insulares, con una cuota de algo más del 42%, tal y como se puede observar en el gráfico 2.2.11. No obstante, la empresa Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U. está muy próxima, teniendo una cuota de mercado de cerca del 38 %, con lo que resulta que los dos principales grupos eléctricos del país distribuyen alrededor del 80% de la energía.

Gráfico 2.2.11. Energía eléctrica distribuida nacional. Año 2009: 266.993 GWh

Fuente: CNE.

El gráfico 2.2.12 ofrece una imagen del reparto del mercado español por las principales empresas distribuidoras, incluidas las Islas Baleares y las Canarias. En el mismo se aprecia con claridad el predominio de los dos grandes grupos, Iberdrola y Endesa, el primero en la zona Centro, Norte y Levante, fundamentalmente, y el segundo en la zona Sur y Noreste. Por último, a pesar de que no se refleja en los gráficos, prolifera un gran número de pequeñas empresas distribuidoras, alrededor de 350.

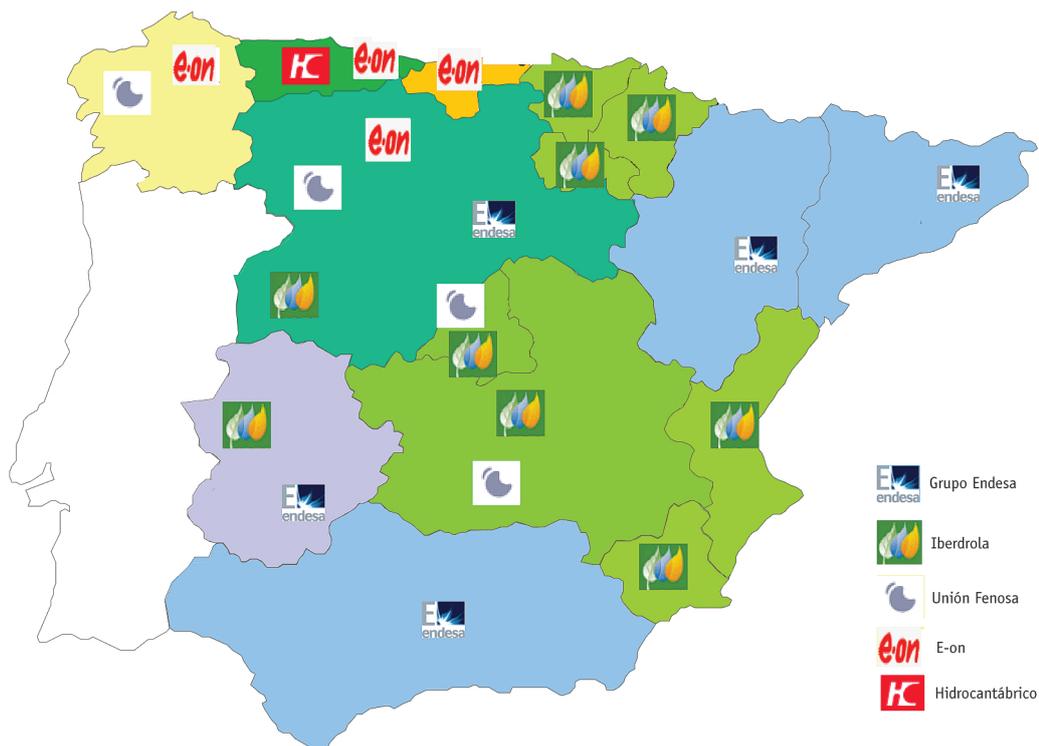
Por lo que se refiere a la remuneración de esta actividad, para el ejercicio de 2009, con fecha 10 de junio de 2010, el Consejo de Administración de la CNE, aprobó el «Informe sobre el mandato a la CNE relativo al contraste y validación de la aplicación del modelo de red de referencia para el año 2009 y siguientes. Retribución a la actividad de distribución de energía eléctrica para el año 2009 y siguientes», ascendiendo para el ejercicio 2009 a un total de 4.437.252 miles de €.

En el Real Decreto 2819/1998, se define la actividad de distribución, delimitando las redes de distribución y definiendo los elementos constitutivos de su retribución (instalaciones reales, red de referencia, energía circulada, incentivos a la calidad de servicio y reducción de pérdidas, otros costes y costes de gestión comercial).

Comercialización

De acuerdo con la Ley 54/1997 de 27 de noviembre, la comercialización de energía se declara como actividad no regulada, si bien la comercialización a tarifa la seguirán realizando los distribuidores. Los consumidores cualificados podrán comprar la energía directamente al mercado organizado, o bien a través del comercializador. Así mismo, los consumidores cualificados podrán comprar la energía a los generadores por medio de contratos bilaterales.

Gráfico 2.2.12. Mercado de la Electricidad en España



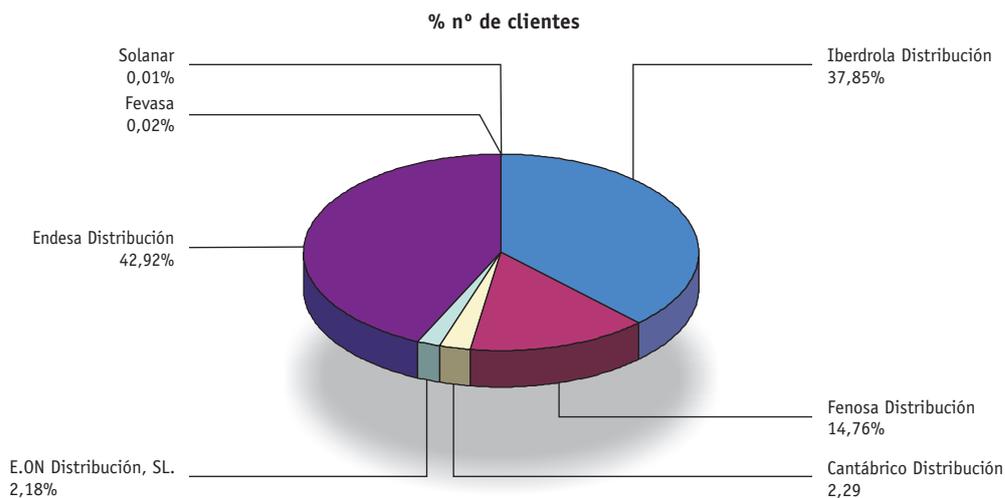
Fuente: CNE.

El gráfico 2.2.13 muestra el reparto de las pólizas suscritas por los clientes a tarifa entre las principales empresas suministradoras. Iberdrola y Endesa (en la península), suministran electricidad aproximadamente al 80,8% de los clientes.

La actividad de comercialización a tarifa tiene un coste reconocido que depende, fundamentalmente, del número de clientes. En el gráfico 2.2.14 se presenta la evolución de los costes reconocidos de comercialización en el período 1995-2009.

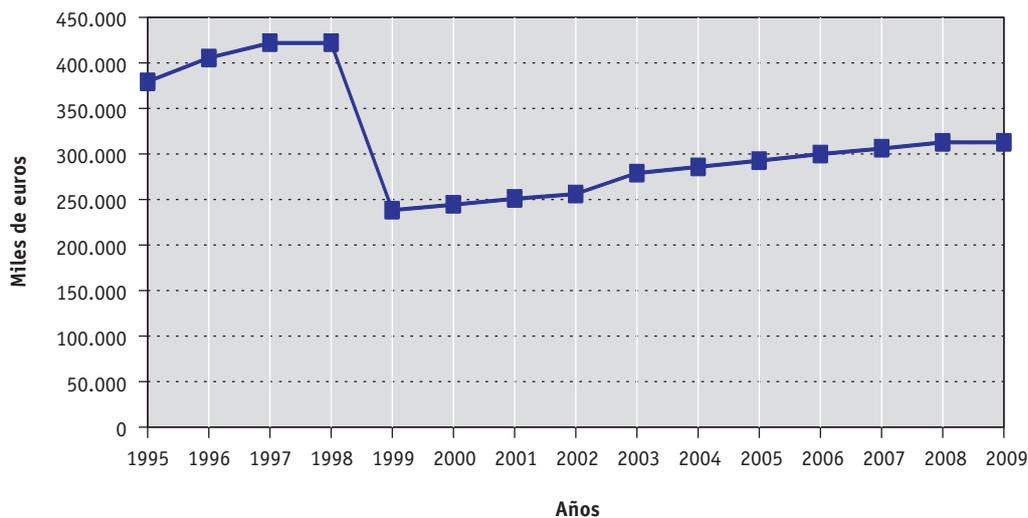
Según el mismo, los costes de comercialización han disminuido notablemente en los últimos años, lo cual es debido en su mayor parte, al trasvase de fondos que se realizó en el año 1998 desde esta actividad a la actividad de distribución. Estos costes de comercialización tienen poco peso en el total del sector. Así, en el año 2009 estos costes se mantuvieron exactamente iguales a los del año 2008, ascendiendo su cifra a 312.639 miles de euros.

Gráfico 2.2.13. Número de pólizas por subsistemas año 2009. Total pólizas: 27.923.328



Fuente: CNE.

Gráfico 2.2.14. Evolución de los gastos de comercialización



Fuente: CNE.

3. Facturación de energía y empresas eléctricas

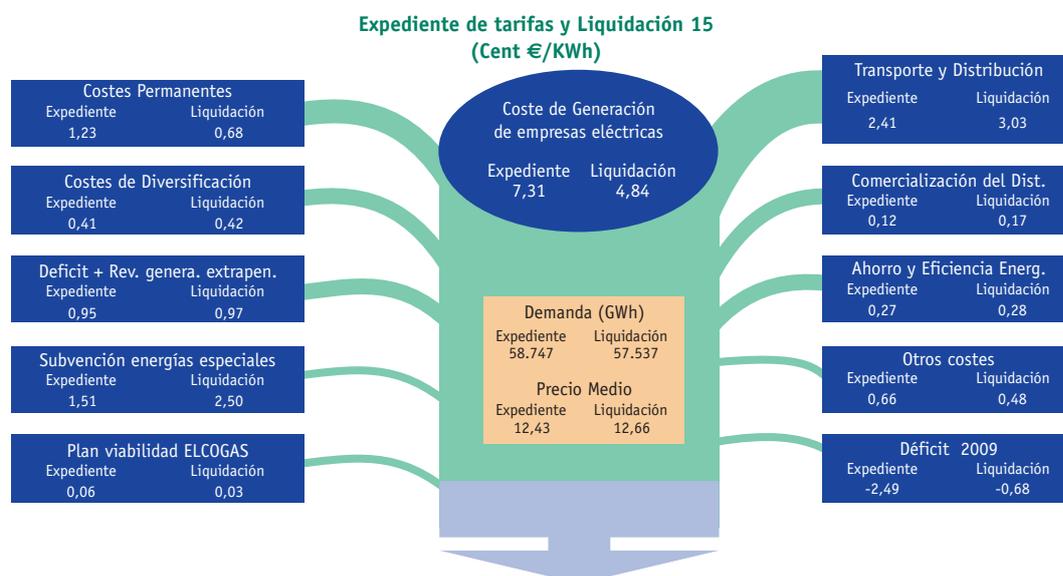
3.1. Facturación de la energía eléctrica

Expuesta en el apartado 3.1 la evolución del mercado de producción, tanto en lo referente a la energía negociada como a los precios resultantes, se presentan aquí los datos relativos a la facturación de la energía por tarifas y peajes regulados, tanto de los contenidos en el expediente de tarifas aprobado a finales de 2008 para el ejercicio de 2009, como de los derivados de la liquidación de ingresos y costes de las actividades reguladas número 14, efectuada a cuenta por la CNE. Ha de tenerse presente, en este último aspecto, que, si bien el R.D. de tarifas ha establecido la retribución correspondiente a cada una de las empresas por las actividades de distribución y gestión comercial, los datos con que se han elaborado las liquidaciones son provisionales pues no existen liquidaciones definitivas, ni de cantidades ni de precios, del mercado de producción; por otra parte los datos de las liquidaciones están pendientes de las correspondientes verificaciones e inspecciones, de forma que únicamente tras la resolución de éstas cuestiones podrá tener carácter definitivo la li-

quidación anual que se realice. Los datos relativos a las tarifas integrales son para el primer semestre de 2009.

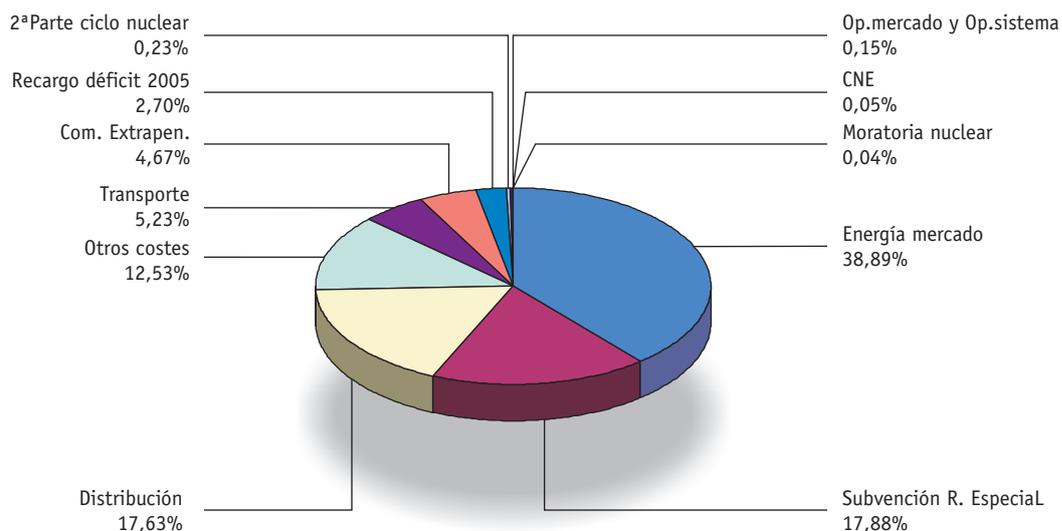
De acuerdo con el expediente de tarifas, la estimación del precio medio de la electricidad era para 2009 de 12,43 cent €/KWh, para las ventas a tarifa integral. Ese resultado suponía un coste de adquisición de la energía generada por las empresas eléctricas de 7,31 cent €/KWh, un coste de subvenciones al régimen especial de 1,51 cent €/KWh, un coste de transporte y distribución de 2,41 cent €/KWh., un coste de comercialización de 0,1 cent €/KWh., los costes previstos del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética eran de 0,27 cent €/KWh. y el recargo por el déficit de 2005 significaba 0,34 cent €/kWh. Por otra parte, los costes permanentes del sistema eran 1,23 cent €/kWh, por el déficit tarifario de años anteriores a 2003 y de los años 2006, 2007 y 2008 así como por la revisión del coste de generación de los sistemas extra peninsulares se preveían 0,95 cent €/kWh, los costes de diversificación ascendían a 0,07 cent €/Kwh., siendo, finalmente, el coste del Plan de viabilidad

Gráfico 3.1.1: El precio de la electricidad en España a tarifa integral. Año 2009



Fuente: Expediente de Tarifas del MITyC y CNE.

Gráfico 3.1.3. Retribución del sector eléctrico vía tarifa. Liquidación 14 año 2009



El gráfico 3.1.2 detalla cada uno de los componentes de la liquidación 14 de ingresos por tarifas reguladas de 2009, en tanto que el gráfico 3.1.3 muestra la participación de cada uno de los costes sobre los ingresos totales de la liquidación mencionada.

Los consumidores cualificados

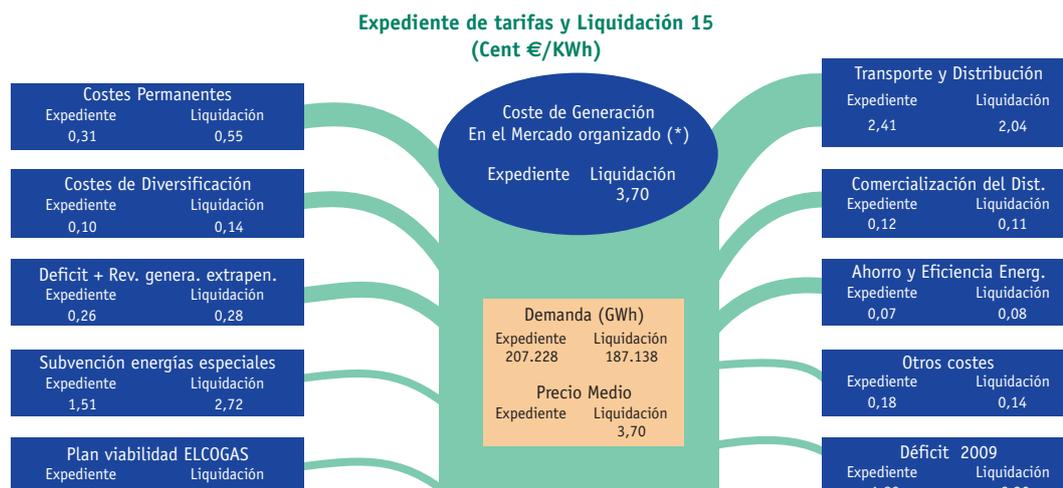
Por otra parte, en media anual en 2009 2.630.845 consumidores adquirieron su energía (187.138 GWh) en el mercado libre de electricidad. A partir de julio desaparecieron las tarifas de compra, pasando todos los consumidores a mercado. En el gráfico 3.1.1 bis se ofrece la liquidación de los costes regulados correspondientes a estos consumidores así como una estimación del coste de su energía, dado que sus precios son libremente pactados y por tanto desconocidos, dicha estimación no tiene en cuenta el margen del comercializador, basándose únicamente en el precio medio para los comercializadores y consumidores cualificados derivado

del mercado organizado de producción. Obviamente los costes de la energía en el mercado liberalizado no son objeto de liquidación, realizamos aquí este ejercicio para ofrecer una idea aproximada de los costes de la electricidad para los consumidores que adquieren su energía en dicho mercado y los presentamos de una manera similar a los costes soportados por los consumidores a tarifa, repitiendo una vez más que sólo son objeto de liquidación los conceptos regulados (ingresos por peajes, cuotas así como los costes de transporte y distribución).

El gráfico 3.1.2 bis detalla cada uno de los componentes de ingresos y costes, de los cuales los correspondientes a la adquisición de energía en el mercado son una estimación y no son objeto de liquidación.

En el gráfico 3.1.3 bis se muestran, en porcentaje, los distintos costes soportados por los consumidores cualificados, excepto el margen del comercializador.

Gráfico 3.1.1 bis. El precio de la electricidad en España para los consumidores cualificados. Año 2009



Fuente: CNE (*) Estimación.

Gráfico 3.1.2 bis. Liquidación de ingresos por peajes. Año 2009 (Miles de €)

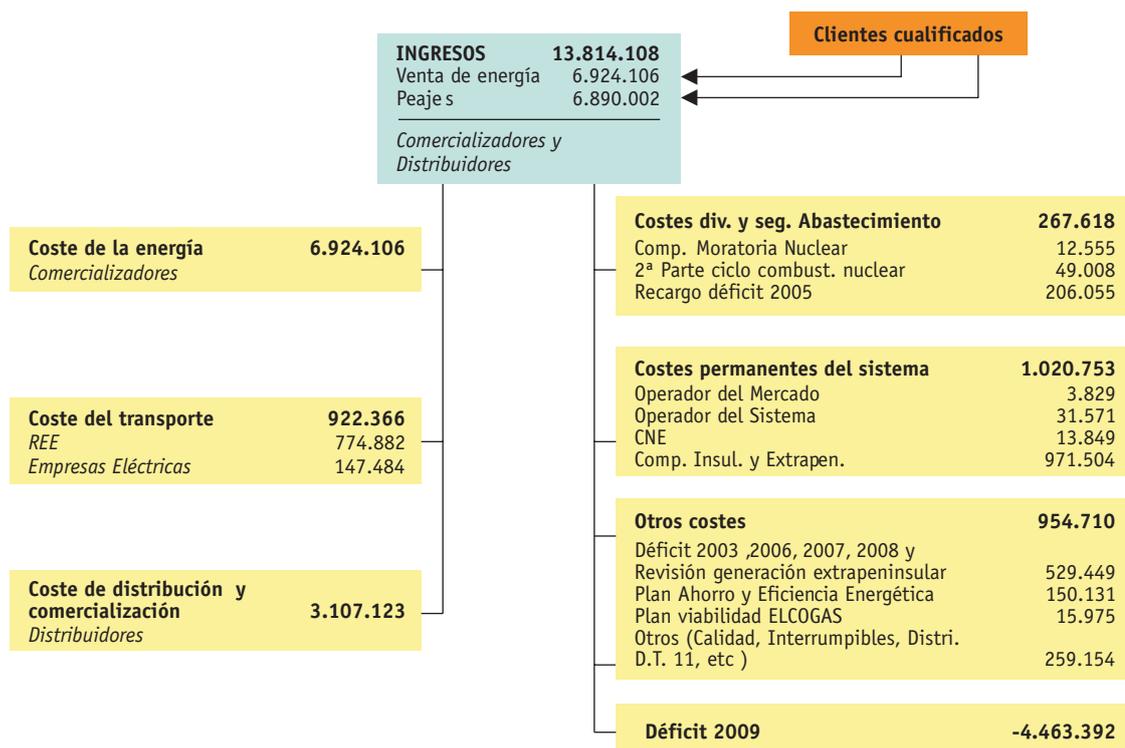


Gráfico 3.1.3 bis. Costes para los consumidores cualificados. 2009

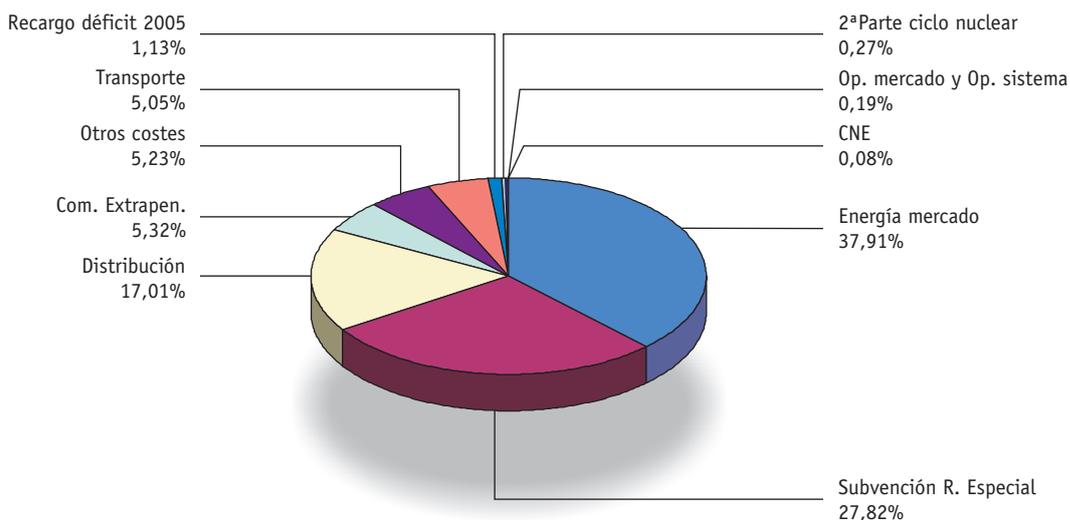
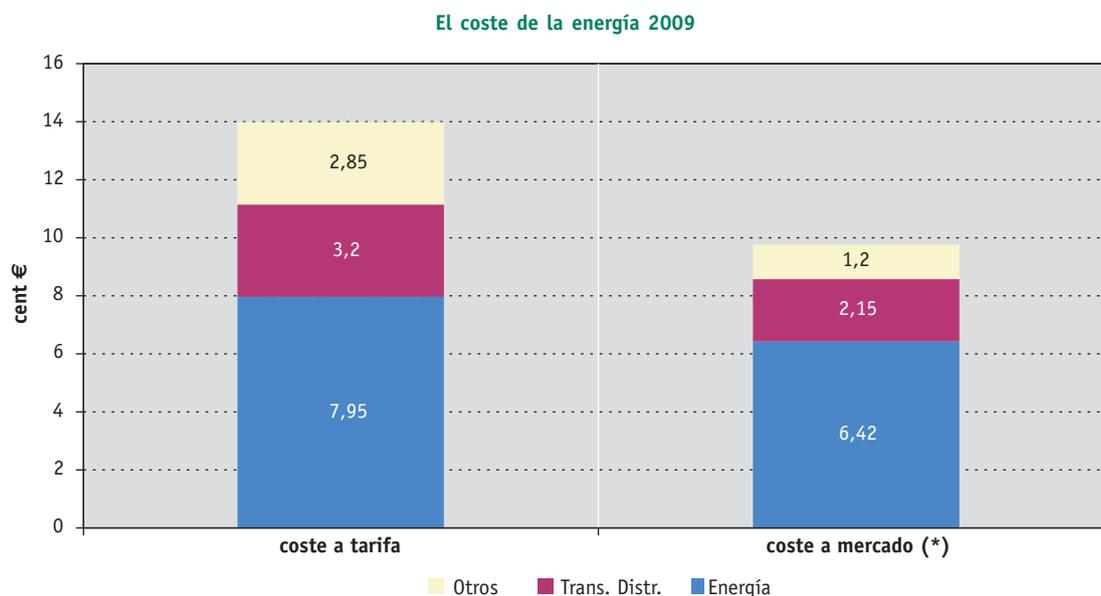


Gráfico 3.1.4. Comparación de costes. 2009



(*) Se ha estimado un coste de la energía para el consumidor de 3,70 cent. €/KWh.

Finalmente en el gráfico 3.1.4 se muestra la comparación entre los costes, soportados por los consumidores a tarifa y los consumidores cualificados, agrupados por grandes componentes del gasto.

Insistimos, una vez más, en que para la estimación del coste de la energía en el mercado sólo se ha tenido en cuenta el precio medio final ponderado en el mercado organizado de producción para los comercializadores

y consumidores cualificados, es decir sería el precio pagado por un consumidor que hubiese realizado sus compras de electricidad directamente en el mercado organizado, todas y cada una de las horas de todos los días del año, sin desviaciones de su consumo respecto de sus compras, y que hubiera consumido con la misma curva de carga que la curva media del mercado.

3.2. Evolución económico-financiera de los principales grupos empresariales eléctricos

Evolución de los resultados

Los estados financieros consolidados adjuntos del ejercicio 2009 son los quintos que presentan los principales grupos eléctricos aplicando las normas internacionales de contabilidad adoptadas por la Unión Europea (NIIF-UE).

Los estados financieros consolidados del sector eléctrico resultan de la agregación de los siguientes grupos eléctricos: ENDESA, IBERDROLA, HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO y RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN. Con respecto a años anteriores, no se incluye en 2009 los estados financieros de UNIÓN FENOSA al ser adquirida en ese año por GAS NATURAL e integrar dicha compañía gasista los activos y pasivos y la cuenta de resultados de UNIÓN FENOSA. A efectos de comparación homogénea tampoco se ha considerado esta empresa eléctrica en el agregado del sector eléctrico en 2008.

No se incluye E.ON porque E.ON ESPAÑA, S.L.U., Sociedad tenedora del 100% de las filiales del grupo E.ON que realizan actividades energéticas en España, no formula cuentas consolidadas en España. La sociedad se acoge a la dispensa contemplada en el Código de Comercio y en el R.D. 1514/2007, de 16 de noviembre, consolidando en una sociedad perteneciente al grupo E.ON en un estadio superior y residente en la Unión Europea.

El beneficio después de impuestos, registrado en 2009 por los grupos empresariales ENDESA, IBERDROLA, HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO y RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN, ha sido de 7.855 millones de euros, lo que supone un descenso de un 32,6% sobre los 11.657 millones de euros obtenidos en 2008 (descenso del 35,8% si consideramos el resultado de las sociedades dominantes). Por empresas, destaca la evolución del Resultado del ejercicio de ENDESA, que disminuye en relación a 2008 en un 46,2% debido a las menores plusvalías obtenidas en 2009 en relación a 2008.

El resultado de las operaciones discontinuas del agregado eléctrico en 2008 es de 4.884 millones de euros y corresponden a ENDESA. En junio de 2008 ENDESA vendió a E.ON la totalidad de sus activos en Europa y las centrales de Los Barrios (Cádiz) y Tarragona, lo que le reportó unos resultados después de impuestos generado por estos activos durante 2008, incluyendo la plusvalía en la venta, de 4.884 millones de euros. En el año 2009, las cuentas de ENDESA incluyen el resultado neto de la venta de activos a ACCIONA S.A. Si descontamos de los dos años los resultados de la venta de activos el resultado de la sociedad dominante en el ejercicio 2009 sería superior en un 1.0% al del año 2008.

Si descontamos del resultado de la sociedad dominante del agregado del sector eléctrico los resultados de la venta de activos de ENDESA en 2008 y 2009, dicho Resultado varía en 2009 con respecto a 2008 en un -0,5%.

IBERDROLA e HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO disminuyen el resultado del ejercicio 2009 un 1,0% y un 22,6% respectivamente y RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN lo aumenta en un 15,5%.

La participación en el beneficio neto del agregado del sector eléctrico es de un 55,5% para ENDESA, un 37,4%

para IBERDROLA, un 2,9% para HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO y un 4,2% para REC.

Por su parte, el beneficio neto de explotación del agregado del sector eléctrico alcanzó en 2009 los 10.502,8 millones de euros, un 1,5% por encima del obtenido en el año anterior.

Los ingresos de explotación han pasado de 53.146,0 millones de euros en 2008 a 55.239,9 millones de euros en 2009 (3,9% de incremento). Este incremento, unido a un aumento del 1,4% de las compras y consumos de aprovisionamiento, ha resultado en un aumento del margen operativo del 7,2% hasta los 24.971,9 millones de euros.

El resultado financiero neto del conjunto de los cuatro grupos es negativo, anotando un valor de -2.336,47 millones de euros, que supone un aumento del 3,4% respecto a 2008. RED ELÉCTRICA disminuye el resultado financiero neto (negativo), un 23,3% hasta situarse en -84,5 millones de euros, mientras que ENDESA, IBERDROLA e HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, lo aumentan; un 0,9% ENDESA hasta situarse en -1.018 millones de euros, un 8,1% IBERDROLA hasta -1.109 millones de euros y un 9,2% HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO hasta situarse en -124 millones de euros.

El beneficio consolidado de cualquier grupo empresarial se distribuye entre el beneficio que le corresponde a la sociedad dominante y el beneficio que le corresponde a los socios minoritarios. Cabe destacar que en 2009, el agregado de los beneficios netos de las sociedades dominantes representa un 87% del beneficio neto global, y el resto corresponde a los socios minoritarios.

Por el lado del balance, y dentro del activo, cabe señalar que los activos no corrientes representan un 82% del activo total, anotando una variación del 5,2% respecto al año 2008, equivalente a 6.572 millones de euros. En 2008, respecto a 2007, el incremento fue de 20.091

millones de euros (considerándose cinco grupos). El circulante, que representa un 18% del activo total, presenta una variación negativa con respecto a 2008, de -6,8%, equivalente a 2.088 millones de euros. En 2008, respecto a 2007, se presentó un incremento de 1.406 millones de euros (considerándose cinco grupos).

Respecto al total del patrimonio neto más pasivo, el patrimonio neto representa un 32,5% del total, incrementándose un 4% con respecto a 2008, en 2.008 millones de euros. En 2008 el incremento fue de 2.137 millones de euros (considerándose cinco grupos).

En 2009 los pasivos no corrientes representan el 49,5%, incrementándose un 11,0% respecto al año anterior, en 7.893 millones de euros (en 2008, considerándose cinco grupos, el incremento fue de 10.857 millones de euros). Los pasivos corrientes, el 18,1% del total, han disminuido un 15,7% respecto al año anterior. Es una disminución de algo más de 5.417 millones de euros (en 2008 la variación respecto al año anterior fue de un aumento de 8.503 millones de euros, considerándose cinco grupos).

El activo, igual al patrimonio neto y pasivo, anota 161.421 millones de euros, lo que supone un aumento del 2,9% respecto a 2008. El fondo de maniobra agregado es negativo en 2009, en 287 millones de euros, mientras que en 2008 fue negativo en 3.616 millones de euros. Por empresas, en 2009 ENDESA e IBERDROLA tienen fondo de maniobra positivo con 134 millones de euros y 1.349 millones de euros, respectivamente, mientras que HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO y REC presentaron fondo de maniobra negativo en 1.102 millones de euros y 669 millones de euros respectivamente.

En los cuadros 3.2.1 y 3.2.2 se detallan la cuenta de pérdidas y ganancias agregada y el balance consolidado agregado de 2008 y 2009, en miles de euros, de los cuatro principales grupos eléctricos considerados.

Cuadro 3.2.1. Cuenta de Resultados agregada del sector eléctrico (miles de euros)

Cuenta de resultados consolidada del ejercicio:	2008	Estructura (%)	2009	Estructura (%)	Variación año anterior (%)
INGRESOS	53.146.048	33,9	55.239.765	34,2	3,9
Importe neto de la cifra de negocio	50.953.384	32,5	53.122.902	32,9	4,3
Otros ingresos de explotación	2.192.664	1,4	2.116.863	1,3	-3,5
COMPRAS, CONSUMOS / OTROS APROVIS. Y SERVICIOS	-29.848.412	—	-30.267.837	—	1,4
MARGEN	23.297.636	14,8	24.971.928	15,5	7,2
Gastos de personal	-3.386.990	—	-3.911.396	—	15,5
Otros gastos de explotación	-5.295.121	—	-5.551.569	—	4,8
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	14.615.525	9,3	15.508.963	9,6	6,1
Amortizaciones (1)	-4.272.163	—	-5.006.188	—	17,2
RESULTADO NETO DE EXPLOTACIÓN	10.343.362	6,6	10.502.775	6,5	1,5
Resultado financiero neto	-2.259.309	—	-2.336.470	—	3,4
Otros resultados (deterioro de valor, enajenación de activos y otros)	851.106	0,5	1.827.889	1,	114,
RESULTADO OPERACIONES CONTINUAS	8.935.159	5,7	9.994.194	6,2	11,
Beneficio/pérdida operaciones discontinuas	4.884.000	3,1	0	—	—
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	13.819.159	8,8	9.994.194	6,2	-27,7
Impuesto sobre sociedades	-2.161.917	—	-2.138.757	—	-1,
RESULTADO DEL EJERCICIO	11.657.242	7,4	7.855.437	4,9	-32,6
De la Sociedad Dominante	10.601.975	6,8	6.807.366	4,2	-35,8
De Accionistas minoritarios	1.055.266	0,7	1.048.071	0,6	-0,7

(1) Incluye Provisiones en Iberdrola e Hidrocantábrico Fuente: Informes anuales.

Cuadro 3.2.2. Balance consolidado agregado del sector eléctrico (miles de euros)

Balance de situación consolidado a:	2008	Estructura (%)	2009	Estructura (%)	Variación año anterior
ACTIVOS NO CORRIENTES	125.998.945	80,3	132.571.093	82,1	5,2
ACTIVOS INTANGIBLES	22.715.152	14,5	23.476.201	14,5	3,4
INMOVILIZADO MATERIAL	83.177.953	53,0	90.815.664	56,3	9,2
INMUEBLES DE INVERSIÓN	488.206	0,3	447.960	0,3	-8,2
ACTIVOS FINANCIEROS	13.791.900	8,8	12.069.512	7,5	-12,5
ACTIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS	5.484.945	3,5	5.271.899	3,3	-3,9
OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES	340.789	0,2	489.857	0,3	43,7
ACTIVOS CORRIENTES	30.937.799	19,7	28.849.459	17,9	-6,8
ACTIVO TOTAL = PATRIMONIO NETO Y PASIVO TOTAL	156.936.744	100	161.420.552	100,0	2,9
PATRIMONIO NETO	50.394.639	32,1	52.402.522	32,5	4,0
FONDOS PROPIOS DE LA DOMINANTE	44.153.321	28,1	45.036.440	27,9	2,0
ACCIONISTAS MINORITARIOS	6.241.318	4,0	7.366.082	4,6	18,0
PASIVOS NO CORRIENTES	71.988.729	45,9	79.881.394	49,5	11,0
PROVISIONES	7.692.674	4,9	8.130.032	5,0	5,7
DEUDA FINANCIERA	47.300.419	30,1	52.249.223	32,4	10,5
PASIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS	8.836.727	5,6	10.001.470	6,2	13,2
OTROS PASIVOS NO CORRIENTES	8.158.909	5,2	9.500.669	5,9	16,4
PASIVOS CORRIENTES	34.553.376	22,0	29.136.636	18,1	-15,7
PROVISIONES	1.008.266	0,6	891.546	0,6	-11,6
DEUDA FINANCIERA	12.497.753	8,0	8.576.280	5,3	-31,4
PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES	1.560.827	10	1.262.235	0,8	-19,1
OTROS PASIVOS CORRIENTES	19.486.530	12,4	18.406.575	11,4	-5,5

Fuente: Informes anuales.

4. La demanda y los consumidores

En este capítulo se aporta, en primer lugar, información referente a la evolución de la demanda de electricidad en barras de central y en abonado final. Además se analiza la evolución de dos variables relevantes para el consumidor, como son los precios de la electricidad, que se comparan también a nivel europeo, y la calidad del suministro eléctrico.

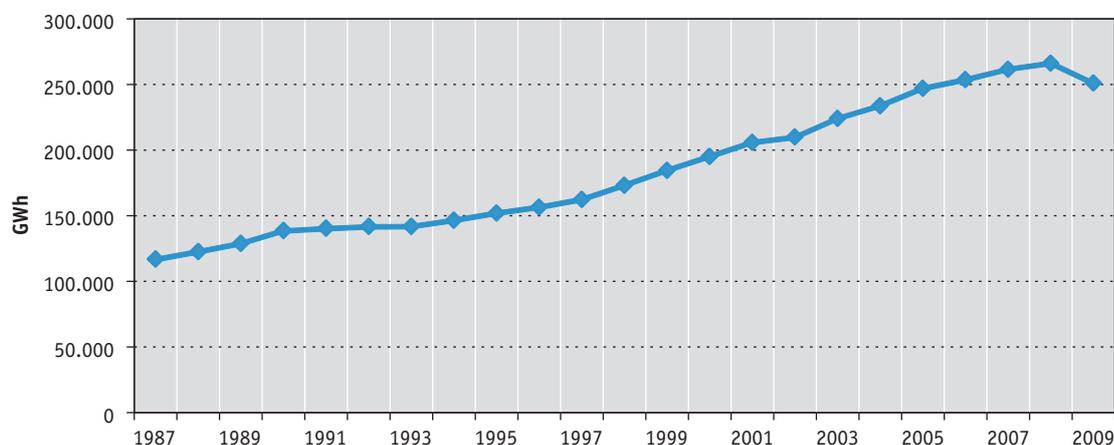
4.1. Evolución de la demanda

4.1.1. Demanda en barras de central

Como ya se ha avanzado anteriormente en este mismo “Informe Básico”, según datos de Red Eléctrica y CNE, la demanda de energía eléctrica en barras de central peninsular ascendió a 250.789 GWh en el año 2009, lo que supuso un descenso de aproximadamente el 5,7% con respecto al año anterior, según la última información disponible en el momento de redacción de este informe. El gráfico 4.1.1 representa la evolución de la demanda de electricidad peninsular en barras de central en los últimos años.

La demanda en barras de central en los sistemas extrapeninsulares ascendió, según datos del operador del sistema, a 15.569 GWh, lo que supone una reducción del 1,9% respecto al año anterior.

Gráfico 4.1.1. Evolución de la demanda en barras de central

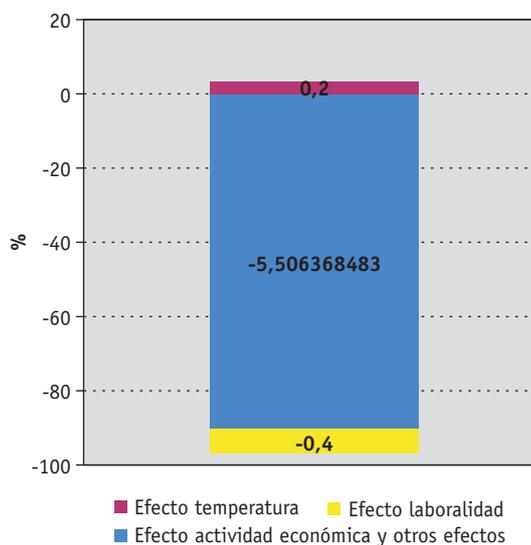


Fuente: REE y CNE.

Componentes explicativos de la variación de la demanda

Las variables fundamentales que explican el comportamiento de la demanda de energía eléctrica son la temperatura, la laboralidad y la actividad económica. El gráfico 4.1.2 representa la estructura porcentual de los

Gráfico 4.1.2. Variación de la demanda. Año 2009



Fuente: REE y CNE.

distintos componentes explicativos de la demanda de electricidad en barras de central peninsular en 2009, calculados con la última información disponible sobre demanda en la fecha de redacción de este informe.

En el conjunto del año 2009, las temperaturas tuvieron una aportación de 0,2% sobre el crecimiento de la demanda, mientras que la laboralidad y especialmente la actividad económica tuvieron un efecto negativo: -0,4% y -5,5%, respectivamente.

Día de mayor demanda

Según datos de Red Eléctrica, el día 13 de enero de 2009 fue el día en el que se registró la mayor demanda de potencia media horaria (entre las 19 y las 20 horas), con un valor de 44.440 MW. El valor de máxima energía diaria se produjo el mismo día 13 de enero, y fue de 886 GWh.

4.1.2. Demanda en abonado final

La demanda de energía eléctrica peninsular en abonado final (descontadas las pérdidas) en el año 2009 ascendió a 226.095 GWh. En el cuadro 4.1.1 se incluye la información de la demanda en abonado final por empresas peninsulares y distinguiendo consumos a tarifa y consumos en mercado (Peajes). Se puede observar que la demanda total disminuyó en 2009 un 6,1% respecto a la de 2008.

4.2. Los consumidores

Por lo que respecta a los consumidores, se analizan aquí los datos globales del consumo y facturación del servicio eléctrico en el mercado peninsular correspondientes al primer semestre del año 2009, a partir de julio se suprimieron las tarifas de suministro de electricidad. A partir de la información sobre consumo global y facturación en el mercado peninsular de las adquisiciones a tarifa, se ha realizado una clasificación de los consumidores siguiendo determinados criterios, como la actividad económica sectorial, características del uso de la electricidad, tarifa contratada y nivel de tensión del suministro.

Puede establecerse, si bien con distintos niveles de integración, determinados grupos de consumidores en función de que les sean aplicadas tarifas generales o específicas, así como determinados descuentos tarifarios, como la interrumpibilidad o discriminación horaria. Las características concretas del suministro determinan que los precios individuales se aparten en mayor o menor medida de los valores promedio que resultan para cada grupo de consumo.

En el gráfico 4.2.1 se refleja la participación de los distintos grupos de consumidores en la demanda de electricidad y su facturación en el mercado peninsular.

Cuadro 4.1.1. Demanda en abonado final 2009 por empresas distribuidoras (sistema peninsular)

	Tarifa	Peajes	Total	Tasa de variación anual % 09/08
Iberdrola	20.074	70.523	90.597	-6,2
Endesa	20.534	67.155	87.689	-5,6
Unión Fenosa	9.256	24.508	33.764	-6,7
Hidrocantábrico	2.521	6.544	9.065	-5,5
E.ON	983	3.997	4.980	-10,3
Total	53.368	172.727	226.095	-6,1

Gráfico 4.2.1. Estructura del consumo de energía eléctrica. Sistema peninsular año 2009

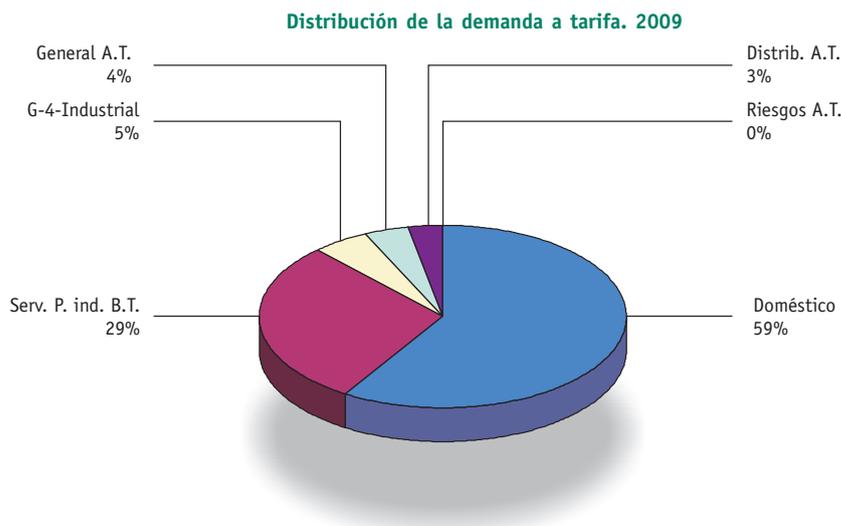
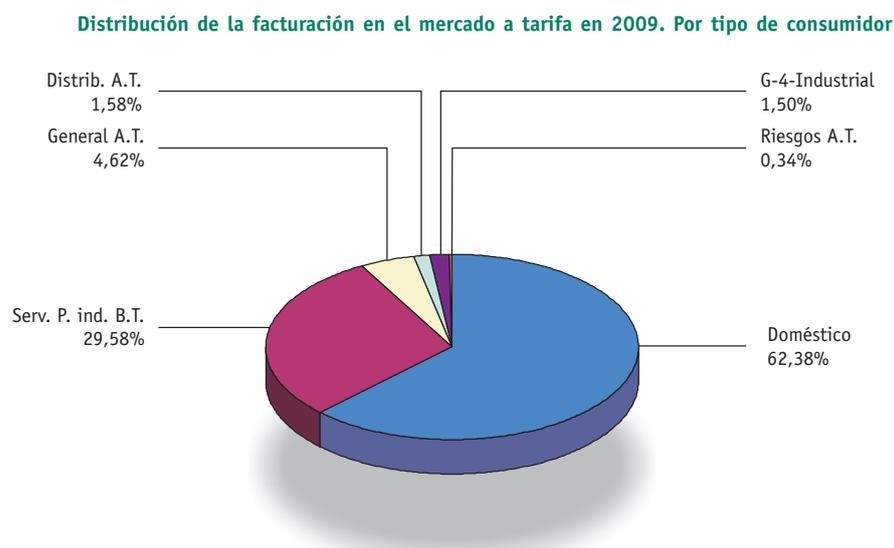


Gráfico 4.2.1 bis. Estructura del consumo de energía eléctrica. Sistema peninsular año 2009



Nota: No se han considerado los suministros singulares (T. Tajo-Segura, empleados del sector eléctrico, consumos propios, concesiones administrativas y consumos gratuitos).

Fuente: CNE.

4.2.1. Clasificación por grupos de consumidores

La clasificación de los grupos de consumo se ha establecido a partir de criterios que permiten su ubicación en grupos más o menos homogéneos, bien por su precio

medio del kWh. diferenciado, por disfrutar de una tarifa específica para su actividad empresarial, o por pertenecer a sectores de actividad industrial o de servicios, o a grupos con un alto nivel de homogeneidad, tal como ocurre con los consumidores domésticos.

Para ordenar los distintos grupos de consumo, se ha seguido el criterio del menor al mayor precio medio del suministro de electricidad, proporcionándose de una forma más detallada para cada grupo (ver el Anexo a este informe) los valores agregados del número de contratos de suministros, la potencia contratada o facturada, el consumo de energía, la facturación y los mencionados precios medios para el suministro.

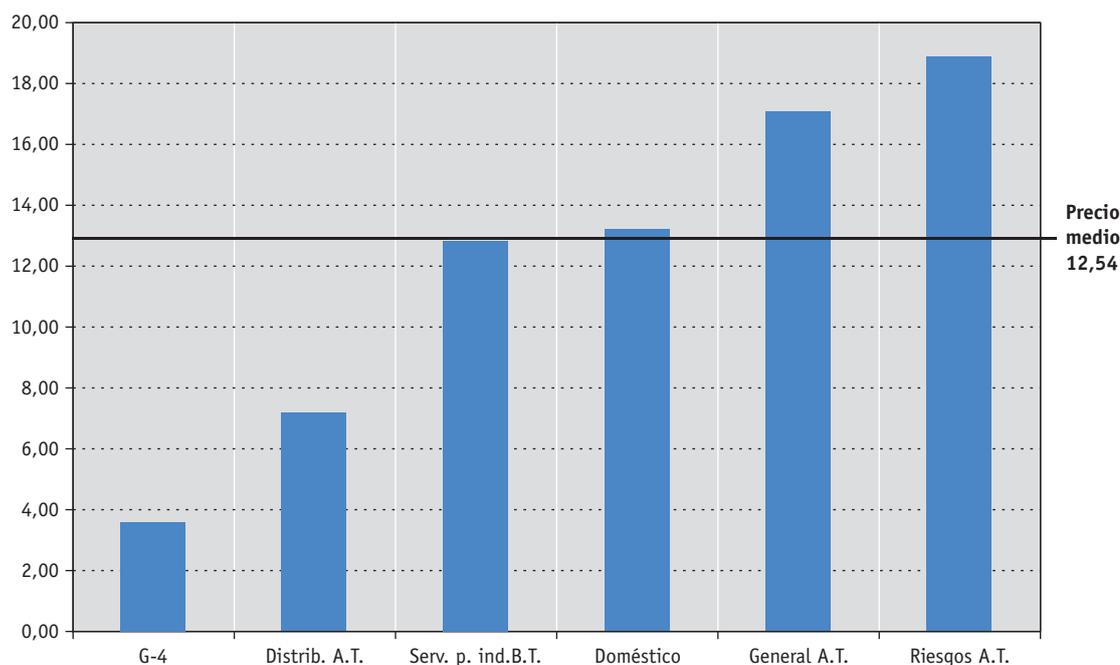
Las diferencias en el precio del suministro para cada grupo de consumidores obedecen a las características del suministro –en general, el nivel de tensión y horas de utilización de la potencia contratada–, así como que el consumo se realice en momentos de menor a mayor coste de producción de la electricidad, o su disponibilidad a interrumpir o reducir la demanda de potencia.

En el gráfico 4.2.2 se muestra de forma comparada los precios medios pagados (Tarifa integral) por los distintos grupos de consumidores con suministro regulado en el año 2008.

Un primer grupo de consumidores (en número de 5) está integrado por grandes empresas industriales de los sectores del aluminio y zinc electrolíticos y de la siderurgia integral. Estos consumidores obtienen el menor precio del sistema, 3,58 cent Euro /KWh., un 29% del precio medio, 12,54cent €/Kwh.

En términos unitarios medios, su consumo de 702,7 GWh y su factura anual es de 25,1 millones de euros. La curva de carga es prácticamente plana, superando las 8.000 horas al año y con una utilización de la potencia contratada del 98%.

Gráfico 4.2.2. Precio medio del mercado a tarifa (cent €/Kwh.) en 2009



Nota: Excluidos consumos singulares (Tajo-Segura, consumos propios, concesiones administrativas y consumos gratuitos).

Fuente: CNE.

Los distribuidores de energía eléctrica forman un grupo que integra 468 suministros a empresas eléctricas, asociaciones o cooperativas de consumidores que son suministrados en alta tensión por las empresas distribuidoras a la tarifa específica de distribuidor para cada nivel de tensión, obteniendo un precio medio de 7,14 cent €/KWh., un 57% del precio del sistema.

El consumo de energía, por punto de conexión, para distribución es de 3.949.323 KWh., y su facturación media de 282.000 euros. (Todos los datos se refieren al primer semestre de 2009).

Un grupo numeroso (en torno a 1.300.000 puntos de suministro), representa el consumo de pequeños establecimientos de hostelería, comercios, oficinas medianas, comunidades de propietarios, bares y pequeños restaurantes y, en menor proporción, a pequeños establecimientos industriales, manufacturero y de un cierto componente artesanal (textil, calzado, muebles, etc.) El precio medio asignable a estos consumidores ha sido de 12,81 cent €/KWh., el 102% del precio medio del sistema.

El grupo más numeroso de consumidores está formado por 24,1 millones de contratos domésticos, en su gran mayoría acogidos a las tarifas de B.T., 1.0, 2.0 y 2.0 (nocturna), y una parte del sector de servicios, constituida por la pequeña oficina, despachos profesionales, gestorías, pequeño comercio etc. Este grupo ha adquirido su energía eléctrica al precio de 13,17 cent €/KWh., el 105% del precio medio del sistema.

Para este grupo de consumo, resultó una potencia unitaria contratada de 4 KW., una demanda de energía de 1.643 KWh. y una facturación media en los seis primeros meses de 216 euros.

En términos globales, el suministro a este grupo de consumidores representó el 95% de los abonados, el

59 % de la energía demandada a tarifa y el 62% de la facturación.

Un gran conjunto (alrededor de 19.000) está formado en su gran mayoría por suministros de las administraciones locales.

Estos consumidores conectados en alta tensión no disponen de tarifa de suministro desde julio de 2008, no obstante lo anterior, este colectivo aquí descrito, está formado por suministros que no han tenido un contrato en mercado libre con un comercializador y han seguido suministrados por su distribuidor, a unos precios penalizadores.

Este grupo de consumidores obtiene un precio medio de 17,06 cent €/KWh., representando un 136% del precio medio del sistema. En términos generales, su demanda semestral de energía fue de 117.000 KWh., con una factura de 19.933 euros.

Al igual que los consumidores anteriores, el grupo de consumos para riego agrícola, con suministro en alta tensión, está integrado por 4.524 puntos de suministro eléctrico para riegos agrícolas y forestales, a los que se le aplicaban tarifas específicas en alta tensión, para los que resulta un precio medio de 18,84 cent €/KWh., un 150% del precio medio del sistema.

4.2.2. Clasificación por niveles de tensión

La caracterización del suministro por niveles de tensión responde a la siguiente distribución.

El suministro en baja tensión se realiza para 25,4 millones de consumidores, el 99,9% del total peninsular, con una potencia contratada de alrededor de 125.000 MW que representa el 47% de la total, demandan 59.000 GWh, un 88% del total, a un precio medio de 13,05 cent €/Kwh., un 104% del precio medio del sistema, soportando el 92% de la facturación total en este mercado.

Para el consumo eléctrico en alta tensión (recordemos que estos consumidores no tenían tarifa en 2009 excepto los muy grandes a tarifa G.4 y los pequeños distribuidores hasta junio, sino un sistema penalizador de precios por seguir suministrándose a través del distribuidor) existen alrededor de 24.400 puntos de suministro en alta tensión, un 0,1% del número total, con una potencia a efectos de facturación en torno a 140.743 MW, el 53% de la total, una demanda de energía de 7.783 GWh, el 12% de la energía total suministrada a tarifa, a un precio medio de 8,65 cent€/Kwh., un 69% del precio medio del sistema aproximadamente, soportando estos consumos el 8% de la facturación total a tarifa.

En términos globales, la facturación neta del suministro supone considerar la incidencia del término de potencia: el 21% de la facturación bruta, y del término de energía: el 79% restante, afectándose en su caso de los descuentos o recargos tarifarios que considera el sistema como compensación de los servicios prestados desde el lado del consumo a la gestión de la demanda (discriminación horaria) o mejora de las condiciones técnicas del suministro (compensación de energía reactiva).

4.2.3. Consumo de energía eléctrica en el mercado liberalizado

El primero de enero del año 2003, se liberalizó totalmente el mercado español de electricidad teniendo, por tanto, todos los consumidores el derecho de adquirir su energía eléctrica libremente a cualquier compañía comercializadora de las autorizadas a operar legalmente en nuestro país.

En el transcurso del año, realizaron compras en el mercado una media de 2.630.845, es decir nueve de cada cien consumidores, de los que 2.500.000 fueron consumidores conectados en baja tensión. (A partir de

julio al desaparecer todas las tarifas automáticamente todos los consumidores pasaron a ser considerados, por decreto, consumidores en mercado, a pesar de que la gran mayoría se han seguido suministrando a la tarifa de último recurso; aquí se ofrece información de los suministros que tenían un contrato con un comercializador en mercado).

De la información que obra en poder de la CNE, podemos decir que el 3% de los consumidores facturados por tarifa de acceso en el año 2009 estaban conectados en alta tensión, correspondiéndoles el 80% de la energía comprada en mercado y que pagaron por sus peajes un precio medio de 1,99 céntimos de euro por KWh.

Al analizar con detalle la información disponible, se observa que el precio medio pagado en tarifa de acceso por los pequeños consumidores conectados en alta tensión, aquellos que tienen potencias contratadas menores de 450 KW en todos los periodos, fue de 3,85 cent €/KWh., estos consumidores representan el 2,6% de los consumidores en el mercado y el 12% de la energía.

En el otro extremo de la banda de precios de peaje, para consumidores en alta tensión, se encuentran los conectados a tensiones superiores a 145 KV. Los consumidores así definidos, 291 en el año 2009, adquirieron el 9% de la energía en mercado y pagaron un precio medio por tarifa de acceso de 0,74 cent €/KWh.

El resto de consumidores en alta tensión que participa en el mercado, 0,4% del total a mercado, explican el 43% del consumo libre, se sitúan en el centro de la banda de precios, teniendo un precio de acceso en torno a 1,9 cent €/KWh.

Respecto a los consumidores conectados en baja tensión y que adquieren su energía eléctrica en el mercado, cabe decir que su número ha aumentado en 2009 respecto

al que había en 2008, y así se ha pasado de 1.776.624 consumidores de 2008 a 2.551.023, en media de facturaciones, en 2009.

Estos consumidores, conectados en baja tensión, adquirieron 26.176 GWh. con un coste por tarifa de acceso de 1.618 millones de euros, es decir 6,18 cent €/KWh.

4.3. Los precios de la electricidad

4.3.1. Evolución de los precios regulados

El sistema eléctrico español inició su proceso de liberalización a comienzos de 1998, con la implementación de un calendario progresivo de elegibilidad para los clientes en función del nivel de consumo y/o tensión de su suministro. Este proceso de apertura del mercado, si bien culmina el 1 de enero de 2003 (fecha en la que todos los consumidores pueden comprar su energía en el mercado), no se concluye hasta el pasado 1 de julio de 2009, momento en que todos los consumidores deben comprar su energía en el mercado, bien directamente bien a través de un comercializador.

Durante el proceso de la liberalización han coexistido dos mercados: los clientes que optan por permanecer en el mercado regulado (que deben abonar por su suministro la tarifa integral que les corresponda) y los clientes que acuden al mercado liberalizado (que deben abonar, además del precio de la energía según las condiciones contractuales acordadas con los comercializadores por la energía suministrada, los correspondientes peajes en concepto de acceso a las redes de transporte y distribución).

El pasado 1 de julio de 2009 se suprimió el sistema de tarifas integrales y se introdujo la tarifa de último recurso, de aplicación únicamente a los consumidores

conectados a redes de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW.

La Ley 17/2007 establece la eliminación del suministro a tarifa por las empresas distribuidoras e introduce un nuevo régimen donde los comercializadores son los únicos agentes que pueden vender energía a los consumidores finales en condiciones libremente negociadas, con la excepción de determinadas categorías de consumidores, para los cuales se establece el derecho de acogerse a una tarifa de último recurso (TUR).

Adicionalmente, la Ley 17/2007 establece las características básicas de la Tarifa de Último Recurso (TUR).

1. La TUR se define como un precio máximo que pueden cobrar los comercializadores designados como suministradores de último recurso.
2. Se trata de un precio único en todo el territorio español, sin perjuicio de sus especialidades.
3. El ámbito de aplicación de la TUR abarca a un determinado colectivo de consumidores que se encuentren en determinadas circunstancias (éstas se definen en relación el nivel de tensión y potencia contratada), y, además, a todos los consumidores que transitoriamente se encuentren sin contrato.
4. El sistema de cálculo de la TUR debe incluir de forma aditiva el coste de producción de energía eléctrica, los peajes y los costes de comercialización que correspondan, de forma que no ocasionen distorsiones en el mercado.
5. El establecimiento de la TUR corresponde al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, mientras la responsabilidad

de designar qué comercializadores deberán asumir la obligación del suministro de último recurso recae sobre el Gobierno.

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 introdujo el nuevo modelo de suministro a partir del 1 de julio de 2009 y establece que tendrán derecho al suministro de último recurso dos colectivos de consumidores:

1. Los consumidores conectados a redes de baja tensión (esto es, nivel de tensión inferior a 1 kV) cuya potencia contratada sea inferior a 10 kW.
2. Con carácter excepcional, tendrán derecho a suministro de último recurso durante un período de 6 meses, todos aquellos consumidores, distintos del colectivo anterior, que transitoriamente no dispongan de un contrato con un comercializador libre. Al respecto, es importante señalar que no tendrán derecho al suministro de último recurso aquellos consumidores cuyos contratos hayan sido rescindidos por impago.

La Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, detalla el procedimiento de cálculo y la estructura de la TUR.

Por otra parte, la Orden ITC/1659/2009 establece los precios aplicables a los consumidores que transitoriamente carezcan de un contrato con un comercializador libre y el régimen transitorio para los consumidores de baja tensión sin derecho a TUR a partir de la puesta en marcha del suministro de último recurso el 1 de julio de 2009.

Cabe señalar que, la disposición transitoria tercera de la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, prorroga el período transitorio establecido en la Orden ITC/1659/2009 hasta el 31 de diciembre de 2010, para todos los consumidores que sin derecho a TUR carezca de contrato con un comercializador libre.

Por último, el Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, en su artículo 2, crea el bono social, a partir del 1 de julio de 2009, para determinados consumidores de electricidad acogidos a la tarifa de último recurso.

En el citado Real Decreto-Ley se indica que el bono social se configura como una protección adicional del derecho al suministro de electricidad y es considerado como una obligación de servicio público, según lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Este aspecto se mantiene en la Directiva 2009/72/CE, de 13 de julio de 2009.

El artículo 2 del Real Decreto-Ley 6/2009 establece que el bono social cubrirá la diferencia entre el valor de la Tarifa de Último Recurso y un valor de referencia, que se denominará tarifa reducida. Dicho bono social será aplicado por el correspondiente comercializador de último recurso en sus facturas y su financiación será compartida por las empresas titulares de instalaciones de generación del sistema eléctrico.

Finalmente, en el citado artículo 2 se establece que la caracterización del bono social, su financiación, así como el régimen transitorio de financiación inicial se

revisarán por orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio al menos para cada cuatro años.

La disposición transitoria segunda del Real Decreto-Ley 6/2009 establece que en tanto no se produzca el desarrollo de lo previsto en el artículo 2, a partir del 1 de julio de 2009, tendrán derecho al bono social los siguientes suministros

- Suministros de los consumidores, que siendo personas físicas, tengan una potencia contratada inferior a 3 kW en su vivienda habitual.
- Consumidores de electricidad con 60 o más años de edad que acrediten ser pensionistas del Sistema de la Seguridad Social por jubilación, incapacidad permanente o viudedad, y que perciban las cuantías mínimas vigentes en cada momento para dichas clases de pensión con respecto a los titulares con cónyuge a cargo o a los titulares sin cónyuge que viven en una unidad económica unipersonal, así como los beneficiarios de pensiones del extinguido Seguro Obligatorio de Vejez e Invalidez y de pensiones no contributivas de jubilación e invalidez mayores de 60 años.
- Consumidores que acrediten ser familias numerosas
- Consumidores que acrediten formar parte una unidad familiar que tenga todos sus miembros en situación de desempleo.

A continuación se analiza la evolución de los distintos precios regulados aplicados durante 2009: tarifas de acceso, tarifas integrales, tarifa de último recurso y bono social.

Tarifas de acceso

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 establece en la Disposición adicional novena que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio podrá revisar las tarifas de acceso con carácter semestral, a partir del 1 de julio de 2009 y hasta la desaparición del déficit de tarifa.

En coherencia con lo anterior, durante el año 2009 se realizaron dos revisiones de las tarifas de acceso.

En particular, la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2009 estableció las variaciones diferenciadas de los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso, respecto de los establecidos en la Orden ITC/1857/2008, que tuvo como resultado un aumento, en términos de facturación media, de un 25%.

Por otra parte, la Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones del régimen especial, estableció una subida adicional, en términos de facturación media, del 18% respecto de la establecida en la Orden ITC/3801/2008. El aumento acumulado de las tarifas de acceso durante 2009 representó una subida acumulada del 49% respecto al año 2008.

Los consumidores que experimentaron los mayores aumentos en facturación de acceso durante 2009 fueron los conectados en redes de media tensión (tensión comprendida entre 1 kV y 36 kV) con aumentos del 73% y del 58% para los acogidos a las tarifas de acceso de tres (3.1 A) y seis (6.1) períodos, respectivamente y los clientes conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW (2.0 A) con aumentos cercanos al 60%.

Cuadro 4.3.1. Variaciones de las tarifas de acceso en términos en 2009

Tarifas acceso de baja tensión	% Variación primer semestre 2009 respecto año 2008	% Variación segundo semestre 2009 respecto primer semestre 2009	Acumulado 2009
2.0 A	35,08%	18,64%	59,82%
2.0 DHA	11,68%	20,94%	35,15%
2.1 A	35,08%	23,50%	71,92%
2.1 DHA	11,68%	28,13%	44,11%
3.0 A	9,21%	2,50%	14,92%
Total Baja Tensión	25,84%	15,00%	46,08%
Tarifas de acceso de alta tensión			
3.1 A (1 kV a 36 kV) (1)	29,80%	30,00%	72,76%
6.1 (1 kV a 36 kV) (2)	22,24%	30,00%	58,11%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	12,83%	30,00%	45,96%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	10,09%	30,00%	43,42%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	12,52%	30,00%	42,87%
Total Alta Tensión	22,77%	30,00%	59,81%
Promedio Tarifa Acceso	25,08%	18,34%	49,21%

Fuentes: CNE, Orden ITC/1857/2008, Orden ITC/3801/2008 y Orden ITC 1723/2009.

Tarifa integral (primer semestre 2009)

El Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007, establece en su disposición adicional cuarta que a partir del 1 de julio de 2008 se suprimen las tarifas generales de alta tensión y la Tarifa Horaria de Potencia, por lo que la Orden ITC/3801/2009, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009 únicamente establece tarifas integrales para los consumidores conectados en baja tensión durante el primer semestre, únicas tarifas integrales vigentes, salvo las aplicadas a clientes en régimen transitorio.

En particular, la Orden ITC/3801/2008 estableció, en términos medios de facturación media, los siguientes en las tarifas integrales de baja tensión:

- La tarifa social un 2,62%
- La tarifa para domésticos sin DHA entre un 2,39% y un 4,70%.
- La tarifa para domésticos con DHA entre un 1,81% y un 7,50%.
- La tarifa para PYMES un 2,86%.

Asimismo, las tarifas aplicables a los consumidores en régimen transitorio (clientes que a 31 de diciembre de 2009 estaban acogidos a tarifa D y tarifa G.4), aumentaron un 5%.

La citada Orden introdujo, además, los siguientes cambios en la estructura de tarifas integrales, a efectos de simplificar la estructura vigente y hacer los términos de dichas tarifas integrales coherentes con los de las tarifas de acceso:

- Se unificaron los términos de potencia y de energía, tanto de las tarifas 2.0.X, como de las 2.0.X DHA y asimismo, se unificaron los términos de potencia de las tarifas 2.0.X y 2.0.X DH con los de las tarifas de acceso.
- Se unificaron los términos de potencia de las tarifas 3.0.1 y 3.0.2 entre sí y se igualaron a los de la tarifa de acceso 3.0 A y se establecieron tres términos de energía para la tarifa 3.0.2, en línea con la diferenciación tarifaria de la correspondiente tarifa 3.0 A.

Cuadro 4.3.2. Variaciones en las tarifas integrales en el primer semestre de 2009 respecto al segundo semestre de 2008

			% Variación primer semestre 2009 respecto segundo semestre 2008
TS	Tarifa Social (1)	P < 3 kW	2,62%
Domésticos sin DHA (2)	1.0	P < 1 kW	2,39%
	2.0.1	1 kW < P < 2,5 kW	2,39%
	2.0.2	2,5 kW < P < 5 kW	3,35%
	2.0.3	5 kW < P < 10 kW	4,08%
	3.0.1	10 kW < P < 15 kW	4,70%
Domésticos con DHA (3)	2.0.1 DHA	1 kW < P < 2,5 kW	7,85%
	2.0.2 DHA	2,5 kW < P < 5 kW	5,07%
	2.0.3 DHA	5 kW < P < 10 kW	3,35%
	3.0.1 DHA	10 kW < P < 15 kW	1,81%
Pymes	3.0.2	P > 15 kW	2,86%
Total Baja Tensión			3,43%

Notas:

(1) La variación de la tarifa social se obtiene como resultado de comparar para el conjunto de clientes que se estima podrían acogerse a la tarifa social de acuerdo con el escenario de previsión de la CNE, la facturación a las tarifas de las que proceden (esto es, 1.0, 2.0.1 y 2.0.2) y la tarifa social.

(2) Incluye el efecto de exención del consumo inferior a 25 kWh por bimestre y el recargo sobre el consumo que excede 1.000 kWh al bimestre. Excluye el consumo que se acoge a la tarifa social.

(3) Incluye los consumidores acogidos a la tarifa 2.0 N durante el primer semestre de 2008.

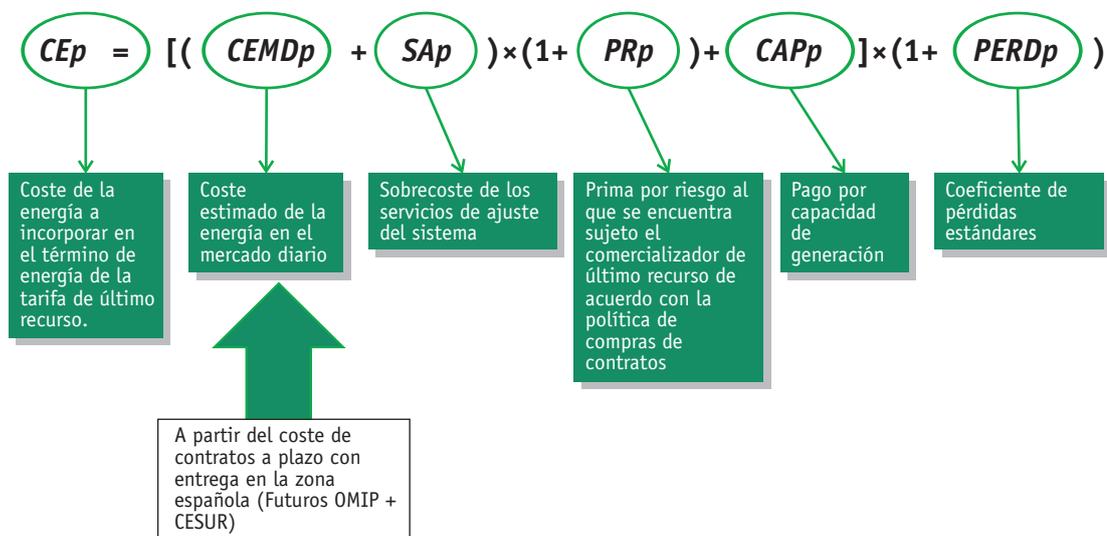
Fuentes: CNE, Orden ITC/1857/2008 y Orden ITC/3801/2008.

Tarifa de último recurso (segundo semestre de 2009)

La Orden ITC/1659/2009 establece el procedimiento de cálculo de la TUR. En particular, establece que el término de potencia de la tarifa de último recurso será el resultado de añadir al término de potencia de la tarifa de acceso correspondiente el coste de comercialización del CUR, expresado en €/kW y año, que se fijó en 4 €/kW, y que el término de energía de la tarifa de último recurso será el resultado de añadir al término de energía de la

tarifa de acceso el coste estimado de la energía basado en referencias de los productos a plazo.

El *coste estimado de la energía* de las tarifas de último recurso se calcula para cada trimestre como la suma del coste estimado del mercado y el coste de los servicios complementarios diario incrementado por una prima de riesgo, al que se añaden el coste de los pagos por capacidad, todo ello incrementado por el coeficiente de pérdidas estándares, tal y cómo se detalla en el gráfico siguiente:



De acuerdo con el artículo 10 de la Orden ITC/1659/2009, el coste de la energía en el mercado diario (CEMD) se estima a partir del coste de los contratos a plazo de punta y base para cada trimestre. El resultado de la novena subasta CESUR, celebrada el pasado 25 de junio de 2009, para los contratos de punta y base correspondientes al tercer y cuarto trimestre de 2009 se recogen en el siguiente cuadro.

Cuadro 4.3.3. Resultados de la novena subasta CESUR

TRIMESTRE	CCPunta (€/MWh)	CCBase H (€/MWh)
2009 Q3	47,60	42,00
2009 Q4	51,31	45,67

Fuente: OMEL.

A partir de los resultados de dicha subasta e incluyendo el sobrecoste de servicios de ajuste del sistema (SA), la prima de riesgo (PR), los pagos por capacidad (CAP) y las pérdidas estándares (PERD), se calculan el coste de energía

aplicable durante el tercer y el cuarto trimestre de 2009, que una vez ponderado permite obtener el coste estimado de la energía aplicable durante el segundo semestre de 2009, tal y como se detalla en el siguiente cuadro.

Cuadro 4.3.4. Coste de Energía incorporado en la TUR

Tercer trimestre de 2009							
Tarifa	Período	CEMD	SA	PR	CAP	PERD	TOTAL
		€/MWh	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh
Con discriminación horaria	PERÍODO 1	45,82	3,05	3,50	5,89	14,80	64,81
	PERÍODO 2	38,80	1,78	3,50	0,99	10,70	47,59
Sin discriminación horaria	PERÍODO 0	42,37	2,55	3,50	5,71	14,00	59,51
Cuarto trimestre de 2009							
Tarifa	Período	CEMD	SA	PR	CAP	PERD	TOTAL
		€/MWh	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh
Con discriminación horaria	PERÍODO 1	50,98	3,86	6,50	5,89	14,80	73,80
	PERÍODO 2	39,61	1,61	6,50	0,99	10,70	49,70
Sin discriminación horaria	PERÍODO 0	45,72	3,02	6,50	5,71	14,00	65,69
Segundo Semestre 2009							
Tarifa	Período	Coste Estimado de la Energía		Ponderaciones según Puntos Iniciales			TOTAL
		Q3	Q4	Q3	Q4	TOTAL	€/MWh
Con discriminación horaria	PERÍODO 1	64,81	73,80	44%	56%	100%	69,85
	PERÍODO 2	47,59	49,70	32%	68%	100%	49,03
Sin discriminación horaria	PERÍODO 0	59,51	65,69	47%	53%	100%	62,79

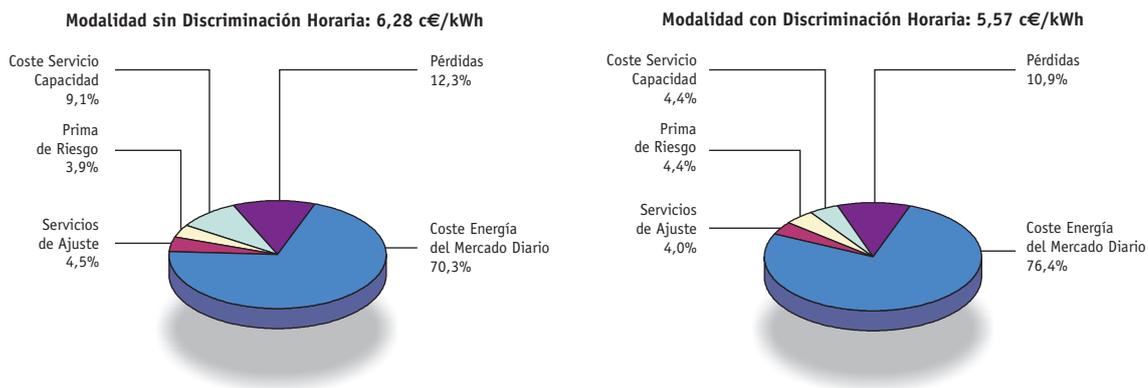
Fuente: Orden ITC/1659/2009, OMEL Y CNE.

Cabe señalar, que durante el segundo semestre de 2009 el coste de la energía del mercado diario representó el 70,3% y el 76,4% del coste total de la energía incluido en la TUR sin discriminación horaria y con discriminación horaria respectivamente.

El precio medio de la TUR sin discriminación horaria, resultado de incorporar el coste de acceso, el coste de co-

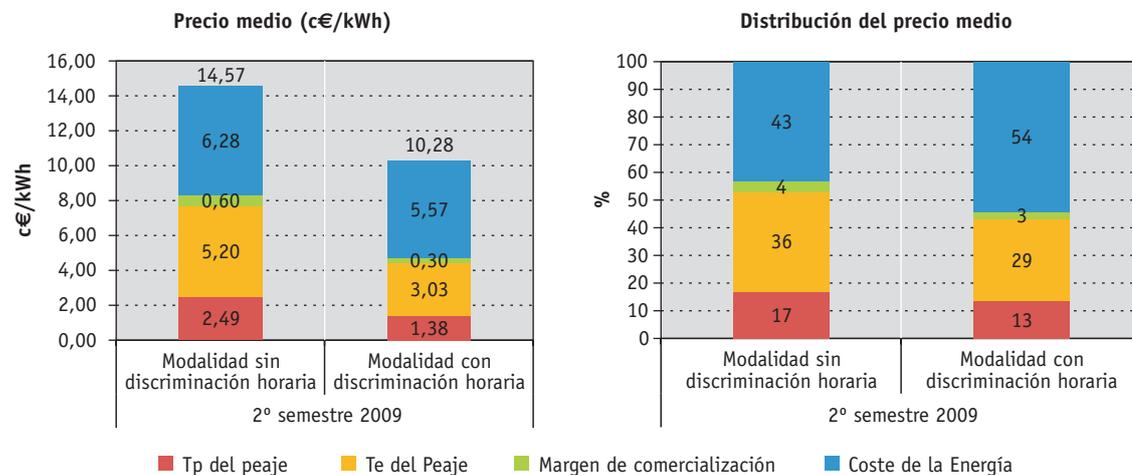
mercialización y coste de la energía, fue de 14,57 c€/kWh para el 2º semestre de 2009, representando los peajes el 53%, el margen de comercialización el 4% y el coste de la energía el 43%. Mientras que, el precio medio de la TUR con discriminación horaria fue de 10,28 c€/kWh para el 2º semestre de 2009, representando los peajes el 42%, el margen de comercialización el 3% y el coste de la energía el 54%.

Gráfico 4.3.1. Coste de la energía incluido en la TUR. Segundo semestre de 2009



Fuente: CNE.

Gráfico 4.3.2. Precio medio de la TUR y su distribución. Segundo semestre de 2009



Fuente: CNE.

Bono Social

Desde la puesta en marcha del bono social, el número de consumidores acogidos al mismo se ha visto incrementado mes a mes, alcanzando más de tres millones de consumidores en diciembre de 2009. La mayor parte de los consumidores acogidos al bono social correspon-

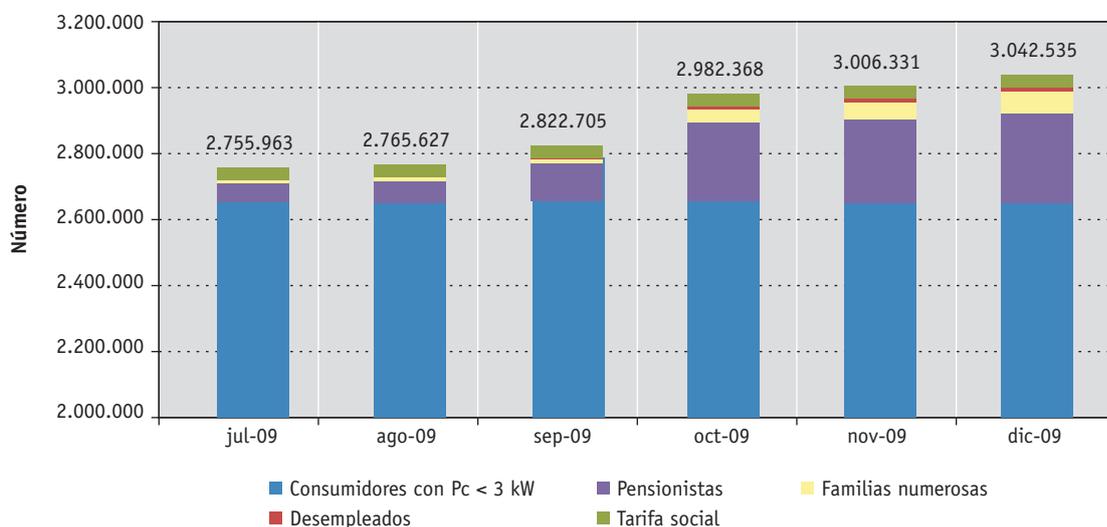
de a consumidores con potencia contratada inferior a 3 kW¹ (87%), seguido por los pensionistas (9%), fami-

¹ Los suministros a nombre de personas físicas con potencia contratada inferior a 3 kW fueron asignados automáticamente al bono social, por lo que este colectivo puede incluir, a su vez, suministros que podrían figurar también en otra categoría, pero que para evitar duplicidades se computan únicamente en la primera.

lias numerosas (2%), consumidores con tarifa social anterior al 1 de julio de 2009 (1%) y desempleados (0,5%).

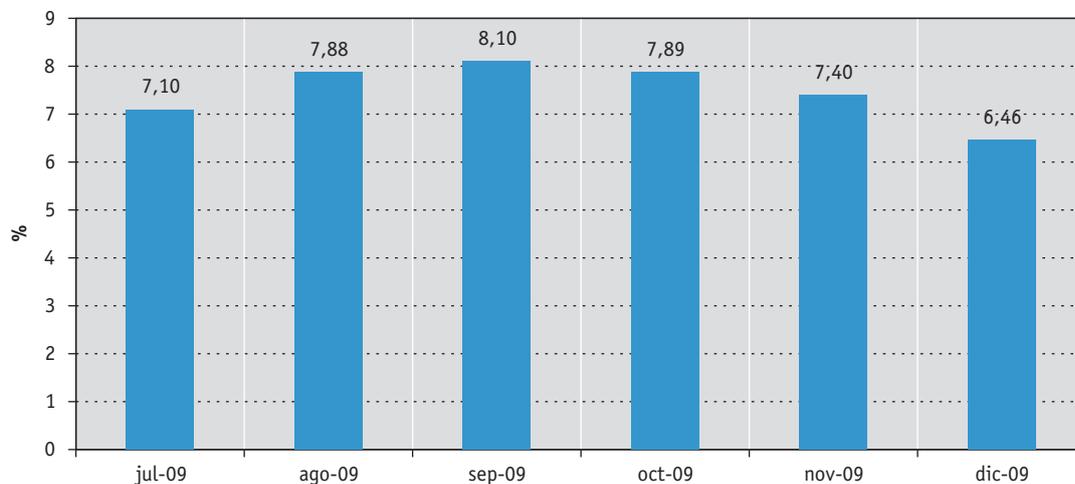
El descuento medio que obtuvo un consumidor acogido a bono social respecto de la tarifa de último recurso fue aproximadamente del 7,4% en el segundo semestre de 2009.

Gráfico 4.3.3. Evolución de los consumidores acogidos al bono social. Segundo semestre de 2009



Fuente: CNE.

Gráfico 4.3.4. Descuento en la facturación media resultante de aplicar el Bono Social (%)



Fuente: CNE.

4.3.2. Comparación internacional de precios

La Agencia Internacional de la Energía (OCDE), publica los precios medios de electricidad de consumidores domésticos e industriales para países pertenecientes a la OCDE, entre los que se encuentra España.

Cabe señalar que la información más reciente de precios internacionales de electricidad de la Agencia Internacional de la Energía corresponde al primer trimestre de 2010, período en el que se hace pública la información sobre precios internacionales correspondiente al año 2009. Sin embargo, en el caso de los precios de electricidad para consumidores domésticos e industriales españoles, la última información disponible corresponde al año 2008, por lo que no es posible analizar la evolución de los precios de la electricidad en España respecto al resto de los países pertenecientes a la OCDE en 2009.

Las estadísticas de Eurostat sobre precios de la electricidad construidas según la nueva metodología aplicada desde 2008, incluyen, en el caso de los consumidores domésticos, los precios medios de electricidad para 5 bandas de consumo, denominadas *bandas Da, Db, Dc, Dd y De* y caracterizadas por distintos intervalos de consumo anual de electricidad. De las 5 bandas de consumo para consumidores domésticos publicadas por Eurostat, se ha seleccionado la *banda Db* (consumo anual comprendido entre 1.000 kWh y 2.500 kWh) por corresponder a un consumidor doméstico sin discriminación nocturna, más cercano al consumidor representativo del caso español y la *banda De* (consumo anual superior a 15.000 kWh) por ser un consumidor doméstico de gran tamaño.

Las principales tarifas utilizadas por los clientes domésticos en España corresponden a las tarifas 2.0. y 2.1 con y sin discriminación horaria. En 2009, el consumo nacional de la tarifa 2.0. con y sin discriminación horaria

ascendió a 75.605 GWh, con un consumo anual medio por cliente de 2.880 kWh. Por otra parte, el consumo correspondiente a la tarifa 2.1. con y sin discriminación horaria ascendió a 10.218 GWh, con un consumo anual medio por cliente de 12.722 kWh.

Según las estadísticas de precios de Eurostat para el segundo semestre de 2009, España ocupó un puesto alto (el octavo y el noveno puesto de precios más altos en las *bandas de consumo Db y De*) dentro del grupo de países analizado, siendo los precios de dichas bandas en España un 22,1% y un 12,6% superiores a la media aritmética de los países analizados (véase gráfico 4.3.8).

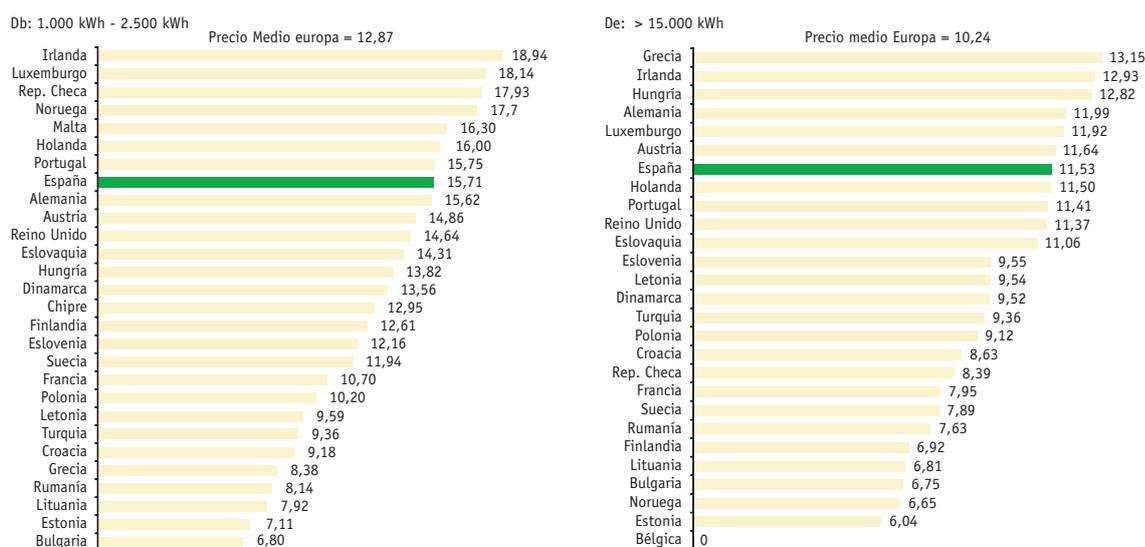
Cabe señalar que Portugal, que es un país de interés a efectos de comparación de precios con España por el MIBEL, se situó un puesto por encima de España en el ranking de precios de la *banda de consumo Db*, siendo su precio un 0,3% superior al de España y dos puestos por debajo de España en el ranking de precios de la *banda de consumo De*, siendo su precio un 1% inferior al de España.

En el caso de la *banda de consumo Db*, Bulgaria fue el país de precio más bajo del entorno europeo mientras que Irlanda registró el precio más elevado de los países analizados para este tipo de consumidor doméstico.

En el caso de la *banda de consumo De*, Estonia fue el país con el precio más bajo del entorno europeo, mientras que Malta fue el país con el precio más elevado de los países analizados.

En el gráfico 4.3.6 se muestran las tasas de variación de los precios de la electricidad en Europa en el segundo semestre de 2009 respecto al segundo semestre de 2008 para los consumidores domésticos analizados.

Gráfico 4.3.5. Ranking de precios de electricidad en Europa para las bandas de consumo de consumidores domésticos (cent. €/kWh). Se excluyen impuestos. Año 2009



Nota: No hay datos disponibles para Italia.

Fuente: Eurostat (datos extraídos el 26 de mayo de 2010).

En el caso de los consumidores de la *banda de consumo Db*, destaca el caso de Malta, que experimentó un incremento en el precio de electricidad del 29,4%, seguida de Portugal, Eslovenia y Luxemburgo con aumentos de un 25,3%, 16,8% y 11% respectivamente respecto al semestre anterior. En el otro extremo, destacan Chipre y Croacia que acusaron los descensos más significativos (-21% y -13,3% respectivamente).

En el caso de los consumidores de la *banda de consumo De*, es Portugal el país que experimenta el incremento más elevado (38,3%), seguida de Eslovaquia y Luxemburgo (con aumentos superiores al 20%). En el otro extremo, destacan Chipre (con una variación del -20,8%) y Rumanía (-19,1%).

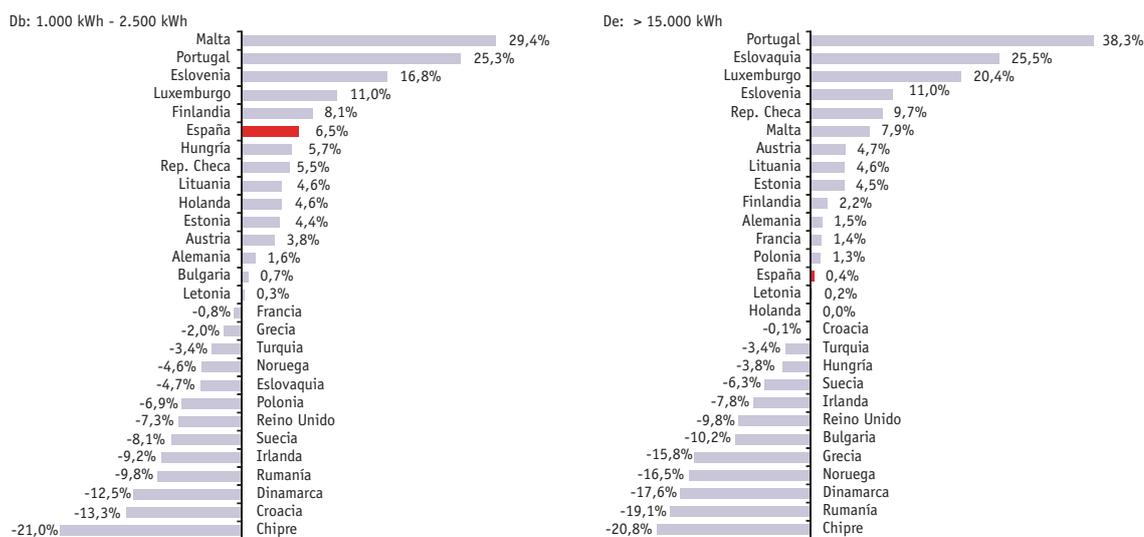
En España, el precio de la electricidad aumentó un 6,5% para los tipos de consumidores domésticos *Db* y un 0,4%

para los consumidores tipo *De*, lo que sitúa a España en un puesto elevado en el ranking de variación de precios en el caso de los consumidor de la *banda de consumo Db* y en un puesto intermedio en la *banda de consumo De*.

Por otra parte, Eurostat ha publicado los precios de la electricidad de 7 *bandas de consumo* correspondientes a consumidores industriales (*IA, IB, IC, ID, IE, IF e IG*), caracterizados por su consumo anual. Con objeto de simplificar el análisis comparativo, se han seleccionado las siguientes *bandas de consumo*, de menor a mayor:

- *IB* (consumo anual entre 21 MWh y 500 MWh).
- *IC* (consumo anual entre 501 MWh y 2.000 MWh).
- *IE* (consumo anual entre 20.001 MWh y 70.000 MWh).
- *IF* (consumo anual entre 70.001 MWh y 150.000 MWh).

Gráfico 4.3.6. Tasas de variación de precios de electricidad en Europa para los consumidores tipo domésticos. Se excluyen impuestos. Año 2009 respecto a 2008



Fuente: Eurostat (datos extraídos el 26 de mayo de 2010).

En el gráfico 4.3.7 se muestra el ranking de los precios de la electricidad en 27 países europeos para los consumidores tipo industriales seleccionados correspondientes al segundo semestre de 2009.

Cabe señalar que España ocupó una posición alta en el ranking de precios correspondientes a las *bandas de consumo Ib* e *Ic* (séptimo puesto en ambos). Por otra parte, en el caso de la *banda de consumo Ie*, España ocupó una posición intermedia-alta en el ranking de precios (noveno puesto) y una posición intermedia en el caso de la *banda de consumo If* (decimocuarto puesto).

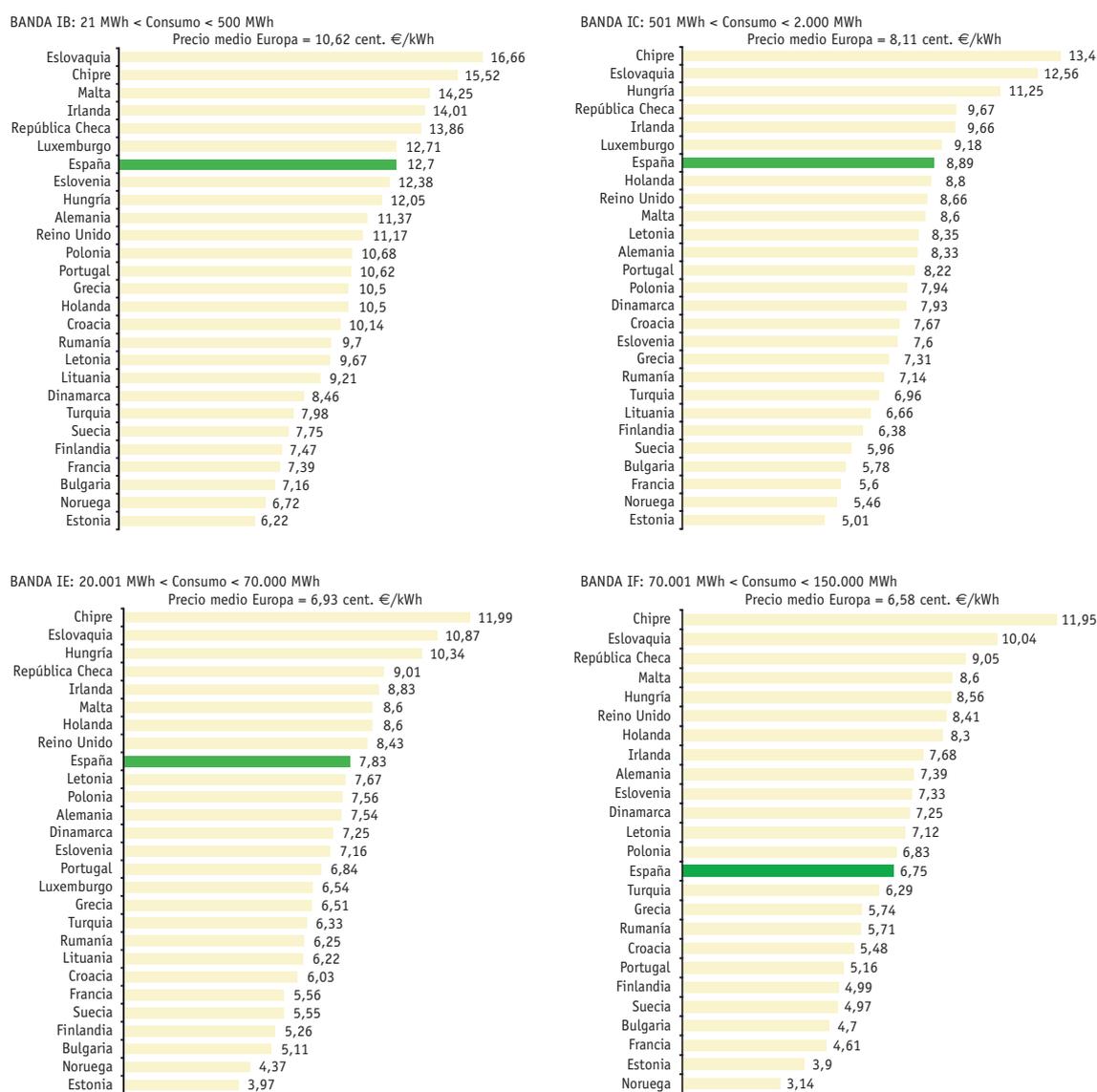
Respecto al precio promedio del conjunto de países considerados, España presentó precios superiores a la media europea en las cuatro *bandas de consumo* (en un 19,5%, 9,6%, 12,9% y 2,5% en las *bandas de consumo Ib, Ic, Ie* e *If* respectivamente).

El gráfico 4.3.8 recoge las tasas de variación de los precios de la electricidad en Europa para los consumidores industriales tipo seleccionados en el segundo semestre de 2009 respecto al segundo semestre de 2008.

En el caso de los consumidores de la *banda de consumo Ib*, el mayor incremento fue el de Portugal (27,8%), seguida de Luxemburgo y Eslovaquia. En el otro extremo, cabe señalar que se registraron descensos de precios en 14 de los 27 países para los que existen datos para esta banda de consumo, destacando Malta (-19,2%) y Chipre (-18,5%).

En el caso de los consumidores de la *banda de consumo Ic*, la mayor subida correspondió a Letonia (17,4%), seguida de Portugal (16,8%) y Francia (10,2%). Por su parte, en las *Banda Ie* e *If* los mayores incrementos de precios los registraron Estonia

Gráfico 4.3.7. Ranking de precios de electricidad en Europa para las bandas de consumo de consumidores industriales (cent. €/kWh). Se excluyen impuestos. Año 2009



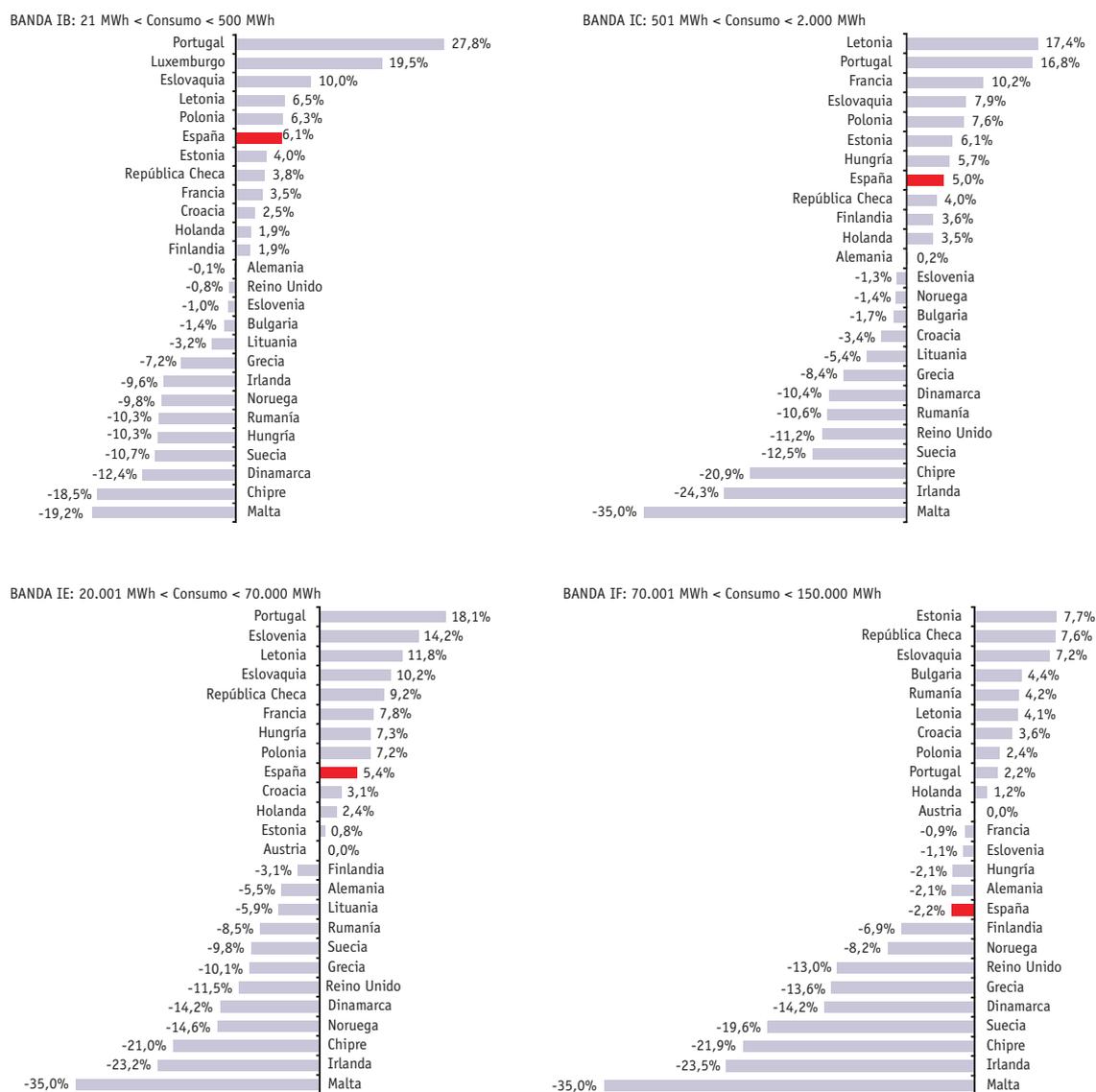
Nota: No hay datos disponibles en ninguna de las bandas consideradas para Austria, Bélgica e Italia. No hay datos disponibles en la *banda If* para Lituania y Luxemburgo.

Fuente: Eurostat (datos extraídos el 26 de mayo de 2010).

(7,7%) y Portugal (18,1%). En todas estas *bandas de consumo* un grupo considerable de países registraron descensos en sus precios en el año 2009 respecto al

año anterior, entre los que destacan Malta (-35%), Irlanda (en torno al -24%) y Chipre (aproximadamente un 20%).

Gráfico 4.3.8. Tasas de variación de precios de electricidad en Europa para los consumidores tipo-industriales. Se excluyen impuestos. Año 2009 respecto a 2008



Fuente: Eurostat (datos extraídos el 26 de mayo de 2010).

Cabe señalar que en España los incrementos en los precios de electricidad de los consumidores industriales en 2009 respecto al año anterior fueron moderados para las bandas *Ib*, *Ic* e *Ie* en el contexto europeo (6,31%,

5% y 5,4% respectivamente). Cabe señalar que en el caso de los consumidores de la *banda If*, se registró una variación de precios del -2,2% respecto al año anterior.

4.4. Calidad de suministro

A la fecha de emisión del presente informe no se dispone de la información relativa a los Índices de Calidad de suministro para el ejercicio del año 2009 que publica la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Dicho retraso es fruto de la consideración del Ciclón Klaus² como evento excepcional, lo que implica la no consideración como incumplimientos de calidad y por tanto su no cómputo en los indicadores de calidad de servicio eléctrico, debido a que afectó al suministro de energía eléctrica a más 2.778 municipios peninsulares (superior al 30%) y de 59 en el caso de las Islas Baleares (más del 80%). Al respecto esta Comisión se ha pronunciado en su informe: *“Informe solicitado por la DGPEM sobre cómputo de eventos excepcionales en los indicadores de calidad de servicio”*, que fue aprobado por el Consejo de Administración de la CNE en su sesión del día 17 de junio de 2010. La excepcionalidad del Ciclón Klaus requiere una reconsideración de los datos de los agentes distribuidores y la remisión de los mismos a la DGPEM para la elaboración de los índices finales.

Sobre la base de lo anterior, cabe destacar que el análisis y seguimiento que de dichos datos esta Comisión suele efectuar todos los años en este informe periódico, no han podido realizarse por el momento con datos actualizados a 2009, por lo que se circunscribe a las últimas informaciones disponibles cuyo alcance no se extrapola más allá de 2008.

² **Ciclón Klaus:** Ciclón extratropical que sufrió un proceso de ciclogénesis explosiva convirtiéndose en lo que meteorológicamente se conoce como borrasca explosiva o bomba meteorológica. Azotó amplias zonas en el norte y este de la península ibérica los días 23, 24 y 25 de enero de 2009, generando fuertes vientos que dañaron de forma considerable la red eléctrica y otras infraestructuras.

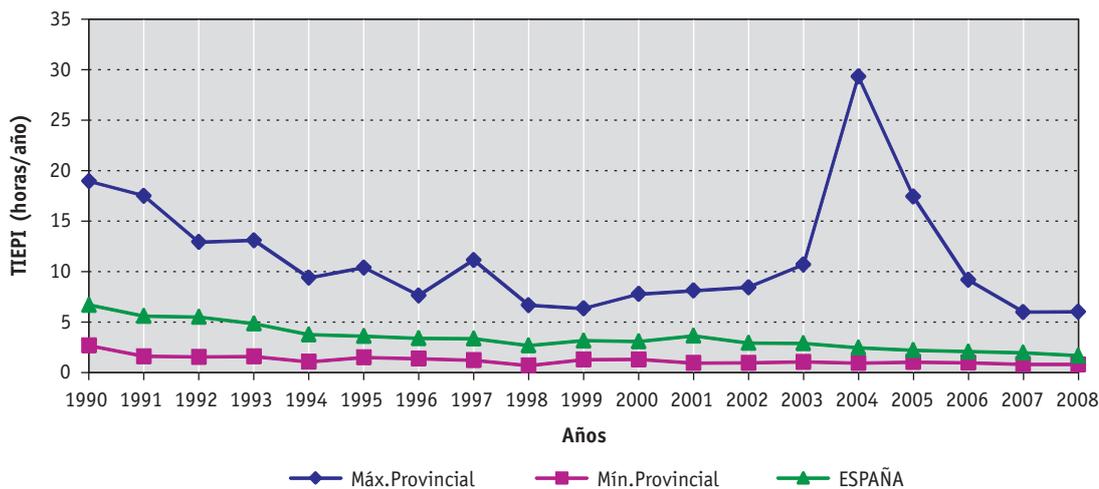
A partir de dicha última información disponible se percibe que la calidad de suministro en España fue mejorando en términos generales a lo largo del tiempo según se recoge en la evolución del indicador TIEPI correspondiente a las interrupciones imprevistas, que se muestra en el gráfico 4.4.1 para el período 1990-2008, pasando de 6,67 horas en 1990 a 1,45 horas en 2008, que viene a suponer una disminución de aproximadamente el 78%. Se pone así de manifiesto la tendencia en la mejora de calidad que se está produciendo en los últimos años por parte de las empresas distribuidoras, aunque en sitios puntuales se denota una calidad de servicio inferior a los umbrales de calidad aceptables.

El gráfico 4.4.1 y los datos individualizados muestran que en España existe una gran diferencia en los índices de calidad de suministro entre provincias. Así, mientras que el tiempo medio de interrupción en 2008 para la provincia que tenía mejor calidad de suministro (Madrid) es de 0,76 horas y en la de peor calidad (Ceuta) el tiempo ascendía a 5,98 horas.

La calidad de servicio está íntimamente ligada a la retribución de la actividad de distribución, tal y como se establece en el artículo 8 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. En el nuevo modelo retributivo para la actividad de distribución de electricidad, se introduce un incentivo a la mejora de calidad de servicio por el cual cada empresa distribuidora tendrá una bonificación/penalización en base a su calidad zonal.

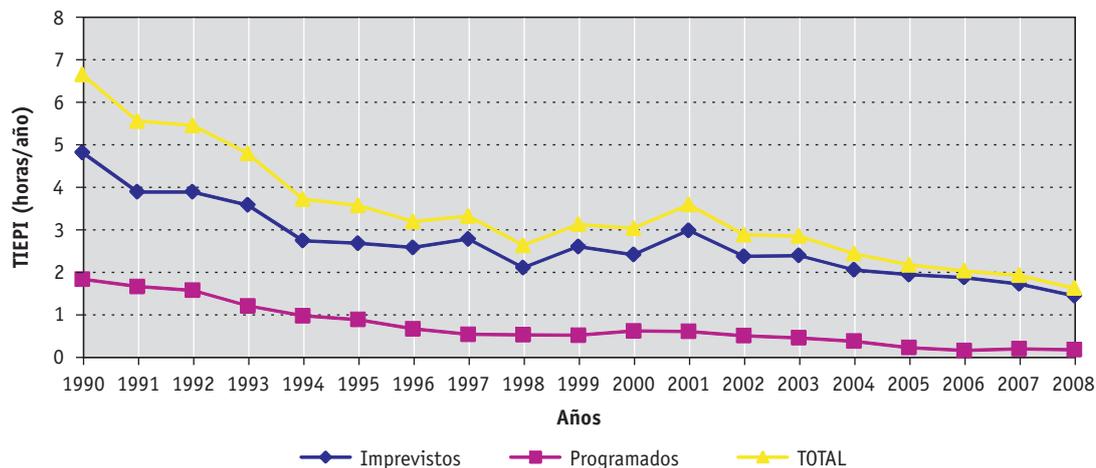
Y no sólo eso, sino que el Real Decreto 1955/2000 vincula la retribución de la actividad de distribución con la calidad del servicio, a través de un doble mecanismo, por una parte, bonificación a la facturación a los clien-

Gráfico 4.4.1. Evolución de la continuidad de suministro en España, TIEPI total y dispersión provincial



Fuente: MITyC.

Gráfico 4.4.2. Evolución de la continuidad de suministro en España, TIEPI total y por causas



Fuente: MITyC.

tes, si se cumplen los mínimos de calidad individual, y por otra, de financiación, con cargo a las empresas distribuidoras, de planes de mejora si se incumplen los mínimos de calidad zonal.

Con todo, a lo largo del año 2009, la CNE ha elaborado 113 informes sobre los Convenios de colaboración entre el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, las Comunidades Autónomas y las empresas distribuidoras

para la realización de planes de mejora de la calidad de servicio eléctrico.

Asimismo, la CNE colaboró con el Ministerio en la elaboración de un estudio sobre el grado de cumplimiento por parte de las empresas distribuidoras de los índices de calidad que fue plasmado en el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007 y gracias al cual se ha elevado a grado de exigencia de los índices de calidad del servicio establecidos en el Real Decreto 1955/2000.

Por otro lado la Orden 797/2002, de 22 de Marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad de suministro”, define una metodología homogénea y auditable a todas las empresas distribuidoras para medir la continuidad del suministro eléctrico. Es decir, dicho procedimiento establece los criterios y la metodología a seguir para la recogida y tratamiento de los datos de la continuidad del suministro, incluyendo los necesarios para la elaboración de los índices de calidad zonal TIEPI, percentil 80 del TIEPI y NIEPI. También define las características del sistema de registro de incidencias, la información de base necesaria y la recogida y tratamiento de los datos de continuidad necesarios para poder evaluar para cada cliente si se han incumplido o no sus condiciones de Calidad Individual y, en caso afirmativo, poder aplicarle el preceptivo descuento en la facturación.

Después de ser aprobado dicho procedimiento, la implantación de los descuentos por incumplimiento de los límites establecidos entró en vigor el 1 de enero del 2004, año siguiente a la finalización del período de implantación del citado procedimiento de registro.

Asimismo, y en relación con la citada Orden, las empresas eléctricas distribuidoras están remitiendo a esta Comisión la información que les fue solicitada, sobre la implantación del “Procedimiento de medida y control de la continuidad suministro eléctrico”, así como información mensual requerida en los diferentes Cuadros que figuran en el citado procedimiento.

Además, el citado Real Decreto 1955/2000, establece que se debe elaborar un procedimiento de medida y control de la calidad de onda, homogéneo para todas las empresas y auditable. La CNE elaboró un segundo informe sobre la propuesta del Procedimiento de medida y control de calidad de producto, elaborado por las asociaciones de empresas eléctricas UNESA, CIDE y ASEME, una vez incorporados al mismo la mayoría de los comentarios formulados por la CNE en su primer informe. En dicho procedimiento se desarrollan los criterios y metodología a seguir para la medida y tratamiento de los datos de los distintos aspectos de la calidad de onda, definidos en la norma UNE 50.160.

La citada propuesta de procedimiento consta de tres partes: el procedimiento propiamente dicho y dos memorias justificativas, una técnica y otra económica. El procedimiento incluye la obligación de las empresas distribuidoras de medir los parámetros que destaca el Real Decreto 1955/2000 en el artículo 102.1, en un número determinado de barras MT de las subestaciones AT/MT en condiciones normales de explotación de cada provincia.

Por otro lado, el Real Decreto 1955/2000 también establece la calidad comercial o calidad de atención al cliente que se determina atendiendo a las características del servicio, y que es exigible desde el 1 de Enero de 2001.

Por último, cabe destacar que la calidad de servicio debe estar íntimamente ligada a la retribución de la actividad de distribución, por ello en el Real Decreto 222/20008, de 15 de febrero se ha recogido un incentivo o penalización a la calidad del suministro zonal

repercutido a cada empresa distribuidora en el año del cálculo de la retribución asociado al grado de cumplimiento, durante el año anterior al del cálculo, de los objetivos establecidos para los índices de calidad de suministro zonal.

5. Mecanismos de contratación a plazo de energía eléctrica

5.1. Mercado a plazo gestionado por OMIP-OMIClear

El marco legal para la organización del MIBEL, en el cual se contempla la organización del mercado a plazo (Mercado de Derivados del MIBEL gestionado por OMIP), se basa en el Convenio Internacional relativo a la constitución de un Mercado Ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, celebrado en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004.

La negociación del Mercado de Futuros del MIBEL, con inicio el 3 de julio de 2006, cuyo operador de mercado es OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia-Pólo Português, S.G.M.R., S.A.) y cuya cámara de compensación es OMIClear (Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.G.C.C.C.C., S.A.), tiene lugar en un mercado continuo y en subastas. A través de las subastas¹, los distribuidores españoles y el comercializador de último recurso (CUR) portugués están obligados, durante un período transitorio, a adquirir unos determinados volúmenes de energía, para fomentar inicialmente la liquidez de dicho mercado. Los calendarios de subastas y volúmenes se reflejan en la legislación correspondiente^{2,3}.

¹ A partir del segundo año de funcionamiento del Mercado de Derivados del MIBEL, las subastas de adquisición obligatoria por los distribuidores españoles y el comercializador de último recurso portugués se celebraron los cuatro primeros miércoles de cada mes.

² Dichas obligaciones de compra quedan establecidas en España, para el año 2009, por la Orden ITC/3789/2008, de 26 de diciembre, para el primer semestre de 2009. Por otra parte, la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, que establece el mecanismo para la transferencia de clientes (previamente suministrados por los distribuidores) a los comercializadores de último recurso, y el procedimiento para el cálculo y la estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, señala en la disposición transitoria segunda que los distribuidores están obligados a vender los contratos adquiridos previamente con período de entrega a partir del 1 de julio

Dicha medida transitoria orientada a incentivar la liquidez en el mercado gestionado por OMIP-OMIClear y a proporcionar referencias de precios de contratación a plazo, fue asumida en el contexto de los acuerdos políticos de creación y desarrollo del MIBEL.

El coste derivado de la participación obligatoria de los distribuidores españoles (costes de adquisición de energía, garantías, y comisiones OMIP-OMIClear) es un coste reconocido por el sistema de liquidaciones de las actividades reguladas en España. El Consejo de Reguladores del MIBEL supervisó de forma coordinada el mercado de futuros gestionado por OMIP en 2009. En concreto, que se cumplieron las obligaciones de compra

de 2009 en el mercado de futuros gestionado por OMIP y en las subastas CESUR. En concreto, tuvieron que vender los contratos mensuales con entrega en julio de 2009 (en la subasta de OMIP celebrada el 26 de junio de 2009), y con entrega en agosto y septiembre de 2009 (en la subasta de OMIP celebrada el 16 de julio de 2009). El resto de posiciones abiertas en contratos de futuros con período de entrega de julio de 2009 a diciembre de 2009 fueron cerradas por los distribuidores mediante su participación como vendedores en la novena subasta CESUR, celebrada en junio de 2009. Las posiciones abiertas en los contratos de futuros con período de entrega de enero de 2010 a junio de 2010 fueron vendidas por los distribuidores en la décima subasta CESUR, celebrada en diciembre de 2009.

³ En el mercado de derivados del MIBEL gestionado por OMIP existen dos modos de negociación, continuo y subasta, cada uno desarrollado en distintos períodos de tiempo, y cuyos resultados negociados (posiciones compradoras o vendedoras resultantes) son compatibles entre sí para el mismo tipo de contrato, físico o financiero. En concreto, las subastas tienen lugar de 9:00 a 9:10 (hora española) en cada sesión de negociación, excepto en las subastas de adquisición obligatoria por los distribuidores españoles y el CUR portugués, que se extienden desde las 9:00 hasta las 10:00 (hora española). El cierre de la subasta se determina aleatoriamente en un segundo dentro del último minuto de negociación, dando lugar al precio de equilibrio final y el volumen finalmente casado. Posteriormente sigue la fase de negociación en continuo hasta las 16:30 (hora española). Tras la fase de continuo, se tiene la fase de pre-cierre ("Pre-Close") que se extiende hasta las 18:30 (hora española) en la cual se pueden seguir registrando órdenes OTC compensadas en OMIClear.

de los distribuidores españoles y del CUR portugués en las subastas gestionadas por OMIP, en los términos establecidos en la normativa legal.

Los contratos de futuros que se negociaron en OMIP en 2009 son en carga base y equivalen a la entrega de 1 MWh en cada una de las 24 horas de los días correspondientes al período de entrega. El 2 de marzo de 2009 se introdujeron, únicamente para registro OTC de posiciones, contratos *forward* con entrega física y *swaps* con liquidación exclusivamente financiera, ambos con subyacente el precio *spot* de la zona española (“SPEL”). El 1 de julio de 2009 se incluyeron, para negociación en continuo, subasta, y registro OTC, contratos de futuros carga base con subyacente el precio *spot* de la zona portuguesa (“PTEL”) y liquidación exclusivamente financiera. Todos estos nuevos productos introducidos en 2009 experimentaron durante sus primeros meses de cotización una liquidez escasa.

No se negociaron en 2009, por el contrario, productos en carga punta, a diferencia de las subastas EPE y las subastas de contratación de energía para el suministro de último recurso (subastas CESUR).

A fecha 31 de diciembre de 2009, el registro de miembros negociadores se elevó a 37 agentes, de los cuales 18 fueron agentes pertenecientes a grupos integrados generación-distribución. A dicha fecha, estaban registrados 13 miembros compensadores (9 directos —únicamente pueden realizar operaciones de compensación por cuenta propia— y 4 generales —pueden prestar servicios de compensación a cualquier miembro negociador del mercado, previa firma de un acuerdo de compensación, debiendo ser necesariamente entidades de crédito o intermediarios financieros—), y 27 agentes de liquidación (física en 21 casos, y financiera en los 6 casos restantes). Adicionalmente, existen 2 intermediarios de operaciones bilaterales.

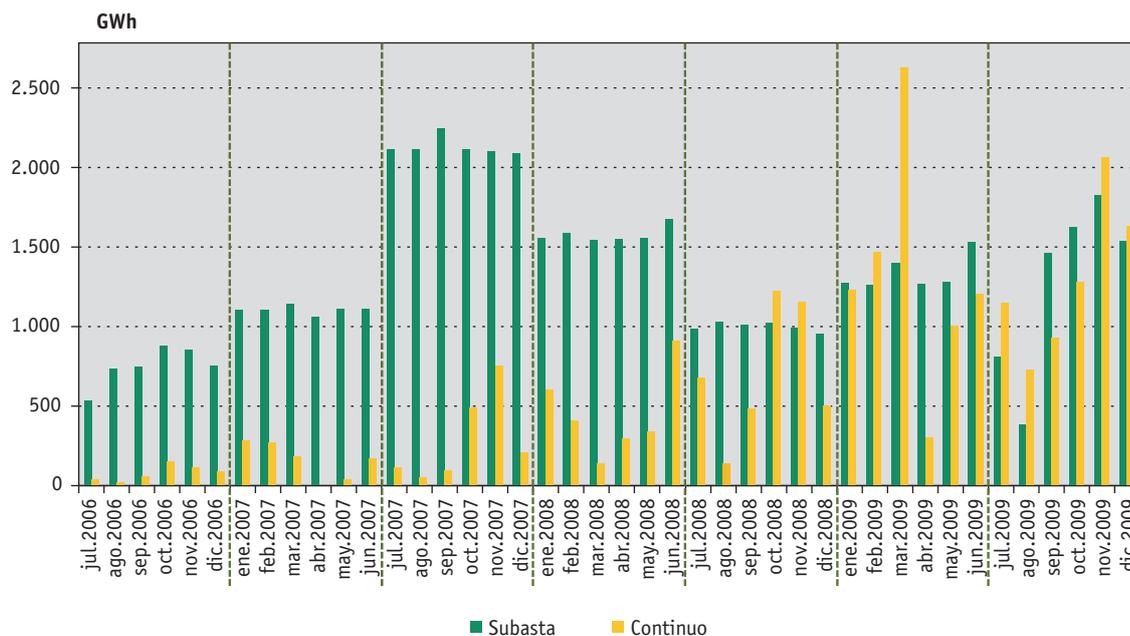
Resultados de la negociación en OMIP

La energía negociada en el mercado de futuros del MIBEL desde su comienzo (3 de julio de 2006) hasta el 31 de diciembre de 2009 ascendió a 81,0 TWh, de los cuales el 68,3% correspondió a subastas (55,3 TWh) y el 31,7% restante a la negociación en continuo (25,7 TWh). Durante el año 2009, se negociaron en OMIP 31,4 TWh, de los cuales el 50,1% correspondió a subastas (15,7 TWh) y el 49,9% restante a la negociación en continuo (15,7 TWh).

El gráfico 5.1.1 muestra la evolución de la negociación en el mercado de futuros del MIBEL (negociación en subasta y en continuo). En la negociación en subasta, los saltos en los niveles de negociación mensuales entre semestres contiguos se deben a la entrada de nuevos calendarios de negociación (se separan con líneas discontinuas verticales los distintos calendarios de negociación). Se aprecia un incremento gradual en la negociación en continuo. Desde octubre 2008, el volumen negociado en continuo ha excedido al de subasta en algunos meses. Destaca el récord de negociación en continuo en marzo de 2009 (2.639 GWh que equivalen al 65,2% de la energía negociada en OMIP en ese mes), que superó los récords anteriores (febrero 2009: 1.477 GWh, y enero 2009: 1.237 GWh).

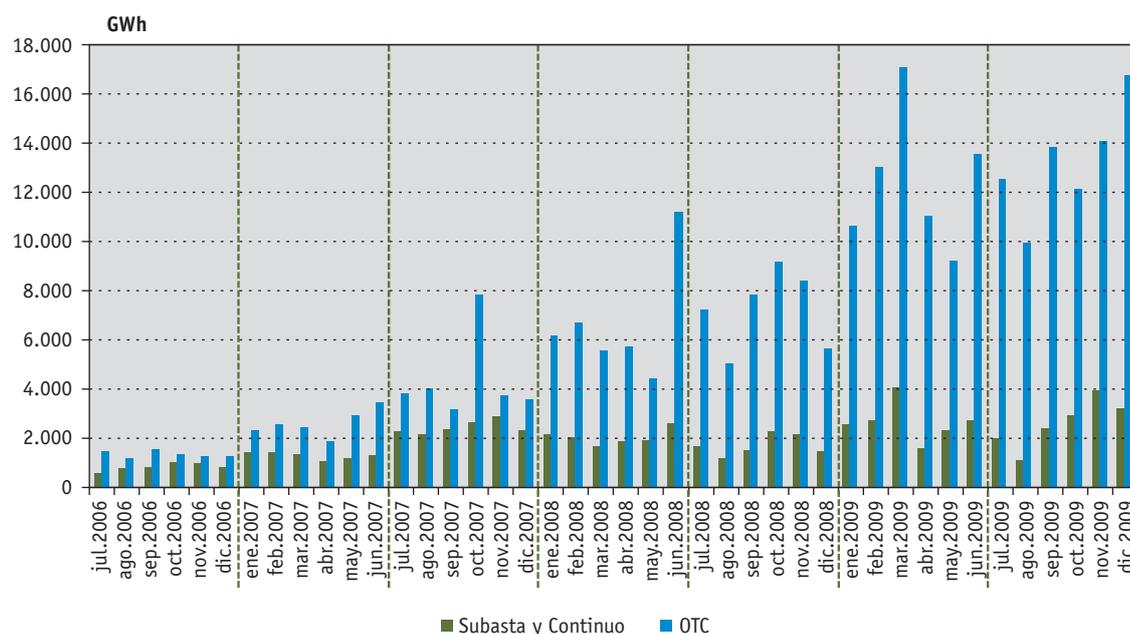
En el gráfico 5.1.2 se muestra la evolución de la negociación en el mercado de futuros gestionado por OMIP (negociación en subastas y en continuo), así como en el mercado no organizado OTC. El volumen de negociación en el mercado OTC fue superior al volumen de negociación en el mercado de futuros gestionado por OMIP. Así, en el año 2009 se negociaron en el mercado OTC 153,9 TWh, frente a 31,4 TWh negociados en OMIP (subastas y continuo). El 13% del volumen OTC negociado en 2009 fue registrado en OMIClear.

Gráfico 5.1.1. Evolución de la negociación en subasta y continuo en OMIP (GWh)



Fuente: OMIP.

Gráfico 5.1.2. Evolución de la negociación en el mercado de futuros de OMIP (subastas y continuo) y en el mercado OTC



Fuentes: OMIP y Agencias Mediadoras.

5.2. Emisiones primarias de energía eléctrica (subastas EPE)

5.2.1. Características de las emisiones primarias de energía eléctrica

Tal y como se describió en el informe del año pasado, la disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007, proporciona un calendario para las cinco primeras subastas, celebradas entre junio de 2007 y junio de 2008.

Con fecha 20 de marzo de 2008, se publicó en el BOE el Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero, por el que se establecen las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en las emisiones primarias de energía eléctrica. Dicho Real Decreto, en su disposición adicional única, amplió el programa de emisiones primarias de energía eléctrica recogido en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006, contemplando la realización de dos subastas adicionales, la sexta y séptima subastas, con comienzo del período de entrega de la energía el 1 de octubre de 2008 y el 1 de abril de 2009, respectivamente.

En la exposición de motivos del Real Decreto 324/2008 se determina que “*por medio de las emisiones primarias de energía, como medida de fomento de la contratación a plazo, lo que se persigue en último término es reducir el poder de mercado de los operadores como condición necesaria para una competencia efectiva*”.

Tal y como se detalló en el informe del año pasado, se registraron ciertas diferencias entre las subastas previstas en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006 y las establecidas en la disposición adicional única del Real Decreto 324/2008. Asimismo, cabe mencionar el incremento que el volumen a subastar registró entre el primer calendario de subastas (cinco primeras) y el segundo (sexta y séptima subastas).

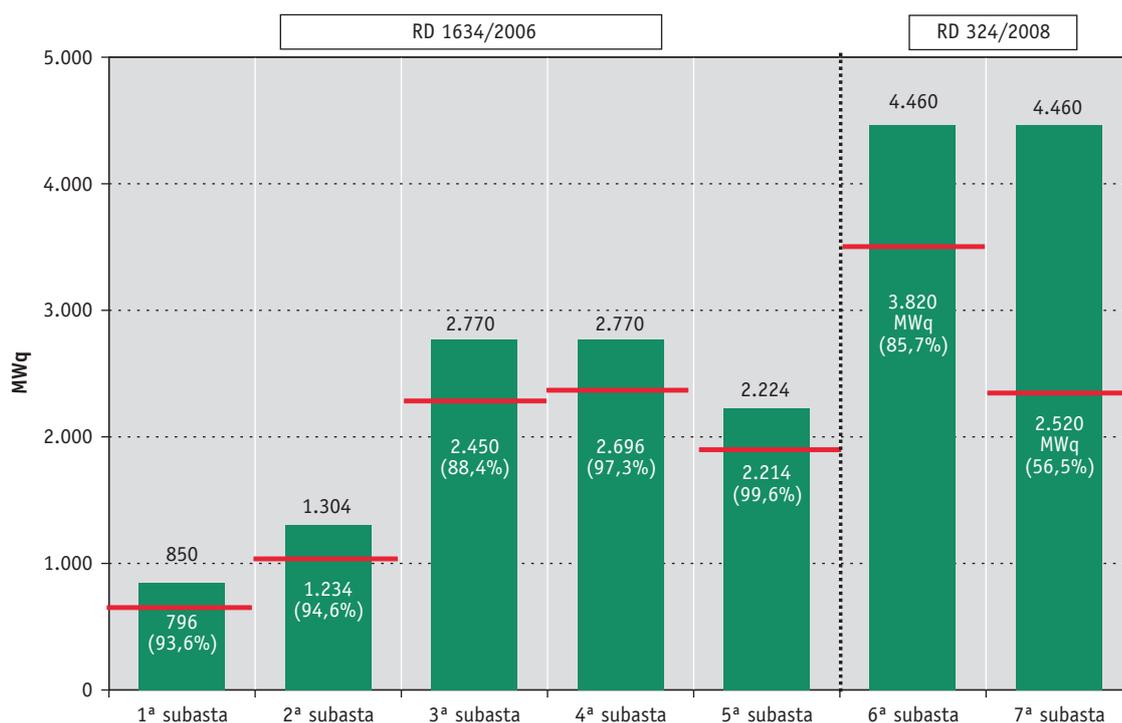
5.2.2. Resultados de las Emisiones Primarias de Energía eléctrica

La sexta subasta se celebró el 23 de septiembre de 2008. La séptima subasta se celebró el 24 de marzo de 2009.

En el gráfico 5.2.1 se muestran la potencia subastada (barra verde) y la potencia adjudicada (línea roja) en cada una de las siete subastas, de acuerdo con la normativa aplicable, expresada en términos de megawatio trimestral equivalente (MWq).

En el cuadro 5.2.1 se recogen los resultados de la 6ª y 7ª subastas, en términos de potencia subastada (expresada como megawatio trimestral equivalente, MWq), potencia adjudicada y porcentaje de potencia adjudicada sobre potencia subastada, de forma global y para cada grupo de productos (base y punta), así como el número de rondas en las que se desarrolló cada subasta. En el cuadro 5.2.2 se recogen, para cada producto, los precios resultantes de dichas subastas (prima de la opción), el precio de ejercicio y el precio total de la energía subastada (prima de la opción más precio de ejercicio).

Gráfico 5.2.1. Potencia objeto de subasta (MWq) y potencia adjudicada en las subastas EPE de acuerdo a la normativa de aplicación



(*) En las cinco primeras subastas reguladas por el RD1634/2006, a partir de la segunda subasta, se incluye en el volumen objeto de subasta (previsto en dicha normativa) la cantidad no adjudicada en la subasta anterior, tal y como se prevé en la normativa de aplicación.

Fuente: CNE a partir de los datos facilitados por la entidad gestora de la subasta.

Cuadro 5.2.1. Potencia subastada y adjudicada en la 6ª y 7ª subastas EPE, por producto

	6ª subasta 23/09/2008			7ª subasta 24/03/2009		
	Total	Base	Punta	Total	Base	Punta
Rondas	11	11	7	9	9	4
Potencia subastada (MWq)	2.230	1.700	530	4.460	3.400	1.060
Potencia adjudicada (MWq)	1.910	1.660	250	2.520	1.520	1.000
% Pot. Adjudicada / Pot. Subastada	85,7%	97,6%	47,2%	56,5%	44,7%	94,3%

Fuente: CNE a partir de los datos facilitados por la entidad gestora de la subasta.

Cuadro 5.2.2. Prima de la opción, precio de ejercicio y precio total de la energía (prima de la opción más precio de ejercicio) de la 6ª y 7ª subastas EPE, por producto

	6.ª subasta				7.ª subasta			
	Producto Base		Producto Punta		Producto Base		Producto Punta	
	Semes.	Anual	Semes.	Anual	Semes.	Anual	Semes.	Anual
Prima de la opción (€/MW/mes)	21.850	18.951	5.274	4.435	10.217	12.062	2.740	3.455
Prima de la opción (€/MWh)	30,01	25,96	20,76	17,32	13,96	16,52	10,62	13,55
Precio de ejercicio (€/MWh)	42	42	60	60	22	22	29	29
Prima opción + prima ejercicio (€/MW/mes)	72,01	67,96	80,76	77,32	35,96	38,52	39,62	42,55

Fuente: CNE a partir de los datos facilitados por la entidad gestora de la subasta.

5.3. Subastas de Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso (Subastas CESUR)

5.3.1. Características de las subastas CESUR

En virtud de la Orden ITC/400/2007, de 26 febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular, se habilita un nuevo mecanismo de contratación a plazo constituido por las subastas CESUR, mediante el cual los distribuidores pueden adquirir la energía de los suministros en el mercado regulado (además de a través de su participación en el mercado *spot*, gestionado por OMEL, y en las subastas del mercado de futuros, gestionado por OMIP).

Desde el 1 de julio de 2009, el suministro regulado no corresponde a la actividad de distribución, sino que es proporcionado por los suministradores de último recurso, de acuerdo al 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 re-

curso en las subastas CESUR es voluntaria, tal y como se indica en la disposición adicional 8ª de la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2009. Dicha disposición señala que las subastas con entrega de la energía a partir del 1 de julio de 2009 pueden ser liquidadas tanto con entrega física como por diferencias (liquidación exclusivamente financiera). Hasta la 8ª subasta CESUR, celebrada en marzo de 2009, los productos subastados fueron liquidados con entrega física de la energía. Desde la 9ª subasta, celebrada en junio de 2009, la liquidación es exclusivamente financiera, correspondiendo la supervisión a la Comisión Nacional de Energía, y la organización a OMEL Mercados Agencia de Valores S.A.U.

La 9ª subasta CESUR fue la primera de estas subastas cuyo precio de equilibrio se considera para calcular la tarifa de último recurso, aplicable desde el 1 de julio de 2009, de acuerdo a lo señalado en la Orden ITC/1569/2009, de 22 de junio.

La Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 22 de junio de 2009, estableció las características,

reglas y contrato tipo para la 9ª subasta. La Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 24 de junio de 2009, aprobó los principales parámetros de dicha subasta: precio final de la primera ronda, volúmenes objeto de subasta, fórmula para la reducción de precio entre rondas, e información sobre el exceso total de oferta.

La Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 17 de noviembre de 2009, estableció las características, reglas y contrato tipo para la 10ª subasta y la Resolución de 25 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, fijó las condiciones de aplicación de la Resolución de 17 de noviembre. La Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 4 de diciembre de 2009, aprobó los principales parámetros de la 10ª subasta. Dicha subasta se celebró el 15 de diciembre de 2009.

La 11ª subasta se ha celebrado el 23 de junio de 2010 de acuerdo a lo señalado por la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso.

En la 8ª subasta se negociaron productos carga base y punta, ambos con vencimiento trimestral, y con período de entrega en el trimestre posterior al de celebración de la subasta. En las subastas 9ª y 10ª, se subastaron productos trimestrales carga base y punta, con entrega en el tercer y cuarto trimestre de 2009 (9ª subasta) y para el primer y segundo trimestre de 2010 (10ª subasta). En la subasta 11ª, se subastaron productos trimestrales carga base y punta para el tercer trimestre de 2010.

Puede consultarse una descripción detallada de las características de las subastas CESUR en el informe del año pasado.

5.3.2. Resultados de las subastas CESUR

En el cuadro 5.3.1 se resumen los resultados de las subastas CESUR celebradas hasta el final del año 2009.

5.4. Subastas de contratos financieros relativos a la interconexión entre España y Portugal

5.4.1. Características de las subastas de interconexión E-P

En la interconexión con Portugal, las capacidades se asignan completamente con horizonte el mercado diario e intradiario a través del mecanismo de separación de mercados, en vigor desde el 1 de julio de 2007, de tal manera que Portugal y España constituyen 2 áreas de precio en las que se divide el mercado único de electricidad ibérico (MIBEL) cuando surge una congestión.

En la interconexión España-Portugal, desde el 1 de julio de 2009, se ha introducido un mecanismo de asignación de capacidad a largo plazo por la Orden ITC/1549/2009, de 10 de junio, que actualiza el anexo III —principios aplicables a los procedimientos de subasta y de separación de mercados relativos a la interconexión entre España-Portugal— de la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.

Dicho mecanismo consiste en subastas de contratos financieros, en concreto, contratos por diferencias para la exportación/importación⁴ (tanto contratos *forward* como

⁴ Aunque en la Orden se especifica que los contratos pueden ser *forward* y opciones, hasta la fecha de edición del informe sólo se han subastado contratos *forward*.

opciones), que se valoran de acuerdo al diferencial horario en el mercado diario entre la zona portuguesa y la española.

La primera subasta se celebró el 29 de junio de 2009, cubriendo los contratos el segundo semestre de 2009. La segunda subasta se celebró el 18 de diciembre de 2009, y se subastaron 2 tipos de contratos: uno con cobertura para el año 2010, y otro para el primer semestre de 2010. La tercera subasta se celebró el 24 de junio de 2010 y los contratos cubren el segundo semestre de 2010.

Estos productos financieros fueron propuestos inicialmente por el gobierno español. No obstante, el Consejo de Reguladores del MIBEL, formado por reguladores sectoriales y financieros de España y Portugal, ha trabajado durante el año 2009 y parte del 2010 en una propuesta coordinada.

La supervisión de dichas subastas es realizada por la Comisión Nacional de Energía. La empresa encargada de la organización de las mismas es OMEL Mercados Agencia de Valores S.A.U.

5.4.2. Resultados de las subastas de interconexión E-P

La Resolución del 16 de junio de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, aprobó el horizonte temporal y el número de contratos de cada tipo ofrecidos por el Sistema Eléctrico Español en las subastas de contratos financieros para la Interconexión España-Portugal, celebradas en el año 2009. La Resolución del 25 de junio de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, aprobó las reglas y el contrato de adhesión de la primera subasta. La Resolución del 27 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, aprobó las reglas y el contrato de adhesión de la segunda subasta.

El cuadro 5.4.1 muestra los resultados de las dos subastas celebradas en el año 2009. Los productos subastados son contratos forward de cobertura (en concreto, contratos por diferencias, cuyas siglas en inglés se conocen como “CfD”) para exportación de energía eléctrica de España a Portugal. La capacidad vendida por el sistema español fue completamente adjudicada en las dos subastas. La tercera subasta se celebró el 24 de junio de 2010 y los contratos cubren el segundo semestre de 2010.

Cuadro 5.4.1. Resultados de las subastas de contratos por diferencias para la interconexión España-Portugal celebradas en 2009

Producto subastado	1ª subasta 29-Jun-09	2ª subasta 18-Dec-09	
	2º semestre 2009	Año 2010	1er semestre 2010
Cantidad ofrecida por el sistema español (MW)	100	200	200
Volumen adjudicado (MW)	100	200	200
Precio de equilibrio (€/MW)	2,01	0,46	0,49

Fuente: CNE a partir de los datos facilitados por el Administrador de la subasta.

Gas

1. El gas natural

1.1. Características del gas natural

El gas natural (GN) es una sustancia de origen fósil, procedente de la descomposición de materia orgánica atrapada bajo la superficie terrestre en estratos que han impedido su liberación a la atmósfera.

Se encuentra en la naturaleza en yacimientos subterráneos tanto terrestres como marinos, en forma de bolsas, asociadas o no a yacimientos de otros combustibles fósiles.

Está formado en su mayor parte por metano (en proporciones próximas al 90% en volumen, dependiendo de la procedencia) y fracciones variables de hidrocarburos gaseosos más pesados (etano, propano, butano, pentano y hexano principalmente) y otros gases como nitrógeno y dióxido de carbono. La composición es función del origen y los procesos a los que haya sido sometido a la salida del yacimiento (pueden haberse extraído las fracciones más pesadas de los hidrocarburos como el butano y propano).

El gas natural se caracteriza por ser incoloro, no tóxico e inodoro, aunque se le añaden sustancias odorizantes para facilitar su detección en caso de fuga.

Los parámetros que definen la calidad del gas natural son:

- Composición molar
- Poder Calorífico Superior (PCS): es el calor desprendido en la combustión completa de una unidad de volumen de gas considerando el agua producto de la reacción en estado líquido. Sus valores se encuentran típicamente en un rango de 10,45-12,8 kWh/m³ (n).
- Poder Calorífico Inferior (PCI): análogo al anterior pero considerando el agua resultado de la combustión en estado vapor.
- Densidad. La densidad absoluta del gas natural es función de su composición, que varía entre 0,75 y

Cuadro 1.1.1. Especificaciones de calidad del gas natural en España

Propiedad*	Unidad	Mínimo	Máximo
Índice de Wobbe	kWh/m ³	13,368	16,016
PCS	kWh/m ³	10,23	13,23
D	m ³ /m ³	0,555	0,7
S Total	mg/m ³	—	50
H ₂ S + COS (como S)	mg/m ³	—	15
RSH (como S)	mg/m ³	—	17
O ₂	mol %	—	[0,01]
CO ₂	mol %	—	2,5
H ₂ O (punto de rocío)	°C at 70 bar (*)	—	2
HC (punto de rocío)	°C at 1-70 bar (*)	—	5

(*) Tabla expresada en las siguientes condiciones de referencia: [25 °C; V(0 °C; 1,01325 bar)].

Fuente: Resolución de 13 de marzo de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.

0,85 kg/m³ (n). Un factor de conversión aceptado es el considerar 1 m³ de gas natural licuado (GNL) equivale a 580 m³(n) de GN.

— Índice de Wobbe (PCS/d^{0.5}) indica la intercambiabilidad entre gases desde el punto de vista de la aplicación final. En función del mismo se clasifican típicamente en tres familias:

- **1.ª FAMILIA:** Gas manufacturado (H₂, CH₄ y CO₂) entre 6,23 y 6,89 kWh/m³.
- **2.ª FAMILIA:** Gas natural, aire propanado entre 10,86 y 15,19 kWh/m³.
- **3.ª FAMILIA:** GLP (butano y propano) entre 20,25 y 24,25 kWh/m³.

— Impurezas.

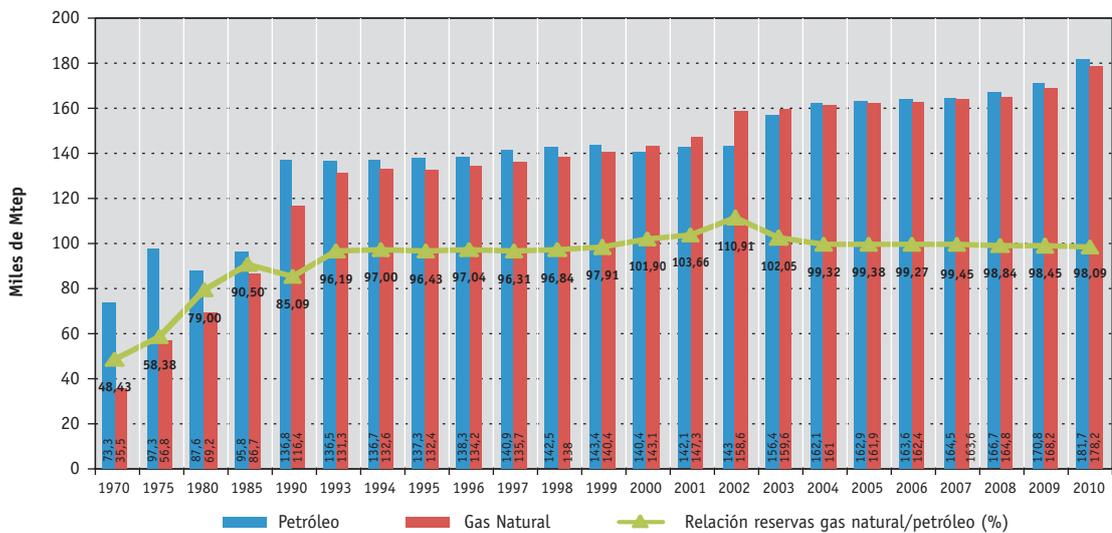
1.2. El mercado del gas en el mundo

1.2.1. Reservas probadas de gas natural en el mundo

Se entiende por reservas probadas aquéllas que tienen una certeza superior al 90% de ser explotadas en las condiciones técnicas y económicas existentes en el momento de su evaluación.

A finales de 2009 las reservas probadas de gas natural se han estimado en 194,7 billones (10¹²) de m³, equivalentes aproximadamente a 178,23 Mtep. Esta cifra es un 1,06% superior a las reservas registradas el año anterior (183,7 billones de m³). Con idéntica fecha, las de crudo de petróleo se estiman en 181,7 Mtep, ligeramente por encima de las de gas natural.

Gráfico 1.1.1. Evolución de las reservas probadas de petróleo y gas natural (miles de Mtep)



Datos a principio de cada año.

Fuente: Sedigas.

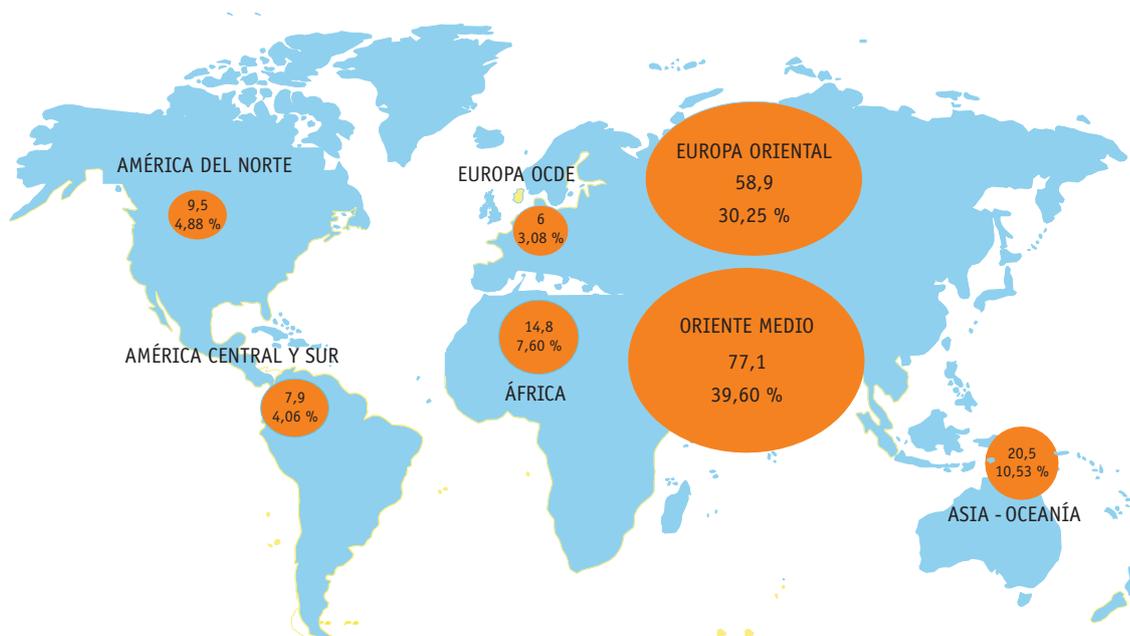
Ubicándolas por zonas, las mayores reservas se encuentran en Oriente Medio, con 77,1 billones de m³ de gas natural, que representan aproximadamente un 39,6% de las reservas totales. Esta región registró un aumento de sus reservas de un 5,99%. Por volumen de reservas, a continuación se encuentra Europa Oriental, donde se incluyen los países de la antigua Unión Soviética. Se estima que esta zona cuenta con 58,9 billones de m³, representando un 30,25% de las reservas mundiales.

Otras zonas, aparte del ya mencionado Oriente Medio, que registraron aumentos en sus reservas fueron Asia-Oceanía, con un aumento del 25,1%, y América del Norte con un aumento del 4%, vinculado al aumento de sus reservas de gas natural no convencional.

De acuerdo con las estadísticas internacionales, la Federación Rusa es el país que cuenta con las mayores reservas conocidas del mundo, evaluadas en 44.900 bcm (10⁹ m³) de gas natural, el 23,1% del total mundial. Irán se sitúa en segundo lugar, con el 15,7% de las reservas mundiales, seguido de Qatar (13,2%), Arabia Saudita (4%), Estados Unidos (3,9%), Abu Dhabi (3,1%) y Venezuela (2,6%).

Cabe destacar, el significativo descenso de las reservas de gas natural en Reino Unido, síntoma del agotamiento progresivo de los yacimientos existentes en estos países y el aumento de las reservas en Australia en un 266%, ligado al descubrimiento de nuevas reservas de gas no convencional.

Gráfico 1.1.2. Reservas probadas por zonas a finales de 2009



Datos: billones (10¹²) de m³.
% respecto al total (194,7 billones de m³).
Reservas países OPEP: 95,22 billones de m³ (48,91% del total).

Fuente: Sedigas.

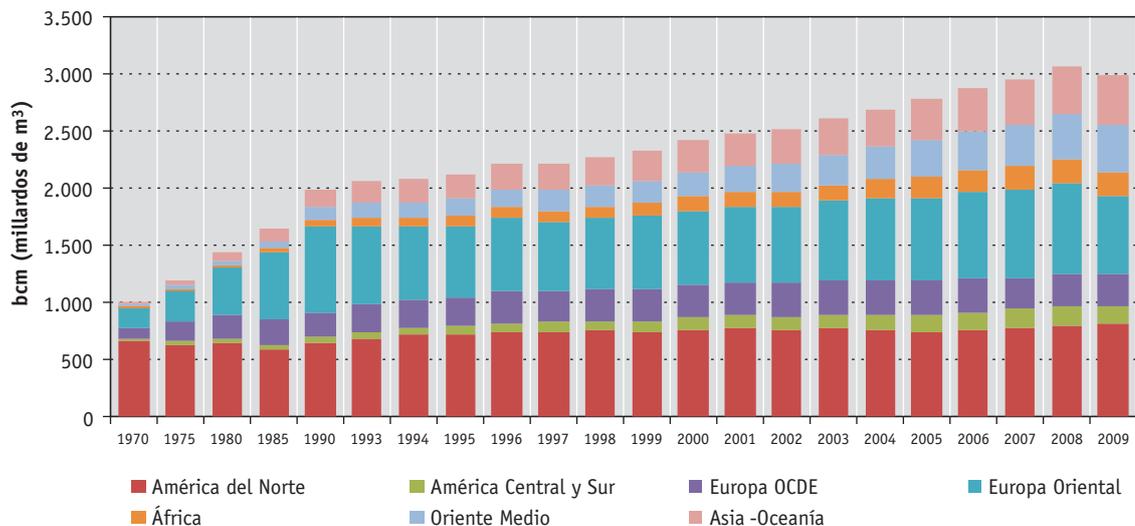
1.2.2. Producción comercializada de gas natural en el mundo

La producción comercializada de gas natural es aquella que contribuye directamente como energía primaria al balance energético mundial. Es decir, es la resultante de la producción bruta una vez descontados el gas reinyectado en los yacimientos, las pérdidas en antorcha y otras evacuaciones directas, así como otras pérdidas por tratamientos antes de introducirlo en la red, incluyendo los

autoconsumos energéticos por las operaciones llevadas a cabo para su puesta en mercado.

A lo largo del año 2009, la producción comercializada de gas natural en el mundo alcanzó un valor de 2.987 bcm, que en relación con el volumen de reservas probadas de este mismo año, supone un 1,53% de las mismas, proporción algo inferior a la del año anterior. La producción comercializada durante el año 2009 tuvo un decremento del 2,4% respecto a 2008.

Gráfico 1.1.3. Evolución de la producción comercializada por zonas

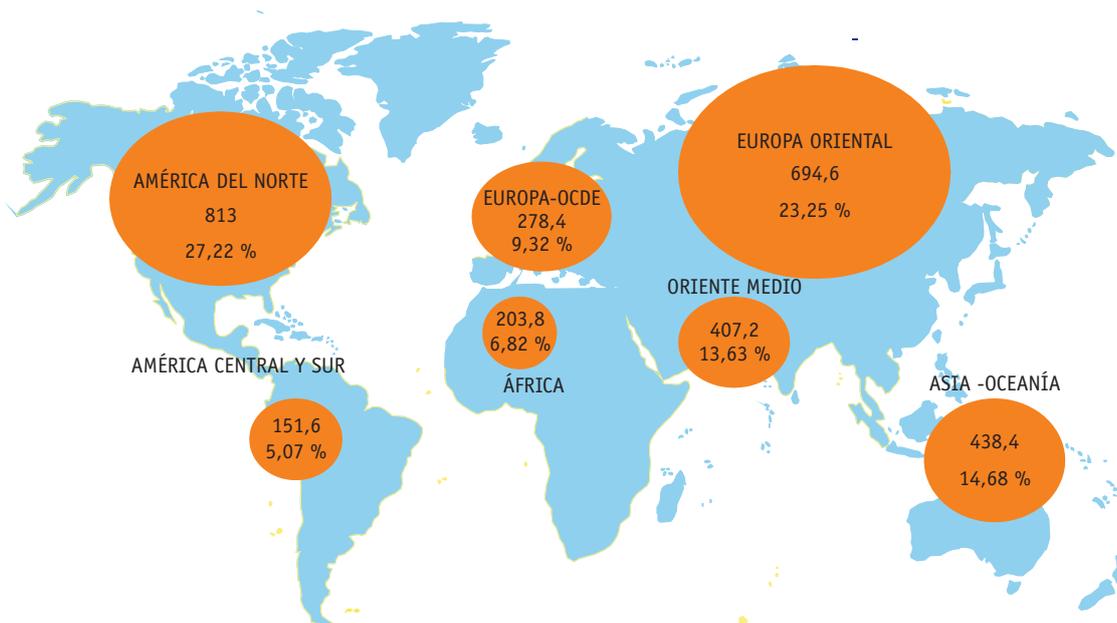


Fuente: BP.

Las zonas que encabezan la producción comercializada son Europa Oriental y América del Norte. Conjuntamente suponen aproximadamente un 51,2% de la produc-

ción comercializada mundial de gas natural. Por países destacan Estados Unidos con un 20,1%, la Federación Rusia con un 17,6%, y Canadá con 5,4% del total.

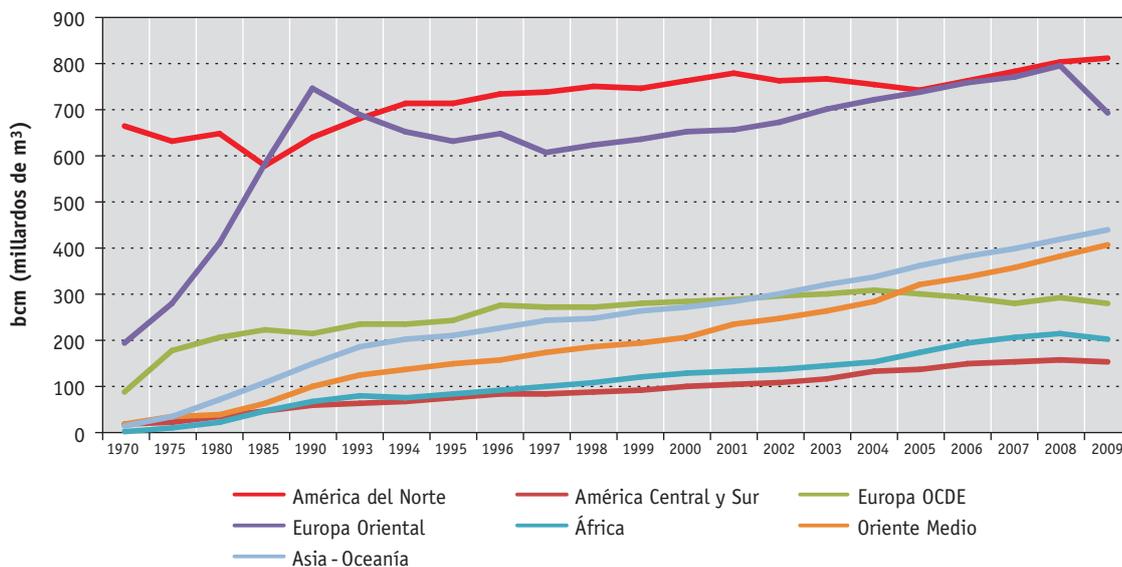
Gráfico 1.1.4. Producción comercializada de gas natural por zonas. Año 2009



Datos: 10⁹ m³
% respecto al total (2.987 billones de m³).

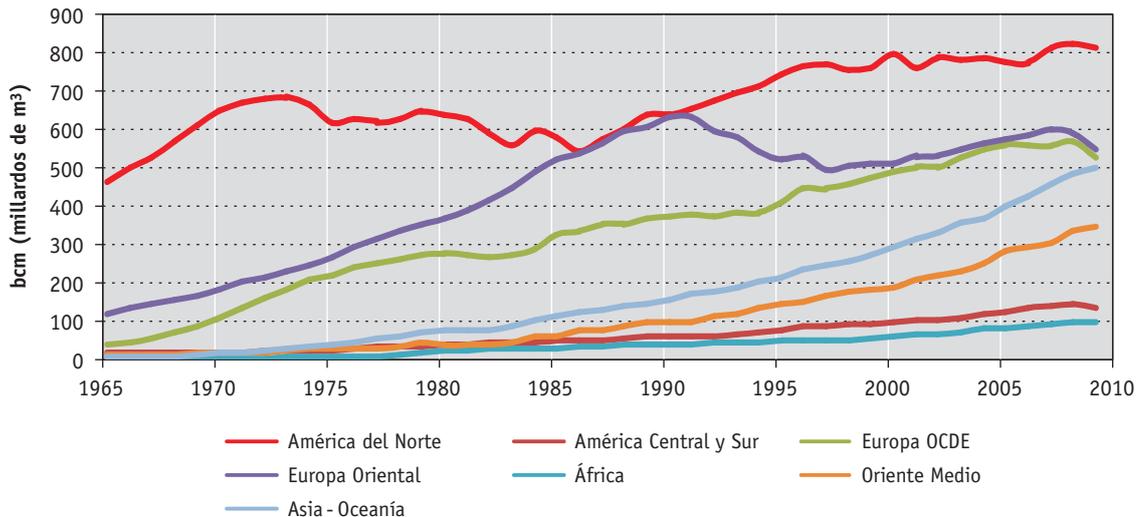
Fuente: BP.

Gráfico 1.1.5. Evolución de la producción comercializada por zonas hasta el año 2009



Fuente: BP.

Gráfico 1.1.6. Evolución del consumo de gas natural por zonas



Fuente: BP.

1.2.3. Consumo de gas natural en el mundo

En adelante se hablará de consumo al determinado como:

$$\text{Consumo} = \text{Producción comercializada} + \text{importaciones} - \text{exportaciones}$$

El consumo mundial de gas natural durante el año 2009 descendió a 2.954,4 bcm, lo que supone un decremento del 2,4%, en relación con el ejercicio anterior.

Los responsables de los mayores consumos han sido Estados Unidos, con 646,6 bcm, seguido de los países componentes de la antigua URSS, con 559,1 bcm y Europa¹, con 459,9 bcm. Estos concentran una proporción superior al 56,8% del consumo mundial.

Si para cada año se compara el volumen de gas natural que constituyen las reservas probadas con el consumo registrado, se obtiene el número de años durante los que podría abastecerse dicho consumo, de mantenerse éste

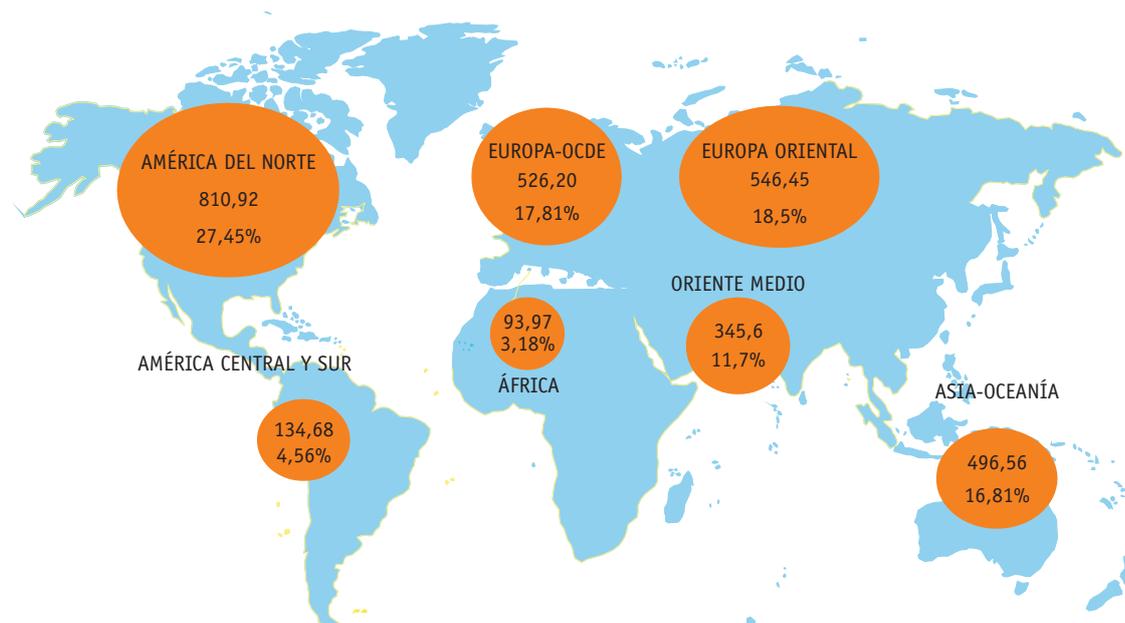
y las reservas probadas constantes. Este valor alcanzó en 2007 la cifra más reducida desde 1990. Desde 2008 este valor ha venido creciendo alcanzando en 2009 la cifra de 64 años. En la actualidad este ratio es superior al correspondiente al petróleo.

En el gráfico 1.1.9 se recoge la información analizada sobre reservas, producción y consumo de gas natural y se representa de forma conjunta en términos de porcentaje, para poder relacionar estos valores.

Se observa que en América del Norte, se produce prácticamente la misma cantidad de gas natural que se consume, pese a tener uno de los menores volúmenes de reservas, en relación con las demás agrupaciones de países. Esta situación es insostenible a largo plazo, si se mantiene el nivel de consumo. Esta zona presenta un ratio reservas/consumo de 11,3 años, que se ha incrementado a su vez un 3,2% respecto al año anterior, por el aumento de reservas de la zona ligado al descubrimiento de nuevas reservas de gas no convencional.

¹ Incluye la UE25, además de Noruega, Suiza y Turquía.

Gráfico 1.1.7. Consumo de gas natural por zonas. Año 2009

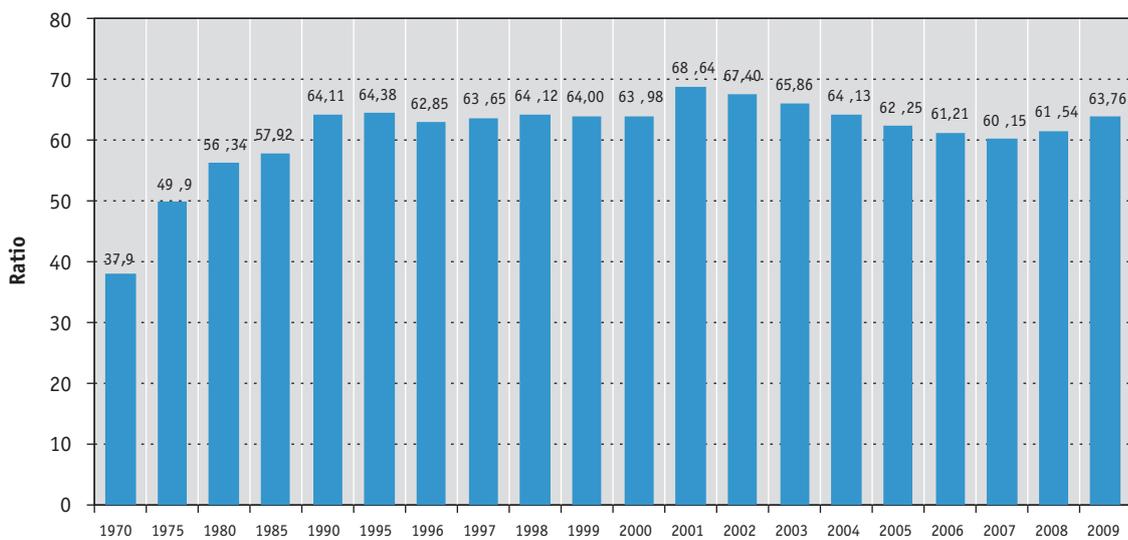


Datos: 10⁹ m³.

% respecto al total (2.954,37 billones de m³).

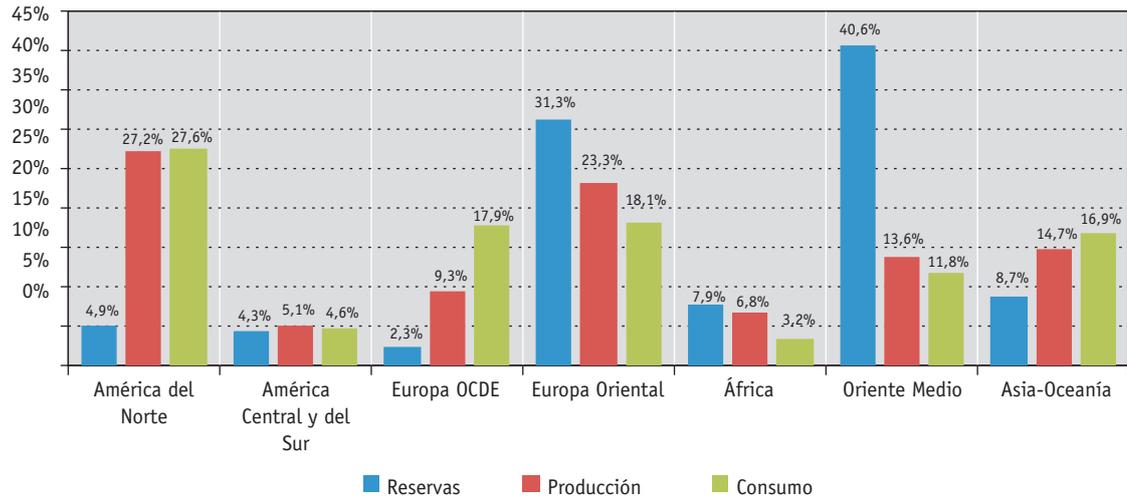
Fuente: BP.

Gráfico 1.1.8. Ratio reservas/consumo (n.º años)



Fuente: BP y Cedigaz.

Gráfico 1.1.9. Proporción de reservas, producción y consumo por zonas. Año 2009 (%)



Fuente: BP.

América Central y del Sur tiene una producción de gas natural equivalente a su consumo. Su ratio reservas/consumo es de 59,8 años.

Los países de la zona Europa Occidental son responsables de un consumo importante de gas natural. Presentan un ratio reservas/consumo de 8,3 años. Los países de Europa Oriental concentran un importante nivel de reservas, aunque éstas son inferiores a las de Oriente Medio. El ratio reservas/consumo es de 110,3 años.

Oriente Medio cuenta con el mayor volumen de reservas de gas natural. Su ratio reservas/consumo es de 220,4 años.

1.2.4. Comercio de gas natural en el mundo

En el gráfico 1.1.10 se pueden apreciar los principales flujos de comercio de gas, tanto en su forma gaseosa como licuada. Cabe destacar, en el caso europeo, el elevado volumen de importaciones procedentes de Rusia, en forma de gas natural, así como de Noruega, tam-

bién por gasoducto, y de Argelia, tanto por gasoducto como en forma de GNL. Otro gran centro de destino de los suministros comercializados es Japón, procedentes principalmente de Indonesia y Oriente Medio en forma de GNL. En el caso de Norteamérica, cabe destacar el elevado volumen de importaciones de gas natural de Estados Unidos, procedentes de Canadá.

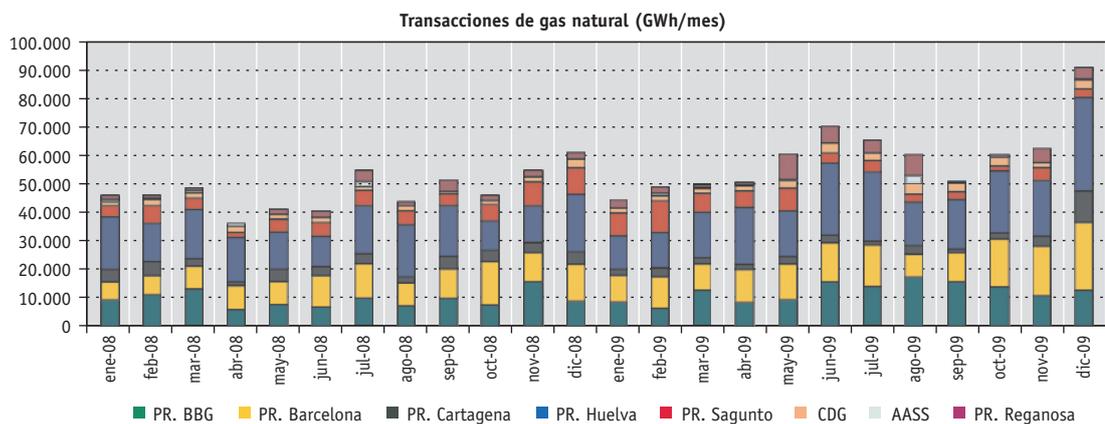
En el año 2009, el volumen de gas natural comercializado en forma gaseosa supuso aproximadamente el 72,3% de las exportaciones a nivel internacional, frente al 27,7% del comercio mundial en forma de GNL. El incremento porcentual de la proporción de GNL debe ser atribuido al aumento de las importaciones de GNL por los EE.UU. Las importaciones en 2009 en dicho país crecieron en un 28,8% respecto a las importaciones en 2008, aunque cabe resaltar que éstas habían descendido a su vez bruscamente en el año 2008 en relación con el 2007. Los países con un mayor volumen de exportaciones de gas son la Federación Rusa, con el 20,89% del total, Canadá, con el 10,54%, y Noruega, con el 11,2%.

Gráfico 1.1.11. Localización de algunos puntos de interconexión y de los hubs europeos más significativos en relación con el centro de gravedad del mercado español



Fuente: CNE.

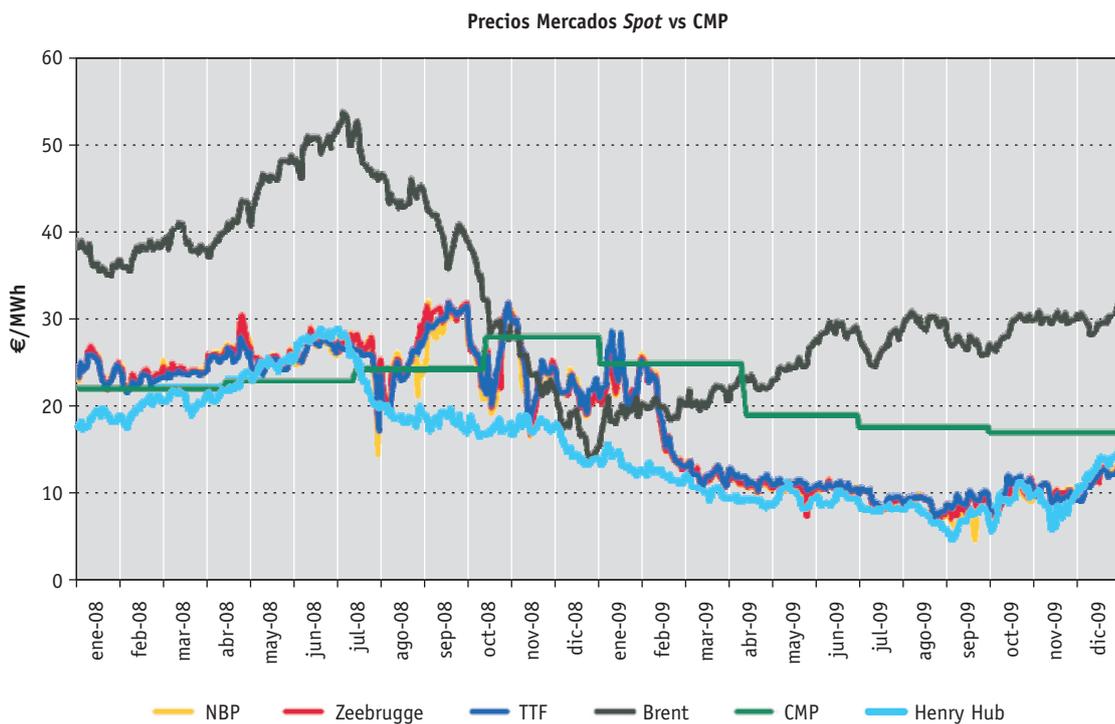
Gráfico 1.1.12. Mercado secundario de gas en España-Transacciones de gas (GWh/mes) durante el período 2008-2009



En el gráfico 1.1.13 se representa la evolución de una referencia de precio del gas natural en el sistema español, el Coste de la Materia Prima (CMP) en posición CIF, comparado con el precio del gas en *hubs* internacionales, tanto de mercados *spot* como de futuros.

El Coste de la Materia Prima está formado por los precios medios, a largo plazo, contratados entre los comercializadores que suministran el mercado español y sus proveedores. Esta referencia de precios ha estado por encima de los precios de los mercados *spot* europeos en el año 2009, debido en parte a la liquidez en el mercado de gas que ha caracterizado el sector en dicho período.

Gráfico 1.1.13. Evolución de los precios internacionales del gas (en €/MWh) durante 2009 en algunos mercados internacionales spot y de futuros en comparación con el coste de la materia prima para el mercado a tarifa en España, en posición CIF



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

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

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

CMP: Coste de la Materia Prima para el mercado a tarifa en España, en posición CIF.

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

Brent: Cotización del crudo Brent.

A efectos comparativos, todos los precios se muestran en €/MWh.

Fuente: CNE.

2. La industria del gas natural en España

La industria del gas natural en España ha experimentado en la última década cambios relevantes en su estructura y funcionamiento, motivados por los principios establecidos en la Directiva Europea 98/30/CE, derogada a su vez por la Directiva 2003/55/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de gas natural. La progresiva incorporación de las nuevas disposiciones establecidas en el tercer paquete legislativo de la UE en materia energética, y en concreto por la nueva Directiva 2009/73/CE, sobre el mercado interior del gas natural, y el Reglamento 715/2009, sobre acceso a las redes, intensificarán esos cambios. A nivel nacional se han venido desarrollando e incorporando estas reformas en diversos desarrollos legislativos entre los que cabe destacar la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, modificada más recientemente por la Ley 12/2007, de 2 de julio, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE.

El acceso de terceros a las instalaciones de la Red Básica y a las instalaciones de transporte y distribución de gas natural está garantizado por la legislación, por motivos de eficiencia para el conjunto del sistema, debido a su carácter de monopolio natural. La contraprestación por el uso de dichas instalaciones viene determinada por los peajes que son aprobados por el Gobierno para todo el territorio español.

En el mes de agosto de 2001, se publicó el Real Decreto 949/2001 que desarrolla el procedimiento de acceso de terceros a las instalaciones, determina un sistema de retribuciones de las actividades reguladas, fija la estructura de tarifas de venta de gas natural y de peajes de acceso a las instalaciones gasistas, y establece el sistema de liquidaciones de las actividades reguladas de los sujetos que actúan en el sistema.

En diciembre de 2002 se publicó el Real Decreto 1434/2002 que regula las actividades de transporte,

distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural. Este Real Decreto establecía, entre otras materias, las reglas para el cambio del mercado regulado al liberalizado o viceversa y para el cambio de comercializador, con objeto de responder a las nuevas situaciones que se estaban produciendo en el mercado del gas ya que, desde el 1 de enero de 2003, todos los consumidores podían elegir suministrador. Además, introducía una serie de medidas con objeto de evitar la infrautilización de la capacidad contratada por parte de los distintos agentes.

En 2004 entró en vigor el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de productos petrolíferos, desarrolla los derechos y deberes de los agentes en relación con la seguridad y continuidad de suministro de gas natural, que progresivamente representa una fracción mayor de nuestra balanza energética.

En 2005, la normativa más relevante que entró en vigor en relación al sector del gas natural fue la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprobaron las normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (NGTS). Las normas tienen por objeto el fijar los procedimientos y mecanismos para la gestión técnica del sistema, coordinando la actividad de todos los sujetos o agentes que intervienen en el sistema para garantizar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y la continuidad, calidad y seguridad del suministro del gas natural y gases manufacturados por canalización, respetando, en todo caso los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.

En 2006 cabe destacar la publicación que establecía los Protocolos de Detalle (PD) de las Normas de Gestión

Técnica del Sistema Gasista, desde el PD-01 al PD-06. Esta publicación fue realizada a través de la Resolución de 13 de marzo de 2006 de la Dirección General de Política Energética y Minas. El listado de los protocolos cubriría los siguientes aspectos:

- PD-01. Medición.
- PD-02. Procedimientos de reparto.
- PD-03. Predicción de la demanda.
- PD-04. Mecanismos de comunicación.
- PD-05. Procedimiento de determinación de energía descargada por buques metaneros.
- PD-06. Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros.

También, en marzo de 2006, la Secretaría General de Energía publicó el documento «Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011. Revisión 2005-2011», en el que se establecían las infraestructuras de transporte necesarias para satisfacer la demanda de gas en España en el horizonte 2005-2011, respecto al anterior documento de planificación de infraestructuras, «*Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas, Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011*».

A lo largo de 2007 se publicó diferente normativa que modificaba y completaba de forma significativa la legislación básica vigente, con especial relevancia de los nuevos protocolos de detalle de las NGTS, desde el PD-07 al PD-10.

- PD-07. Programaciones y nominaciones en infraestructuras de transporte.
- PD-08. Programaciones y nominaciones de consumos en redes de distribución.
- PD-09. Rangos admisibles de las variables básicas de control del sistema gasista.

- PD-10. Cálculo de la capacidad de las instalaciones.

Muy relevante es la publicación de la Ley 12/2007, de 2 de julio, en la que se modifica la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. Profundiza en la separación jurídica y funcional de las denominadas actividades de red, de las actividades de producción y suministro, eliminando la posible competencia entre distribuidores y comercializadores en el sector de suministro, con la desaparición del sistema de tarifas y la creación de una tarifa de último recurso. Asimismo, se refuerza la independencia del Gestor Técnico del Sistema, exigiendo la separación jurídica y funcional de éste, y se crea la Oficina de Cambios de Suministrador, al objeto de garantizar que el derecho de cambio de suministrador se ejerza bajo los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.

Destaca también este año el Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, por el que regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural, y el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, por el que se modificó el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, con el fin de regular la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de productos petrolíferos.

En mayo de 2008 se aprobó el documento Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas, Desarrollo de las Redes de Transporte 2008-2016, en el que se determinaban las infraestructuras que sería necesario desarrollar, en un horizonte de diez años, con el objeto de garantizar la cobertura de la demanda en condiciones adecuadas de seguridad y calidad.

Además, se publicaron las Órdenes Ministeriales que establecían la retribución de las actividades reguladas, las tarifas de gas natural y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros:

Reseñable es la publicación de la Orden ITC/2607/2008, de 11 de septiembre, por la que se establecen las reglas a aplicar para la asignación de la capacidad de transporte en las conexiones internacionales con Francia.

Durante el año 2009 se ha publicado la siguiente normativa en relación al sistema de gas natural:

- Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso.
- Resolución la Secretaría de Estado de Energía, de 19 de mayo de 2009, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso para el período comprendido entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2010.
- Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador.
- Resolución de 15 de julio de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista
- Resolución de 30 de noviembre de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la

que se aprueba el Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista

- Real Decreto 1901/2009, de 4 de diciembre, por el que se designa a determinadas empresas como suministradores de último recurso de gas natural
- Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

Además, se publicaron las siguientes Resoluciones y Órdenes Ministeriales que determinan la retribución de las actividades reguladas, las tarifas de gas natural y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros:

- Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.
- Orden ITC/1724/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas a partir del día 1 de julio de 2009.
- Resolución de 28 de diciembre de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se hace pública la tarifa de último recurso de gas natural.
- Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

2.1. Aprovechamiento de gas

2.1.1. Descripción de la actividad

En el mercado español, el aprovisionamiento es una actividad libre llevada a cabo por empresas mercantiles que adquieren gas natural destinado tanto a la venta a otras empresas, como a los clientes que consumen gas natural.

La mayor parte de los contratos de aprovisionamiento en los mercados internacionales de gas son a largo plazo e incorporan cláusulas «*take-or-pay*». De acuerdo con estas cláusulas el comprador se compromete a retirar una cierta cantidad de gas y, de no hacerlo, debe pagar la mayor parte de la cantidad comprometida. Esta práctica se debe a las grandes inversiones que conlleva toda la cadena del gas natural desde el yacimiento hasta su destino final. No obstante, cada vez están más desarrollados los mercados a corto plazo, conocidos como mercados *spot* y *hubs*, que contribuyen a resolver los problemas de déficit o exceso de abastecimiento. En los últimos inviernos se aprecia en el mercado español cada vez mayor número de buques de GNL comprados en el mercado *spot* para atender la demanda, mientras que buques con destino original de contrato en España acaban en Asia o América.

El precio de la mayoría de los contratos de aprovisionamiento se encuentra vinculado a los precios *spot* de productos petrolíferos y sus derivados, lo que confiere volatilidad al precio final del gas. En cualquier caso, la existencia de un mercado, tanto de gas natural como de gas natural licuado (GNL) cada día mayor, comienza a dar referencias de precio, pudiendo llegar a negociarse contratos de gas natural a largo plazo no necesariamente referenciados al petróleo.

A continuación se analiza la situación de los aprovisionamientos en España en 2009.

2.1.2. Importaciones y yacimientos en fase de conversión a almacenamientos subterráneos

Los primeros yacimientos descubiertos y explotados en España fueron Serrablo, en Huesca, y Gaviota, en el Cantábrico, enfrente de la costa bilbaína. Hoy en día se trata de yacimientos depletados que son utilizados como almacenamientos subterráneos. La producción interior española se sitúa actualmente en el Golfo de Cádiz y en la zona del Guadalquivir. En Marismas/Palancares y Poseidón se está inyectando gas con el fin de construir un nuevo almacenamiento, en los pozos ya agotados.

En el año 2009, el balance neto de la extracción desde Marismas/Palancares, junto con Poseidón fue de 321,11 GWh.

Cuadro 2.1.1. Producción/inyección de gas natural en los yacimientos nacionales durante 2009

Mes	Producción Yacimientos GWh/Mes
Enero	241,87
Febrero	292,94
Marzo	125,40
Abril	-66,64
Mayo	-443,35
Junio	-199,99
Julio	-96,78
Agosto	70,01
Septiembre	-89,04
Octubre	0,00
Noviembre	0,00
Diciembre	486,69
Total	321,11

Fuente: ENAGAS.

Los aprovisionamientos externos de gas llegan a la Península de dos formas:

- A través de gasoductos conectados a redes internacionales de gasoductos.
- Mediante gas natural licuado (GNL) transportado en buques metaneros.

Existen varios puntos de entrada de gas natural en España; por un lado las seis plantas de regasificación (Huelva, Barcelona, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugaros) y por otro, cinco conexiones internacionales por gasoducto, dos con Portugal: Tuy y Badajoz, al norte y al este de dicho país respectivamente, una con Marruecos por Tarifa, por el gasoducto Magreb-Europa, y dos con Francia por Larrau (Navarra) e Irún (Guipúzcoa).

Como ya se ha puesto de manifiesto, la práctica totalidad de los aprovisionamientos de gas natural es realizada a través de importaciones desde otros países. Entre ellos cabe destacar Argelia, país de origen de 139.857 GWh del gas introducido en el sistema español en 2009, valor que supone un 34% de la aportación total (cumpliendo los aprovisionamientos, de manera conjunta, la limitación del 50% que determina el Real Decreto 1716/2004, modificado por el RD 1766/2007, en lo referente a las importaciones de gas procedente de un mismo país). Le siguen los aprovisionamientos desde el Golfo Pérsico, Omán y Qatar, que suman un 18% de los aprovisionamientos totales, Nigeria con un 14% y Egipto con el 11%.

Los suministros totales de gas descendieron en 2009 un 10,2% en comparación a los valores de 2008. En

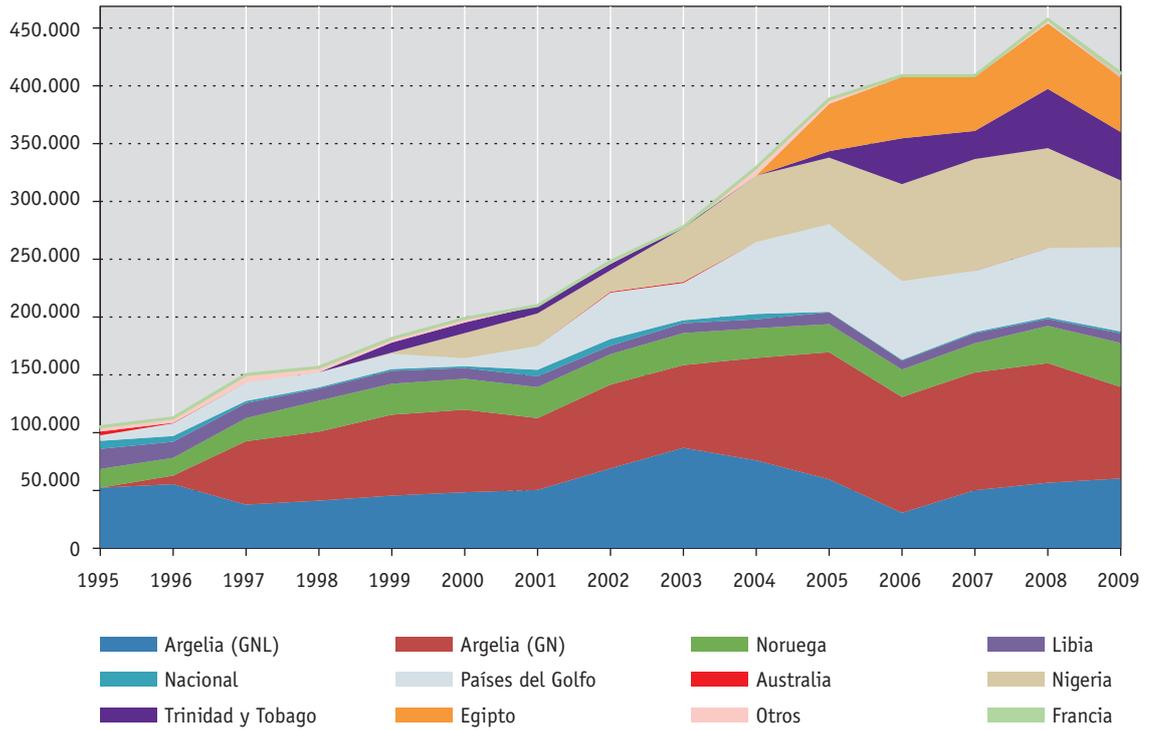
Cuadro 2.1.2. Evolución de los aprovisionamientos de gas natural hasta 2009 (GWh)

Procedencia		2000	2001	2002	2003	2004	2005 (*)	2006 (*)	2007(*)	2008 (*)	2009 (*)
		GWh									
Nac.	TOTAL	1.695	5.867	5.831	2.529	4.781	562	814	1.040	1.331	1.711
	GN										
	Argelia GN	71.577	62.265	72.669	74.693	88.855	110.323	100.457	102.243	103.687	79.447
	Noruega	26.856	26.832	26.433	26.640	25.685	24.434	23.765	25.277	20.792	22.350
	Francia	—	—	—	—	—	—	806	1.029	1.489	1.599
	Portugal	—	—	—	—	—	—	150	0	—	1.355
	TOTAL	98.433	89.097	99.102	101.333	114.540	134.757	125.178	128.549	125.968	104.751
Internacional	GNL										
	Libia	9.293	9.230	7.341	8.442	7.765	10.149	7.802	8.760	6.090	8.252
	Argelia GNL	48.512	50.603	69.144	84.820	76.190	59.667	30.645	50.178	56.812	60.410
	Nigeria	21.822	28.209	18.695	46.345	57.570	57.666	83.994	96.871	86.676	57.881
	Trinidad & Tobago	9.157	6.806	5.342	977	—	5.649	39.762	24.440	51.317	42.021
	Noruega	—	—	—	—	—	—	—	—	11.478	15.773
	Golfo Pérsico	8.753	20.601	40.226	33.065	62.394	75.911	68.307	53.149	60.160	73.204
	Egipto	—	—	—	—	—	41.074	53.252	46.960	56.986	47.057
	Otros	3.518	—	3.079	2.099	6.960	4.152	44	0	2.052	1.048
	TOTAL	101.055	115.449	143.827	175.748	210.879	254.268	283.806	280.358	331.571	305.646
TOTAL	201.183	210.413	248.760	279.610	330.200	389.587	409.798	409.947	458.870	412.108	

(*) Incluye GNL cargado con destino a otros mercados.

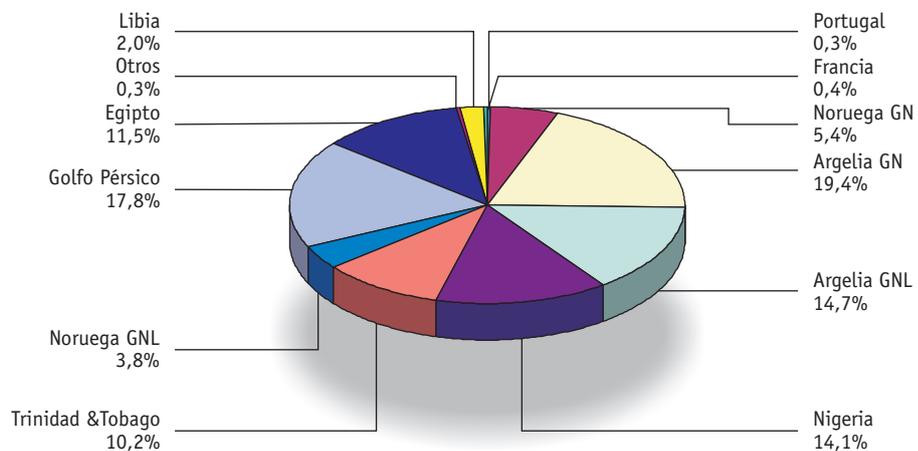
Fuente: CNE, Sedigas, Enagas, Resolución MINECO 15/7/02.

Gráfico 2.1.1. Evolución de los aprovisionamientos de gas natural



Fuente: CNE, Sedigas, Enagas, Resolución MINECO 15/7/02.

Gráfico 2.1.2. Aprovisionamientos de gas natural en el año 2009



Fuente: Enagas.

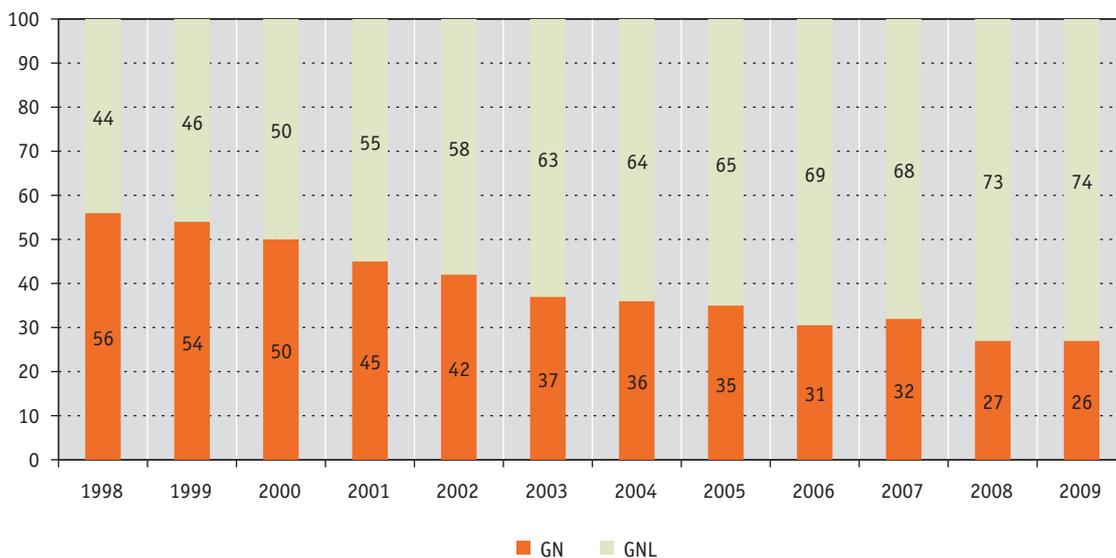
relación con el período anterior, cabe destacar el incremento en la aportación respecto al año 2008 de los Países del Golfo Pérsico (21%) y Noruega (18%). Por otro lado, se produjo un descenso del 12,5% de las importaciones totales procedentes de Argelia, del 17% en las procedentes de Egipto, del 18% en las procedentes de Trinidad y Tobago y del 33% en las importaciones procedentes de Nigeria.

La mayor parte de los aprovisionamientos, el 74%, fue realizada por medio de gas natural licuado, correspondiendo a gas natural por gasoductos el 26% restante. Esta atípica configuración del sistema de aprovisionamiento español, basada en la importación de GNL y en base a un elevado número de proveedores (en comparación con el resto de los países europeos), se debe a la posición geográfica de la Península Ibérica, sin tantas posibilidades de conexiones por gasoductos, lejos de los tradicionales suministradores europeos como Rusia o Noruega, y cerca de Argelia. El GNL y

las plantas de regasificación proporcionan a nuestro sistema una elevada flexibilidad, en cuanto a la gestión del mismo y a la posibilidad de diversificación de fuentes de suministro, tanto a largo plazo, como a corto plazo.

Con los cambios regulatorios introducidos por la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, son las empresas comercializadoras las responsables de los aprovisionamientos de sus clientes en el mercado liberalizado, o bien los propios consumidores cualificados directamente. Las compañías transportistas mantenían adquisiciones de gas destinadas al abastecimiento del mercado regulado a tarifa, si bien esta situación cambió con la Ley 12/2007, por la que se suprimía el régimen tarifario a partir de julio de 2008. A partir de ahí, las adquisiciones de gas por las compañías transportistas tienen como único objeto la operación técnica de sus instalaciones, pero no el suministro a clientes finales.

Gráfico 2.1.3. Evolución de la proporción de gas natural (GN) / gas natural licuado (GNL)

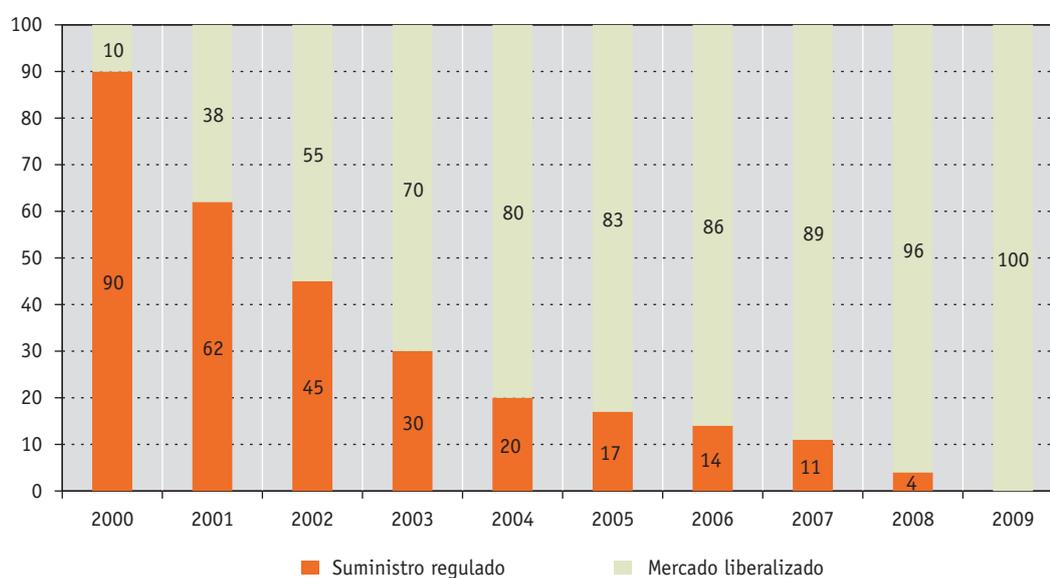


Fuente: CNE.

El volumen del mercado a tarifa ha venido por tanto descendiendo rápidamente en los últimos años, hasta

la desaparición del suministro a tarifa el 1 de julio de 2008.

Gráfico 2.1.4. Estructura de los aprovisionamientos de gas natural por mercado



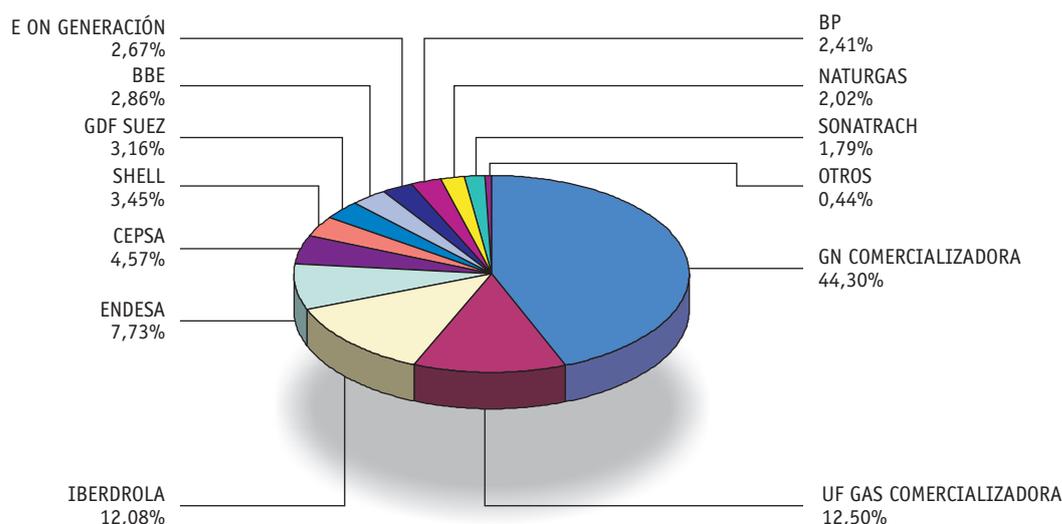
Fuente: CNE.

Durante 2009 el primer grupo aprovisionador en España ha sido el grupo Gas Natural, que participa en el mercado de aprovisionamientos a través de sus filiales Sagane, Gas Natural Trading, y Gas Natural Aprovisionamientos.

Las compañías comercializadoras o grandes consumidores cualificados adquieren el gas, en general, a través de

contratos de aprovisionamientos firmados con los países productores de gas natural. No obstante existe también un número importante de transacciones entre empresas dedicadas al aprovisionamiento y a la comercialización. La mayoría de los aprovisionamientos contratados hasta el momento, para el mercado liberalizado, han sido en forma de GNL, si bien la entrada en operación del Medgaz cambiará esta situación.

Gráfico 2.1.5. Cuotas de aprovisionamiento en el mercado liberalizado por empresa comercializadora en el año 2009



Fuente CNE.

2.2. Regasificación

2.2.1. Descripción de la actividad

La regasificación es la actividad que comprende la conversión del gas natural en estado líquido, almacenado en tanques criogénicos generalmente de las plantas de regasificación a temperaturas en torno a -160°C , al estado gaseoso y su introducción dentro de la red nacional de gasoductos. Además, en las plantas de regasificación se realizan las operaciones de descarga de los buques metaneros, la carga de camiones cisterna de GNL con destino a las plantas satélites y, puntualmente, operaciones de enfriamiento y/o carga de GNL en buques metaneros.

2.2.2. Situación de la regasificación en España

España contaba en 2009 con seis plantas de regasificación operativas situadas en los puertos de Barcelona, Cartagena, Huelva, Bilbao, Sagunto y Mugaros.

- Planta de Regasificación de Barcelona**
 Situada en el puerto de Barcelona, es la planta más antigua de España. La primera descarga se produjo en 1969. Cuenta con una capacidad de atraque de buques de hasta 140.000 m^3 de GNL. Su capacidad de almacenamiento de GNL asciende a 540.000 m^3 desde la inauguración de su sexto tanque con capacidad de 150.000 m^3 . Su capacidad de emisión alcanza en la actualidad $1.950.000\text{ m}^3(\text{n})/\text{h}$ tras las ampliaciones finalizadas en 2009. Esta planta pertenece a ENAGAS.
- Planta de Cartagena**
 Se ubica en la Dársena de Escombreras, en la provincia de Murcia. La primera descarga tuvo lugar en 1989. En 2008 se finalizó la construcción de su cuarto tanque, de 150.000 m^3 , lo que eleva la capacidad de almacenamiento hasta 437.000 m^3 . La capacidad de emisión actual es de $1.350.000\text{ m}^3(\text{n})/\text{h}$ y su capacidad de atraque posibilita la descarga de buques de hasta 140.000 m^3 . Esta planta pertenece a ENAGAS.

- **Planta de Huelva**
Se encuentra en la desembocadura de los ríos Tinto y Odiel. Tiene capacidad de descarga para buques de hasta 140.000 m³ de GNL. La primera descarga se produjo en 1988. En la actualidad la capacidad de emisión es de 1.350.000 m³(n)/h (en marzo de 2007 tuvo lugar la puesta en servicio de la ampliación de la emisión). En 2006, con el cuarto tanque de 150.000 m³, la capacidad de almacenamiento alcanzó los 460.000 m³. Esta planta es propiedad de ENAGAS.
- **Planta de Regasificación de Bilbao**
La planta de regasificación de Bahía de Bizkaia Gas (BBG) está situada en el puerto de Bilbao y entró en operación en diciembre de 2003. Cuenta con una capacidad de emisión de 800.000 m³(n)/h y dos tanques de 150.000 m³ de GNL cada uno. Su capacidad de atraque se encuentra en 250.000 m³ de GNL. Esta planta pertenece a la sociedad BBG (Bahía de Bizkaia Gas, S.L.).
- **Planta de Regasificación de Sagunto**
La planta de regasificación de Sagunto entró en operación comercial en abril de 2006. Está situada en el puerto de Sagunto y cuenta con una capacidad de emisión nominal de 1.000.000 m³(n)/h, y tres tanques de almacenamiento de 150.000 m³ de GNL cada uno. Su capacidad de atraque asciende a 260.000 m³ de GNL. Esta planta pertenece a la sociedad SAGGAS (Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.).
- **Planta de Regasificación de Mugarodos**
La planta de regasificación de Mugarodos dispone de una capacidad de emisión de 412.800 m³(n)/h y dos tanques de 150.000 m³ de GNL cada uno. La terminal de Mugarodos está dotada de un muelle con capacidad para el atraque de barcos metaneros de hasta 140.000 m³ de GNL. La terminal de Mugarodos comenzó a

funcionar en mayo de 2007. Esta planta pertenece a Reganosa.

Entre las infraestructuras de regasificación que entraron en funcionamiento durante 2009, destaca la puesta en funcionamiento del nuevo tanque de Sagunto, de 150.000 m³, que eleva la capacidad de almacenamiento del sistema desde 2.337.000 m³ en 2008 a 2.487.000 m³ en 2009. Es significativa también la ampliación de la capacidad de emisión desde la planta de Barcelona hasta 1.950.000 m³(n)/h, lo que eleva la capacidad total del sistema hasta los 6.862.800 m³(n)/h. Por otro lado se finalizaron las ampliaciones de capacidad de atraque en las plantas de Cartagena y Sagunto, elevándose a 250.000 m³ y 260.000 m³ de GNL respectivamente, lo que posibilita la descarga de los buques metaneros de última generación en dichas plantas.

En el cuadro 2.2.1 se describe la capacidad actual de las seis plantas de regasificación operativas en 2009, en función de sus parámetros básicos: los muelles de atraque de buques metaneros, los tanques de almacenamiento de GNL, la capacidad de los equipos de regasificación y la capacidad de carga de cisternas de GNL con destino a las plantas satélites.

La operación de las plantas de regasificación requiere coordinar con exactitud la descarga de los buques de cada planta y mantener en cada momento existencias adecuadas en los tanques de GNL para garantizar la seguridad del suministro.

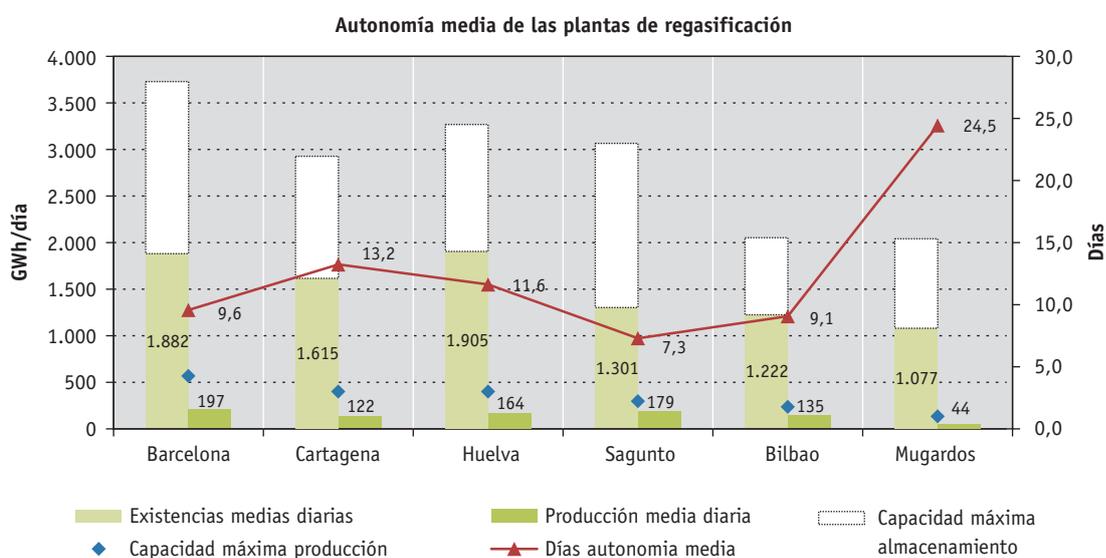
En el gráfico 2.2.2 se recogen las existencias en tanques en el año 2009. Es destacable el mayor nivel de existencias a principios y finales del año 2009, coincidiendo con el período de aplicación de las reglas de operación invernal, las cuales imponen a los agentes el mantener existencias de GNL almacenadas en tanques por un valor superior a 3 días de su capacidad de regasificación contratada.

Cuadro 2.2.1. Características de las plantas de regasificación en 2009

PLANTA DE REGASIFICACIÓN	Capacidad de almacenamiento (Tanques de GNL en m³)	Capacidad de atraque (m³ de GNL)	Capacidad de emisión		Capacidad carga de cisternas. Nº cisternas/día	Titular de la instalación
			P (bar)	m³/hora		
Barcelona	2 x 40.000 + 2 x 80.000 + 2 x 150.000	1 * 80.000 + + 1 * 140.000	72-52	1.950.000	50	ENAGAS
Cartagena	55.000 + 105.000 + + 127.000 + 150.000	1 * 40.000 + + 1 * 250.000	72	1.350.000	50	ENAGAS
Huelva	60.000 + 100.000 + + 2 x 150.000	140.000	72	1.350.000	50	ENAGAS
Bilbao	2 x 150.000	250.000	72	800.000	15	BBG
Mugardos	2 x 150.000	140.000	72	412.800	15	REGANOSA
Sagunto	3 x 150.000	260.000	72	1.000.000	35	SAGGAS
TOTAL	2.487.000			6.862.800	215	

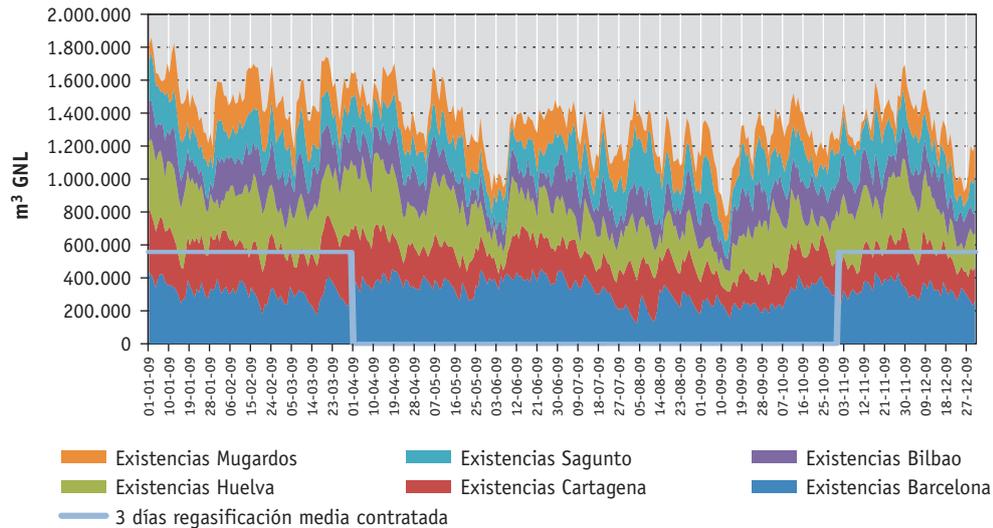
Fuente: CNE.

Gráfico 2.2.1. Existencias y producción media en tanques de GNL en 2009



Fuente: Gestor Técnico del Sistema

Gráfico 2.2.2. Existencias y producción media en tanques de GNL en 2009



Ampliación de infraestructuras existentes

Está prevista la ampliación, tanto de la capacidad de almacenamiento de todas las plantas, como de la capacidad de emisión. Este hecho lo refleja el documento «Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, Desarrollo de las Redes de Transporte».

Para el año 2010, los promotores prevén la finalización de las siguientes infraestructuras:

- Planta de Barcelona: Incremento de la capacidad de atraque hasta 250.000 m³. Conclusión del séptimo tanque de almacenamiento con capacidad para 150.000 m³ GNL. Capacidad final 610.000 m³.
- Planta de Cartagena: Quinto tanque de almacenamiento con capacidad para 150.000 m³ GNL. Capacidad final de 587.000 m³.
- Planta de Huelva. Incremento de la capacidad de atraque hasta 250.000 m³ de GNL. Quinto tanque de almacenamiento con capacidad para 150.000 m³ GNL. Capacidad final de 610.000 m³ GNL.

Nuevas infraestructuras previstas

- Planta de Regasificación de Gran Canaria
Esta planta, promovida por la sociedad Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A., se emplazará en el polígono industrial de Arinaga, en el término municipal de Agüimes. Contará con una capacidad para atraque y descarga de buques metaneros de hasta 145.000 m³ de GNL, un tanque de almacenamiento de GNL de 150.000 m³ y una capacidad de regasificación de 150.000 m³(n)/h. Inicialmente, el gas natural suministrado se destinará a cubrir la demanda de gas para generación eléctrica. Se espera que entre en operación en 2013.
- Planta de Regasificación de Tenerife
La planta estará situada en Granadilla, siendo titular de la sociedad Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A. Esta planta poseerá una capacidad de almacenamiento de 150.000 m³ de GNL, con una capacidad de regasificación de 150.000 m³(n)/h y una capacidad de atraque de 145.000 m³. Su puesta en operación se espera para el 2013.

- Planta de Regasificación de Musel
La planta de Musel contará con una capacidad de atraque de 145.000 m³ de GNL, y una de emisión de 800.000 m³(n)/h y dos tanques de 150.000 m³ GNL cada uno; se espera que entre en operación comercial en el 2011.
- Gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión: Presión máxima de diseño es igual o superior a 60 bares.
- Gasoductos de la red de transporte secundario: Presión máxima de diseño está comprendida entre 16 y 60 bares.

2.3. Transporte por gasoducto

2.3.1. Descripción de la actividad

Los gasoductos de transporte se clasifican por presiones, de la siguiente manera:

2.3.2. Situación del transporte en España

De acuerdo con los datos disponibles, a finales de 2009, los gasoductos de transporte en España totalizan 11.287 km. El reparto de la red de transporte por empresas con activos en operación en 2009 se muestra en el cuadro 2.3.1.

Cuadro 2.3.1. Empresas con activos de transporte, 2009

	Km de Gasoductos en 2009	Porcentaje (%)
ENAGAS	9.160	81,16%
Grupo Gas Natural	920	8,15%
Cegas, S.A.	130	1,15%
Gas Andalucía S.A.	140	1,24%
Gas Castilla-La Mancha, S.A. (T)	69	0,61%
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	581	5,15%
Grupo Endesa Gas	650	5,76%
Endesa Gas Transportista, S.L.	240	2,12%
Gas Aragon, S.A (T)	156	1,38%
Gas Extremadura Transporte, S.L.	92	0,82%
Transportista Regional del Gas, S.A.	162	1,44%
Grupo Naturgas	332	2,94%
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	319	2,83%
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.L.	13	0,11%
Grupo Sureuropea de Gas	87	0,77%
Distribuidora Sureuropea de Gas, S.A.	75	0,67%
Transportista Sureuropea de Gas	12	0,10%
INDEPENDIENTES	138	1,22%
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	7	0,07%
Reganosa	130	1,15%
Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.L.	1	0,01%
TOTAL SECTOR	11.287	100,00%

Fuente: Transportistas y CNE.

Conexiones internacionales

España dispone de cinco conexiones internacionales por gasoducto, dos con Francia por Larrau (Navarra) e Irún (Guipúzcoa), otra con Marruecos por Tarifa (Cádiz), y dos con Portugal por Badajoz y Tuy (Pontevedra). En el segundo semestre de 2010 está prevista la entrada en operación del gasoducto Medgaz, con una capacidad de entrada de 954.000 m³ (n)/h. En 2009 se ha producido un notable crecimiento de las exportaciones tanto a Francia como a Portugal. El valor total alcanza los 11.564 GWh, multiplicando por 5,4 las exportaciones de 2008.

En 2009, con la entrada en operación de la estación de compresión de Navarra, la capacidad nominal de la conexión de Larrau en sentido de entrada a España se ha ampliado hasta 358.300 m³(n)/h. Además han disminuido los requisitos de entradas mínimas por esta interconexión. En el año 2009 las entradas netas de gas hacia la Península por Larrau ascendieron a 23.956 GWh, un 7% superiores al gas transportado en 2008.

Mientras, por la interconexión de Tarifa, el gas que entró destinado al mercado nacional, fue de 79.561 GWh, un 19% menos que el año anterior. El gas argelino en tránsito hacia Portugal descendió a su vez un 23% con respecto a 2008, quedándose en 21.492 GWh.

En julio de 2006 entró en operación la conexión internacional de Irún, que conecta por segunda vez el sistema gasista español con el sistema francés (gasoducto Irún-Biriatou). La capacidad de tránsito hacia Francia es de 5 GWh/día en invierno y 4 GWh/día en verano. Durante 2009, las salidas destinadas a mercados internacionales por esta interconexión

alcanzaron los 871 GWh, multiplicándose por 7,1 respecto a 2008.

Como se pone de manifiesto en el gráfico 2.3.1, las conexiones internacionales por gasoducto más importantes, Larrau y Tarifa, se explotan con flujos relativamente constantes que se adecuan a la flexibilidad de los contratos. La modulación del sistema entre invierno y verano se realiza con los almacenamientos subterráneos, y con las plantas de regasificación, infraestructuras que también juegan un papel importante en la modulación semanal de la demanda. Entre el 25 de mayo y el 6 de junio quedaron suspendidas las entradas por la conexión de Larrau debido a un mantenimiento programado.

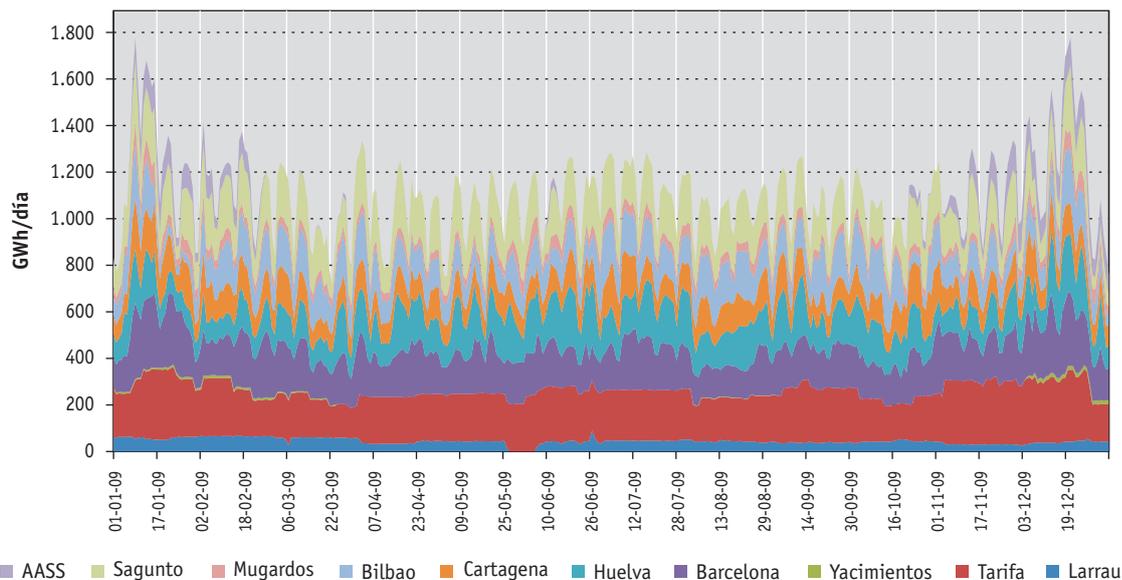
Gasoductos de transporte

El transporte de gas natural en la Península Ibérica está articulado en siete ejes principales:

- Eje Mediterráneo: Barcelona-Cartagena.
- Eje Central: País Vasco-Huelva.
- Ruta de la Plata: Oviedo-Almendralejo.
- Valle del Ebro: Tivissa-Haro.
- Eje Al Andalus-Gasoducto de Extremadura: Tarifa-Badajoz.
- Eje Norte-Noroeste: Santander-Tuy.
- Eje Transversal: Alcazar de San Juan-Montesa.

Cabe añadir a estos ejes un octavo, en proceso de desarrollo, que vehiculará las entradas desde Almería, por el gasoducto Medgaz, hacia la frontera francesa. La conexión, finalizada en 2009, desde

Gráfico 2.3.1. Entradas a la red de transporte en 2009



Fuente: Gestor Técnico del Sistema.

Almería al gasoducto transversal recibe el nombre de Eje Sureste, e incluye las infraestructuras asociadas de los tramos Lorca-Chinchilla y el gasoducto Almería-Lorca.

Durante 2009 se han concluido también los tramos de gasoducto Montesa-Denia y Denia-Ibiza-Mallorca, he-

cho que posibilita la conexión por gasoducto entre la Península y las Islas Baleares, y permite el suministro de gas natural a las islas desde el sistema peninsular. Se han concluido además en 2009 los siguientes gasoductos: el gasoducto Zaldivia-Villabona, el gasoducto al Campo de Gibraltar Fase III, el Ramal a Castellón y el gasoducto Lemona-Haro.

La planificación del sistema prevé la duplicación del gasoducto Vergara-Irún, de 110 km, de longitud, y 26" de diámetro, con el fin de ampliar la capacidad efectiva de la conexión internacional de Irún hasta los 2 bcm/año. En cualquier caso, la capacidad de tránsito final de esta interconexión requiere refuerzos en la red de gasoductos francesa. Tras los resultados de la segunda fase del proceso *Open Season*, existe el compromiso de que estos refuerzos estén disponibles en diciembre de 2015.

Por otro lado, y después del análisis de los resultados de la segunda fase del proceso *Open Season*, se concluye que el proyecto de interconexión con Francia conocido como *Midcat* no se desarrollará en 2015. Este hecho se produce por no existir demanda suficiente en el mercado que respalde la construcción de este nuevo gasoducto, e implica que el gasoducto Figueres-Frontera Francesa no se desarrolle todavía.

El último gasoducto de conexión internacional con Francia que incluye la planificación es el Frontera Francesa-Vielha, de 24 km, 8" de diámetro y 16 bar de presión, aunque no está destinado al tránsito internacional, ya que se trata de un gasoducto de distribución para la gasificación del valle de Arán, abastecido desde las redes de transporte francesas.

La entrada en operación del gasoducto Medgaz, que conecta de forma directa Argelia con España por la provincia de Almería, está prevista para el segundo semestre de 2010, y contaría con una capacidad nominal de transporte inicial de 954.000 m³(n)/h (8 bcm). A partir de 2015, dichas capacidades podrían verse incrementadas hasta el doble de sus valores iniciales. En la actualidad han concluido los tramos a desarrollar en España con la puesta en marcha del Eje Sureste, que conecta el Medgaz, desde Almería, con el Eje Transversal (en la estación de compresión de Chinchilla) y se está a la espera de la finalización de los trabajos en infraestructuras situadas en

Argelia. Medgaz ha sido incluido en la lista de proyectos de interés prioritario dentro de las redes transeuropeas en el sector de la energía previstas por el Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea.

En el cuadro 2.3.2 se recogen las principales infraestructuras asociadas a conexiones internacionales por gasoducto recogidas en la planificación obligatoria.

Infraestructuras peninsulares

Se han concluido en 2009 los siguientes gasoductos Zaldivia-Villabona, Campo de Gibraltar Fase III, Ramal a Castellón y Lemona-Haro. A su vez finalizaron los trabajos de construcción del gasoducto Medgaz desde Almería a Chinchilla.

Durante 2009 entró en operación la estación de compresión de Navarra y han concluido los trabajos para el refuerzo de la estación de compresión de Haro.

Infraestructuras extrapeninsulares

• Baleares

En el documento de «Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016» se recogía la necesidad de disponer de una solución óptima para el suministro energético a las Islas Baleares.

Ha finalizado durante 2009 la conexión de las islas de Mallorca e Ibiza entre sí y con la Península por un gasoducto que partiendo del término municipal de Denia llega a Ibiza en las proximidades de Cala Gració, desde donde por una parte sale el gasoducto insular que lleva el gas natural hasta la ciudad de Ibiza y el emplazamiento de la central térmica, y por otra parte continua hasta Mallorca donde entra en los terrenos

Cuadro 2.3.2. Nuevas conexiones Internacionales

Proyecto	P.E.M.		Km	Bar	—	Categoría Planificación	Estado del Proyecto (18-01-2008)
	Rev. P.O.	U.P.					
Conexión internacional de Medgaz infraestructuras asociadas (Tramo submarino)	2009	2009	46	220	24	A Urgente ⁽¹⁾	En Construcción
Conexión internacional Francia-España por Irún	2005	2006	2	72	26	A Urgente	En Operación
Gasoducto Vergara-Irún (Duplicación) Fase I: Vergara-Zaldívar	2007	2008	28,45	80	26	A Urgente ⁽³⁾	En Construcción
Gasoducto Vergara-Irún (Duplicación) Fase II: Zaldívar-Villabona	2007	2009	24,4	80	26	A Urgente ⁽²⁾	En Construcción
Gasoducto Vergara-Irún (Duplicación) Fase III: Villabona-Irún	2007	2010	32,8	80	26	A Urgente ⁽³⁾	Pendiente Resolución DIA
Gasoducto Figueras-Frontera Francesa	n.d.	n.d.	25	80	36	B ⁽²⁾	Pendiente solicitud/ Autorización Directa
Gasoducto Frontera Francesa-Vielna ⁽⁴⁾	n.d.	2009	24	80	8	A Urgente ⁽⁴⁾	

- (1) El tramo submarino en aguas territoriales españoles del proyecto Medgaz se excluirá temporalmente de la obligación de permitir el acceso de terceros no participantes en el proyecto de instalación, en los términos que se determinen de acuerdo a la legislación española y comunitaria.
- (2) Condicionada a incremento de capacidad de interconexión entre Francia y España y confirmación de los contratos de transporte de gas transfronterizos.
- (3) La longitud del trazado de este gasoducto (Vergara-Irún) se ha modificado con respecto a la revisión de planificación (Inicialmente un total de 110 km).
- (4) Este gasoducto parte de la frontera con Francia y discurre hasta el municipio de Vielha, teniendo como objetivo la gasificación de Valle de Arán.

Fuente: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016.

de la antigua central térmica de San Juan de Dios. En este punto se conecta al gasoducto insular que sirve para dar suministro a la central térmica de Ca's Tresorer, a la central térmica de Son Reus y a las redes de distribución existentes.

• Canarias

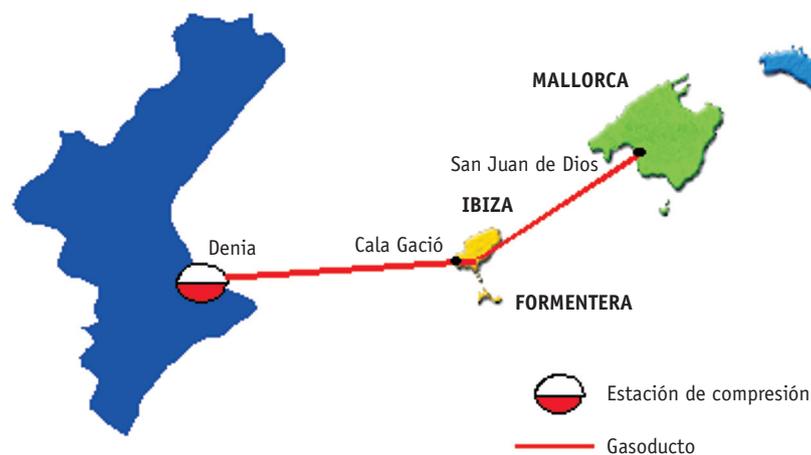
Actualmente la Comunidad Autónoma Canaria no cuenta con infraestructura de Gas Natural, aunque ya se han iniciado los correspondientes proyectos en las islas de Gran Canaria y Tenerife, consistentes en sendas plantas de regasificación de GNL y los gasoductos de transporte asociados, cuyas autorizaciones administrativas están siendo tramitadas.

Está previsto en la Planificación que en el año 2012 sea puesta en operación la planta de almacenamiento y regasificación de gas natural, el gasoducto de transporte y la infraestructura marítima en la isla de Gran Canaria. En la isla de Tenerife, la Planificación prevé la puesta en operación de la planta regasificación, pudiendo empezar a recibir GNL y realizar las actividades de descarga, y regasificación para el año 2011. No obstante, el promotor de los dos proyectos prevé retrasos en ambos.

Ubicación geográfica de las plantas de GNL

La ubicación de las plantas de GNL se ha previsto en la costa Sur-Este de las islas de Gran Canaria y Tenerife, determinándose como puntos idóneos el Puerto Indus-

Gráfico 2.3.3. Infraestructura gasista de Baleares



Fuente: CNE

trial de Arinaga y el Polígono industrial de Granadilla, respectivamente. En ambos casos los principales consumidores, generadores eléctricos, representados por las centrales térmicas de Barranco de Tirajana en Gran Canaria y Granadilla en Tenerife, se encuentran relativamente cerca de las plantas de regasificación.

Gasoductos

En las siguientes tablas se presentan tanto los gasoductos de transporte como los ramales de suministro a las centrales de generación eléctrica previstos.

Cuadro 2.3.3. Gasoductos de transporte en la C.A. de Canarias

Nombre de la Instalación	Año	Longitud km	Diámetro	Grupo Planificación
Gasoducto Planta GNL Gran Canaria-TM San Bartolomé de Tirajana	2012	7	20"	A
Gasoducto Sur Gran Canaria	2013	12	16"	A
Gasoducto Norte de Gran Canaria ⁽¹⁾	2013	30/6	20"/16"	A
Gasoducto Sur de Tenerife	2012	22	16"	A
Gasoducto Norte de Tenerife ⁽²⁾	2012	37/11	20"/16"	A

(1) Anteriormente denominado Gasoducto Planta GNL Artinaga-CT Jinamar-Las Palmas de Gran Canaria.

(2) Anteriormente denominado Gasoducto Planta GNL Granadilla-CT Candelaria-Santa Cruz de Tenerife.

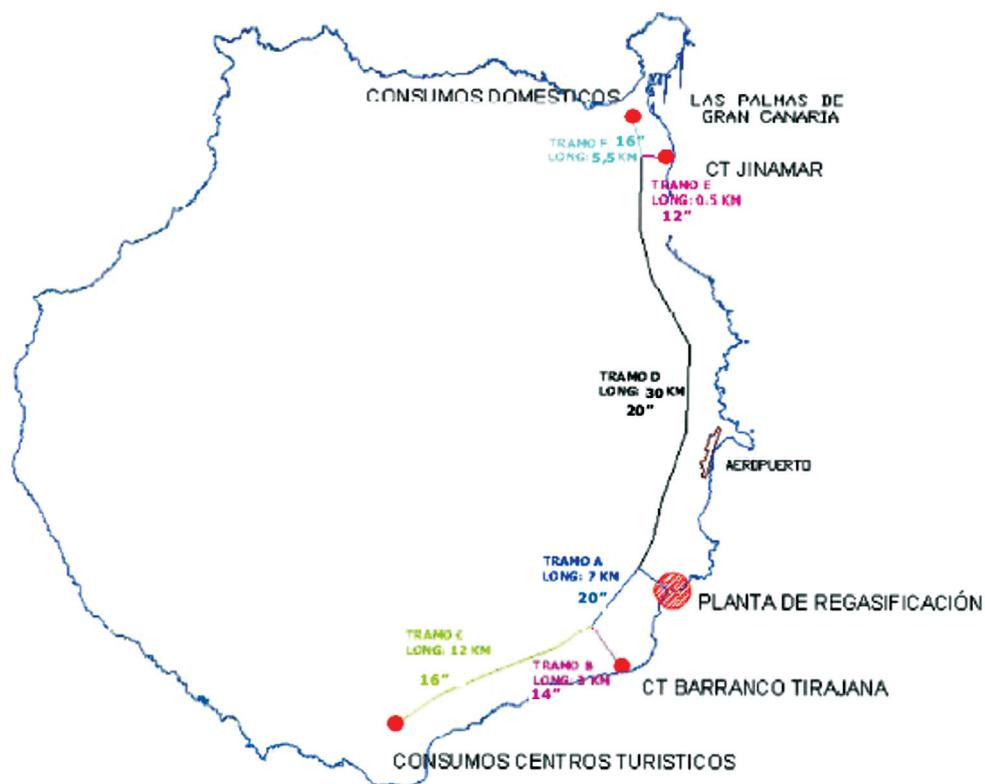
Fuente: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016.

Cuadro 2.3.4. Ramales directos a las centrales térmicas de la C.A. de Canarias

Nombre de la Instalación	Año	Longitud km	Diámetro	Grupo Planificación
Ramal a CTCC de Tirajana	2012	3	14"	A
Ramal a CTCC de Jinamar	2013	0,5	12"	A
Ramal a CTCC de Candelaria	2012	0,5	12"	A
Ramal a CTCC de Granadilla	2011	1	16"	A

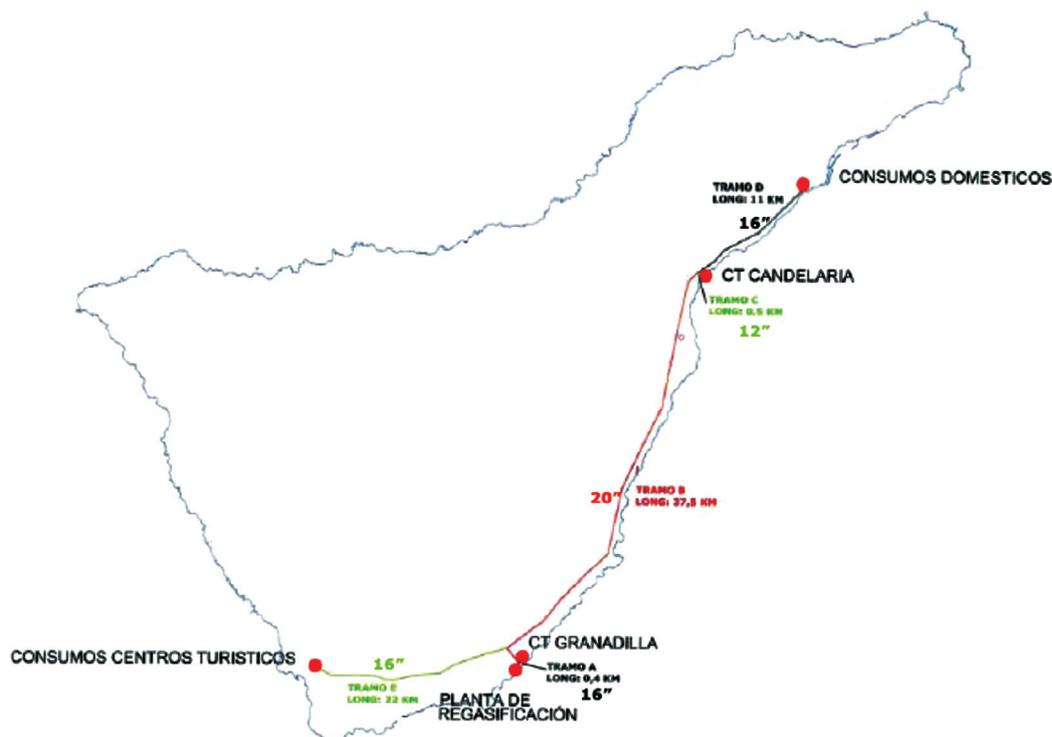
Fuente: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016.

Gráfico 2.3.4. Mapa de las infraestructuras de transporte de gas natural aprobadas para Gran Canaria



Fuente: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008—2016.

Gráfico 2.3.5. Mapa de las infraestructuras de transporte de gas natural aprobadas para Tenerife



Fuente: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008—2016.

2.4. Almacenamiento Subterráneo

2.4.1. Descripción de la actividad

La actividad de almacenamiento tiene varias funciones principales en el sistema gasista:

- Modulación y ajuste entre la oferta y la demanda. El objetivo es hacer frente a los desequilibrios motivados por variaciones de la demanda, tanto estacionales como semanales.
- Existencias mínimas de seguridad. Con ellas se pretende asegurar un marco de continuidad y seguridad de suministro de gas en caso de fallo, tanto de los
- aprovisionamientos de gas, como de las instalaciones en origen o puntos de entrada a nuestro sistema. De acuerdo con la normativa vigente, los comercializadores de gas natural, por sus ventas de carácter firme en el territorio nacional y los consumidores directos en mercado, en la parte de sus consumos de carácter firme no suministrados por los comercializadores, deben mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a 20 días de sus ventas (o consumos) firmes. Al menos la mitad de dichas existencias deben mantenerse en almacenamientos subterráneos de la red básica.
- Modulación de aprovisionamientos en función de las necesidades de cada agente. En el contexto de mer-

cado liberalizado, la capacidad de almacenamiento puede ser utilizada como una herramienta comercial, en función de los precios de gas en el mercado.

Se denomina gas útil al máximo volumen de gas que puede extraerse cuando el almacenamiento está lleno, sin poner en peligro la integridad del mismo. Depende de las características de cada almacenamiento. El resto del gas, denominado gas colchón, es un inmovilizado necesario para garantizar la integridad del almacenamiento, que sólo se podrá recuperar, en parte, cuando se dé por finalizada la explotación del almacenamiento. En condiciones excepcionales se podría utilizar un tercio

del gas colchón; este gas es denominado por Enagas como gas extraíble por medios mecánicos.

2.4.2. Situación del almacenamiento en España

Actualmente el sistema gasista español cuenta con dos almacenamientos subterráneos, que son antiguos yacimientos de gas natural, Serrablo (Huesca), formado por los pozos de Aurín y Jaca, y Gaviota, situado en una plataforma situada a 8 km de la costa de Vizcaya. Ambos almacenamientos son propiedad de Enagás en forma mayoritaria.

Cuadro 2.4.1. Características de los almacenamientos subterráneos. Año 2009

Almacenamientos	Capacidad de almacenamiento Mm ³ (n)			Capacidad de vehiculación Mm ³ (n)/día	
	Gas colchón (*)	Gas útil	Gas total	Inyección	Extracción
SERRABLO (Aurín y Jaca)	420	680	1.100	3,9	6,8
GAVIOTA	1.700	979	2.679	4,5	5,7
TOTAL	2.120	1.659	3.779	8,4	12,5

(*) Incluye el gas extraíble con medios mecánicos (1/3 gas colchón).

Fuente: Gestor Técnico del Sistema.

En 2009, la extracción acumulada de los almacenamientos subterráneos (Serrablo y Gaviota) ha sido de 10.249 GWh y la inyección de 7.591 GWh, lo que arroja un saldo provisional, a final del año, de -2.658 GWh de existencias almacenadas por debajo de las existentes al comenzar el año 2009. Como puede comprobarse en el cuadro 2.4.2, en general, los períodos de extracción de gas de los almacenamientos tuvieron lugar en invierno, desde noviembre hasta marzo. Durante los meses restantes las operaciones realizadas en los almacena-

mientos fueron las de inyección de gas natural para el aprovisionamiento de invierno.

El gráfico 2.4.1 muestra el nivel de llenado de cada almacenamiento subterráneo durante este período.

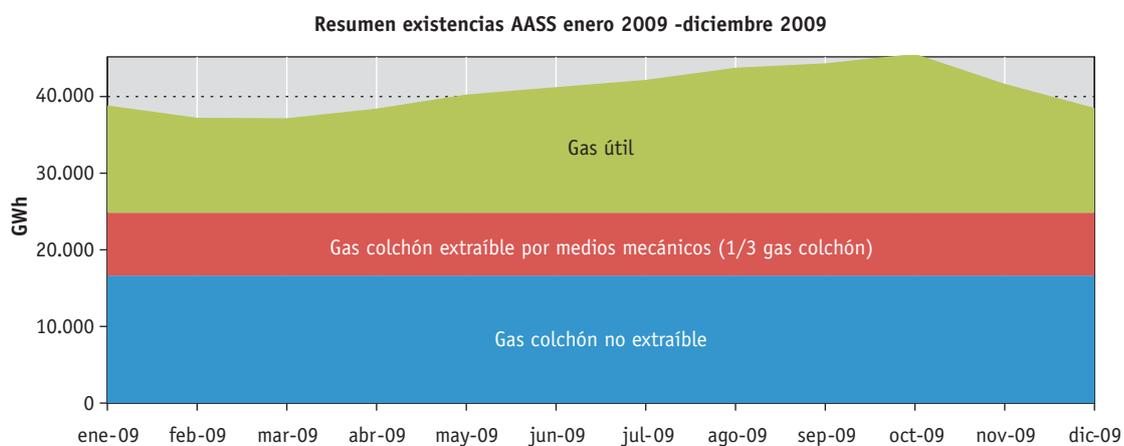
El crecimiento de la demanda y el escaso desarrollo de nuevos Almacenamientos Subterráneos hace que una gran parte de la capacidad se reserva para almacenamiento estratégico.

Cuadro 2.4.2. Gas inyectado y extraído en los almacenamientos subterráneos durante 2008

GWh Mes	Extracción		Inyección	
	Serrablo	Gaviota	Serrablo	Gaviota
Enero	1.043	1.304	0	0
Febrero	688	923	0	0
Marzo	24	52	0	14
Abril	0	0	0	1.259
Mayo	0	0	638	1.171
Junio	0	141	701	398
Julio	0	0	876	659
Agosto	0	0	367	693
Septiembre	0	0	423	0
Octubre	0	271	392	0
Noviembre	1.210	1.337	0	0
Diciembre	1.524	1.732	0	0
Total	4.489	5.760	3.397	4.194

Fuente: ENAGAS.

Gráfico 2.4.1. Estado de llenado de los almacenamientos subterráneos en el año 2009



Fuente: ENAGAS.

Ampliaciones y nuevos almacenamientos

La nueva capacidad de almacenamiento subterráneo incluida en la Planificación obligatoria tiene por objeto garantizar la posibilidad de disponer de las reservas del gas almacenado necesario. Debido al importante crecimiento que ha experimentando la demanda hasta ahora, se ha promovido el estudio y desarrollo de las estructuras viables.

Los almacenamientos subterráneos, en nuevas estructuras geológicas, constituyen el único grupo de infraestructuras gasistas en el que no es posible asegurar la viabilidad técnica de cada instalación sin haber incurrido previamente en una parte muy relevante de la inversión necesaria para su desarrollo.

- AA.SS. de Yela

Los estudios y análisis realizados en relación con la viabilidad técnica como almacenamiento subterráneo de esta estructura geológica están terminados. Se encuentran en fase de perforación los 11 pozos necesarios para el desarrollo del almacenamiento. Para el segundo semestre de 2010, está previsto el comienzo de construcción de la planta. El volumen operativo de gas previsto podría ser superior a 1 bcm, con una capacidad de extracción máxima de 15 Mm³(n)/día y una capacidad de inyección máxima del orden de los 10 Mm³(n)/día. El volumen de gas colchón necesario se estima en torno a los 900 Mm³(n).

Esta infraestructura está planificada para su puesta en funcionamiento en el año 2012 si bien el promotor indica que para mediado de 2011 podría iniciarse su operación. Para su conexión con la red general básica de gasoductos se necesitaría disponer del gasoducto Algete-Yela, de 88 km de longitud y 26 pulgadas de diámetro.

- AA.SS. de Castor

El proyecto consiste en utilizar el antiguo yacimiento petrolífero de Amposta como almacenamiento subterráneo de gas. El volumen operativo de este almacenamiento sería del orden de los 1.300 Mm³(n), con una capacidad de extracción próxima a 25 Mm³(n)/día, una capacidad de inyección del orden de los 8 Mm³(n)/día y un volumen estimado de gas colchón de unos 600 Mm³(n).

Para su funcionamiento será necesaria la construcción de un gasoducto de unos 30 km de longitud y 30 pulgadas de diámetro que permita su conexión con la red básica de gasoductos. Las fechas indicadas por su promotor estiman su entrada en operación para mediados de 2012.

- AA.SS. Marismas (Fases I y II)

Está previsto en la Planificación la utilización de este antiguo yacimiento de gas natural como almacenamiento subterráneo, con un volumen operativo de unos 300 Mm³(n), una capacidad de inyección del orden de los 1 Mm³(n)/día, una capacidad de extracción de unos 2 Mm³(n)/día y un volumen estimado de gas colchón de 180 Mm³ (n).

En una segunda fase, la capacidad de este almacenamiento podría ampliarse hasta alcanzar los siguientes valores: duplicación del volumen operativo hasta los 600 Mm³(n), capacidad de inyección hasta 3,5 Mm³(n)/día y capacidad de extracción máxima de 4,4 Mm³(n)/día, manteniéndose el mismo volumen de gas colchón.

Se han efectuando pruebas de inyección y extracción de este antiguo yacimiento de gas de cara a su utilización como almacenamiento subterráneo.

- AA.SS. de Gaviota

La duplicación de la capacidad operativa de este almacenamiento, desde los 979 Mm³(n) actuales hasta los aproximadamente 1.558 Mm³(n), no tiene en la actualidad una fecha definida. Las principales características operativas tras su duplicación serían las siguientes: capacidad de inyección 9,6 Mm³(n)/día y capacidad de extracción máxima de 14,2 Mm³(n)/día, no requiriendo una mayor inyección de gas colchón.

Para poner en marcha esta duplicación es necesaria la construcción del gasoducto Bermeo-Lemona, de unos 32 km de longitud y 24 pulgadas de diámetro.

- AA.SS. de Poseidón

Este proyecto consiste en la transformación de un antiguo yacimiento de gas natural en almacenamiento subterráneo. Las principales características previstas para este almacenamiento son: volumen operativo de unos 250 Mm³(n), capacidad de inyección del orden de 1 Mm³(n)/día, capacidad de extracción de unos 2 Mm³(n)/día y un volumen estimado de gas colchón de unos 150 Mm³(n).

- AA.SS. de Las Barreras y AA.SS. de El Ruedo

La empresa promotora de ambos almacenamientos ha realizado un estudio de su viabilidad técnica con resultados positivos. De este modo, el primero de ellos contaría con una capacidad de inyección de 1 Mm³(n)/día, capacidad de extracción de 0,8 Mm³(n)/día y un volumen operativo de 72 Mm³(n). Por su parte, el almacenamiento de El Ruedo contaría con una capacidad de inyección de 0,5 Mm³(n)/día, capacidad de extracción de 0,5 Mm³(n)/día y un volumen operativo de 90 Mm³(n).

Además de los mencionados anteriormente, existe otra serie de proyectos de almacenamiento subterráneo en estudio, con categoría B en la planificación, esto es, condicionados a la confirmación de su viabilidad. Éstos son:

- AA.SS. de Reus.
- AA.SS. de Dorada.
- Cavidades salinas zona Cardona.
- Ampliación de Las Barreras.
- Ampliación de El Ruedo.

En la actualidad, los proyectos de almacenamiento subterráneo registran retrasos significativos en la fecha prevista de entrada en operación respecto a la recogida en la Planificación.

2.5. Distribución

2.5.1. Descripción de la actividad

Tienen la consideración de instalaciones de distribución de gas natural los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor, partiendo de un gasoducto de la red básica o de transporte secundario. Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de distribución todos aquellos activos de la red de comunicaciones, suministro de energía eléctrica, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, en la parte destinada exclusivamente para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de las redes de distribución antes definidas, incluidos los centros de control en todas las partes y elementos que afecten a las instalaciones de distribución.

Tienen también la condición de instalaciones de distribución las plantas satélite de gas natural licuado que alimenten a una red de distribución.

Desde un punto de vista técnico, la distribución puede clasificarse según un rango de presiones:

- APB: Canalizaciones de gas para presiones superiores de 16 bar.
- APA: Canalizaciones de gas para presiones comprendidas entre 4 y 16 bar
- MPB: Canalizaciones de gas para presiones comprendidas entre 0,4 y 4 bar.
- MPA: Presión máxima de servicio efectiva sea superior a 0,05 bar y hasta 0,4 bar, inclusive.

- BP: Canalizaciones para presiones inferiores a 0,05 bar.

La actividad de distribución tiene por objeto principal transportar el gas desde las redes de transporte, es decir desde las redes de presión superior a 16 bar, hasta los puntos de consumo, así como la venta de gas natural a los consumidores que se encuentran a tarifa.

2.5.2. Situación de la distribución en España

En lo que se refiere a la actividad de distribución de gas natural, en España las empresas que desarrollan esta actividad se recogen en el siguiente cuadro:

Cuadro 2.5.1. Grupos Empresariales que desarrollan actividades de distribución en España

Grupo Gas Natural Fenosa
Cegas
Gas Andalucía
Gas Castilla y León
Gas Castilla-La Mancha
Gas Natural Distribución
Gas Navarra
Grupo Naturgas Energía
Naturgas Energía Distribución
Tolosa Gasa
Grupo Endesa
Gas Aragón
Gesa, S.A.
Distribuidora Regional del Gas
Megasa
Dicogexsa

Gráfico 2.5.1. Empresas de distribución que operan en cada Comunidad autónoma



Fuente: CNE

La actividad de distribución, como la actividad de transporte, tiene carácter de actividad regulada, debido al monopolio natural que suponen las estructuras de redes. Las redes son las infraestructuras necesarias para suministrar gas al cliente final, no teniendo sentido económico una duplicidad de las mismas. En consecuencia, el acceso a las instalaciones por parte de los agentes del mercado se posibilita en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias, a los comercializadores o clientes directos en mercado, que utilizan las instalaciones de distribución para suministrar a los clientes del mercado libre. Al igual que el resto de las actividades reguladas del sector gasista, la distribución es retribuida económicamente con cargo a las tarifas y a los peajes que pagan los usuarios.

De acuerdo con la Ley 12/2007, la actividad de suministro de gas a tarifa por parte de los distribuidores fue suprimida el 1 de julio de 2008. A fecha 30 de junio de 2008, 3,0 millones de clientes de gas natural ya habían ejercido su derecho de elección de suministro en el mercado liberalizado, pero aún permanecían suministrados por los distribuidores de gas, en régimen de suministro a tarifa regulada, 3,8 millones de clientes de gas. A partir de entonces, los consumidores que seguían siendo suministrados por una empresa distribuidora en el régimen de tarifa regulada, sin haber elegido una empresa comercializadora, pasaron a ser suministrados por el comercializador de último recurso perteneciente al grupo empresarial de la empresa distribuidora.

Cuadro 2.5.2. Número de puntos de suministro de gas a cliente por empresas distribuidoras

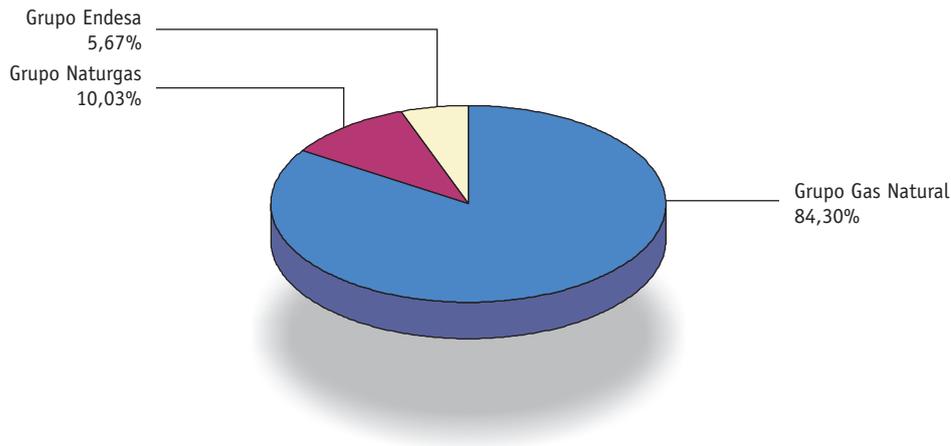
Puntos de suministro por titulares de redes de distribución y transporte de gas natural	DICIEMBRE 2009	
	Nº de puntos de suministro	%
Total Grupo Gas Natural	5.954.287	84,30%
Cegas	602.009	8,52%
Gas Andalucía	352.335	4,95%
Gas Cantabria	162.743	2,29%
Gas Castilla y León	376.646	5,31%
Gas Castilla-La Mancha	198.990	2,79%
Gas Galicia	205.106	2,88%
Gas Murcia	93.251	1,31%
Gas Natural Distribución	3.775.517	53,59%
Gas Navarra	117.791	1,66%
Gas Rioja	69.899	0,99%
Total Grupo Naturgas Energía	708.828	10,03%
Naturgas Energía Distribución	704.341	9,97%
Tolosa Gasa	4.487	0,06%
Total Grupo Endesa	406.697	5,67%
Gas Aragón	194.878	2,71%
Gesa S.A.	91.999	1,31%
Distribuidora Regional del Gas	25.182	0,35%
Megasa	37.061	0,49%
Dicogexsa	57.577	0,80%
Otros	44	0,00%
TOTAL	7.069.856	100%

Fuente: CNE, Resolución MINECO 15/7/02.

Teniendo en cuenta las agrupaciones empresariales, el grupo Gas Natural SDG tuvo una cuota del 84,3% del número de puntos suministrados en el año 2009. En

segundo lugar se situó Naturgas con un 10% del total de los puntos suministrados. A continuación figura Endesa con un 5,67%.

Gráfico 2.5.2. Porcentaje de número de puntos suministrados por grupo empresarial de distribución



Fuente: CNE.

2.6. Comercialización

2.6.1. Descripción de la actividad

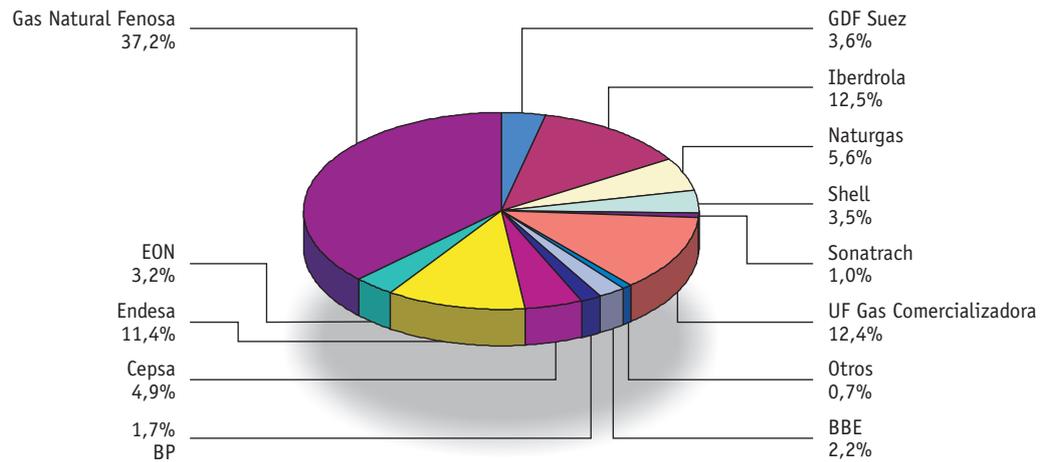
Esta actividad comprende la adquisición de gas para su venta a los consumidores cualificados u otros comercializadores en los términos económicos libremente pactados entre las partes. Para ello acceden a las instalaciones de terceros en los términos establecidos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, posteriormente desarrollados en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

2.6.2. Situación de la comercialización en España

De acuerdo con la última información disponible, figuraban 40 empresas inscritas en el registro de comercializadoras, según se publica en la página web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Éstas eran: *Iberdrola, S.A., Naturgas Energía Comercializadora, S.A.U, Cepsa Gas Comercializadora, S.A., Bp*

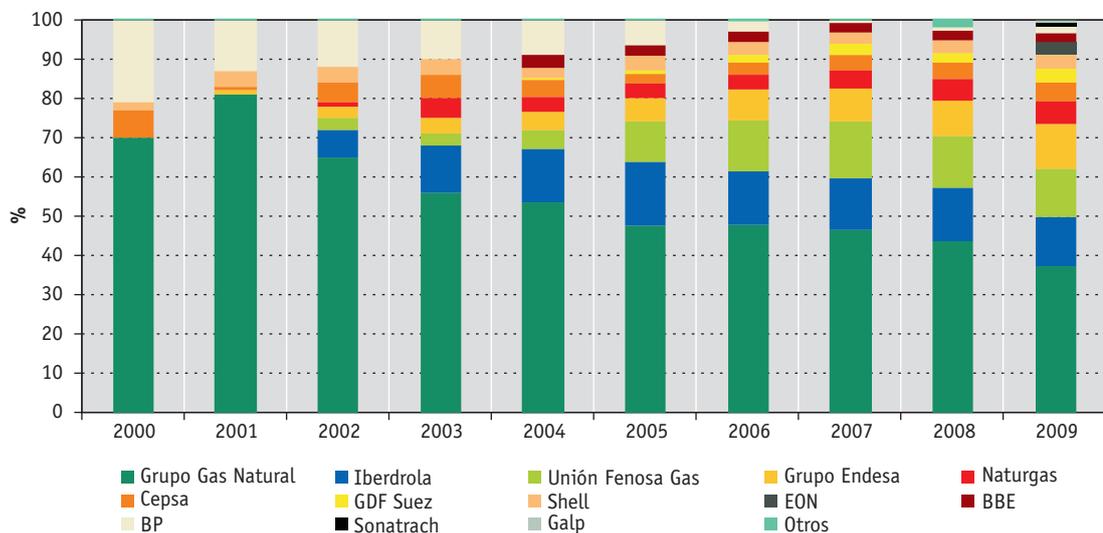
Gas España, S.A., Shell España, S.A., Unión Fenosa Comercial, S.L., Carboex S.A., Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Servicios, S.A., GDF Suez Comercializadora, S.A., Endesa Energía, S.A., Unión Fenosa Gas Comercializadora, s.a, Repsol Comercializadora de Gas, S.A., GDF Suez Energía España, S.A.U., Ingeniería y Comercialización de Gas, S.A., Hidrocarbónico Energía, S.A.U., Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L., Molgas Energía, S.A.U., Nexus Energía, S.A., Comercializadora de Gas Extremadura, S.A., Liquid Natural Gaz, S.L., Investigación Criogenia y Gas, S.A., Centrica Energía, S.L. Sociedad Unipersonal, Multi-servicios Tecnológicos, S.A., Comercializadora Ibérica de Gas, S.A., E.ON Energía, Sonatrach Gas Comercializadora, E.ON Generación S.L., EDF Trading Limited, Galp Energía España S.A.U., Elektrizitäts-gesellschaft Launfenburg España, S.L., Sampol Ingeniería y Obras, S.A., Essent Energy Trading Iberia, S.L.U., Gas Natural Sur, SDG, S.A.U, Iberdrola Generación, S.A.U., Iberdrola Comercializadora de Último Recurso, S.A.U., Gem Suministro de Gas 1, S.L., Gem Suministro Sur 1, S.L., Gem Suministro de Gas 2, S.L., Gem Suministro Sur 2, S.L.

Gráfico 2.6.1. Cuota de mercado por comercializadora en 2009



Fuente: CNE—SIFCO.

Gráfico 2.6.2. Evolución de las cuotas de las comercializadoras en el mercado libre



Fuente: CNE.

Desde el año 2003, todos los consumidores tienen la consideración de consumidores cualificados. Durante 2009, prácticamente la totalidad del suministro¹ fue rea-

lizado en el mercado liberalizado, bien directamente o, en general, a través de comercializadora. Concretamente, supusieron un total de 402.544 GWh.

¹ En las islas Baleares, hasta producirse la conexión de las instalaciones de distribución a la red básica de gasoductos de

gas natural, se establece un período transitorio que posibilita el suministro de aire propanado en régimen de tarifa regulada.

Cabe destacar el gran número de empresas comercializadoras activas que han participado en el mercado libre durante el año 2009. El grupo Gas Natural Fenosa es el grupo con mayor cuota dentro del mercado liberalizado, con un 37,2%. Otras comercializadoras, cuentan ya con cuotas muy significativas, destacando los grupos empresariales de Iberdrola, Unión Fenosa Gas comercializadora o Endesa, con cuotas superiores al 9% del mercado.

2.7. La demanda y los consumidores

En este capítulo se aporta información sobre el consumo de gas natural en España durante el año 2009, así como la evolución de la demanda con relación a ejercicios anteriores y la evolución del mercado liberalizado. También se situará a España dentro del contexto europeo, estableciendo una comparativa de precios del gas entre diversos países.

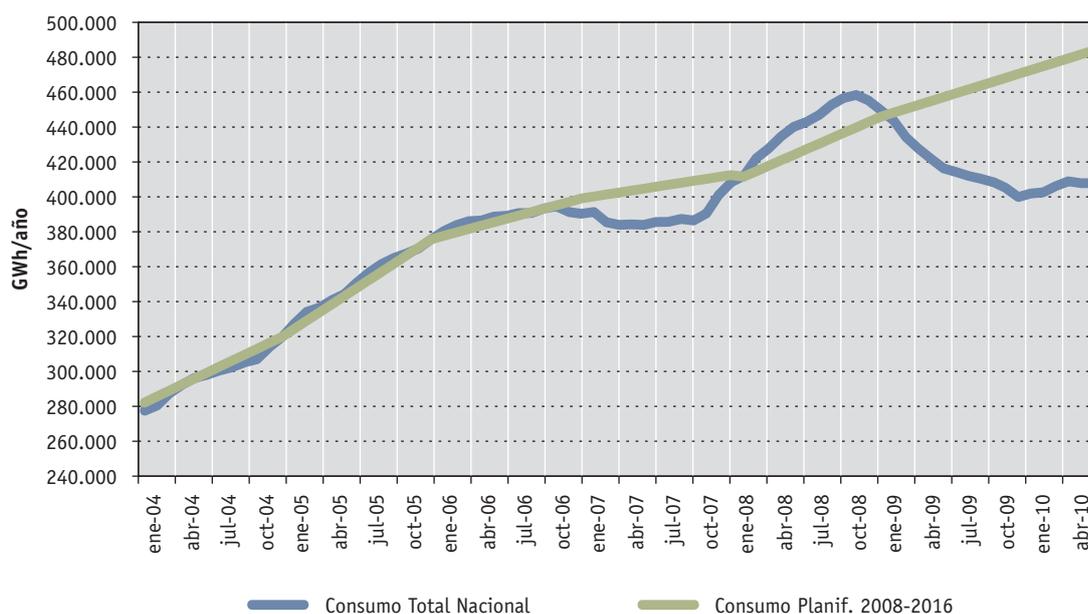
2.7.1. Evolución de la demanda

Demanda anual

En el año 2009 se ha registrado un consumo total de gas natural de 402.544 GWh, con una tasa de disminución del 10,8% respecto al año anterior.

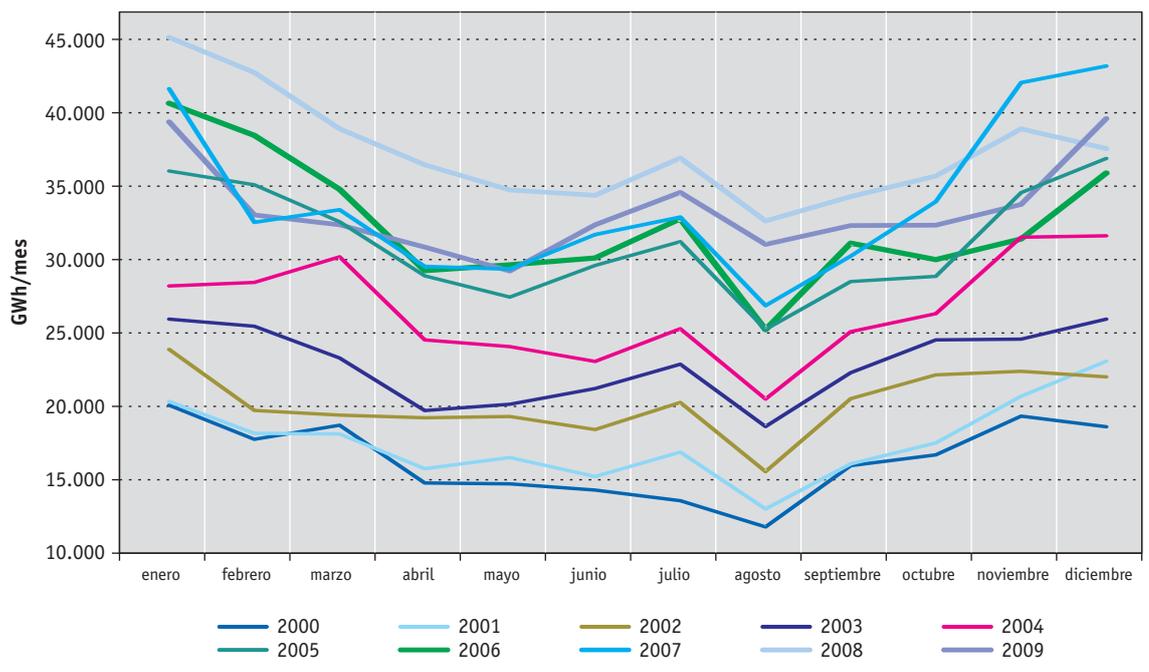
En el gráfico 2.7.2 se puede apreciar, de manera conjunta, la evolución mensual de consumo comprendida entre los años 2000 a 2009. Durante la práctica totalidad de 2009, salvo en el mes de diciembre, la demanda registró valores inferiores a los del año anterior. Este significativo descenso de la demanda de gas ha venido provocado por la desaceleración de la actividad industrial y por la disminución del consumo de gas para generación eléctrica, debido a su vez a la menor demanda de electricidad y la alta producción hidroeléctrica y eólica registrada.

Gráfico 2.7.1. Evolución del consumo total en el año móvil



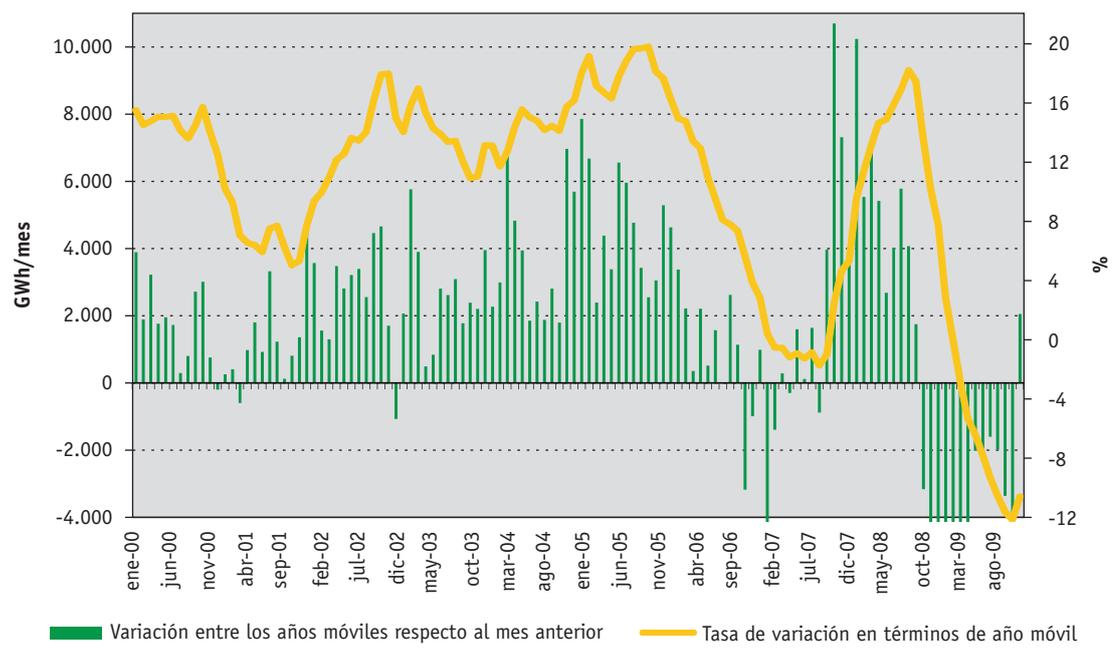
Fuente: CNE, Boletín Estadístico de Hidrocarburos y ENAGAS.

Gráfico 2.7.2. Evolución del consumo total desglosado por meses y años



Fuente: CNE, Boletín Estadístico de Hidrocarburos y ENAGAS.

Gráfico 2.7.3. Tasa de crecimiento en el año móvil del consumo nacional



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos y ENAGAS.

Demanda punta

La demanda punta del sistema en el invierno 2009-2010 se registró el día 16 de diciembre de 2009, alcanzando la demanda de gas natural un valor de 1.837 GWh/día. Dicho valor fue un 1,5% inferior al máximo alcanzado durante el invierno 2006-2007, el día 17 de diciembre de 2007. De los 1.837 GWh, 1.127 GWh/día se destinaron al mercado convencional (más 49 GWh en cisternas de GNL) y 661 GWh/día al sector eléctrico para los CCGT. El mercado eléctrico supuso un 36% de la demanda total.

Estructura del mercado

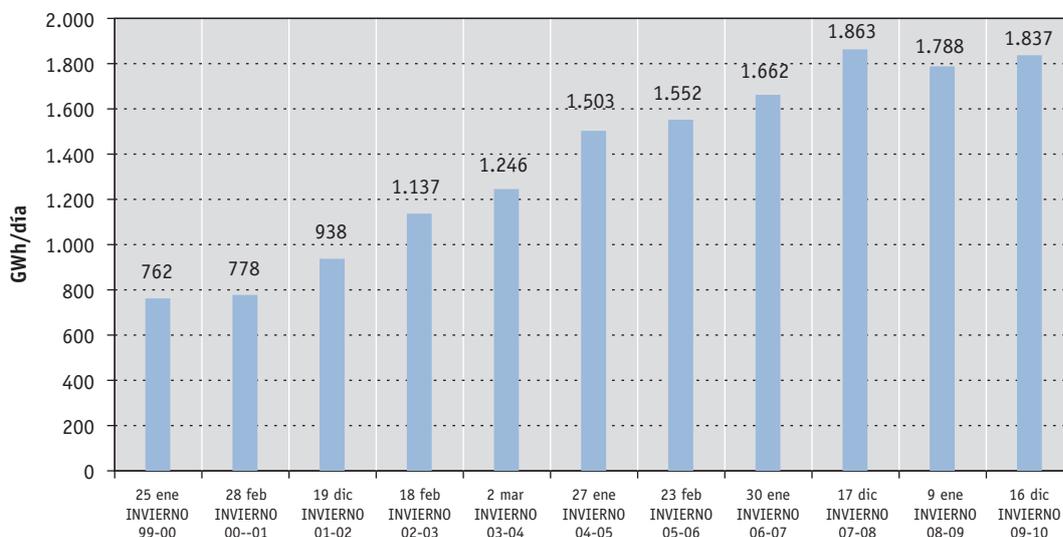
En cuanto al empleo del gas que realizan los consumidores, el mercado puede clasificarse en mercado convencional y mercado de generación eléctrica. El mercado convencional agrupa los consumos tradicionales de gas, es decir, aquellos suministros destinados al consumo residencial, al sector servicios y a los procesos

productivos del sector industrial (incluida la cogeneración). Dentro del mercado de generación eléctrica se puede distinguir entre centrales térmicas convencionales y ciclos combinados.

La actividad de suministro de gas a tarifa por parte de los distribuidores, en el mercado regulado, desapareció el 1 de julio de 2008. A partir de dicha fecha, los consumidores que seguían siendo suministrados por una empresa distribuidora en el régimen de tarifa regulada, sin haber elegido una empresa comercializadora, pasaron ser suministrados por el comercializador de último recurso perteneciente al grupo empresarial de la empresa distribuidora. Quedaron, eso sí, establecidas tarifas de último recurso a las que podrán acogerse, según la Ley 12/2007, exclusivamente los consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y con consumos establecidos:

- A partir del día 1 de julio de 2008 y hasta el 1 de julio de 2009 sólo podían acogerse a la tarifa de último

Gráfico 2.7.4. Evolución de la demanda punta



Fuente: CNE.

recurso aquellos consumidores cuyo consumo anual sea inferior a 3 GWh.

- A partir del día 1 de julio de 2009 Se establecen dos tarifas diferenciadas por rangos de consumo:

— TUR.1 consumidores con consumo anual = 5.000 kWh.

— TUR.2 consumidores con consumo superior a 5.000 kWh e inferior o igual a 50.000 kWh.

A continuación se recoge la evolución del mercado convencional y del de generación eléctrica, diferenciando entre mercado regulado y liberalizado.

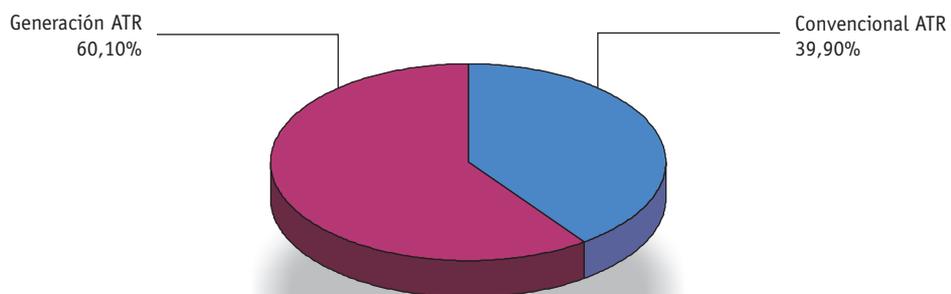
Cuadro 2.7.1. Evolución de las ventas por mercados. TWh

Unidad: TWh	2008	2009	Variación 08/09
Mercado convencional	262	241	-8,0%
Regulado ¹	19	0	—
ATR	243	241	-0,8%
Mercado de generación eléctrica	187	160	-14,4%
Regulado	0	0	—
ATR-CCGT	187	161	-14,4%
Total	449	402	-10,8%

(1) En las islas Baleares, hasta producirse la conexión de las instalaciones de distribución a la red básica de gasoductos de gas natural, se establece un período transitorio que posibilita el suministro de aire propanado en régimen de tarifa regulada.

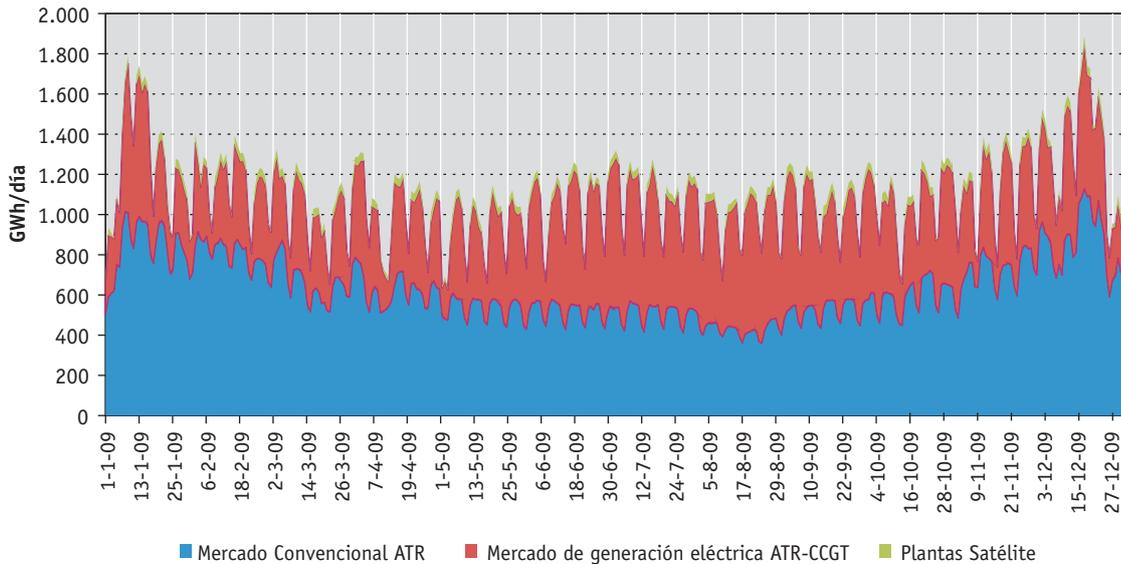
Fuente: Gestor Técnico del Sistema y CNE.

Gráfico 2.7.5. Distribución de la demanda en 2009



Fuente: Gestor Técnico del Sistema.

Gráfico 2.7.6. Demanda anual 2009

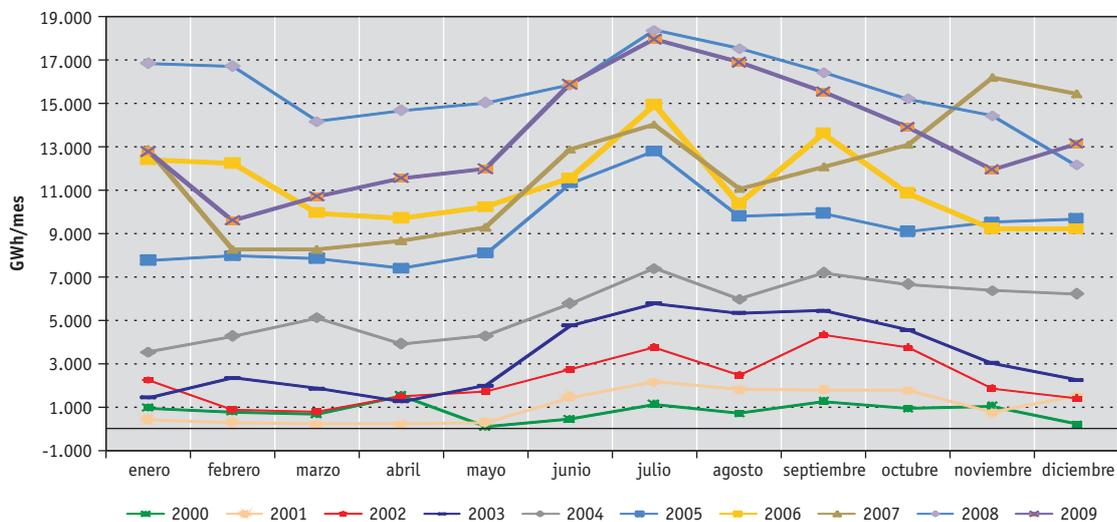


Fuente: Gestor Técnico del Sistema.

En el último año, el incremento del número de clientes se sitúa por encima de los 170.000 nuevos suministros. Durante los últimos años el ratio de generación eléctrica en relación a la demanda total ha ido aumentando debi-

do a la entrada sucesiva de nuevos ciclos combinados, hecho que se refleja en el gráfico 2.7.7. La demanda de gas para producción de energía eléctrica supuso un 39% de la demanda total en 2009.

Gráfico 2.7.7. Evolución del consumo del mercado de generación eléctrica



Fuente: Boletín oficial de Hidrocarburos y CNE.

Evolución del mercado liberalizado

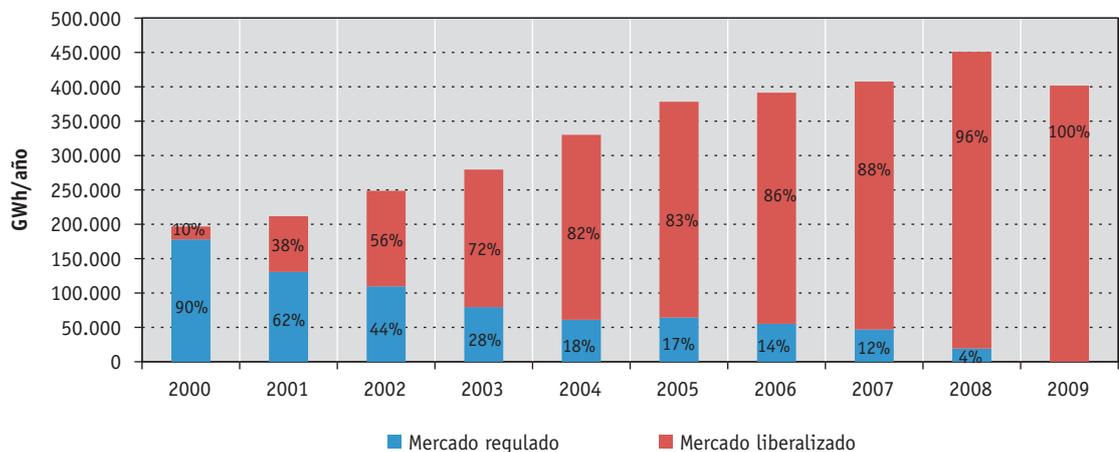
El mercado de gas natural ha seguido un proceso gradual de apertura. Este proceso se inició en 1999 y se ha completado el 1 de enero de 2003², momento en el que todos los clientes pasaron a ser clientes cualificados y, con ello, tener derecho a elegir libremente su suministrador, es decir, aquéllos que pueden decidir suministrarse bien a través de la distribuidora de su zona, bien a través de cualquier comercializadora que opere en el mercado gasista español, o bien directamente.

Como se puede observar, el cambio de los consumidores desde el mercado a tarifa hacia el mercado libre ha seguido, desde sus inicios, una tendencia claramente creciente. En el 2009 el 100% del gas comercializado a clientes finales tuvo lugar en el mercado liberalizado, al desaparecer en 2008 la figura de suministro de gas por parte del distribuidor para ser sustituida por la comercializadora de último recurso.

² Para más información acerca de la elección de suministrador por parte de los consumidores puede consultarse la página web www.cne.es.

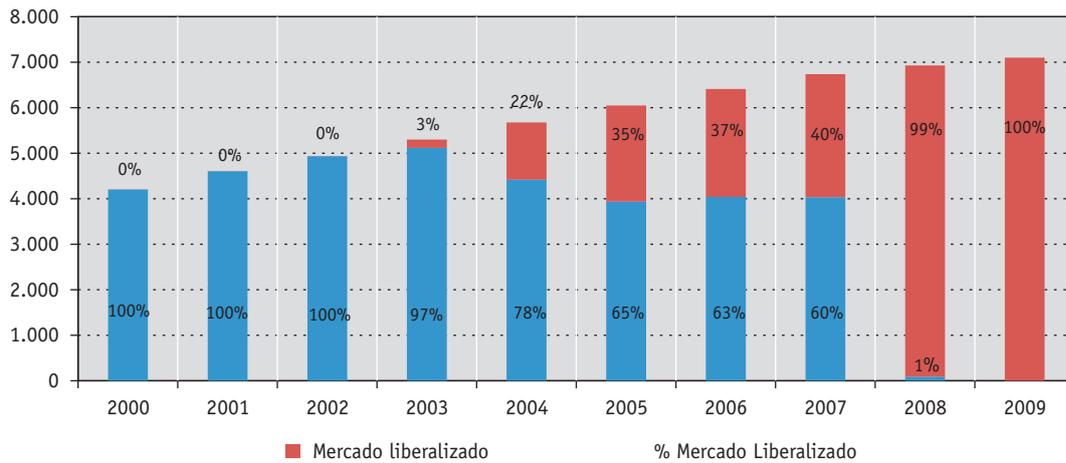
De forma similar a las ventas de gas, el número de clientes en el mercado libre ha seguido una trayectoria creciente, aunque de menor magnitud, expresada en términos proporcionales. Durante los primeros años, sólo los grandes clientes tenían la condición de elegibles. De este modo, el cambio de algunos de ellos al Mercado libre, si bien apenas era significativo en cuanto a cuota de clientes, tenía una repercusión apreciable en la cuota de ventas. A partir del 2003, con la apertura total del mercado, el número de clientes que comenzó a suministrarse a través del mercado liberalizado se incrementó notablemente, al participar en el mercado libre también los clientes domésticos y comerciales de menor consumo. Desde julio de 2008 la situación cambió radicalmente al pasar los clientes del mercado regulado, suministrados por distribuidores, a ser abastecidos por comercializadores en el mercado libre, si bien es preciso tener también en cuenta la creación transitoria de las tarifas de último recurso. En las islas Baleares, hasta producirse la conexión de las instalaciones de distribución a la red básica de gasoductos de gas natural, se estableció un período transitorio que posibilitaba el suministro de aire propanado en régimen de tarifa regulada.

Gráfico 2.7.8. Evolución del volumen de los mercados libre y regulado de gas (Volumen de gas vendido en el Mercado)



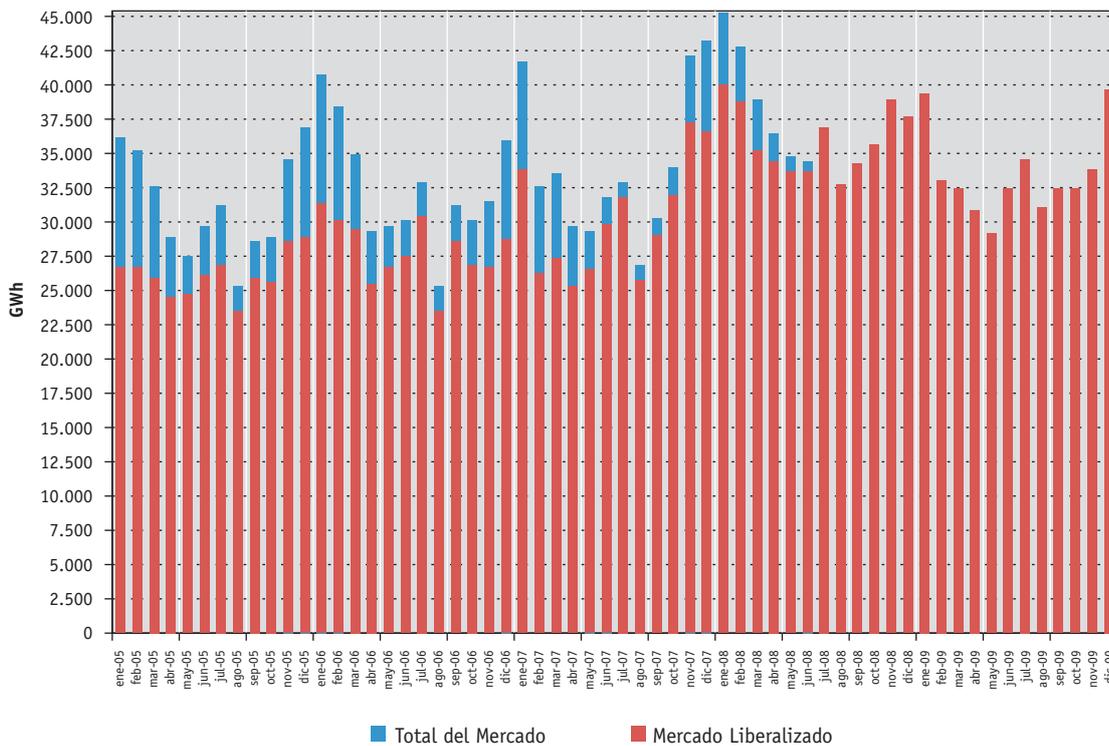
Fuente: CNE.

Gráfico 2.7.9. Evolución de la proporción de los clientes de los mercados libre y regulado de gas (Miles de consumidores en Mercado)



Fuente: CNE.

Gráfico 2.7.10. Evolución de las ventas mensuales de gas natural del mercado liberalizado vs. total del mercado

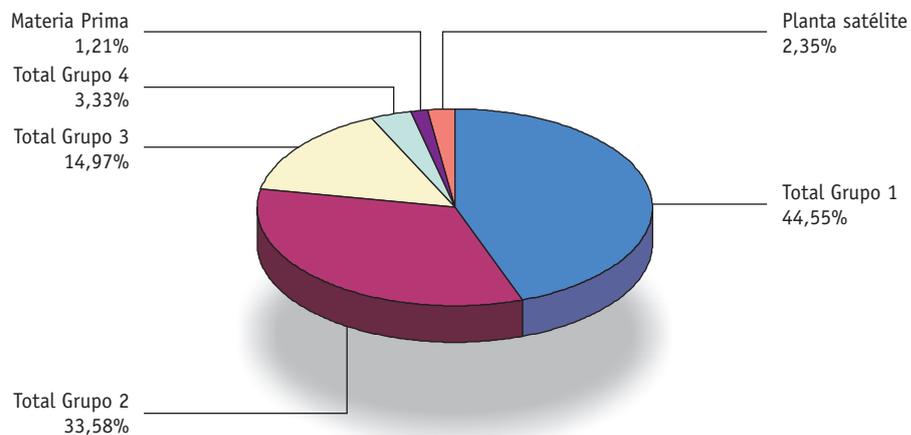


Fuente : CNE.

El suministro para cubrir la demanda del mercado doméstico supone el 14,97% de la demanda total. El suministro al sector industrial y el destinado a abastecer el mercado eléctrico suman el 81,46% de los suministros totales del mercado, efectuándose un 58%

de dichos suministros a presión superior a 60 bar. Los grupos tarifarios con mayor volumen de suministro son el grupo 1 y grupo 2, con un 44,6% y 33,6% respectivamente, grupos donde se sitúan este tipo de clientes.

Gráfico 2.7.11. Consumo de gas en el año 2009 por grupos tarifarios



Fuente : CNE

Cuadro 2.7.2. Consumo de gas en el año 2009 por grupos tarifarios

Escalones de consumo	2009
	Total
Grupo 1 (Presión > 60 bares)	
1.1. Consumo inferior o igual a 200 GWh/año.	1.553.119
1.2. Consumo superior a 200 GWh/año e inferior o igual a 1.000 GWh/año.	16.332.142
1.3. Consumo superior a 1.000 de GWh/año.	161.465.154
TOTAL GRUPO 1	179.350.415
Grupo 2 (Presión > 4 bares y =< 60 bares)	
2.1. Consumo inferior o igual a 500.000 KWh/año.	180.639
2.2. Consumo superior a 500.000 KWh/año e inferior o igual a 5 GWh/año.	2.595.860
2.3. Consumo superior a 5 GWh/año e inferior o igual a 30 GWh/año.	12.325.629
2.4. Consumo superior a 30 GWh/año e inferior o igual a 100 GWh/año.	21.821.871
2.5. Consumo superior a 100 GWh/año e inferior o igual a 500 GWh/año.	51.204.523
2.6. Consumo superior a 500 GWh/año.	43.766.362
TOTAL GRUPO 2	131.894.884

Cuadro 2.7.2. Consumo de gas en el año 2009 por grupos tarifarios (continuación)

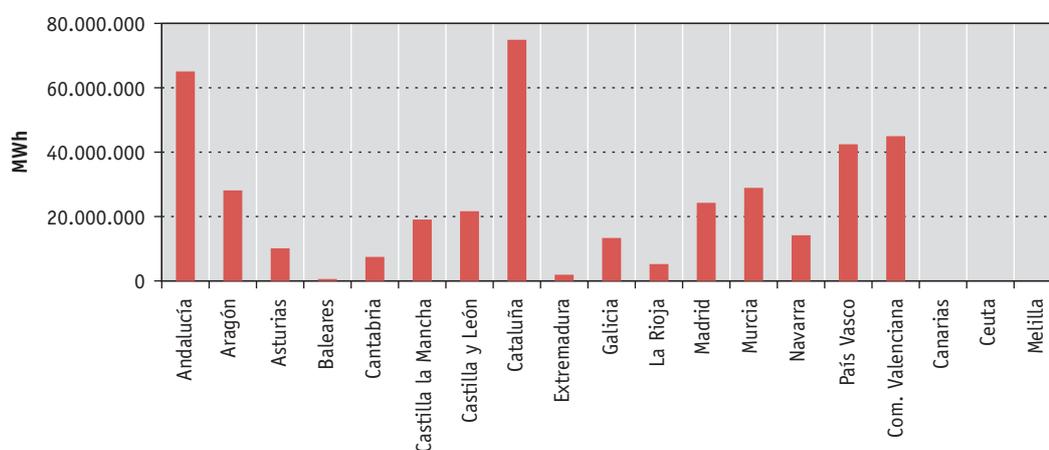
Escalones de consumo	2009
	Total
Grupo 2 BIS (Presión =< 4 bares)	
2.1 bis. Consumo inferior o igual a 500.000 KWh/año.	24.542
2.2 bis. Consumo superior a 500.000 KWh/año e inferior o igual a 5 GWh/año.	780.771
2.3 bis. Consumo superior a 5 GWh/año e inferior o igual a 30 GWh/año.	1.348.458
2.4 bis. Consumo superior a 30 GWh/año e inferior o igual a 100 GWh/año.	694.949
2.5 bis. Consumo superior a 100 GWh/año e inferior o igual a 500 GWh/año.	411.645
2.6 bis. Consumo superior a 500 GWh/año.	0
TOTAL GRUPO 2 BIS	3.260.365
Grupo 3 (Presión =<4 bares)	
3.1. Consumo inferior o igual a 5.000 kWh/año	8.496.795,07
3.2. Consumo superior a 5.000 kWh/año e inferior o igual a 50.000 kWh/año.	30.356.390,72
3.3. Consumo superior a 50.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000 kWh/año.	1.222.118,24
3.4. Consumo superior a 100.000 kWh/año hasta 1 GWh.	18.135.168,48
3.5. Consumo superior a 8 GWh/año.	2.066.897,17
TOTAL GRUPO 3	60.277.370
Grupo 4 (Interrumpible)	
(Presión > 60 bares)	
4.1. Consumo inferior o igual a 200 GWh/año.	
4.2. Consumo a 200 GWh/año e inferior o igual a 1.000 GWh/año.	106.500,88
4.3. Consumo superior a 1.000 GWh/año.	9.956.715,88
(Presión > 4 bares y =< 60 bares)	
4.4. Consumo inferior o igual a 30 GWh/año.	8.234,00
4.5. Consumo superior a 30 GWh/año e inferior o igual a 100 GWh/año.	8.515,00
4.6. Consumo superior a 100 GWh/año e inferior o igual a 500 GWh/año.	784.793,06
4.7. Consumo superior a 500 GWh/año.	2.558.842,00
TOTAL GRUPO 4	13.423.601
Peaje temporal de Materia Prima	4.874.714
Planta satélite para un solo consumidor	9.462.833
TOTAL GENERAL	402.544.181

Fuente : CNE, Resolución 15/07/2002.

En cuanto a Comunidades Autónomas, destacan por su consumo Cataluña y Andalucía, con un 18,6% y 16,2% respectivamente. Les siguen la Comunidad Valenciana y

el País Vasco, con un 11,2% y 10,4% respectivamente. Estas cuatro regiones suman casi un 60% de la demanda nacional.

Gráfico 2.7.12. Consumo de gas en el año 2009 por Comunidades Autónomas



Fuente: CNE Resolución 15/07/2002.

Cuadro 2.7.3. Consumo de gas acumulado en el año 2009 por Comunidades Autónomas en MWh

CCAA	MWh
ANDALUCÍA	65.097.952
ARAGÓN	28.153.567
ASTURIAS	10.174.239
BALEARES	607.436
CANTABRIA	7.474.525
CASTILLA-LA MANCHA	19.074.019
CASTILLA Y LEÓN	21.655.118
CATALUÑA	74.909.806
EXTREMADURA	1.962.532
GALICIA	13.354.831
LA RIOJA	5.275.305
MADRID	24.268.252
MURCIA	28.913.312
NAVARRA	14.208.089
PAÍS VASCO	42.444.714
COM. VALENCIANA	44.970.483
CANARIAS	—
CEUTA	—
MELILLA	—

Fuente: CNE. Resolución 15/07/2002.

Según el número de consumidores, el grupo 3, de suministros a doméstico comercial, es el que presenta mayor número de suministros, con 7.049.103 usuarios conectados a las redes de distribución, con un porcentaje del 99,9% del total de puntos de suministro del sistema. Dentro del grupo 3, el mayor número de consumidores

se registra en los grupos 3.2 y 3.1, con un 49,6% y un 49,5% de los suministros. El grupo 3.1, a pesar del número de suministros, supone sólo el 14,1% del gas suministrado en el grupo 3, al tratarse de consumidores que emplean el gas natural únicamente para cocinar o para agua caliente sanitaria.

Cuadro 2.7.4. Número de consumidores de gas a final de 2009 por grupos tarifarios

Escalones de consumo	2009
	Total
Grupo 1 (Presión > 60 bares)	
1.1. Consumo inferior o igual a 200 GWh/año.	18
1.2. Consumo superior a 200 GWh/año e inferior o igual a 1.000 GWh/año.	36
1.3. Consumo superior a 1.000 de GWh/año.	52
TOTAL GRUPO 1	106
Grupo 2 (Presión > 4 bares y =< 60 bares)	
2.1. Consumo inferior o igual a 500.000 KWh/año.	638
2.2. Consumo superior a 500.000 KWh/año e inferior o igual a 5 GWh/año.	1.382
2.3. Consumo superior a 5 GWh/año e inferior o igual a 30 GWh/año.	1.085
2.4. Consumo superior a 30 GWh/año e inferior o igual a 100 GWh/año.	473
2.5. Consumo superior a 100 GWh/año e inferior o igual a 500 GWh/año.	288
2.6. Consumo superior a 500 GWh/año.	36
TOTAL GRUPO 2	3.902
Grupo 2 BIS (Presión =< 4 bares)	
2.1 bis. Consumo inferior o igual a 500.000 KWh/año.	138
2.2 bis. Consumo superior a 500.000 KWh/año e inferior o igual a 5 GWh/año.	496
2.3 bis. Consumo superior a 5 GWh/año e inferior o igual a 30 GWh/año.	173
2.4 bis. Consumo superior a 30 GWh/año e inferior o igual a 100 GWh/año.	19
2.5 bis. Consumo superior a 100 GWh/año e inferior o igual a 500 GWh/año.	1
2.6 bis. Consumo superior a 500 GWh/año.	0
TOTAL GRUPO 2 BIS	827
Grupo 3 (Presión =<4 bares)	
3.1. Consumo inferior o igual a 5.000 kWh/año	3.498.729
3.2. Consumo superior a 5.000 kWh/año e inferior o igual a 50.000 kWh/año.	3.488.493
3.3. Consumo superior a 50.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000 kWh/año.	21.747
3.4. Consumo superior a 100.000 kWh/año hasta 1 GWh.	39.820
3.5. Consumo superior a 10 GWh/año.	208
TOTAL GRUPO 3	7.048.997

Cuadro 2.7.4. Número de consumidores de gas a final de 2009 por grupos tarifarios (continuación)

Escalones de consumo	2009
	Total
Grupo 4 (Interrumpible)	
(Presión > 60 bares)	
4.1. Consumo inferior o igual a 200 GWh/año.	0
4.2. Consumo a 200 GWh/año.e inferior o igual a 1.000 GWh/año.	0
4.3. Consumo superior a 1000 GWh/año.	7
(Presión >4 bares y =< 60 bares)	
4.4. Consumo inferior o igual a 30 GWh/año.	0
4.5. Consumo superior a 30 GWh/año e inferior o igual a 100 GWh/año.	0
4.6. Consumo superior a 100 GWh/año e inferior o igual a 500 GWh/año.	2
4.7. Consumo superior a 500 GWh/año.	2
TOTAL GRUPO 4	11
Peaje temporal de Materia Prima	2
Planta satélite para un solo consumidor	291
TOTAL GENERAL	7.054.136

Nota: En Baleares se distribuye aire propanado a tarifa regulada .

Fuente : CNE Resolución 15/07/2002.

Cataluña y Madrid son las Comunidades Autónomas que mayor número de consumidores de gas natural tienen, con un 29,9% y 23,7% respectivamente. Tras ellas, la Comunidad Valenciana (8,6%), País Vasco (6,9%), Castilla y León (5,6%) y Castilla y León (5,7%), y Andalucía (5,3%) superan una cuota del 5% en número de suministros.

La Orden ITC/4101/2005, de 27 diciembre, introdujo un calendario de supresión de las tarifas del grupo 1, desde el 1 de julio de 2006, y las tarifas 2.5 y 2.6, desde el 1 de enero de 2007. Esto supuso que el total de suministros a tarifa del grupo 1 pasaron a régimen de ATR a mediados de 2006. La totalidad de las tarifas del grupo 2 se suprimen desde el 1 de julio de 2007, fecha a partir de la cual, la totalidad del consumo industrial se suministra en el mercado de ATR. La actividad de suministro de gas a tarifa por parte de los distribuidores,

en el mercado regulado, desaparece definitivamente a partir del 1 de julio de 2008, creándose de forma transitoria unas tarifas de último recurso para proteger a los consumidores más vulnerables.

El grupo 3 presenta un crecimiento continuado en el mercado liberalizado desde el año 2003, fecha a partir de la cual se extendió la liberalización al mercado doméstico comercial.

El número total de consumidores de gas natural creció desde los 6.930.550 registrados en 2008 a los 7.054.348, lo que representa un crecimiento porcentual cercano al 2%, que se fundamenta en el mayor número de suministros doméstico - comerciales. Cabe hacer mención al descenso del 2% en el número de consumidores industriales, tendencia que se había iniciado en 2007.

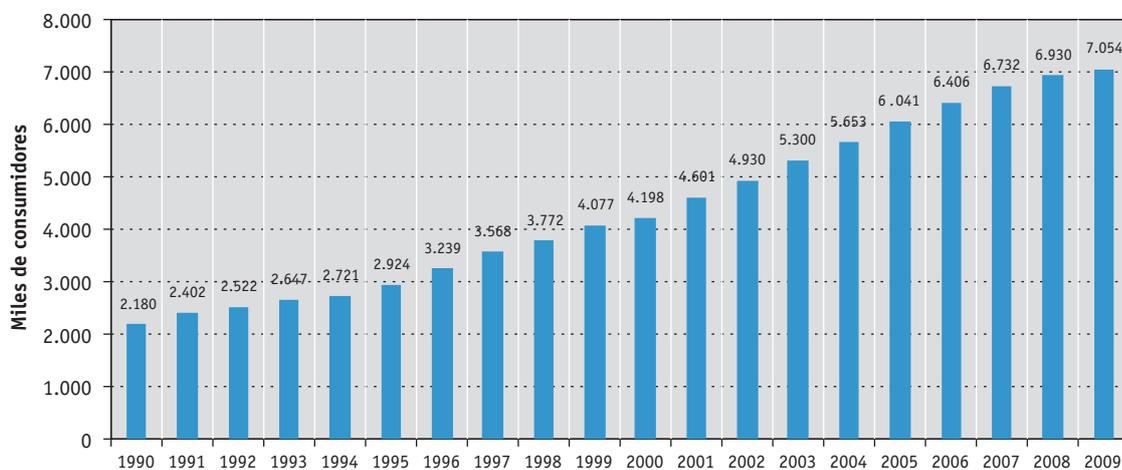
Cuadro 2.7.5. Número de consumidores de gas en el año 2009 por Comunidades Autónomas

	Total	Consumidores por 100 hab.
Andalucía	376.868	4,54
Aragón	194.200	14,43
Asturias	200.276	18,45
Baleares	90.859	8,29
Cantabria	162.818	27,63
Castilla-La Mancha	200.457	9,63
Castilla y León	401.610	15,67
Cataluña	2.115.350	28,30
Extremadura	61.090	5,54
Galicia	205.146	7,34
La Rioja	69.779	21,69
Madrid	1.671.795	26,18
Murcia	93.831	6,49
Navarra	117.784	18,68
País Vasco	486.450	22,39
Com. Valenciana	606.035	11,90
Canarias	—	
Ceuta	—	
Melilla	—	
TOTAL	7.054.348	15,09

Nota: En Baleares se distribuye aire propanado a tarifa regulada.

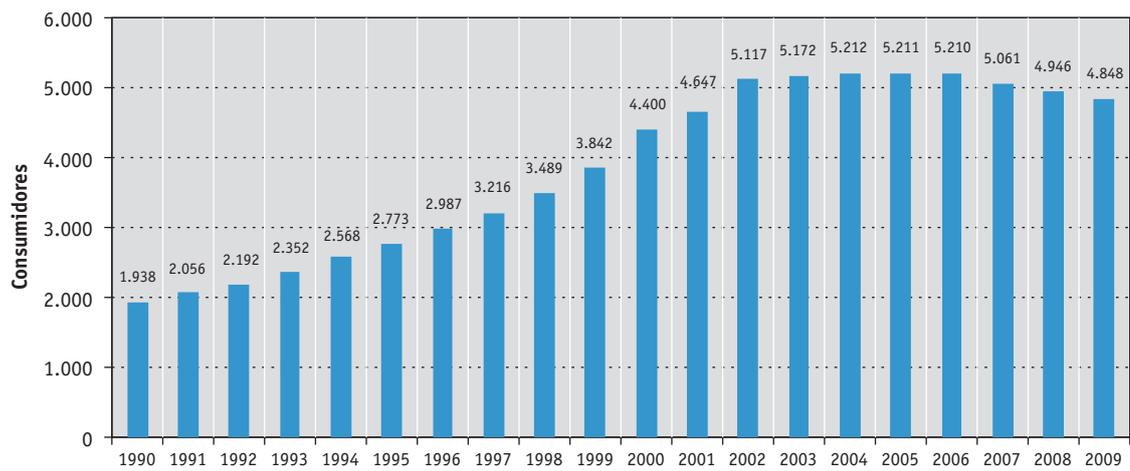
Fuente: CNE. Resolución 15/07/2002.

Gráfico 2.7.13. Evolución del número de clientes domésticos y comerciales



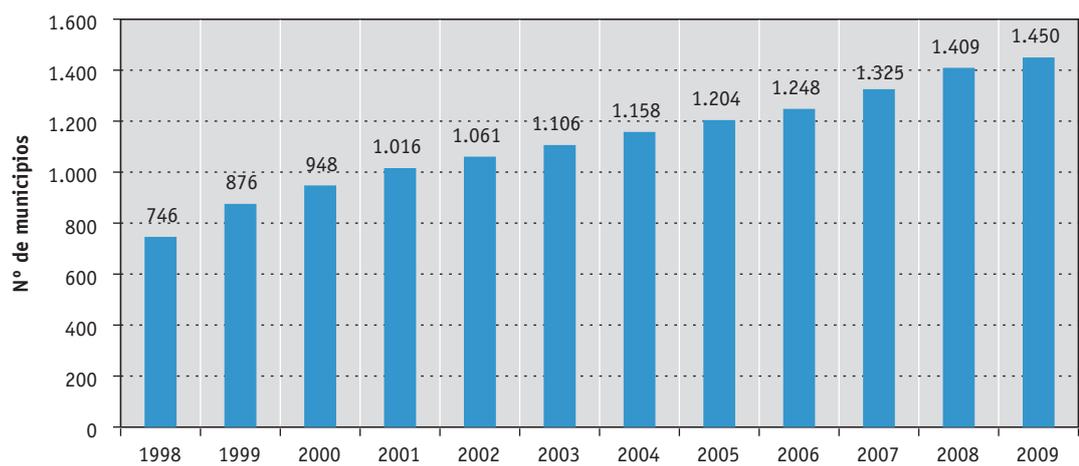
Fuente: Sedigas, CNE.

Gráfico 2.7.14. Evolución del número de clientes industriales



Fuente: Sedigas, CNE.

Gráfico 2.7.15. Evolución del número de municipios con suministro de gas natural o manufacturado



Fuente: Sedigas, CNE.

2.7.2. Los precios del gas natural

Los precios del gas natural en España

El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, en su artículo 8, determinó que el Gobierno, mediante Real Decreto, aprobaría un sistema económico integrado del sector de gas natural, que modificaría el sistema vigente hasta entonces de cálculo de las tarifas industriales de gas natural basado en energías alternativas, por un sistema basado en costes.

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, en su capítulo IV, introdujo los criterios generales para la determinación de las tarifas, peajes y cánones, los elementos para el cálculo de dichos precios regulados y las nuevas estructuras de tarifas de venta, peajes y cánones de gas natural.

Cabe señalar que en los apartados dos, tres, cuatro, cinco, seis y siete del artículo 2 del Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, se introdujeron modificaciones al articulado del Real Decreto 949/2001 encaminadas a adelantar al 1 de enero de cada año la fecha límite de la publicación de las Órdenes Ministeriales que regulan el régimen económico del sector de gas natural, con el fin de hacer coincidir los períodos de cobros de las nuevas tarifas, peajes y cánones con el período correspondiente a la retribución.

La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comu-

nes del mercado interior de la electricidad, modifica la redacción del artículo 92 de la Ley 34/1998 sobre los criterios para determinación de peajes y cánones.

El mencionado artículo establece que los peajes y cánones tendrán en cuenta los costes incurridos por el uso de las infraestructuras y podrán diferenciarse por niveles de presión, características del consumo y duración de los contratos.

Asimismo, la Ley 12/2007 incorporó las disposiciones de la Directiva 2003/55/CE al ordenamiento español e introdujo la figura del suministrador y de la Tarifa de Último Recurso (TUR). La Tarifa de Último Recurso se define como el precio máximo que podrán cobrar los comercializadores, que hayan sido designados como suministradores de último recurso, a los consumidores que, de acuerdo a la normativa vigente para esta tarifa, tengan derecho a acogerse a la misma.

La Ley 12/2007 establece que la TUR será única en todo el territorio español, sin perjuicio de sus especialidades por niveles de presión y volumen de consumo, y que será el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, el que dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de la TUR o un sistema de determinación y actualización automática de la misma.

La Disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007 determina el calendario de adaptación del sistema tarifario de suministro de gas natural y la aplicación del suministro de último recurso. Dicha disposición establece que a partir del día 1 de enero de 2008 queda suprimido el sistema tarifario de gas natural y se establece el sistema de tarifas de último recurso, al que podrán acogerse, exclusivamente, los consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar, con independencia de su consumo anual.

Sin embargo, la Orden ITC/2309/2007, de 30 de julio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural retrasó la introducción de la TUR hasta el día 1 de julio de 2008, con objeto de minimizar los riesgos de gestión del sistema.

La Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, por la que se establece la tarifa del suministro de último recurso de gas natural, estableció la metodología para el cálculo de los precios máximos a aplicar por los comercializadores de último a los consumidores con derecho a acogerse al suministro de último recurso y fijó los precios máximos de la tarifa de último recurso de gas natural a partir del 12 de octubre de 2008.

No obstante, la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, modificó la metodología aplicable a partir del 1 de julio de 2009, incorporando los resultados del procedimiento de subasta desarrollado en la Orden ITC/863/2009.

Por otro lado, la Orden ITC/1251/2009, de 14 de mayo, por la que se dispone la publicación del Acuerdo del Consejo de Ministros de 3 de abril de 2009, estableció que a partir del día 1 de julio de 2009 sólo podrían acogerse a la tarifa de último recurso aquellos consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 50.000 kWh. De esta manera, quedaba eliminadas las tarifas de último recurso T3 y T4, quedando vigentes sólo la T1 y T2.

A continuación se acomete un análisis descriptivo de los peajes y cánones de gas natural y de los precios de las tarifas de venta y de último recurso registrados durante el año 2009.

Peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas

La Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones de acceso a terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista, estableció los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas a partir del 1 de enero de 2009. Asimismo, la citada Orden determinó, en su disposición final cuarta, que el 1 de julio de 2009 se procedería a la revisión de la cuantía de los peajes y cánones, en caso de que se previeran desviaciones significativas en el saldo entre costes e ingresos del sistema gasista para el año 2009.

En particular, la citada Orden introdujo las siguientes modificaciones en los peajes y cánones de los servicios básicos:

En primer lugar, se modificaron los valores del peaje de descarga de buques, reduciéndose el aplicable en la planta de Barcelona e incrementándose en el resto de plantas, especialmente en Bilbao, que hasta entonces tenía un peaje nulo.

En segundo lugar, la Orden ITC/3802/2008, incrementó en un 1,71% el término fijo del canon de almacenamiento subterráneo e introdujo un canon separado para la inyección y extracción de los almacenamientos subterráneos.

Por último, la citada Orden incrementó el término de reserva de capacidad de transporte un 13% y entre un 8% y un 13% los términos de conducción de los grupos 1, 2 y 2.bis. Por el contrario, redujo en un 6,1% los términos de conducción de los peajes 3.1 y 3.2 e incrementó en un 1% los de los grupos 3.3, 3.4 y 3.5.

La Orden ITC/1724/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas a partir del día 1 de julio de 2009, estableció nuevos peajes como consecuencia la evolución de la demanda registrada durante los primeros meses del año.

En particular, la citada Orden incrementó en un 10% todos los peajes y cánones de los servicios básicos, excepto el canon de almacenamiento subterráneo, que no

se modificó, el término de conducción del peaje 3.1 que se redujo un 1,9% y el término de conducción del peaje 3.2 que se incrementó un 0,6% respectivamente sobre los establecidos en la Orden ITC/3802/2008.

Los siguientes cuadros muestran los precios de los peajes y cánones de los servicios básicos establecidos para los dos semestres de 2009, así como las variaciones experimentadas respecto a los precios vigentes anteriores.

Cuadro 2.7.2.1. Peajes y cánones de acceso. Año 2009

Peajes y cánones primer semestre 2009				Peajes y cánones segundo semestre 2009		
Regasificación	Término fijo Tfr (c €/kWh/día/mes)	Término fijo Tfd (€/buque)	Término variable Tvr (c €/kWh)	Término fijo Tfr (c €/kWh/día/mes)	Término fijo Tfd (€/buque)	Término variable Tvr (c €/kWh)
	Peaje de regasificación	1,434800		0,0085	1,578300	
Peaje de descarga de buques						
Barcelona		11.300	0,0023		12.430	0,0025
Huelva		22.600	0,0045		24.860	0,0050
Cartagena		22.600	0,0045		24.860	0,0050
Sagunto		22.600	0,0045		24.860	0,0050
Mugaros		11.300	0,0023		12.430	0,0025
Bilbao		11.300	0,0023		12.430	0,0025
Peaje de carga de cisternas	2,107500		0,0124	2,318300		0,0136
			Término variable Tv c €/MWh/día			Término variable Tv c €/MWh/día
Canon de almacenamiento GNL			2,576			2,834
		Término fijo (€/operación)	Término variable (c €/kWh)		Término fijo (€/operación)	Término variable (c €/kWh)
Peaje de trasvase de GNL a buques		139.223	0,1230500		153.145	0,1354
Almacenamiento Subterráneo	Término fijo Tf c €/kWh/mes	Término variable Tv (c €/kWh)		Término fijo Tf (c €/kWh/mes)	Término variable Tv (c €/kWh)	
		Inyección	Extracción		Inyección	Extracción
Canon de almacenamiento subterráneo	0,040300	0,023920	0,012880	0,040300	0,023920	0,012880

Cuadro 2.7.2.1. Peajes y cánones de acceso. Año 2009 (continuación)

Peajes y cánones primer semestre 2009		Peajes y cánones segundo semestre 2009				
<i>Transporte y Distribución</i>	Término fijo Tfij (c €/kWh/día/mes)	Término fijo Tfij (c €/kWh/día/mes)				
1. Término Reserva de Capacidad	0,7936	0,8730				
2. Término de Conducción	Término fijo Tfij (c €/kWh/día/mes)	Término fijo Tfj (€/consumidor/mes)	Término variable Tvij (c €/kWh)	Término fijo Tfij (c €/kWh/día/mes)	Término fijo Tfij (€/consumidor/mes)	Término variable Tvij (c €/kWh)
Peaje 1 (P > 60 bar)						
1.1	2,5287		0,0619	2,7816		0,0681
1.2	2,2591		0,0499	2,4850		0,0549
1.3	2,0968		0,0450	2,3065		0,0495
Peaje 2 (4 bar < P <= 60 bar)						
2.1	18,5154		0,1415	20,3669		0,1557
2.2	5,0254		0,1129	5,5279		0,1242
2.3	3,2904		0,0914	3,6194		0,1005
2.4	3,0153		0,0820	3,3168		0,0902
2.5	2,7720		0,0729	3,0492		0,0791
2.6	2,5498		0,0624	2,8048		0,0686
Peaje 2 bis (P <= 4 bar)						
2.1 bis (2)	19,1500		0,1462	21,0700		0,1608
2.2 bis	7,6000		0,1708	8,3600		0,1879
2.3 bis	5,7700		0,1605	6,3500		0,1766
2.4 bis	4,4600		0,1213	4,9100		0,1334
2.5 bis	5,0300		0,1302	5,5300		0,1432
2.6 bis	4,7700		0,1166	5,2500		0,1283
Peaje 3 (P <= 4 bar)						
3.1		2,12	2,4816		2,08	2,4344
3.2		4,75	1,8585		4,78	1,8702
3.3		39,69	1,1445		43,66	1,2590
3.4		59,25	0,9174		65,18	1,0091
3.5	4,3357		0,1123	4,7693		0,1235

Fuente: Orden ITC/3802/2008 y Orden ITC/1724/2009.

Cuadro 2.7.2.2. Variación de peajes y cánones de acceso. Año 2009

	Tasa de variación primer semestre 2009			Tasa de variación segundo semestre 2009		
	Término fijo	Término fijo	Término variable	Término fijo	Término fijo	Término variable
Regasificación						
Peaje de regasificación	0,0%		0,0%	10,0%		10,6%
Peaje de descarga de buques						
Barcelona		-46,7%	-45,2%		10,0%	8,7%
Huelva		6,6%	7,1%		10,0%	11,1%
Cartagena		6,6%	7,1%		10,0%	11,1%
Sagunto		6,6%	7,1%		10,0%	11,1%
Mugardos		13,0%	15,0%		10,0%	8,7%
Bilbao		100,0%	100,0%		10,0%	8,7%
Peaje de carga de cisternas	13,0%		12,7%	10,0%		9,7%
			Término variable			Término variable
Canon de almacenamiento GNL			22,78%			10,02%
		Término fijo	Término variable	Término fijo	Término variable	
Peaje de trasvase de GNL a buques		-16,8%	2,5%	10,0%		10,0%
Almacenamiento Subterráneo						
	Término fijo (Tf) (c €/kWh/mes)	Término variable (Tv) (c €/kWh)		Término fijo (Tf) (c €/kWh/mes)	Término variable (Tv) (c €/kWh)	
		Inyección	Extracción		Inyección	Extracción
Canon de almacenamiento subterráneo	-1,71%	30,00%	-30,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Transporte y Distribución						
1. Término Reserva de Capacidad	Término fijo			Término fijo		
1.1	13,00%			10,01%		
2. Término de Conducción	Término fijo caudal	Término fijo cliente	Término variable	Término fijo caudal	Término fijo cliente	Término variable
Peaje 1 (P > 60 bar)						
1.1	13,0%		13,0%	10,0%		10,0%
1.2	13,0%		12,9%	10,0%		10,0%
1.3	13,0%		13,1%	10,0%		10,0%
Peaje 2 (4 bar < P <= 60 bar)						
2.1	13,0%		13,0%	10,0%		10,0%
2.2	13,0%		13,0%	10,0%		10,0%
2.3	13,0%		13,0%	10,0%		10,0%
2.4	13,0%		12,9%	10,0%		10,0%
2.5	13,0%		14,6%	10,0%		8,5%
2.6	13,0%		13,0%	10,0%		9,9%
Peaje 2 bis (P <= 4 bar)						
2.1 bis (2)	8,0%		8,0%	10,0%		10,0%
2.2 bis	13,3%		13,3%	10,0%		10,0%
2.3 bis	8,6%		8,7%	10,1%		10,0%
2.4 bis	8,0%		8,0%	10,1%		10,0%
2.5 bis	8,1%		8,3%	9,9%		10,0%
2.6 bis	8,0%		8,0%	10,1%		10,0%
Peaje 3 (P <= 4 bar)						
3.1		-6,2%	-6,2%		-1,9%	-1,9%
3.2		-6,3%	-6,2%		0,6%	0,6%
3.3		1,0%	1,0%		10,0%	10,0%
3.4		1,0%	1,0%		10,0%	10,0%
3.5	1,0%		1,0%	10,0%		10,0%

Fuente: Orden ITC/3802/2008 y Orden ITC/1724/2009.

Cuadro 2.7.2.3. Peajes interrumpibles. Año 2009

		Tarifas primer semestre 2009				Tarifas segundo semestre 2009				Variación en primer semestre 2009				Variación en segundo semestre 2009								
TIPO A		Reserva	Término	Término	Reserva	Término	Término	Reserva	Término	Término	Reserva	Término	Término	Reserva	Término	Término						
		Capacidad (€/kWh/ día/mes)	Fijo (€/kWh/mes)	variable Tvij (€/kWh)	Capacidad (€/kWh/ día/mes)	Capacidad (€/kWh/ mes)	variable Tvij (€/kWh)	Capacidad (€/kWh/ día/mes)	Capacidad (€/kWh/ mes)	variable Tvij (€/kWh)	Capacidad (€/kWh/ día/mes)	Capacidad (€/kWh/ mes)	variable Tvij (€/kWh)	Capacidad (€/kWh/ día/mes)	Capacidad (€/kWh/ mes)	variable Tvij	Capacidad (€/kWh/ día/mes)	Capacidad (€/kWh/ mes)	variable Tvij			
P>60 bar	4.1	0,7936	0,316089	0,103887	0,873000	0,347698	0,114276	0,873000	0,347698	0,114276	13,0%	100,0%	13,0%	10,0%	100,0%	10,0%	10,0%	13,0%	100,0%	10,0%	10,0%	
	4.2	0,7936	0,282387	0,083665	0,873000	0,310626	0,092032	0,873000	0,310626	0,092032	13,0%	100,0%	13,0%	10,0%	100,0%	10,0%	10,0%	13,0%	100,0%	10,0%	10,0%	
	4.3	0,7936	0,262104	0,075338	0,873000	0,288314	0,082872	0,873000	0,288314	0,082872	13,0%	100,0%	13,0%	10,0%	100,0%	10,0%	10,0%	13,0%	100,0%	10,0%	10,0%	
	4.4	0,7936	0,411306	0,153254	0,873000	0,452436	0,168579	0,873000	0,452436	0,168579	13,0%	100,0%	13,0%	10,0%	100,0%	10,0%	10,0%	13,0%	100,0%	10,0%	10,0%	
4<P<60 bar	4.5	0,7936	0,376912	0,137393	0,873000	0,414603	0,151132	0,873000	0,414603	0,151132	13,0%	100,0%	13,0%	10,0%	100,0%	10,0%	10,0%	13,0%	100,0%	10,0%	10,0%	
	4.6	0,7936	0,346500	0,120343	0,873000	0,381150	0,132377	0,873000	0,381150	0,132377	13,0%	100,0%	13,0%	10,0%	100,0%	10,0%	10,0%	13,0%	100,0%	10,0%	10,0%	
	4.7	0,7936	0,318731	0,104482	0,873000	0,350604	0,114930	0,873000	0,350604	0,114930	13,0%	100,0%	13,0%	10,0%	100,0%	10,0%	10,0%	13,0%	100,0%	10,0%	10,0%	
TIPO B																						
P>60 bar	4.1	0,7936	0,252871	0,071647	0,873000	0,278159	0,078811	0,873000	0,278159	0,078811	13,0%	100,0%	13,0%	10,0%	100,0%	10,0%	10,0%	13,0%	100,0%	10,0%	10,0%	
	4.2	0,7936	0,225910	0,057700	0,873000	0,248501	0,063470	0,873000	0,248501	0,063470	13,0%	100,0%	13,0%	10,0%	100,0%	10,0%	10,0%	13,0%	100,0%	10,0%	10,0%	
	4.3	0,7936	0,209683	0,051970	0,873000	0,230651	0,057153	0,873000	0,230651	0,057153	13,0%	100,0%	13,0%	10,0%	100,0%	10,0%	10,0%	13,0%	100,0%	10,0%	10,0%	
	4.4	0,7936	0,329045	0,105692	0,873000	0,361949	0,116262	0,873000	0,361949	0,116262	13,0%	100,0%	13,0%	10,0%	100,0%	10,0%	10,0%	13,0%	100,0%	10,0%	10,0%	
4<P<60 bar	4.5	0,7936	0,301529	0,094745	0,873000	0,331682	0,104229	0,873000	0,331682	0,104229	13,0%	100,0%	13,0%	10,0%	100,0%	10,0%	10,0%	13,0%	100,0%	10,0%	10,0%	
	4.6	0,7936	0,277200	0,082995	0,873000	0,304982	0,091295	0,873000	0,304982	0,091295	13,0%	100,0%	13,0%	10,0%	100,0%	10,0%	10,0%	13,0%	100,0%	10,0%	10,0%	
	4.7	0,7936	0,254985	0,072057	0,873000	0,280483	0,079262	0,873000	0,280483	0,079262	13,0%	100,0%	13,0%	10,0%	100,0%	10,0%	10,0%	13,0%	100,0%	10,0%	10,0%	

Fuente: Orden ITC/3802/2008 y Orden ITC/1724/2009

Por otra parte, cabe señalar que la estructura de los peajes de transporte y distribución interrumpibles se modificó en enero de 2009 introduciéndose un término fijo en dicho peaje e incrementándose los términos variables un 13% sobre los vigentes.

Adicionalmente, en julio se incrementaron en un 10% los términos fijos y variables de dichos peajes, que de acuerdo con lo establecido en la legislación vigente fueron los aplicados a partir del 1 de octubre de 2009.

En el cuadro 2.7.2.4 se muestran los coeficientes aplicables al peaje de tránsito internacional para 2009 y las tasas de variación respecto a los precios del ejercicio anterior. De acuerdo a lo establecido en la citada normativa, el precio del peaje de tránsito internacional es el resultado de aplicar el peaje de transporte y distribución correspondiente a la presión y volumen de consumo, multiplicando los términos fijo y variable (incluyendo la reserva de capacidad) por el coeficiente correspondiente en función del punto de entrada y de salida.

Cuadro 2.7.2.4. Coeficientes aplicables al peaje de tránsito internacional. Año 2009

Peajes internacionales. Año 2009							Variación de peajes internacionales. Año 2009													
PUNTO DE SALIDA							PUNTO DE SALIDA													
	Portugal-Extremadura	Portugal-Galicia	Larrau	Irún	Tarifa		Portugal-Extremadura	Portugal-Galicia	Larrau	Irún	Tarifa		Portugal-Extremadura	Portugal-Galicia	Larrau	Irún	Tarifa			
PUNTO DE ENTRADA	Cartagena	1,000	1,000	1,000	1,000	0,650	Cartagena	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	14,64%	Huelva	-4,69%	0,00%	0,00%	0,00%	68,83%		
	Huelva	0,650	1,000	1,000	1,000	0,650	Sagunto	0,00%	0,00%	-29,04%	0,00%	14,64%	Bilbao	0,00%	0,00%	14,64%	68,83%	0,00%		
	Sagunto	1,000	1,000	0,650	1,000	0,650	Barcelona	0,00%	0,00%	-23,53%	0,00%	0,00%	Mugardos	14,64%	68,83%	0,00%	0,00%	0,00%		
	Bilbao	1,000	1,000	0,650	0,650	1,000	Tarifa	-17,51%	0,00%	0,00%	0,00%	Portugal-Extremadura			0,00%	0,00%	14,64%			
	Barcelona	1,000	1,000	0,650	1,000	1,000	Portugal-Galicia			0,00%	0,00%	0,00%	Larrau	0,00%	0,00%			0,00%		
	Mugardos	0,650	0,650	1,000	1,000	1,000	Irún	0,00%	0,00%			0,00%	Irún	0,00%	0,00%			0,00%		
	Tarifa	0,650	1,000	1,000	1,000															
	Portugal-Extremadura			1,000	1,000	0,650														
	Portugal-Galicia			1,000	1,000	1,000														
	Larrau	1,000	1,000			1,000														
	Irún	1,000	1,000			1,000														

Fuente: Orden ITC/3802/2008 y Orden ITC/1724/2009.

En el cuadro 2.7.2.5 se muestran los coeficientes aplicables a los peajes de duración inferior a un año, así como los porcentajes de variación de éstos respecto a los precios del período tarifario anterior. El precio de los peajes de duración inferior a un año se determina multiplicando el término de reserva de capacidad, el término fijo del peaje de regasificación y el término fijo

del peaje de conducción por los coeficientes que figuran en el cuadro, según sea la duración del contrato.

Cabe señalar que en enero de 2009 se redujeron los peajes correspondientes a los meses primavera y verano, mientras que los coeficientes de otoño e invierno se incrementaron.

Cuadro 2.7.2.5. Coeficientes aplicables a los peajes de duración inferior a un año. Año 2009

	Coeficientes. Año 2009		Variación sobre el año anterior	
	Peaje diario (1)	Peaje mensual (2)	Peaje diario (1)	Peaje mensual (2)
Enero	0,10	2,000	14,9%	14,5%
Febrero	0,10	2,000	14,9%	14,5%
Marzo	0,10	2,000	14,9%	14,5%
Abril	0,03	0,500	-47,4%	-55,8%
Mayo	0,03	0,500	-40,0%	-49,9%
Junio	0,03	0,500	-38,8%	-49,4%
Julio	0,03	0,500	-38,8%	-49,4%
Agosto	0,03	0,500	-33,3%	-44,5%
Septiembre	0,03	0,500	-38,8%	-49,3%
Octubre	0,10	2,000	78,6%	79,4%
Noviembre	0,10	2,000	14,9%	14,5%
Diciembre	0,10	2,000	14,9%	14,5%

(1) Contratos de duración inferior a 30 días.

(2) Contratos que coincidan con uno o varios meses naturales.

Fuente: Orden ITC/3802/2008 y Orden ITC/1724/2009.

Tarifas de venta y tarifas de último recurso de gas natural

El año 2009 se encuentra caracterizado por dos hitos: (1) La desaparición de las tarifas de último recurso T3 y T4 a partir del 1 de julio de 2009 y (2) el cambio metodológico para el cálculo de las tarifas de último recurso a partir del tercer trimestre como consecuencia de la aplicación de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio.

Durante los seis primeros meses de 2009, los clientes con derecho a TUR fueron aquellos de baja presión (menos de 4 bar) cuyo consumo anual no superase 3 GWh (T1, T2, T3 y T4).

Sin embargo, el Consejo de Ministros del 3 de abril de 2009 aprobó un Acuerdo para delimitar el ámbito de aplicación de las tarifas de último recurso a consumi-

dores con consumo inferior a 50.000 kW y, en consecuencia, se suprimieron las tarifas de último recurso T3 y T4 a partir del 1 de julio de 2009³.

Lo anterior supuso que aproximadamente unos 60.000 consumidores acogidos a las tarifas T.3 y T.4 (aproximadamente el 0,8% de los consumidores de baja presión) dejaron de tener derecho al suministro del último recurso el 1 julio de 2009, disponiendo de un plazo transitorio hasta el 31 de marzo de 2010 para la formalización de un contrato con un comercializador del mercado libre.

La orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, introdujo las siguientes modificaciones en el procedimiento de cálculo de las TUR.

³ Salvo para Baleares, en la que dichas tarifas continuaran de aplicación hasta la llegada del gas natural.

Cuadro 2.7.2.6. Consumidores con y sin derecho a TUR en 2009

CONSUMIDORES	PRESIÓN	CONSUMIDORES*		Volumen (MWh)	
		NÚMERO	%	GWh	%
Con derecho a TUR	Baja Presión	6.906.680	99,04%	41.352.612	9,64%
Sin derecho a TUR	Baja Presión	61.861	0,89%	22.325.908	5,21%
	Alta Presión	4.897	0,07%	365.237.530	85,15%
TOTAL		6.973.438	100,00%	428.916.050	100,00%

* Consumidores a 31 de diciembre.

Fuente: CNE.

En primer lugar, modificó el procedimiento de imputación de los peajes y cánones en los términos fijos/variable de las TUR y detalló las fórmulas a aplicar para realizar dicha imputación.

En segundo lugar, la citada Orden modificó el procedimiento de imputación del coste de comercialización que paso de estar incluido en el término variable de las TUR a estar incorporado tanto en el término fijo como en el término variable de las TUR.

Finalmente, la Orden ITC/1660/2009, modificó el procedimiento de cálculo del coste de la materia prima, incorporando el resultado de las subastas celebradas y sustituyendo las referencias a productos derivados del petróleo por referencias al petróleo Brent y a las cotizaciones del gas en los mercados de futuros.

En particular, y de acuerdo a lo establecido en la citada Orden el coste del gas se calcula ponderando el coste del gas de invierno y el coste del gas de base, siendo ambos el resultado de ponderar el resultado de la subasta y la cotizaciones del producto Brent para el gas de base, y las cotizaciones de los futuros de gas en el HH y en NBP.

Como resultado de lo anterior, las tarifas de último recurso fueron actualizadas para los cuatro trimestres de 2009. En los meses de enero y julio se modificaron tanto los términos fijos como los términos variables de las TUR, como consecuencia de la modificación de los peajes y cánones de los servicios básicos y en los meses de abril y octubre únicamente se modificó el término variable incorporado en las TUR.

Las tarifas de último recurso aplicables durante 2009 se muestran el cuadro siguiente, se observa que durante dicho año se produjo una reducción de las TUR que en términos acumulados fue del 14,2% para la TUR.1 y del 20,2% para la TUR.2

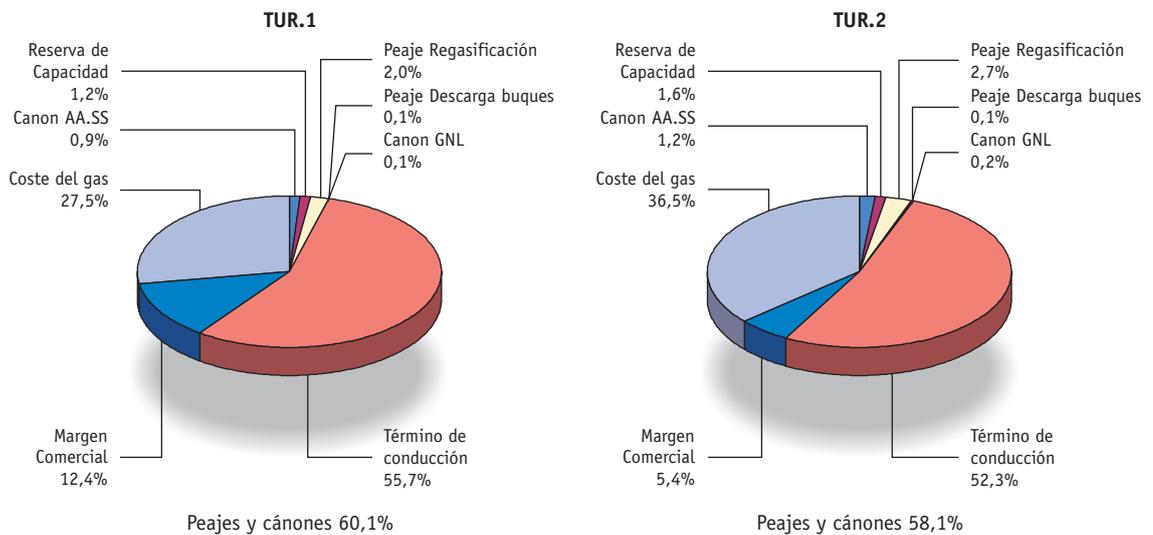
En el gráfico siguiente se detalla la composición porcentual de las TUR aplicables a partir del 1 de octubre de 2009, desglosada por concepto. Cabe señalar, que los peajes y cánones de los servicios básicos representan el 60% del coste medio de la TUR.1 y el 58,1% de la TUR.2, mientras que el coste del gas únicamente representa el 27,5% de la TUR.1 y el 36,5% de la TUR.2.

Cuadro 2.7.2.7. Tarifas de último recurso aplicables durante 2009 a los consumidores con un consumo anual inferior a 50.000 kWh/año

TUR. 1						
Trimestre	Término fijo (€/cliente/mes)	Término variable (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	Tasa de variación sobre el trimestre anterior		
				Término fijo	Término variable	Coste medio
Q1	2,46	5,684901	6,862404	-7,2%	-3,8%	-4,4%
Q2	2,46	5,048025	6,225528	0,0%	-11,2%	-9,3%
Q3	3,90	4,350766	6,217539	58,5%	-13,8%	-0,1%
Q4	3,90	4,288704	6,155477	0,0%	-1,4%	-1,0%

TUR. 2						
Trimestre	Término fijo (€/cliente/mes)	Término variable (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	Tasa de variación sobre el trimestre anterior		
				Término fijo	Término variable	Coste medio
Q1	5,52	4,961824	5,607690	-3,5%	-3,6%	-3,6%
Q2	5,52	4,324948	4,970814	0,0%	-12,8%	-11,4%
Q3	7,84	3,786566	4,703883	42,0%	-12,4%	-5,4%
Q4	7,84	3,724504	4,641821	0,0%	-1,6%	-1,3%

Gráfico 2.7.2.1. Composición porcentual de las TUR



Comparación internacional de precios de gas natural

La *Agencia Internacional de la Energía* (OCDE) publica los precios medios de gas natural de consumidores domésticos e industriales para países pertenecientes a la OCDE, entre los que se encuentra España. La información definitiva más reciente de precios internacionales de gas natural de la Agencia Internacional de la Energía corresponde al ejercicio 2009.

Por un motivo de disponibilidad de datos en el presente análisis, el ámbito geográfico de comparación de los precios del gas natural de España se circunscribe a una reducida selección de países del entorno europeo.

En el cuadro 2.7.2.9 se muestran los precios pagados por los consumidores domésticos de gas natural en los

países europeos de referencia durante el año 2009, así como las tasas de variación, en términos nominales, de los precios medios de gas natural de los consumidores domésticos en 2009 respecto a 2008.

En 2009, España se situó, junto con Portugal e Irlanda, entre los tres países con mayores niveles de precios de gas natural para consumidores domésticos (excluyendo impuestos) del entorno europeo. Por el contrario, Finlandia, Hungría y Eslovaquia fueron los países con menores precios de gas natural para los consumidores domésticos.

En líneas generales, se observa un aumento de los precios medios del gas natural de los consumidores domésticos en la mayoría de los países del entorno europeo en 2009 respecto al año anterior (sube el precio en siete países y baja en cinco), siguiendo la tendencia de años

**Cuadro 2.7.2.9. Precios medios de gas natural de consumidores domésticos en Europa (cent €/kWh).
Se excluyen impuestos**

CONSUMIDORES DOMÉSTICOS					
2008		2009		% variación 2009/2008	
Precio medio europeo = 4,07 cent €/kWh Precio medio europeo = 4,13 cent €/kWh					
Finlandia	2,10	Finlandia	2,33	Polonia	-6,3%
Hungría	3,12	Hungría	3,14	Portugal	-5,3%
Eslovaquia	3,48	Eslovaquia	3,64	España	-5,1%
Rep. Checa	3,79	Francia	3,75	Francia	-3,0%
Holanda	3,81	Holanda	3,76	Holanda	-1,3%
Francia	3,87	Polonia	3,84	Hungría	0,8%
Reino Unido	3,88	Reino Unido	3,96	Reino Unido	1,9%
Polonia	4,10	Rep. Checa	4,45	Irlanda	3,6%
Austria	4,21	Austria	4,50	Eslovaquia	4,6%
Irlanda	5,06	España	5,08	Austria	7,1%
España	5,35	Irlanda	5,24	Finlandia	11,1%
Portugal	6,12	Portugal	5,80	Rep. Checa	17,6%

Fuente: Agencia Internacional de la Energía.

precedentes. La excepción son Polonia, Portugal, España, Francia y Holanda, donde, a pesar de lo ya señalado sobre su posición en el ranking de precios, se produce un descenso en los precios medios del gas natural para consumidores domésticos en 2009 respecto al año anterior.

El descenso del 5,1% de los precios en España se sitúa entre los más elevados de países europeos, tan sólo superado por Polonia y Portugal. De forma destacada, Finlandia, aunque se mantiene como el país con los precios más bajos de toda Europa, es uno de los países en el que más se aumentó el precio medio de los consumidores domésticos en el año 2009 con un incremento del 11,1% respecto a 2008.

En el cuadro 2.7.2.10 se muestran los precios pagados por los consumidores industriales de gas natural en los

países europeos, según la información proporcionada por la Agencia Internacional de la Energía correspondiente al año 2009, así como las tasas de variación, en términos nominales, de los precios medios de gas natural de los consumidores industriales en 2009 respecto a 2008. No obstante, cabe señalar que en 2009 sólo se dispone de información del precio de gas natural de los consumidores industriales en once países del entorno europeo.

En 2009 se ha constatado un descenso de precios en todos los países analizados salvo Finlandia, donde los mismo se incrementaron un 8,3%, respecto al año anterior. España fue el quinto país con precios de gas natural más bajos para consumidores industriales (excluyendo impuestos) de los once países analizados en 2009, siendo el país en el menos se redujeron los precios del gas natural para dichos consumidores. Por otro lado,

Cuadro 2.7.2.10. Precios medios del gas natural de consumidores industriales en Europa (cent €/kWh). Excluye impuestos

CONSUMIDORES INDUSTRIALES					
2008		2009		% variación 2009/2008	
Precio medio europeo = 2,97 cent €/kWh Precio medio europeo = 2,90 cent €/kWh					
Finlandia	1,81	Finlandia	1,96	Grecia	-26,9%
Luxemburgo	2,07	Francia	2,18	Francia	-25,0%
Reino Unido	2,15	Polonia	2,53	Irlanda	-17,4%
Polonia	2,85	Grecia	2,64	Eslovaquia	-14,8%
Francia	2,90	España	2,76	Hungría	-14,7%
España	2,94	Eslovaquia	2,78	Polonia	-11,3%
Bélgica	3,21	Irlanda	2,83	Portugal	-7,0%
Eslovaquia	3,26	Portugal	3,07	España	-6,2%
Portugal	3,30	Hungría	3,13	Finlandia	8,3%
Italia	3,42	Rep. Checa	3,32	Rep. Checa	
Irlanda	3,42	Dinamarca	4,72	Dinamarca	
Grecia	3,60				
Hungría	3,67				

Fuente: Agencia Internacional de la Energía.

Cuadro 2.7.2.11. Ranking de facturación media de gas natural en países europeos en términos de paridad de poder adquisitivo. Se excluyen impuestos

2008				2009			
Doméstico PPS (Índice Finlandia = 100)		Industrial PPS (Finlandia = 100)		Doméstico PPS (Índice Finlandia = 100)		Industrial PPS (Finlandia = 100)	
Finlandia	100	Finlandia	100	Finlandia	100	Finlandia	100
Austria	206	Luxemburgo	121	Francia	211	Francia	146
Luxemburgo	207	Reino Unido	149	Holanda	223	Irlanda	165
Francia	209	Irlanda	178	Austria	231	España	184
Holanda	214	Francia	182	Irlanda	257	Grecia	191
Irlanda	227	España	183	Reino Unido	275	Dinamarca	205
Reino Unido	232	Holanda	206	España	285	Portugal	231
España	286	Portugal	232	Dinamarca	315	Eslovaquia	290
Hungría	288	Polonia	276	Eslovaquia	319	Rep. Checa	295
Eslovaquia	307	Rep. Checa	294	Hungría	332	Polonia	304
Rep. Checa	320	Eslovaquia	324	Rep. Checa	333	Hungría	394
Polonia	343	Hungría	393	Grecia	354	Reino Unido	—
Portugal	370	Grecia	403	Portugal	367	Austria	—
Grecia	371	Austria	—	Polonia	388	Holanda	—
Dinamarca	—	Dinamarca	—	Luxemburgo	—	Luxemburgo	—

Nota: (-) Dato no disponible.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía.

Finlandia, al igual que en 2008, registró los precios más bajos y Dinamarca los más altos.

Si atendemos a la comparación internacional de precios medios del gas natural en términos de Paridad de Poder Adquisitivo (PPS⁴), en lugar de la unidad monetaria común, se puede comprobar que España ocupa una posición intermedia en el *ranking* europeo de precios para consumidores domésticos en la muestra de catorce países para los que hay datos disponibles en 2009. Sin embargo, es el cuarto país con precios más bajos para consumidores industriales entre los once países

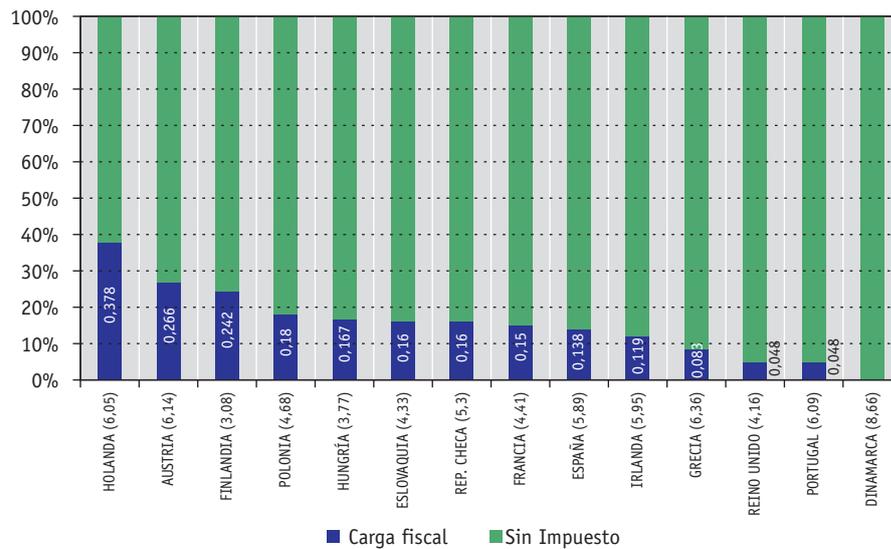
para los que hay datos disponibles en ese año (véase cuadro 2.7.2.11).

En relación con los precios de Finlandia, país que consideramos como pivote para establecer comparaciones, los precios de los consumidores domésticos en España en términos de PPS fueron 2,85 veces los registrados en Finlandia y los precios de los consumidores industriales fueron 1,84 veces los registrados en Finlandia durante el ejercicio 2009, manteniéndose la diferencia de precios con Finlandia respecto al año 2008 (2,86 y 1,83 respectivamente).

En los gráficos 2.7.2.2 y 2.7.2.3 se muestra la diferente imposición aplicada al consumo de gas natural entre los

⁴ Purchasing Power Parities.

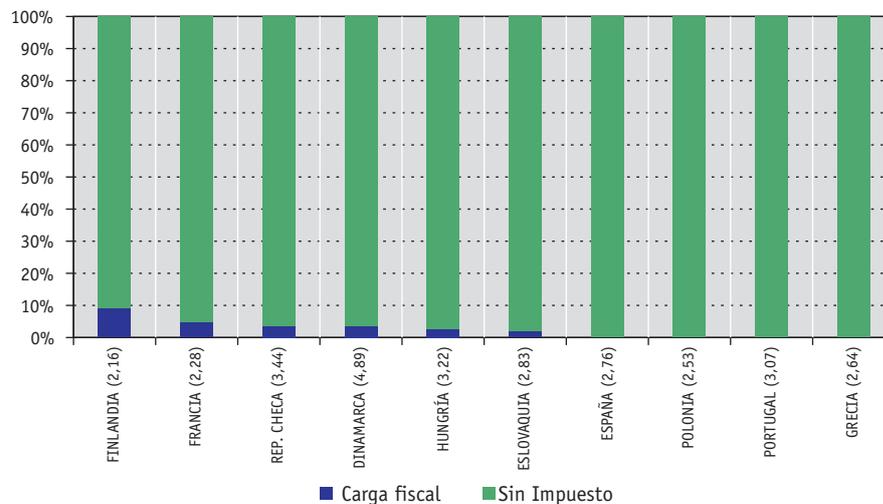
Gráfico 2.7.2.2. Composición de la facturación media de gas natural de los consumidores domésticos en países europeos. Año 2009



Nota: No se dispone de información correspondiente al año 2009 para Luxemburgo, Alemania, Bélgica, Chipre, Eslovenia, Estonia, Italia, Letonia, Lituania, Malta, Noruega, Suecia.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía.

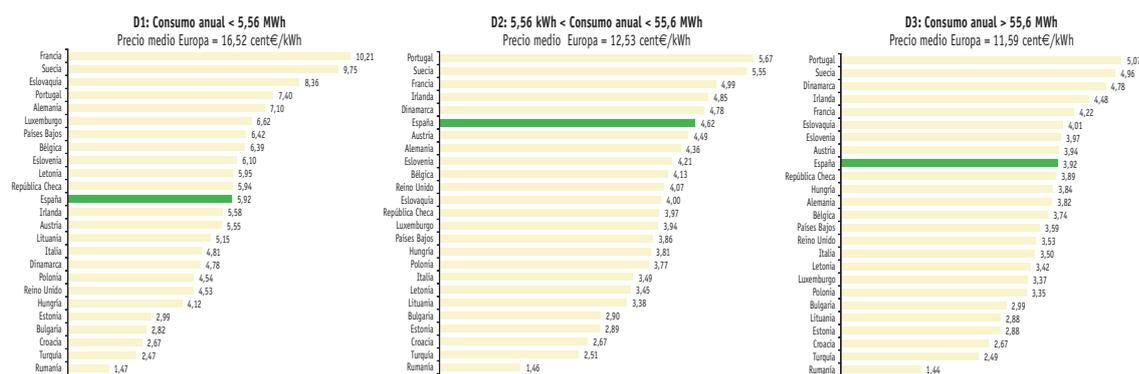
Gráfico 2.7.2.3. Composición de la facturación media de gas natural de los consumidores industriales (se excluye IVA) en países europeos. Año 2009



Nota: No se dispone de información correspondiente al año 2009 para Irlanda, Reino Unido, Alemania, Austria, Bélgica, Chipre, Eslovenia, Holanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Malta, Noruega, Suecia.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía.

Gráfico 2.7.2.4. Ranking de precios de gas natural en Europa para los consumidores tipo-domésticos (cent €/kWh). Se excluyen impuestos. Año 2009



Fuente: Eurostat (datos extraídos 2 de junio de 2010).

países del entorno europeo. Según la información de la Agencia Internacional de la Energía, la fiscalidad del gas natural para consumidores domésticos en el caso español supuso un 13,8% del precio total del gas natural en el año 2009, ocupando la fiscalidad española una posición intermedia baja (novena posición de catorce países analizados) en el entorno europeo para dicho año.

Por otra parte, la fiscalidad del gas natural para los consumidores industriales⁵ fue, como porcentaje del precio final y en términos generales, menor que la aplicada a los consumidores domésticos en todos los países considerados, si bien cabe señalar que sólo se dispone de información para diez países del entorno europeo en 2009.

Respecto a la fiscalidad aplicada a consumidores industriales en España, cabe señalar que no se aplica ningún impuesto indirecto al consumo de gas natural de clientes industriales. De los diez países analizados, gravaron con

⁵ Se excluye el IVA de la comparación de precios industriales debido a que se trata de un impuesto que es repercutido al consumidor final.

impuestos especiales el consumo de gas natural para consumidores industriales Finlandia, Francia, República Checa, Dinamarca, Hungría y Eslovaquia.

Eurostat publica precios europeos de gas natural de 3 consumidores tipo-domésticos *D1* (menos de 5,56 MWh/año), *D2* (entre 5,56 y 55,6 MWh/año) y *D3* (más de 55,6 MWh/año).

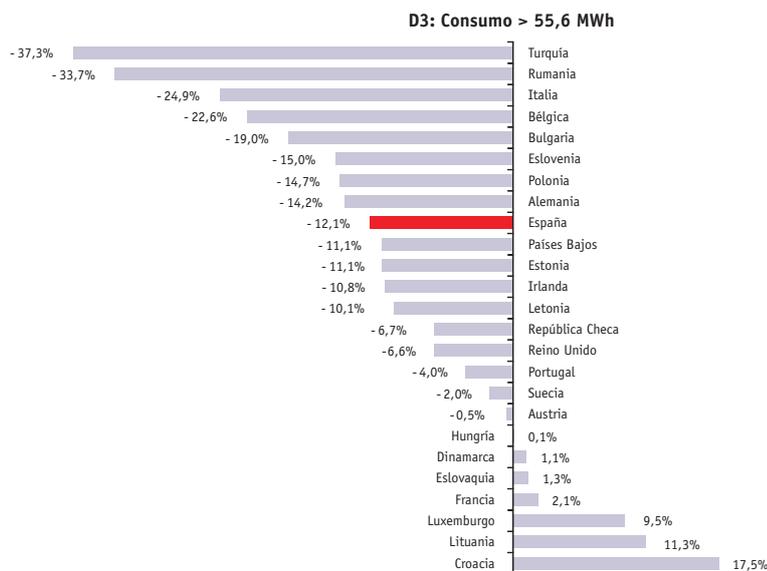
Según la información de Eurostat, España ocupó una posición intermedia-alta en el entorno europeo en los precios del gas natural para estos consumidores en 2009. Concretamente, para los consumidores tipo *D1* ocupó la 12.ª posición de 25 países, para los de tipo *D2* el sexto puesto de 25 países y para los de tipo *D3* la novena posición de 25 países, siendo los precios de los consumidores domésticos tipo *D1*, *D2* y *D3* en España superiores en un 7,5%, 18,1% y 7,9%, respectivamente, a la media aritmética de los países analizados (véase gráfico 2.7.2.9).

Por su parte, Portugal se situó a la cabeza de precios en los tres consumidores domésticos analizados seguida por Suecia (en los tipos *D2* y *D3*).

En el gráfico 2.7.2.5 se muestran las tasas de variación de los precios del gas natural en Europa en 2009 respecto a 2008, para los consumidores domésticos de tipo D3 (consumo medio anual superior a 55,6 MWh), de acuerdo con la nueva metodología de Eurostat. En

el caso de España los precios registraron una bajada del 12,1%, representando un descenso notable. De forma destacada, los precios del gas natural en Turquía descendieron un 37,3% mientras que en Croacia aumentaron un 17,6%.

Gráfico 2.7.2.5. Tasas de variación de precios del gas natural en Europa para los consumidores domésticos tipo D3. Se excluyen impuestos. Año 2009 respecto a 2008



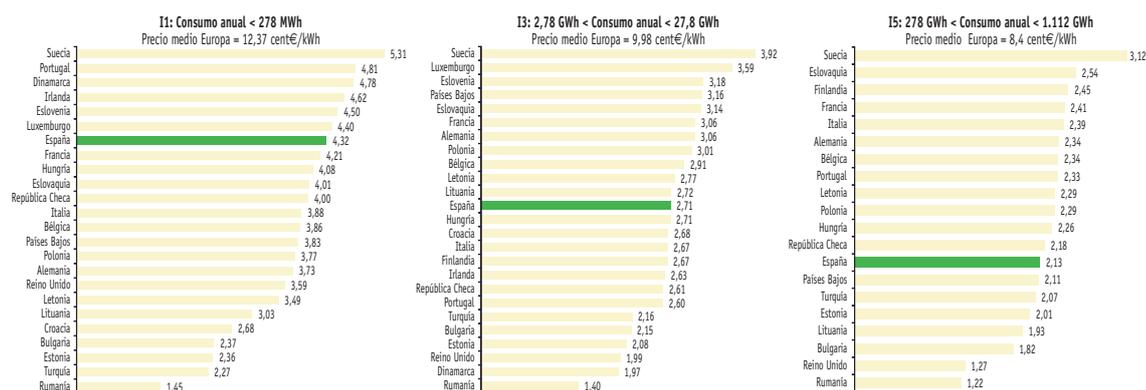
Fuente: Eurostat (datos extraídos 2 de junio de 2010).

Por otra parte, Eurostat publica precios de gas natural de 6 consumidores tipo industriales (*I1, I2, I3, I4, I5 e I6*), caracterizados por diferentes intervalos de consumo anual. De ellos, se muestran los resultados de los precios de los consumidores industriales tipo *I1* (consumo anual inferior a 278 MWh), *I3* (consumo anual comprendido entre 2,78 GWh y 27,8 GWh) e *I5* (consumo anual comprendido entre 278 GWh y 1.112 GWh), siendo representativos de los consumidores industriales de consumo de gas natural pequeño, mediano y grande, respectivamente.

En 2009, España registró el séptimo lugar de 24 en el *ranking* de países europeos con menores precios medio de gas natural para el consumidor industrial de menor tamaño *I1* (4,32 cent€/kWh). Por otro lado, registró el duodécimo puesto de 25 países para los consumidores *I3* (2,71 cent€/kWh) y el puesto 13.º de 17 países para los consumidores del tipo *I5* (2,13 cent€/kWh) (véase gráfico 2.7.2.11).

Por su parte, Rumania registró los precios medios más bajos para todos los tipos de consumidores industriales

Gráfico 2.7.2.6. Ranking de precios de gas natural en Europa para los consumidores tipo-industriales (cent €/kWh). Se excluyen impuestos. Año 2008



Fuente: Eurostat (datos extraídos 2 de junio de 2010).

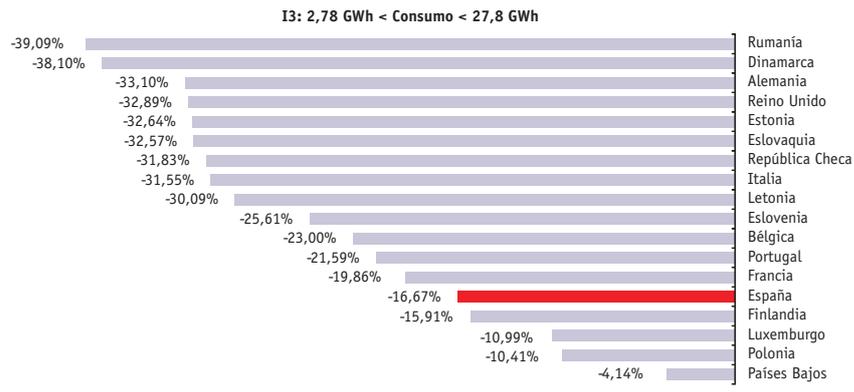
considerados, siendo la mayor brecha entre los precios de los distintos países la existente para los consumidores *I2*, donde el precio registrado en Rumanía (1,44 cent€/kWh) es sensiblemente inferior a la mitad de la media europea (3,72 cent€/kWh) en esta categoría de consumidores y un 72,71% inferior al precio de Suecia, el país que encabeza el *ranking* (5,31 cent€/kWh) de precios de consumidores tipo I1.

En cuanto a la media aritmética de precios de los países analizados, el precio del consumidor industrial de menor tamaño I1 fue en España un 15,92% superior a la media europea, un 0,04% superior en el caso de los consumidores industriales de tamaño intermedio I3 y un 2,31% inferior respecto a la media europea de los consumidores *I5*.

En el gráfico 2.7.2.12 se muestran las tasas de variación en el año 2009 respecto al año 2008 de los precios del gas natural para consumidores industriales tipo *I3* (consumo anual superior a 2,78 GWh e inferior a 27,8 GWh) para los 18 países para los que esta información está disponible. Se observan incrementos en los precios de gas natural de este tipo de consumidor en todos los países, con la excepción de Rumanía que experimenta un descenso del 1,62%.

Por su parte, España registró un descenso del 16,67% en el precio de gas natural del consumidor tipo I3 en 2009 respecto a 2008, situándose en una posición baja en cuanto a descensos de precios donde cabe destacar los experimentados por Rumanía y Dinamarca en 2009 (39,09% y 38,10%, respectivamente).

Gráfico 2.7.2.7. Tasas de variación de precios de gas natural en Europa para los consumidores industriales tipo I3. Se excluyen impuestos. Año 2009 respecto 2008



Fuente: Eurostat (datos extraídos 2 de junio de 2010).

3. Mecanismos de contratación a plazo de gas

3.1. Subastas para la adquisición de gas natural destinado a la operación y al nivel mínimo de llenado de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo

3.1.1. Características de las subastas

De acuerdo a la Orden 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, la tarifa de último recurso, y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista, y a las órdenes ministeriales posteriores que actualizan dichos valores cada año (Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre), los operadores de transporte y de las plantas de regasificación deben adquirir cada año el gas que necesitan para su autoconsumo (gas de operación) y para el nivel mínimo de llenado de sus infraestructuras (gas talón) por medio de un procedimiento anual de subasta que cubra las necesidades de adquisición del gas desde el 1 de julio del año en cuestión al 30 de junio del año siguiente. La Comisión Nacional de Energía es el organismo supervisor de estas subastas y OMEL Diversificación, S.A.U., es la empresa responsable para su organización.

Con fecha 29 de mayo de 2008 se publicó en el BOE la Resolución de la Secretaría General de Energía, de 19 de mayo de 2008, por la que se establece el procedimiento de subasta para la adquisición de gas natural destinado a la operación y al nivel mínimo de llenado de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo. Las subastas celebradas tras la entrada en vigor de dicha Resolución se basan en un mecanismo de múltiples rondas con precio descendente. En el informe del pasado año se proporciona una descripción detallada

de la legislación aplicable a las subastas celebradas en 2007 y 2008, así como sus resultados.

La Resolución de 30 de abril de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, establece las reglas operativas para el desarrollo de la tercera subasta para la adquisición del gas de operación y gas talón, correspondiente al período comprendido entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2010. La Resolución de 20 de mayo de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, define los parámetros de la subasta.

La tercera subasta se celebró el 28 de mayo de 2009. La cuarta subasta se celebró el 25 de mayo de 2010.

3.1.2. Resultados de las subastas

En el cuadro 3.1.1 se muestran los resultados de la tercera subasta.

3.2. Subastas de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural

3.2.1. Características de las subastas

La Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, establece un mecanismo anual de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural a los usuarios para cada período anual desde el 1 de abril del año en cuestión al 31 de marzo del año siguiente. Este procedimiento asigna directamente la capacidad a los usuarios del almacenamiento subterráneo de acuerdo a sus necesidades, proporcionalmente a sus suministros del año anterior, e introduce un mecanismo de mercado para el reparto de la capacidad remanente, consistente en una subasta. La Comisión Nacional de Energía es

Cuadro 3.1.1. Resultados* de la tercera subasta de gas de operación y de gas talón, celebrada en 2009

3.ª subasta para la adquisición de gas natural destinado a la operación y al nivel mínimo de llenado de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo	
Tipo	Subasta electrónica multi-ronda y precio descendente
Fecha	28 mayo 2009
Cantidad subastada	20 Bloques/100%
Cantidad adjudicada	20 Bloques/100%
N.º total de rondas	13
Período de entrega	1 de julio de 2009-30 de junio de 2010
Precio de equilibrio	14.65 €/MWh
N.º de adjudicatarios	2

* El precio de la subasta incluyó los peajes de acceso necesarios, menos el término de conducción, Tc, del peaje de transporte y distribución, del que estaba exento.

Fuente: CNE a partir de los datos facilitados por la entidad gestora de la subasta.

el organismo supervisor de estas subastas y OMEL Diversificación, S.A.U., es la empresa responsable para su organización.

La Resolución de la Secretaría General de Energía, de 14 de marzo de 2008¹, especifica determinados aspectos relacionados con la gestión de los almacenamientos subterráneos de la red básica y establece las reglas para la subasta de capacidad. Hasta la fecha de publicación de este informe, se han celebrado 3 subastas. En el informe del año pasado se describe en detalle la legislación y los resultados de la primera subasta, celebrada el 10 de abril de 2008.

La Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 9 de marzo de 2009, establece los siguientes aspectos de la segunda subasta, para el período comprendido entre el 1 de abril de 2009 al 31 de

marzo de 2010: fecha de la subasta, estimación de la capacidad a subastar, reglas, información y documentación del Gestor Técnico del Sistema, contrato tipo, y pago de los costes de gestión. La Resolución de 18 de marzo de 2009 de la Dirección General de Política Energética y Minas determina los siguientes parámetros para la segunda subasta: volumen a subastar, precio de la primera ronda, determinación del precio de las 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 la capacidad de almacenamiento subterráneo para el período entre el 1 de abril de 2009 y el 31 de marzo de 2010. La tercera subasta tuvo lugar el 25 de marzo de 2010, para la asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo para el período entre el 1 de abril de 2010 y el 31 de marzo de 2011. Todas las subastas celebradas han seguido un mecanismo de precios ascendente en múltiples rondas.

¹ Esta Resolución fue modificada por la Resolución de 1 de marzo de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía.

3.2.2. Resultados de las subastas

En el cuadro 3.2.1 se muestran los resultados de la segunda subasta.

Cuadro 3.2.1. Resultados* de la segunda subasta de almacenamientos subterráneos de gas natural, celebrada en 2009

2.ª subasta para la asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo de gas natural	
Modalidad	Subasta electrónica multi-ronda de precio ascendente
fecha	30 de marzo de 2009
Capacidad subastada (GWh)	4.257
Capacidad adjudicada (GWh)	4.257
Período de asignación	1 de abril de 2009-31 de marzo de 2010
Precio final de la 1.ª ronda	250 €/GWh
N.º de rondas	22
Precio de equilibrio	1.767 €/GWh

Fuente: CNE sobre datos de la entidad organizadora de la subasta.

3.3. Subastas para la adquisición de gas natural para el suministro a los consumidores protegidos por la tarifa de último recurso

3.3.1. Características de las subastas

La Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, establece un procedimiento de subasta para la adquisición por parte de los comercializadores de último recurso de determinadas cantidades de gas natural para el suministro a los consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso. Los precios resultantes de las subastas servirán como referencia para la actualización de las tarifas de último recurso, según lo establecido en el artículo 93.4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

Las Resoluciones de 4 de mayo, 19 de mayo y 9 de junio de 2009, establecen respectivamente los productos y volúmenes a subastar, las reglas, y los parámetros para la primera subasta que abarca el período entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2010².

Los productos subastados fueron: (i) gas de base para una cantidad mensual preestablecida para el período entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2010; (ii) gas de invierno, para cantidades mensuales preestablecidas para el período entre el 1 de noviembre de 2009 y el 31 de marzo de 2010. La subasta se celebró el 16 de junio de 2009.

² Mientras que las primeras dos Resoluciones fueron emitidas por la Secretaría de Estado de Energía, la tercera fue publicada por la Dirección General de Política Energética y Minas.

La segunda subasta, para un período comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011, se celebró el 16 de junio de 2010³. Ambas subastas han seguido un mecanismo de múltiples rondas y precio descendente. El organismo supervisor de la subasta es la

Comisión Nacional de Energía. OMEL Diversificación S.A.U. es la empresa responsable de la organización de dichas subastas.

3.3.2. Resultados de las subastas

En el cuadro 3.3.1 se muestran los resultados de la primera subasta.

³ En dicha subasta, se ha subastado un producto base con horizonte desde el 1 de julio al 31 de diciembre de 2010 y un producto gas de invierno, entre noviembre de 2010 y marzo de 2011.

Cuadro 3.3.1. Resultados de la primera subasta para la adquisición de gas natural que se utiliza como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso, celebrada en 2009

1.ª Subasta para la adquisición de gas utilizada como referencia para la fijación de la TUR	
Tipo	Multi-ronda y precio descendente
Fecha	16 de junio de 2009
N.º de rondas	13
N.º de adjudicatarios gas de base	6
Gas de base	Cantidad subastada: 100 bloques Cantidad adjudicada: 100 bloques (3.800 GWh, fraccionados en 300GWh/mes)
Gas de invierno	Cantidad subastada: 100 bloques Cantidad adjudicada: 100 bloques (2.750 GWh, fraccionados en 200 GW/h en noviembre, 750 GWh de diciembre a febrero, y 303 GWh en marzo)
Período de entrega	1 de julio de 2009-30 de junio de 2010
Precio de equilibrio para el gas de base	16,18 €/MWh
Precio de equilibrio para el gas de invierno	19,77 €/MWh

Fuente: CNE sobre datos de la entidad organizadora de la subasta

Petróleo

1. El mercado internacional del petróleo en 2009

1.1. La exploración y producción en el mundo

El año 2009 ha estado marcado por la crisis económica y financiera mundial. Tras un período de fuertes inversiones impulsadas por los elevados precios del crudo en los últimos años, en 2009 las actividades de E&P registraron una importante reducción.

Así, debido a la contracción de la demanda y la consecuente reducción de los precios energéticos, unida a la disminución de la liquidez y mayores dificultades para encontrar financiación, las empresas petroleras están realizando menos sondeos de exploración de hidrocarburos y muchos de los proyectos en curso se han ralentizado, mientras que otros proyectos previstos se han pospuesto o cancelado.

Sin embargo, y a pesar de la confusión y la incertidumbre que se anunciaba para principios del año 2009, la industria petrolera se ha mantenido en niveles muy aceptables. Con una contracción de los sondeos de exploración en casi un 20%, la tasa de éxito global ha alcanzado un promedio del 37%, a sólo un punto porcentual menos que el año anterior.

De acuerdo con los datos ofrecidos por la Agencia Internacional de la Energía¹, los presupuestos totales en actividades de E&P se han visto reducidos por primera vez en la presente década. Excluyendo las adquisiciones, se estima que en el año 2009, el gasto presupuestado en todo el mundo para este sector ascendió a \$388 mil millones, unos \$90 mil millones menos que en el año 2008.

¹ Informe de la IEA «Impact of the financial crisis on energy investment».

Esta reducción de las inversiones en E&P es más pronunciada en aquellas regiones con mayores costes de inversión en la actividad de desarrollo y donde la industria está dominada por operadores pequeños. Por esta razón, la reducción en la inversión para aquellos países que no pertenecen a la OPEP fue aún mayor. Por otro lado, EEUU, Rusia y el Mar del Norte fueron las áreas donde el gasto en E&P fue mayor.

La actividad de perforación en América del Norte se ha desplomado de manera significativa. En respuesta, el gobierno de la provincia de Alberta (Canadá) anunció en marzo de 2009, la creación de un programa de incentivos y nuevas regalías, con el objetivo de reducir gastos y aumentar las economías de escala de los nuevos proyectos de E&P.

Por otra parte, la inversión en Rusia es muy vulnerable a la caída de los precios del crudo, ya que presenta altos costes en la actividad de desarrollo y un régimen fiscal que no resulta atractivo. Asimismo, en el Mar del Norte (otra región con altos costes de desarrollo) la inversión ha descendido considerablemente.

En cuanto a Medio Oriente y el Norte de África, han sido las zonas menos propensas a los recortes en el gasto, a pesar de la decisión del gobierno Saudí de retrasar temporalmente los trabajos en los campos de Manifa y Karan. La región de África Occidental se caracteriza por tener inversiones en grandes proyectos a largo plazo. Sin embargo, la inversión en dichos proyectos podría verse mermada a menos que los precios del crudo se mantengan en niveles razonables.

En el caso de Sudamérica, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) está estudiando soluciones que le permitan disponer de la liquidez necesaria para afrontar las obligaciones de pago con sus proveedores y socios. La

empresa estatal petrolera ecuatoriana, Petroecuador, redujo a la mitad su presupuesto del 2009. Además, Petrobras sigue adelante con sus planes ambiciosos para desarrollar su «*pre-salt*» en aguas profundas en la Cuenca de Santos, con una producción piloto que comenzó en el 2009. Encuestas realizadas entre las empresas involucradas sugieren que los recortes en la actividad de E&P en esta zona afectará más al desarrollo de nuevos campos que a aquellos proyectos en producción.

Por lo general, los recortes en la inversión en proyectos de desarrollo en aguas profundas han sido menores que los llevados a cabo en la perforación en tierra, debido a que los primeros tienden a ser mucho más grandes en escala y llevados a cabo por las grandes empresas nacionales e internacionales del sector, con una menor dependencia de los préstamos corporativos. Normalmente, estos proyectos contemplan un escenario de precios mínimos de entre \$40 y \$50 por barril, con una tasa interna de retorno del 8% al 9%. En la mayoría de los casos, las empresas no cancelan estos proyectos, aunque los precios del crudo estén por debajo de dicho rango.

Así, las inversiones en exploración se han visto recortadas en mayor medida que las inversiones en actividades de desarrollo, debido principalmente a las fluctuaciones de los precios del petróleo y el flujo de caja, que por lo general tienen un desfase de aproximadamente un año. En actividades de E&P las empresas pueden reducir las inversiones en exploración más rápidamente que las inversiones en desarrollo, especialmente en las actividades «*onshore*» donde la perforación es más rápida y las torres de perforación son contratadas por períodos más cortos de tiempo.

En cuanto a los proyectos aplazados o cancelados durante el 2009, de conformidad con los datos ofrecidos

por IHS², entre octubre 2008 y septiembre de 2009, más de 20 proyectos a gran escala relacionados con actividades de exploración y producción de hidrocarburos, han sido aplazados o cancelados indefinidamente. Dichos proyectos supondrían aproximadamente 2 millones de barriles de petróleo por día (bpd) y alrededor de 9 bcm/año de gas. El valor total de estas inversiones sobrepasarían los \$170 mil millones. La mayoría de los proyectos aplazados o cancelados pertenecen a áreas de arenas bituminosas, que están entre las más costosas de todos los desarrollados en actividades de E&P (coste de extracción por barril).

Adicionalmente, 29 proyectos, que supondrían alrededor de 3,8 millones de bpd y cerca de 25 bcm/año, se retrasaron durante 18 meses, lo que representa un total de más de \$70 mil millones de inversión. El mayor de estos proyectos es el del yacimiento de Manifa en Arabia Saudí, que originalmente estaba previsto para que entrara en operación en el 2012.

Muchos otros proyectos se han aplazado durante un período de un año o más, debido a las negociaciones que numerosas empresas están llevando a cabo con los contratistas, con el objeto de reducir los costes de los mismos, o, por el contrario, debido a la falta de liquidez para asumir los costes de desarrollo.

Por otra parte, la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP) anunció en febrero de 2009 que el colapso de los precios del petróleo había motivado a sus miembros a retrasar, hasta 2013, la terminación de 35 proyectos de E&P (de un total de 150 proyectos previstos para 2012) lo que supone un total de 5 millones de bpd. La OPEP no ha facilitado detalles acerca de los proyectos de E&P que se han visto afectados.

² International Oil Letter: «*Annual supplement 2009 discoveries & highlights*».

1.2. Oferta y demanda mundial de crudo

1.2.1. Demanda mundial de crudo en 2009

La demanda mundial de crudo disminuyó cerca de un 1,5% en 2009 al alcanzar los 84,9 millones de Bbl/día, frente a 86,2 millones de Bbl/día de 2008, debido a la desaceleración económica internacional. Esta disminución anual de 1.300.000 Bbl/día es superior a la registrada el año anterior (300.000 Bbl/día entre 2007 y 2008).

Como se observa en el gráfico 1.2.1, por cuarta vez en los últimos 15 años la demanda de crudo correspondiente al conjunto de países de la OCDE ha experimentado un descenso, concretamente de 2.100.000 Bbl/día, pasando de 47,6 MBbl/día en 2008 a 45,5 MBbl/día. Por otro lado, al igual que en los años precedentes, hay que destacar el incremento experimentado por la demanda

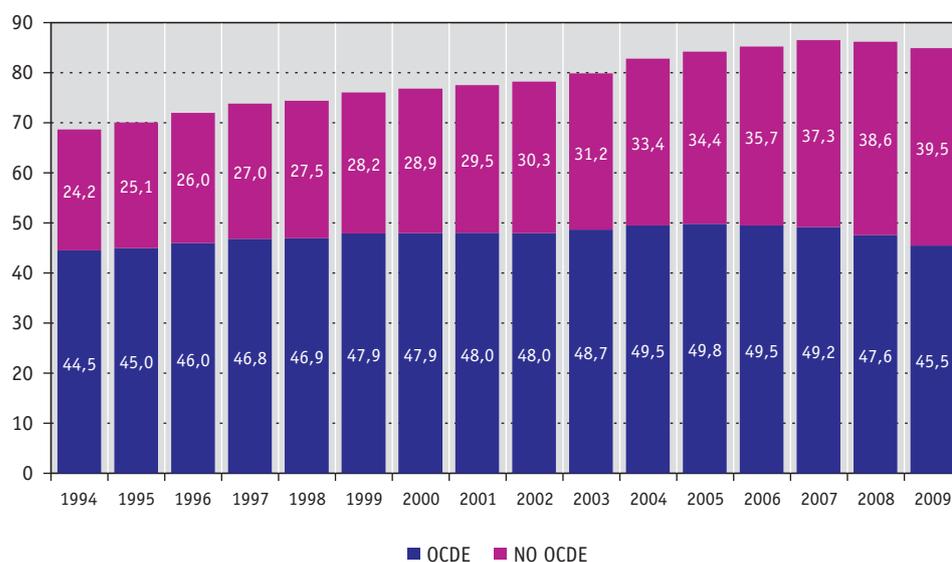
de crudo en países no pertenecientes a la OCDE, que incrementó sus necesidades en 900.000 Bbl/día, +2,1% respecto a 2008, de los que 600.000 Bbl/día fueron aportados por la República Popular China y 300.000 Bbl/día por otros países asiáticos.

Asimismo se observa que la aportación de la OCDE a la demanda mundial de crudo es cada vez menor, pasando del 59,2% en 2005 al 53,5% en 2009, de modo que, de los 84,9 millones de Bbl/día que se registraron como promedio de demanda en 2009, 45,5 millones de Bbl/día correspondieron a la OCDE.

El gráfico 1.2.2 representa la demanda mundial de crudo por trimestres en los últimos tres años. Debido a su estacionalidad, la demanda suele comportarse de la misma forma cada año: desciende en el segundo trimestre y se va recuperando a partir de entonces hasta final de año.

Gráfico 1.2.1. Evolución anual demanda mundial de crudo 1994-2009

Datos en millones de Bbl/día



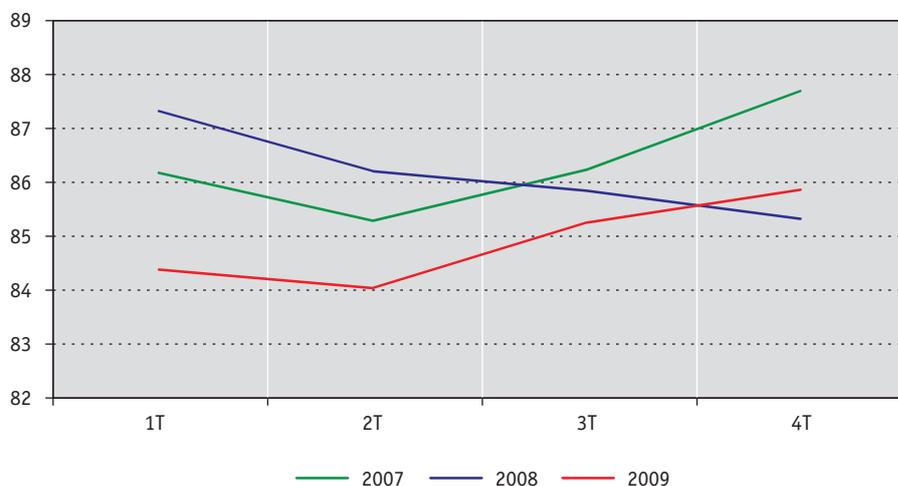
Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010.

Como se observa en el gráfico 1.2.2, en la primera mitad de 2009 la demanda mundial de crudo se redujo, situándose en 84,1 MBbl/día en el segundo trimestre. Durante

la segunda mitad del año la demanda experimentó un ascenso, hasta alcanzar 85,9 millones de Bbl/día en el cuarto trimestre.

Gráfico 1.2.2. Evolución trimestral demanda mundial de crudo 2007-2009

Datos en millones de Bbl/día



Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010.

1.2.2. Oferta mundial de crudo en 2009

En 2009 la oferta mundial de crudo disminuyó en promedio en 1.500.000 Bbl/día respecto a 2008, que correspondieron a una menor producción por parte de los países pertenecientes a la OPEP. La producción media de crudo en el mundo en 2009 se situó en 84,8 millones de Bbl/día, un 1,8% inferior al año anterior.

En el gráfico 1.2.4 se muestra la producción trimestral de crudo en los últimos tres años, cuya evolución ha sido ligeramente alcista hasta el segundo trimestre de 2008, descendiendo desde entonces hasta alcanzar los 85,9 millones de Bbl/día en el cuarto trimestre de 2009.

1.2.3. Producción mundial de crudo vs. demanda en 2009

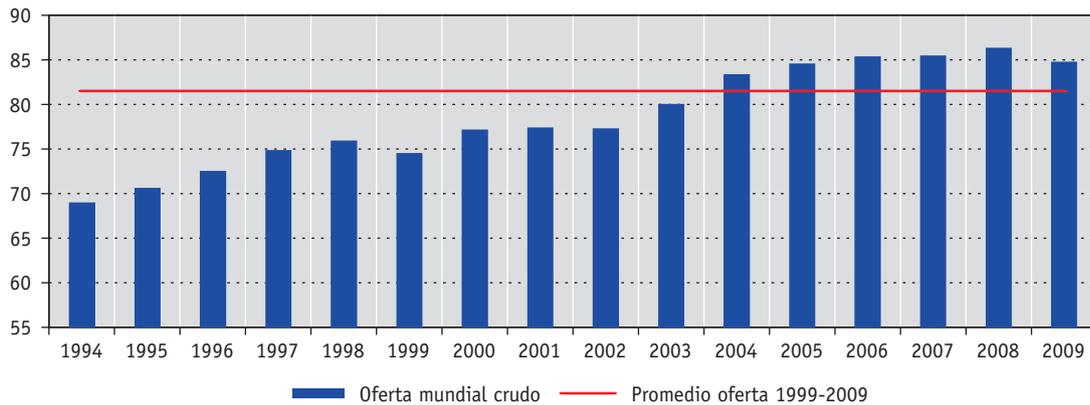
En promedio, durante 2009 la demanda superó a la oferta mundial de crudo en 110.000 Bbl/día, con una demanda media de 84,9 millones de Bbl/día, frente a una producción media de 84,8 millones de Bbl/día. El gráfico 1.2.5 muestra la evolución del diferencial producción-demanda en los últimos 3 años.

1.2.4. Peso de la OPEP en la oferta mundial de crudo en 2009

En 1998 se inició una tendencia decreciente del porcentaje de aportación del cártel a la oferta mundial de

Gráfico 1.2.3. Evolución anual oferta mundial de crudo 1994-2009 (1)

Datos en millones de Bbl/día

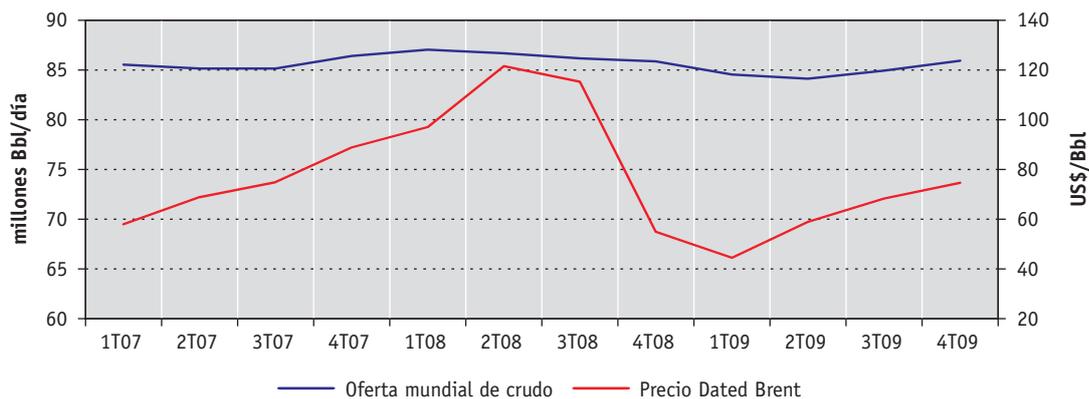


(1) Incluye crudo, condensado, GNL, crudo de fuentes no convencionales y otras fuentes de suministro.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010 y CNE.

Gráfico 1.2.4. Evolución trimestral oferta mundial de crudo 2007-2009 (1)

Datos en millones de Bbl/día y US\$/Bbl



(1) Datos de producción incluyen crudo, condensado, GNL, crudo de fuentes no convencionales y otras fuentes de suministro.

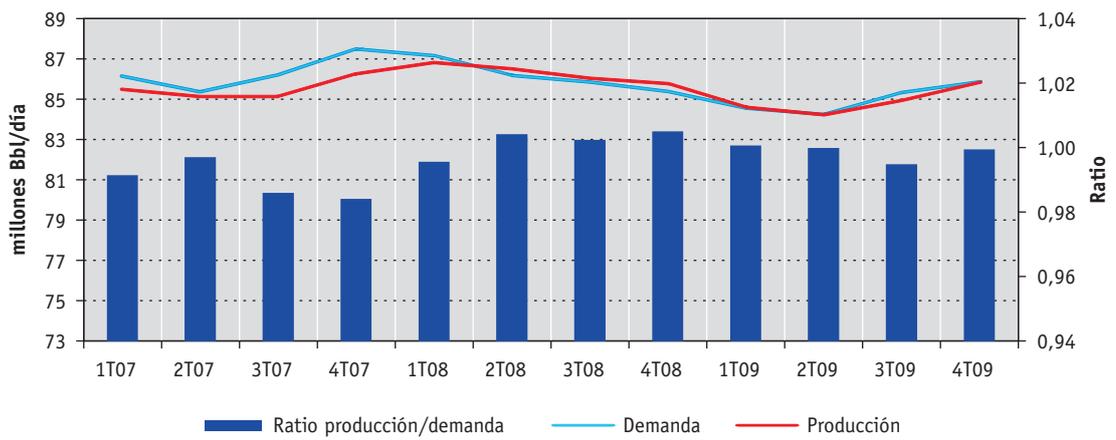
Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010, Platt's y CNE.

crudo, dado el mayor protagonismo adquirido por otros países productores no miembros de la organización, principalmente Rusia. Sin embargo, en 2003 se produjo un cambio de tendencia, que continuó hasta 2008. En el

año 2009 la participación del cártel en la oferta de crudo disminuyó, produciendo en promedio la OPEP en 2009 el 39,3% de la oferta mundial de crudo, frente al 41,3% del año anterior, como se observa en el gráfico 1.2.6.

Gráfico 1.2.5. Producción vs. demanda mundial de crudo 2007-2009 (1)

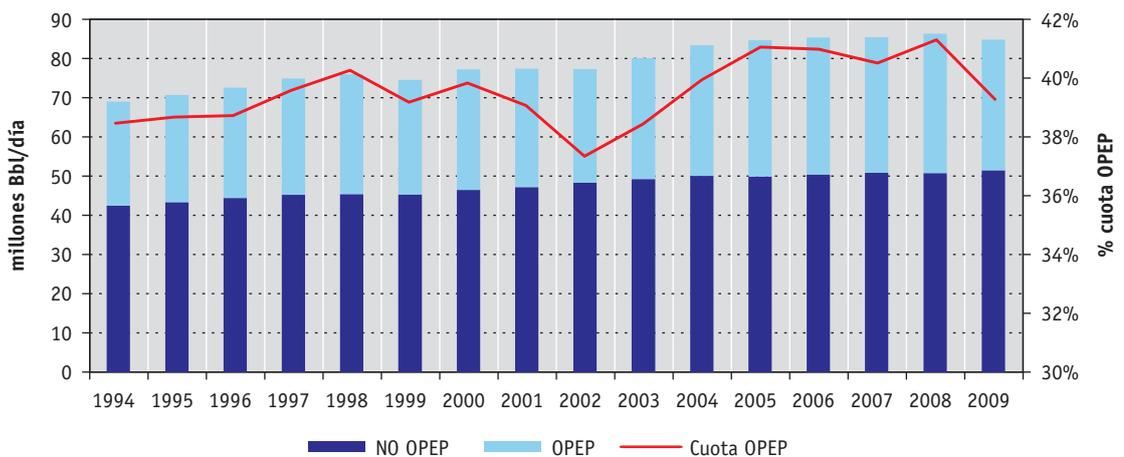
Datos en millones de Bbl/día, excepto *ratio*



(1) Datos de producción incluyen crudo, condensado, GNL, crudo de fuentes no convencionales y otras fuentes de suministro. Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010 y CNE.

Gráfico 1.2.6. Evolución cuota de mercado OPEP 1994-2009 (1)

Datos en millones de Bbl/día, excepto cuota en %



(1) Datos de producción incluyen crudo, condensado, GNL, crudo de fuentes no convencionales y otras fuentes de suministro. Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010 y CNE.

1.2.5. Cuota oficial de la OPEP en 2009

En las reuniones celebradas en febrero, marzo, septiembre y diciembre de 2009, la OPEP decidió mantener la cuota oficial de 24,85 MBbl/d, que se mantuvo vigente desde la última modificación de 1 de enero de 2009.

En el cuadro 1.2.1 se detallan las reuniones mantenidas por la Organización durante 2009 junto con las decisiones adoptadas en cuanto a producción.

1.2.6. Precio medio de la cesta OPEP en 2009

En 2009, como es habitual, el precio de la cesta OPEP se comportó en línea con los mercados de crudo, situándose en media en 60,98 US\$/Bbl, lo que representa un descenso del 35,1% respecto al año anterior. Hay que destacar que desde finales de 2003 el precio de la cesta OPEP se ha mantenido de forma continuada por encima de los 28 US\$/Bbl, límite superior de la banda de

Cuadro 1.2.1. Decisiones de la OPEP en 2009

Fecha reunión	Actuación	Inicio actuación	Cuota oficial OPEP (millones Bbl/día)
15-mar-09	Mantenimiento cuota		24,85
28-may-09	Mantenimiento cuota		24,85
09-sep-09	Mantenimiento cuota		24,85
22-dic-09	Mantenimiento cuota		24,85

Fuente: CNE.

Gráfico 1.2.7. Precio diario cesta OPEP 2009

Datos en US\$/Bbl



Fuente: Platt's y CNE.

fluctuación de precios fijada por la Organización (22-28 US\$/Bbl) en su reunión del 9 de marzo de 2000, en un intento de moderar el imparable aumento del precio del crudo de aquellos días. La OPEP mantuvo la mencionada banda objetivo de precios durante casi cinco años, quedando la misma oficialmente suspendida tras la reunión del cártel del 30 de enero de 2006 en Viena.

En la reunión del cártel del 15 de junio de 2006 en Viena se aprobó un nuevo mecanismo de cálculo de la cesta actualmente en vigor que consiste en una media ponderada, en base a volumen de exportaciones, de 12 tipos de crudo representativos de todos los países de la OPEP y que resulta en una referencia de crudo más

pesado y con mayor contenido de azufre que la utilizada anteriormente.

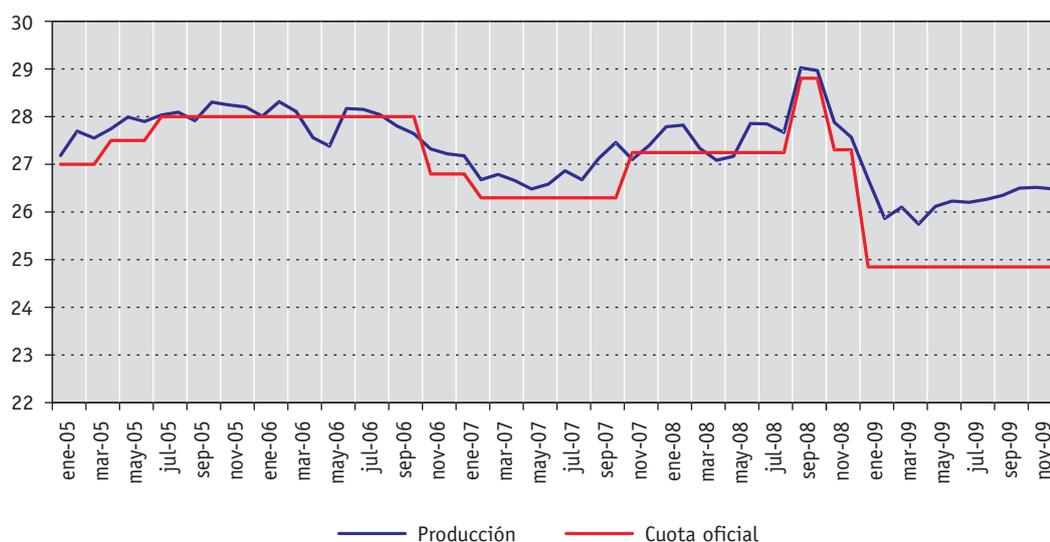
1.2.7. Grado de cumplimiento de la cuota oficial de la OPEP

Durante todo el año 2009, como se observa en el gráfico 1.2.8, la OPEP (excluido Irak) sobrepasó sus cuotas oficiales de producción, ampliando su nivel de incumplimiento respecto al año anterior.

Tal como se explicará en el siguiente apartado, la capacidad excedentaria del cártel ha aumentado respecto a 2008.

Gráfico 1.2.8. Cumplimiento cuotas OPEP entre 2005 y 2009 (1)

Datos en millones de Bbl/día



Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010 y Lehman Brothers.

1.2.8. Capacidad excedentaria de la OPEP

Durante 2009 la capacidad excedentaria de los países miembros de la OPEP aumentó respecto del año anterior, alcanzando 6,8 millones de Bbl/día, frente a 3,7 millones de Bbl/día de 2008.

Del cuadro 1.2.2 se deduce que los países con mayor capacidad de producción excedentaria en el seno de la OPEP, durante los últimos años, han sido Arabia Saudí, Kuwait y Nigeria. Sin embargo, se observa que ciertos países, como Libia, Qatar y Argelia, producen tradicionalmente casi a máxima capacidad.

Este hecho es ilustrativo de los distintos intereses internos que tienen los países pertenecientes a la organización. Es evidente que el poder de negociación de Arabia Saudí, líder en volumen de producción y capacidad excedentaria, es el mayor en el seno de la OPEP.

1.2.9. Producción de Venezuela en 2009

Tradicionalmente Venezuela ha sido el miembro de la OPEP que más ha respetado sus cuotas oficiales de producción, si bien en los últimos años la producción media del país había quedado significativamente por debajo de aquellas. Sin embargo, desde finales de 2007 la produc-

Cuadro 1.2.2. Capacidad excedentaria OPEP 2001-2009 (1)

Datos en millones de Bbl/día

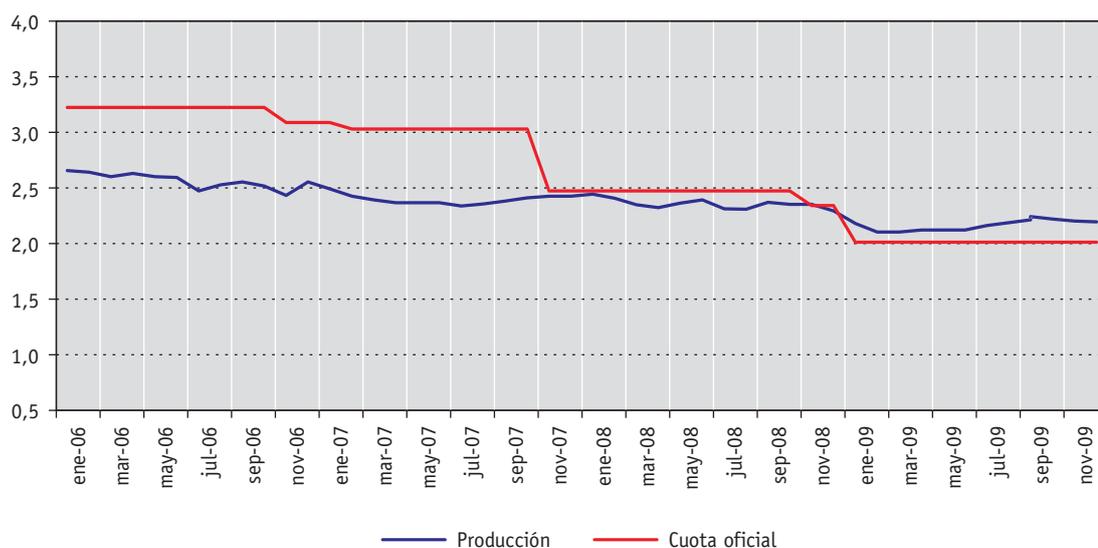
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Arabia Saudí	2,2	2,5	3,1	1,5	1,3	1,7	2,3	1,9	3,4
Irán	0,1	0,1	0,5	0,1	0,2	0,1	0,0	0,1	0,3
Irak	0,3	0,6	0,8	0,7	0,7	0,6	0,3	0,0	0,1
EAU	0,2	0,3	0,5	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,6
Kuwait	0,3	0,7	0,9	0,3	0,4	0,4	0,5	0,3	0,6
Qatar	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Nigeria	0,4	0,3	0,3	0,2	0,1	0,4	0,4	0,6	0,7
Libia	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2
Argelia	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
Venezuela	0,1	0,2	0,6	0,2	0,0	0,0	0,2	0,2	0,3
Angola	—	—	—	—	—	—	—	0,0	0,3
Ecuador	—	—	—	—	—	—	—	0,0	0,0
Total OPEP	3,9	5,1	7,2	3,1	2,7	3,3	4,1	3,7	6,8

(1) No se considera la zona neutra.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010 y CNE.

Gráfico 1.2.9. Producción de crudo en Venezuela 2006-2009 (1)

Datos en millones de Bbl/día



(1) Se excluye GNL y crudo procedente de fuentes no convencionales.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010.

ción se ha acercado a la cuota oficial, tras la disminución de esta última desde noviembre de 2007. Durante el año 2009, tras una nueva disminución de la asignación a principios de año, la producción ha superado ligeramente a la cuota oficial. Concretamente, en 2009 la producción media anual ascendió a 2,16 MBbl/d frente a la cuota media de 2,01 MBbl/d, lo que supone, en promedio, 150.000 Bbl/d por encima de su cuota oficial.

1.2.10. Papel de los países productores independientes

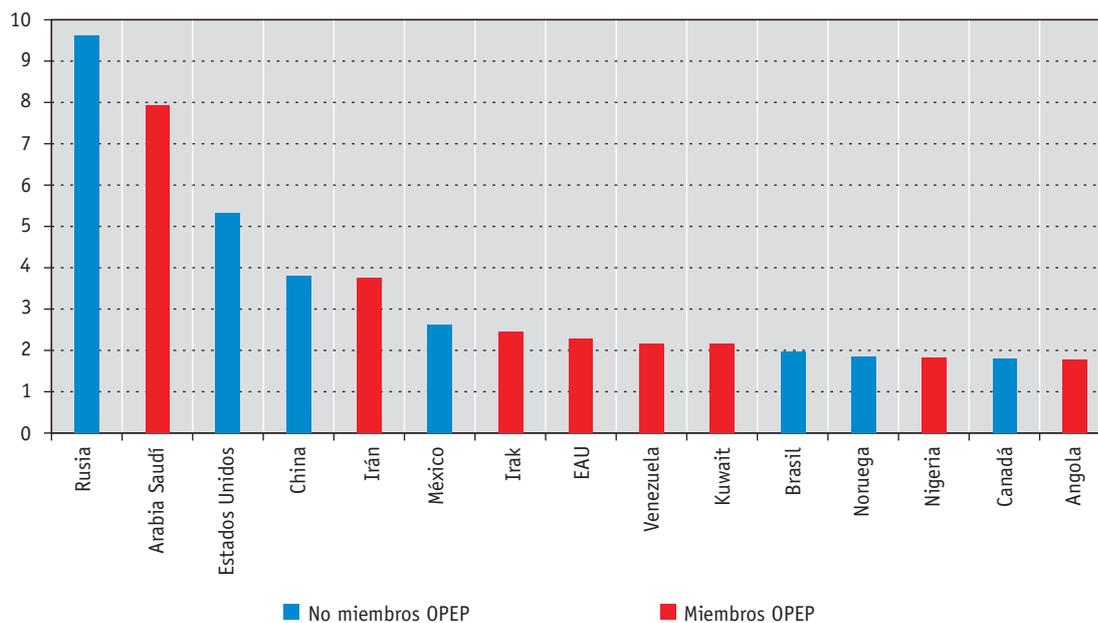
Un aspecto destacable en los últimos años es la importancia creciente que han adquirido en la oferta

mundial de crudo los denominados «países productores independientes» (no miembros de OPEP). El gráfico 1.2.10 ilustra este hecho: de los 10 primeros productores mundiales de crudo, 4 son independientes.

Dentro del grupo de los 10 primeros productores mundiales de crudo, hay que destacar el caso de Rusia, que desde mediados del 2003 ha desbancado a Arabia Saudí como primer productor mundial de crudo. En promedio, en 2009 Rusia produjo 1.705.000 Bbl/día más que Arabia Saudí. El gráfico 1.2.11 muestra la evolución de la producción rusa frente a la de Arabia Saudí en los últimos siete años.

Gráfico 1.2.10. Ranking mayores productores mundiales de crudo 2009 (1)

Datos en millones de Bbl/día

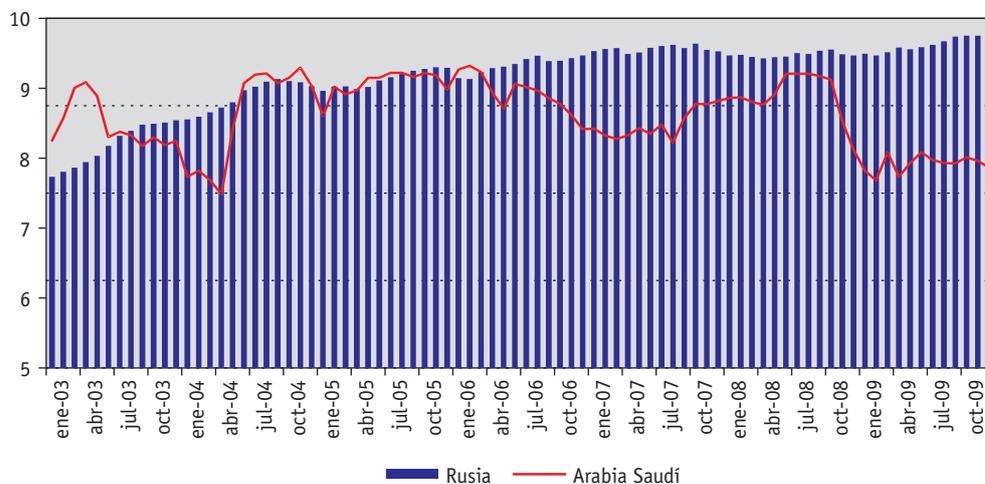


(1) Se excluye GNL y crudo procedente de fuentes no convencionales.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010 y CNE.

Gráfico 1.2.11. Producción de crudo Rusia vs. Arabia Saudí desde 2003 (1)

Datos en millones de Bbl/día



(1) Se excluye GNL y crudo procedente de fuentes no convencionales.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010.

1.3. Demanda mundial de productos petrolíferos

1.3.1. Demanda OCDE de productos petrolíferos

En este apartado se analizan los datos correspondientes a los países de la OCDE, cuya importancia en cuanto a consumo es representativa de la tendencia mundial.

En línea con lo ocurrido en los dos últimos años, la demanda de productos petrolíferos en el área OCDE ha disminuido, situándose en media en 2009 en 45,5 millones de Bbl/día, frente a 47,6 millones de Bbl/día de 2008. En el gráfico 1.3.1 se detalla la evolución de la demanda de productos petrolíferos desglosada por áreas geográficas de la OCDE en los últimos diez años.

Esta disminución de la demanda OCDE de productos petrolíferos durante 2009 (2.100.000 Bbl/día) fue debida principalmente al descenso registrado en las áreas OCDE América del Norte (900.000 Bbl/día) y Europa

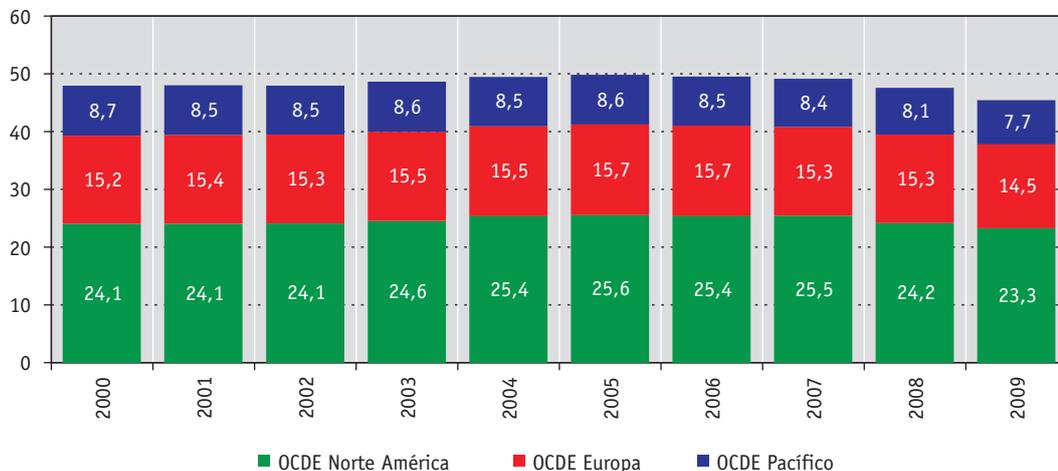
(800.000 Bbl/día). Asimismo, el consumo medio de productos petrolíferos en el área OCDE Pacífico disminuyó (400.000 Bbl/día).

De las tres áreas en las que se desglosa la OCDE, hay que destacar que, como viene siendo habitual, en 2009 a América del Norte le correspondió la mayor demanda, un 51% del total, seguida de Europa (32%) y la zona del Pacífico (17%).

1.3.2. Demanda OCDE por tipos de producto

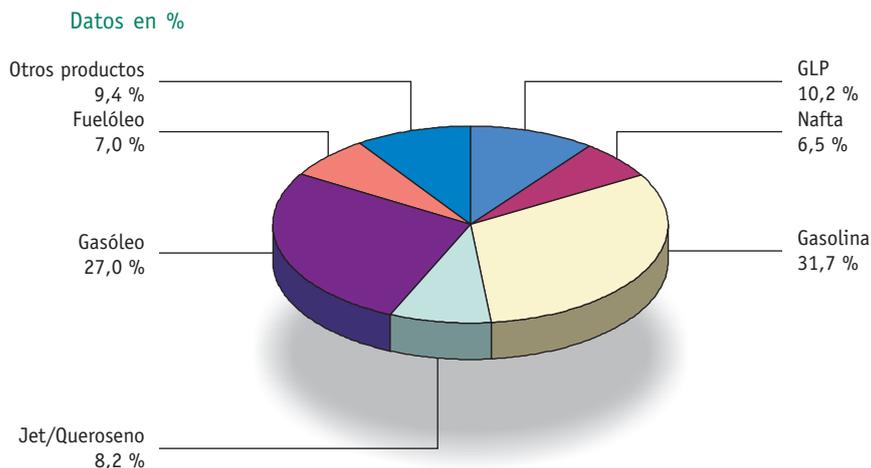
En cuanto a la evolución de la demanda OCDE por tipos de producto, cabe resaltar que en 2009 los productos más consumidos fueron las gasolinas (14,40 millones de Bbl/día) y los gasóleos (12,29 millones de Bbl/día), seguidos del GLP (4,64 millones de Bbl/día) y de los querosenos (3,74 millones de Bbl/día). En el gráfico 1.3.2 se representa el peso específico de los distintos productos petrolíferos en el total de la demanda OCDE en 2009.

Gráfico 1.3.1. Evolución anual demanda productos OCDE 1999-2009
 Datos en millones de Bbl/día



Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010.

Gráfico 1.3.2. Demanda OCDE productos petrolíferos 2009

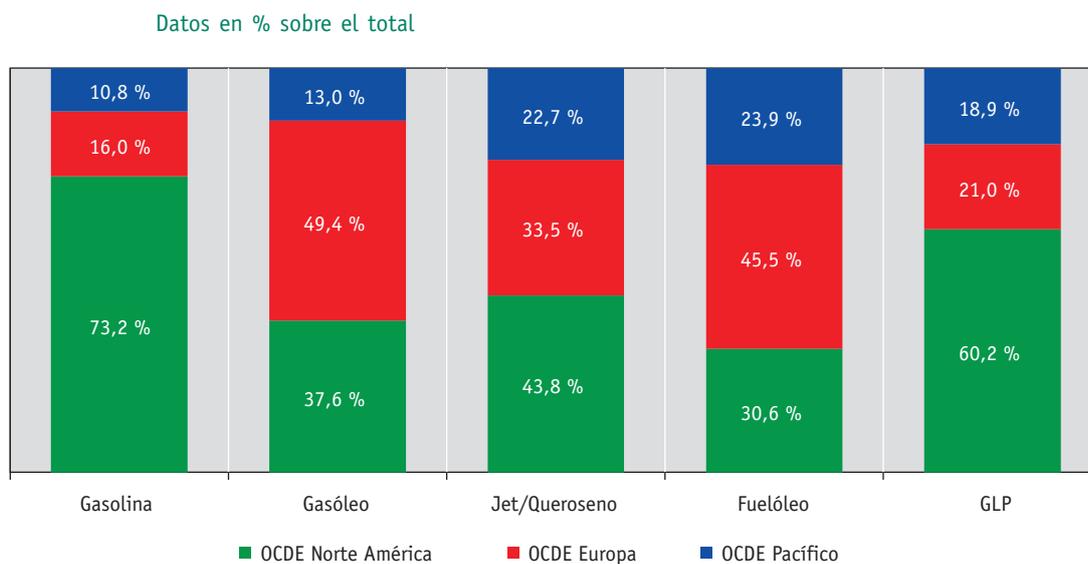


Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010.

El gráfico 1.3.3 muestra la demanda de los principales productos por áreas geográficas durante 2009. Mientras que América del Norte es líder en consumo de gaso-

linas, GLP y jet, Europa es el mayor consumidor de gasóleos y fuelóleos.

Gráfico 1.3.3. Desglose demanda productos OCDE 2009 por zonas



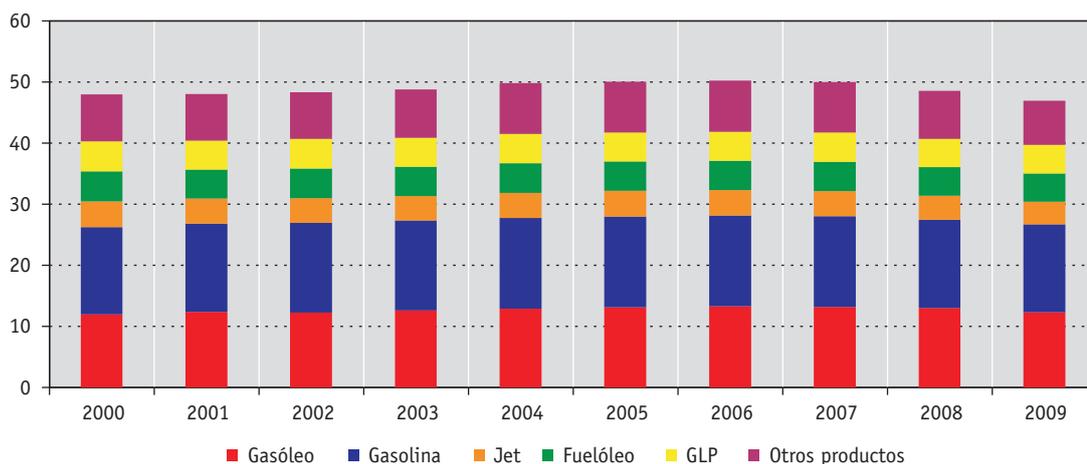
Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010.

Del gráfico 1.3.4, que muestra la evolución de la demanda anual OCDE de los distintos tipos de productos petrolíferos en los últimos diez años, se obtienen las siguientes conclusiones:

- En 2009, por tercer año consecutivo, disminuye ligeramente el consumo de gasóleo, continuando la tendencia decreciente iniciada en 2007.
- Se mantiene el consumo de gasolinas en 2009 al mismo nivel que en 2008.
- El consumo de jet disminuye, en consonancia con el descenso generalizado en la demanda de productos petrolíferos en 2009.

Gráfico 1.3.4. Evolución anual demanda OCDE por productos 2000-2009

Datos en millones de Bbl/día



Nota: Otros productos incluye nafta y otros productos.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010.

1.3.3. Estacionalidad en el consumo de productos petrolíferos

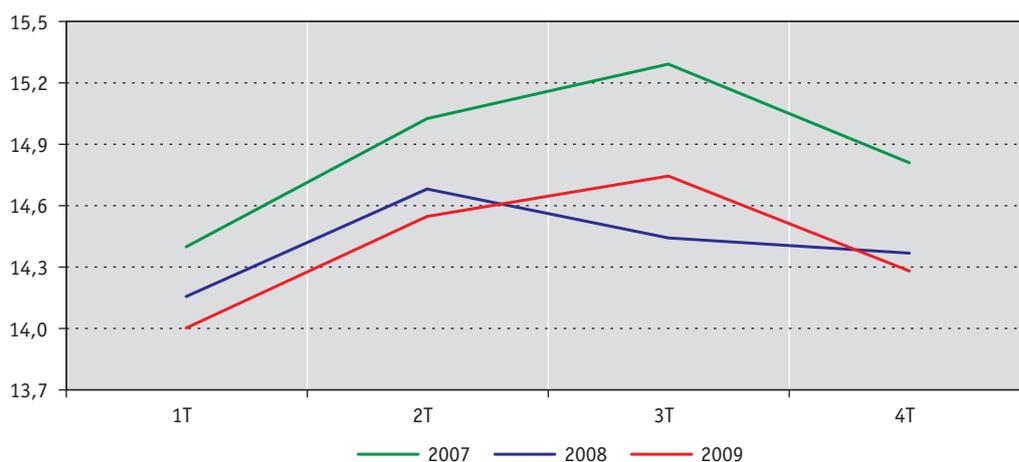
Analizando la demanda trimestral de cada uno de los distintos productos en los países de la OCDE se observa una marcada estacionalidad en los patrones de consumo, hecho que refleja el comportamiento cíclico que los mercados de derivados muestran para todas sus variables. A continuación se analiza la estacionalidad de los principales productos petrolíferos en los últimos tres años.

Gasolinas

El consumo de gasolinas sigue siempre el mismo comportamiento a lo largo del año, tal como se muestra en el gráfico 1.3.5.: tras registrarse el mínimo anual en el primer trimestre, durante el segundo y tercero el consumo crece hasta alcanzar el máximo anual, para posteriormente descender durante el cuarto trimestre. Este patrón de comportamiento responde a que, en el grueso de países desarrollados, el pico de demanda de gasolina se produce en el período vacacional, que coincide con el verano.

Gráfico 1.3.5. Evolución trimestral demanda OCDE de gasolina 2007-2009

Datos en millones de Bbl/día



Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010.

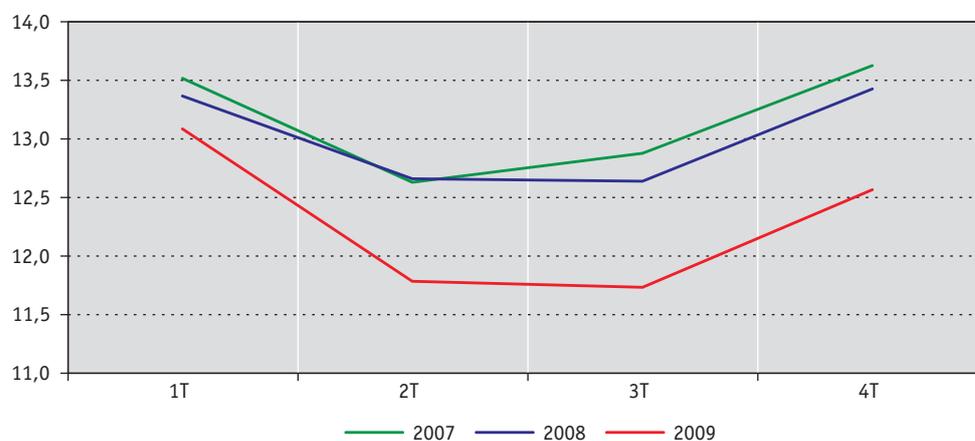
Gasóleos

El gráfico 1.3.6 muestra el comportamiento estacional del consumo de gasóleo, registrándose los máximos en el invierno (primer y último trimestre) y los

mínimos durante el verano. Esta evolución se debe a que el gasóleo es uno de los principales combustibles de calefacción en el hemisferio norte, cuya demanda se concentra en los meses con menores temperaturas.

Gráfico 1.3.6. Evolución trimestral demanda OCDE de gasóleo 2007-2009

Datos en millones de Bbl/día



Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010.

Jet

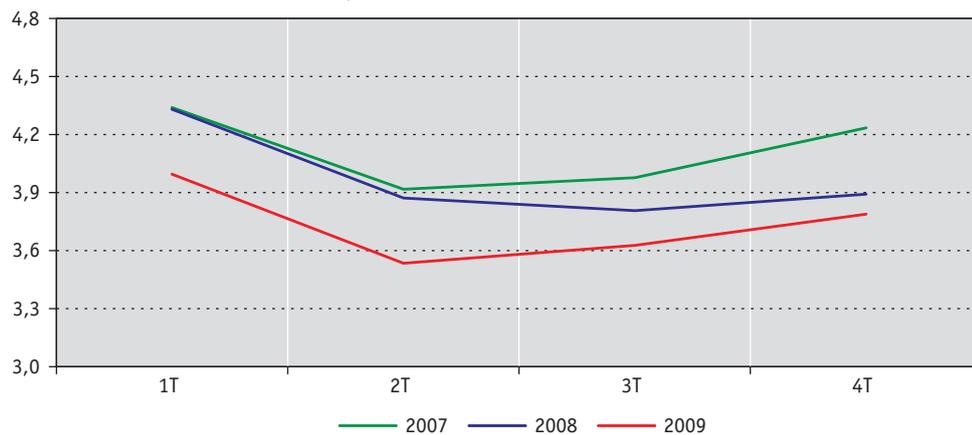
El gráfico 1.3.7 muestra que el consumo de jet sigue el mismo esquema que en años anteriores, registrándose el máximo en el primer trimestre, valores mínimos en el segundo y tercer trimestre y recuperación a finales de año.

GLP

El consumo de GLP muestra la tendencia estacional que se ilustra en el gráfico 1.3.8: máximo anual en el primer trimestre, estabilización y mantenimiento de los volúmenes de consumo en el segundo y tercero, y crecimiento en el cuarto. Esta evolución responde a las mismas razones que el consumo de gasóleo, que también registra los picos de consumo en invierno.

Gráfico 1.3.7. Evolución trimestral demanda OCDE de jet 2007-2009

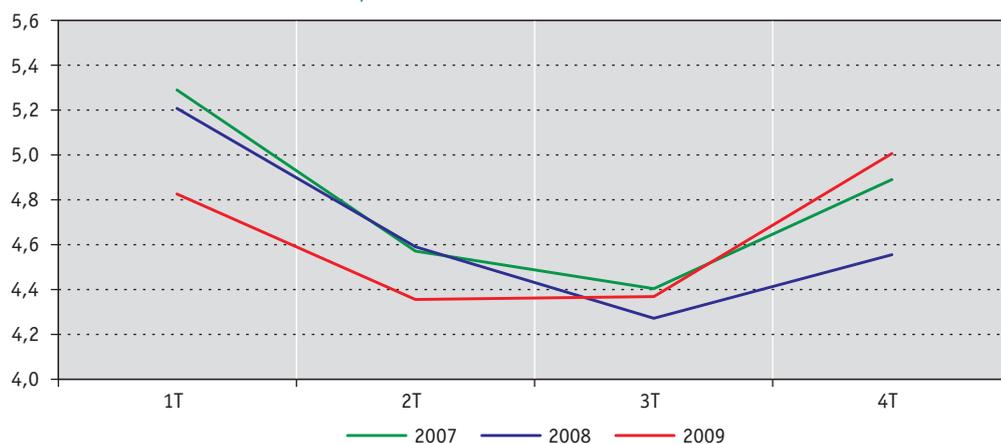
Datos en millones de Bbl/día



Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010.

Gráfico 1.3.8. Evolución trimestral demanda OCDE de GLP 2007-2009

Datos en millones de Bbl/día



Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010.

1.3.4. Demanda NO OCDE de productos petrolíferos

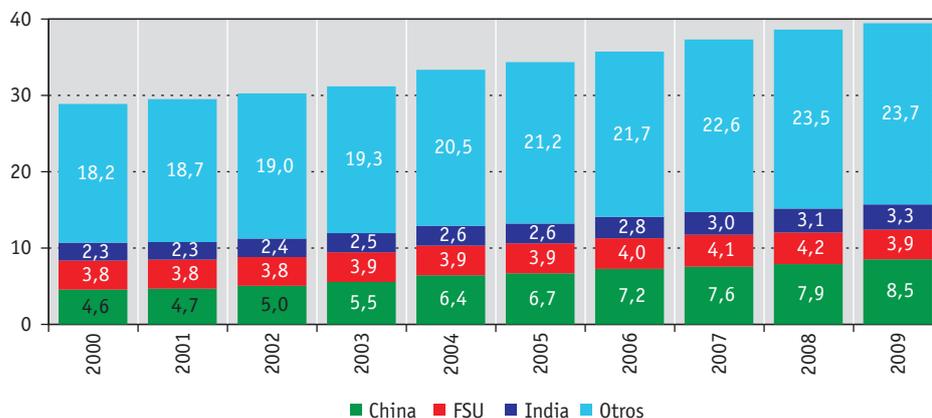
Como se ha comentado anteriormente, la aportación del grupo de países pertenecientes a la OCDE a la demanda mundial de crudo y productos petrolíferos es cada vez menor, dado el gran incremento que está experimentando el consumo en los países no pertenecientes a la OCDE, especialmente en China e India. Así, la demanda NO OCDE aumentó su peso respecto al total mundial desde el 37,6% registrado en 2000 hasta casi el 46,5% de 2009, alcanzando 39,5 millones de Bbl/día.

En el gráfico 1.3.9 se muestra la evolución de la demanda de productos petrolíferos NO OCDE en los últimos diez años, desglosando los tres mayores países consumidores del área: China, Antigua Unión Soviética e India.

Hay que destacar el gran incremento experimentado por la demanda china en los últimos años, alcanzando los 8,5 millones de Bbl/día en 2009. El segundo consumidor por orden de importancia es la Antigua Unión Soviética, cuya demanda en 2009 se situó en 3,9 millones de Bbl/día. Por último, hay que destacar el caso de India, cuya demanda en 2009 ascendió a 3,3 millones de Bbl/día.

Gráfico 1.3.9. Evolución anual demanda productos NO OCDE 2000-2009

Datos en millones de Bbl/día



Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010.

1.4. Stocks mundiales de crudo y productos petrolíferos

1.4.1. Stocks totales de crudo en la OCDE

El nivel de *stocks* viene determinado habitualmente por dos factores, la evolución del precio del crudo y la de

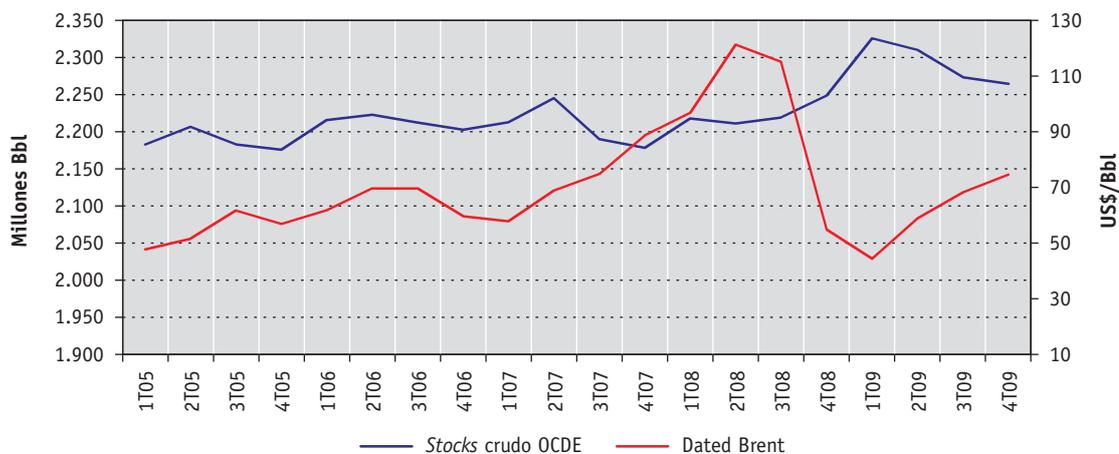
su demanda. Así, una demanda débil suele ir asociada a un aumento de inventarios, mientras que los períodos de bajos precios del crudo suelen incentivar la acumulación de *stocks* y viceversa.

El gráfico 1.4.1 muestra la evolución de los *stocks* de crudo (industriales y estratégicos) en la

Gráfico 1.4.1. Stocks de crudo OCDE 2005-2009 vs. Brent (1)

Datos en millones de Bbl y US\$/Bbl

Datos de *stocks* al cierre de cada período



(1) Se consideran *stocks* de la industria y estratégicos.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010 y Platt's.

OCDE durante los últimos cinco años. En 2009 la tendencia general ha sido creciente, alcanzándose a finales de año niveles cercanos a 2.265 millones de Bbl.

Hay que señalar la gran importancia relativa que tiene el volumen de *stocks* de crudo de Estados Unidos al representar aproximadamente el 46% del total de la OCDE, tal como se desprende del gráfico 1.4.2.

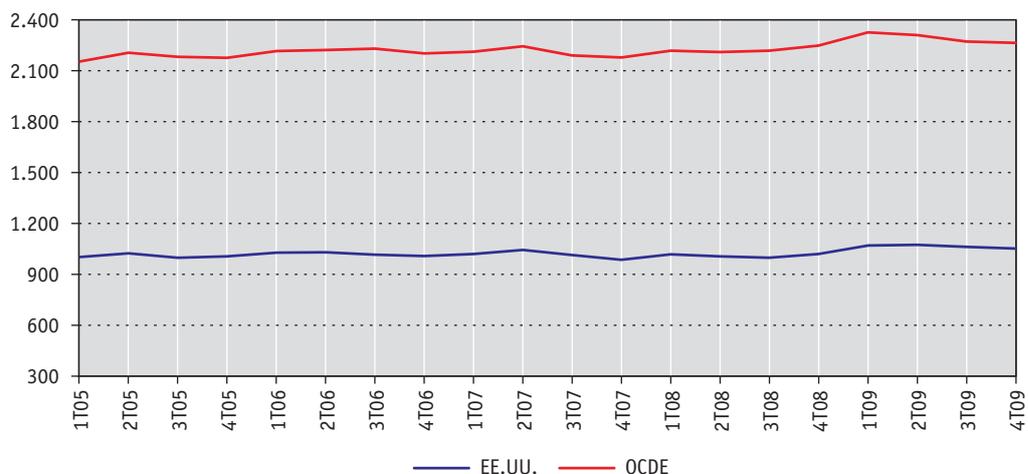
En el gráfico 1.4.3 se detalla la evolución mensual del volumen de reservas de crudo de Estados Unidos en los dos últimos años.

Durante el primer semestre de 2009 los *stocks* de crudo en Estados Unidos mantuvieron una tendencia creciente, disminuyendo en el segundo semestre para cerrar el año con unos inventarios cercanos a 1.052 millones de Bbl, superiores a los registrados a finales de 2008.

Gráfico 1.4.2. Stocks de crudo en OCDE y EE.UU. 2004-2009 (1)

Datos en millones de Bbl

Datos de *stocks* al cierre de cada período



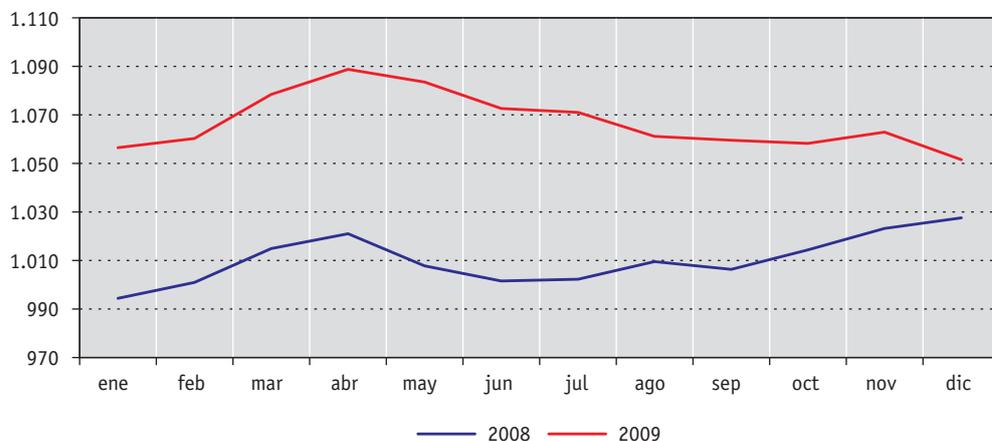
(1) Se consideran *stocks* de la industria y estratégicos.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010 y Energy Information Administration EE.UU.

Gráfico 1.4.3. Stocks de crudo en Estados Unidos 2008-2009 (1)

Datos en millones de Bbl

Datos de *stocks* al cierre de cada período



(1) Se consideran *stocks* de la industria y estratégicos.

Fuente: Energy Information Administration EE.UU.

1.4.2. Stocks de productos petrolíferos en la OCDE

Los *stocks* de productos petrolíferos siguen el mismo patrón de comportamiento que los *stocks* de crudo, pero con cierto decalaje. En el gráfico 1.4.4 se muestra la evolución de los *stocks* de productos de la OCDE desde 2005.

Durante la mayor parte del año los *stocks* de productos petrolíferos de la OCDE se situaron en niveles superiores a los registrados el año anterior, manteniendo una tendencia creciente, exceptuando el último trimestre del año. El año 2009 cerró con unos inventarios de 1.691

MBbl, lo que representa un aumento del 0,7% respecto a diciembre de 2008.

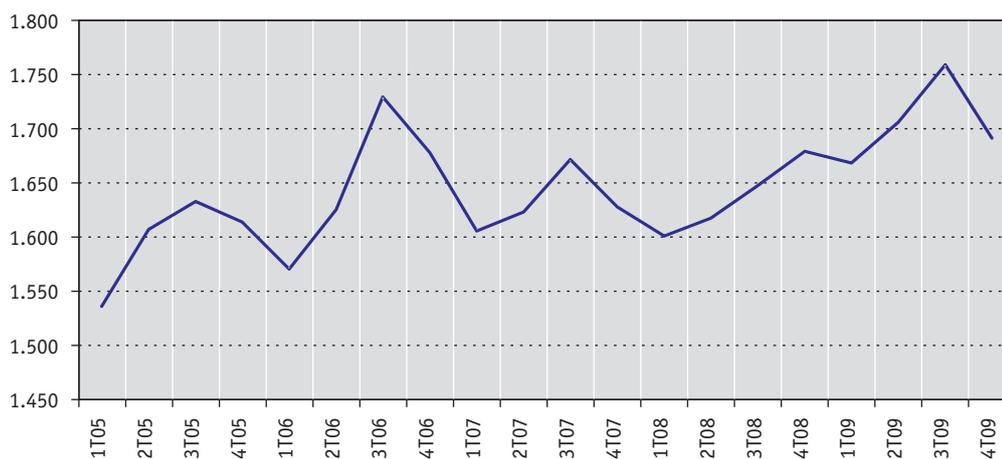
Una vez más resulta necesario considerar a Estados Unidos por separado, dada la gran importancia relativa que tiene el volumen de sus *stocks* de productos, que representan en media el 43% del total de la OCDE. Este hecho queda reflejado en el gráfico 1.4.5.

En el gráfico 1.4.6 se detalla la evolución mensual del volumen de inventarios de productos de Estados Unidos en los dos últimos años, donde se observa que durante el año 2009 éstos se han situado en niveles superiores a los del año anterior.

Gráfico 1.4.4. Stocks de productos OCDE 2005-2009 (1)

Datos en millones de Bbl

Datos de *stocks* al cierre de cada período



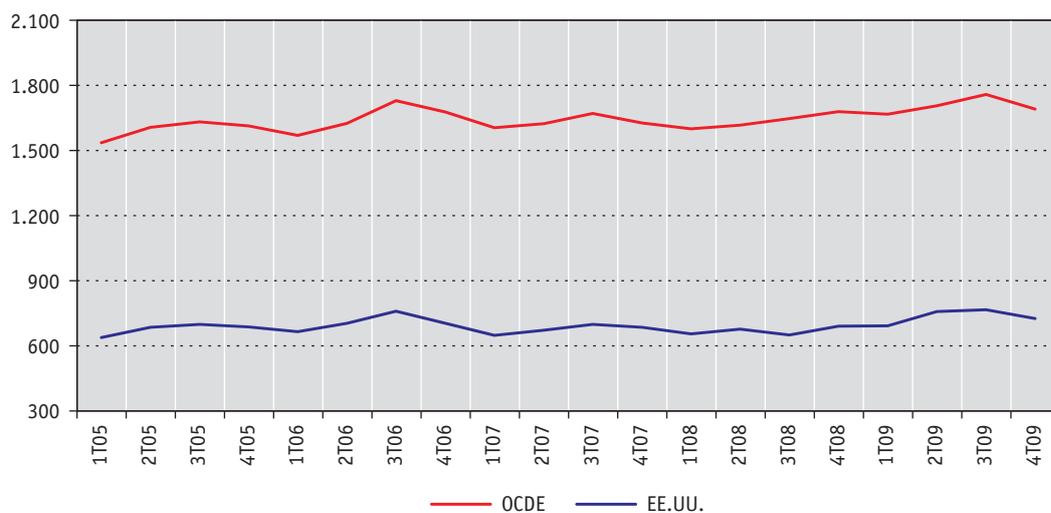
(1) Se consideran *stocks* de la industria y estratégicos.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010.

Gráfico 1.4.5. Stocks de productos en OCDE y EE.UU. 2005-2009 (1)

Datos en millones de Bbl

Datos de *stocks* al cierre de cada período



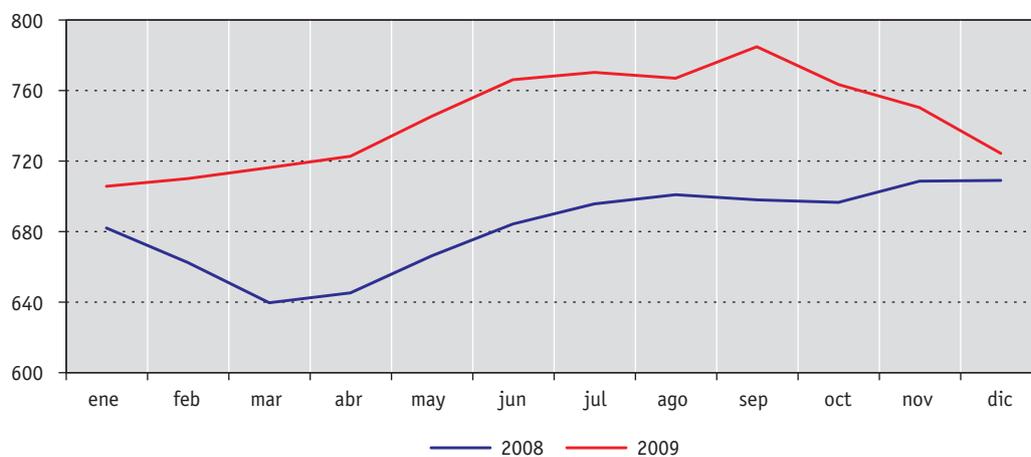
(1) Se consideran *stocks* de la industria y estratégicos.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010 y Energy Information Administration EE.UU.

Gráfico 1.4.6. Stocks de productos en Estados Unidos 2008-2009 (1)

Datos en millones de Bbl

Datos de *stocks* al cierre de cada período



(1) Se consideran *stocks* de la industria y estratégicos.

Fuente: Energy Information Administration EE.UU.

1.4.3. Volumen de *stocks* en términos de días de demanda

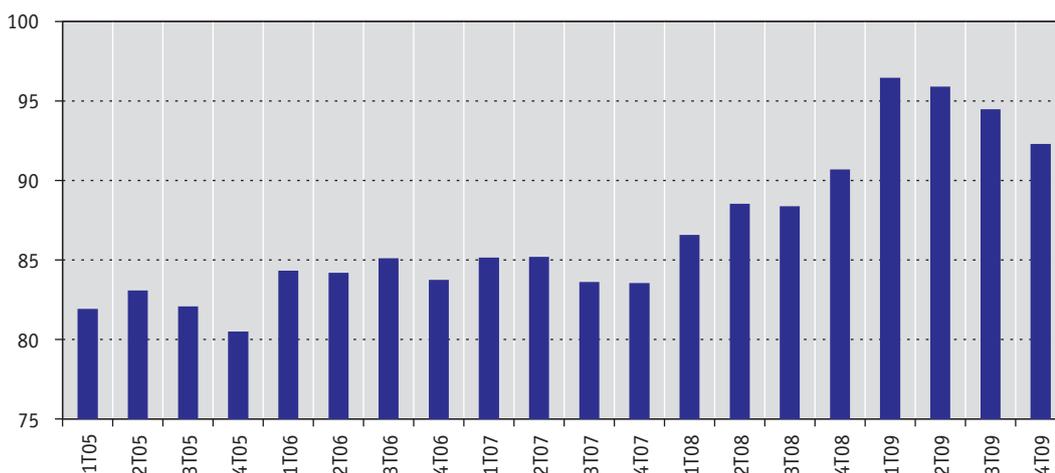
Un segundo enfoque para el análisis de la evolución de los niveles de *stocks* es determinar su equivalencia en días de demanda, tal como se muestra en el gráfico 1.4.7. Para la realización de este análisis se ha tomado como base la relación entre el volumen de *stocks* totales de la

OCDE al cierre de cada trimestre, considerando crudo más productos, con el promedio de la demanda diaria del trimestre siguiente.

Durante 2009 los *stocks* de la OCDE fueron capaces de cubrir aproximadamente 95 días de demanda, cantidad superior a la de 2008. El año se cerró con unos *stocks* equivalentes a 92 días de demanda.

Gráfico 1.4.7. Stocks totales (crudo+productos) OCDE en días de demanda (1)

Datos en días de demanda



(1) Se considera GNL, *stocks* de refinería, aditivos/oxigenados y otros hidrocarburos, así como *stocks* industriales y estratégicos. Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 13 abril 2010 y CNE.

1.5. Principales variables de los mercados energéticos internacionales

1.5.1. Precios del crudo en 2009

En 2009 la cotización promedio del crudo Brent de referencia se situó en 61,60 US\$/Bbl, un 36,4% inferior a la registrada el año anterior.

Durante la mayor parte del año el precio del crudo mantuvo una tendencia alcista. En la primera mitad de 2009

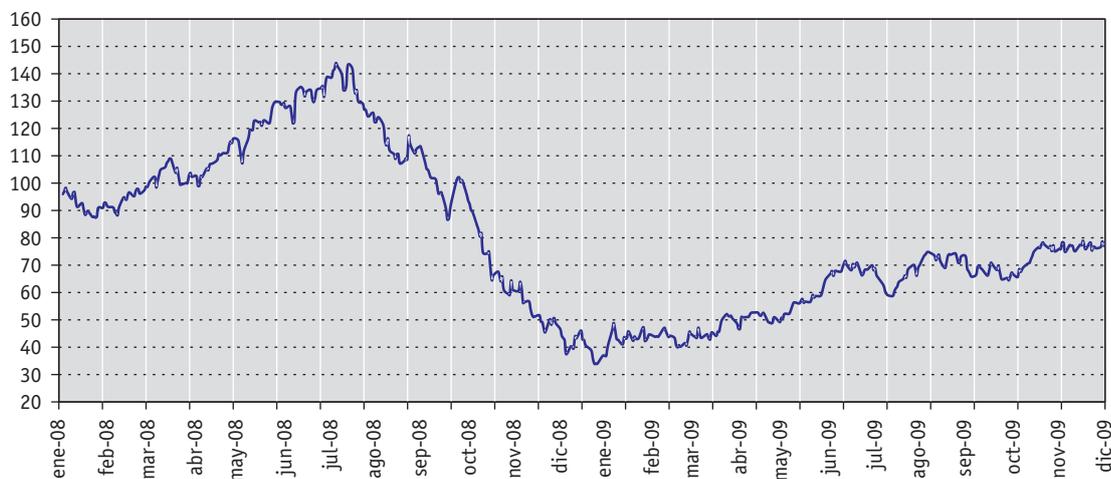
esta tendencia vino motivada, entre otros factores, por el incremento de las tensiones geopolíticas en Oriente Medio, el conflicto energético entre Rusia y Ucrania, el anuncio de la Reserva Federal de EE.UU. del plan de compra de activos devaluados del sistema financiero, así como por el incremento de las tensiones geopolíticas en Nigeria y la explosión de una refinería en Texas.

Durante la segunda mitad del año continuó incrementándose el precio del crudo, ante una contracción de la economía estadounidense inferior a la esperada, la

revisión al alza por parte de la AIE y de la OPEP de sus previsiones de demanda de crudo y la disminución de los niveles de *stocks*.

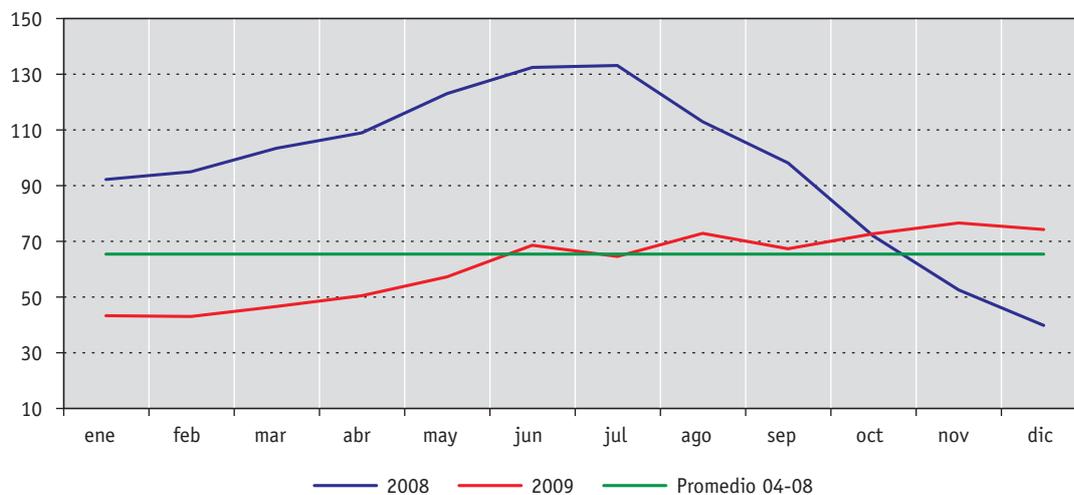
En el gráfico 1.5.2 se muestra la evolución del precio del Brent en media mensual a lo largo de los dos últimos años.

Gráfico 1.5.1. Precio «spot» Brent Dated 2008-2009 (1)
 Datos en US\$/Bbl



(1) Cotizaciones diarias medias.
 Fuente: Platt's

Gráfico 1.5.2. Media mensual precio «spot» Brent Dated 2008-2009 (1)
 Datos en US\$/Bbl



(1) Promedios mensuales de cotizaciones diarias medias según criterio weekday (festivos, excepto fines de semana, misma cotización del día anterior).
 Fuente: CNE.

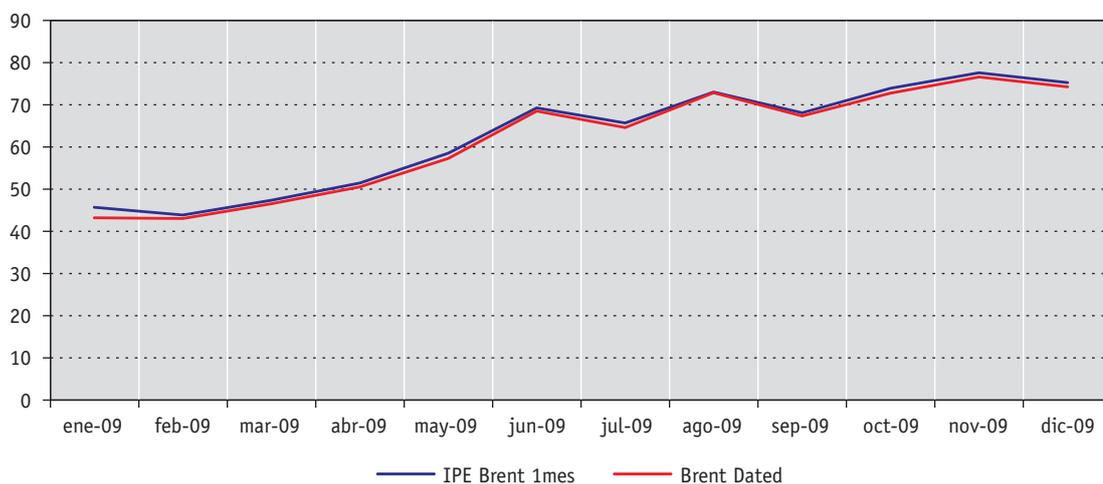
1.5.2. Mercados de futuros del Brent

Al igual que lo ocurrido en 2008, durante 2009 el mercado se mantuvo en situación de «contango» (futuro

superior al spot), situándose el diferencial medio IPE-Dated Brent en 1,03 US\$/Bbl, frente a 1,38 US\$/Bbl en 2008. En el gráfico 1.5.3 se muestra la evolución del mencionado diferencial los dos últimos años.

Gráfico 1.5.3. Evolución futuro Brent IPE 1 mes y Brent Dated 2009 (1) (2)

Datos en US\$/Bbl



(1) Promedios mensuales de cotizaciones diarias según criterio weekday (festivos, excepto fines de semana, misma cotización día anterior).

(2) Cotizaciones diarias medias para el Brent Dated y cotizaciones diarias al cierre para el IPE Brent 1 mes.

Fuente: CNE.

1.5.3. Diferencial WTI-Brent en 2009

En 2009 el diferencial medio WTI-Brent se situó en 0,24 US\$/Bbl, frente a 2,59 US\$/Bbl en el año 2008.

El diferencial medio WTI-Brent se mantuvo durante todo el año por debajo de los valores registrados el año anterior, especialmente durante el primer trimestre del año, en el que un exceso de inventarios físicos de crudo WTI provocó que su cotización aumentara

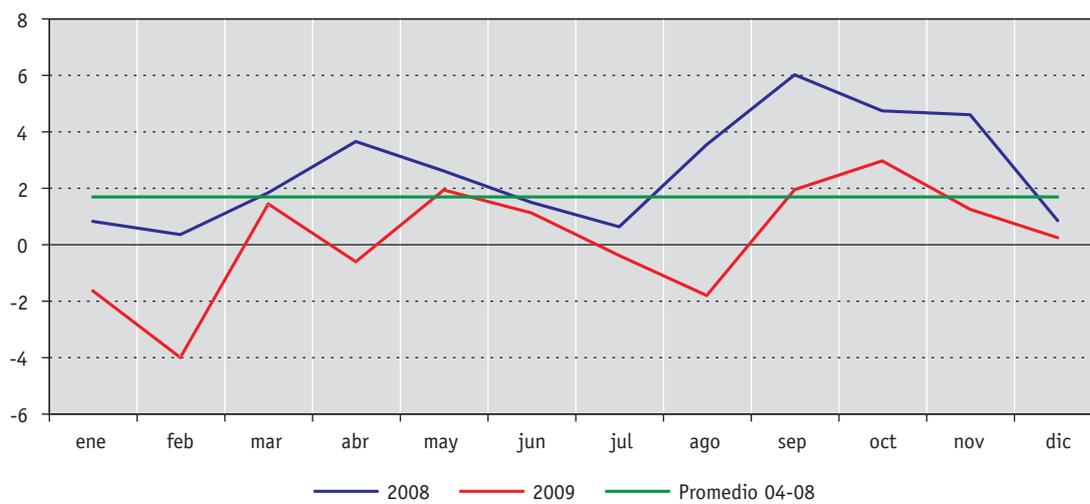
en menor proporción que la del Brent, con la consiguiente caída del diferencial.

1.5.4. Diferencial crudos ligeros-pesados en 2009

El gráfico 1.5.5 muestra la evolución del diferencial entre el crudo Brent (38,5°API) y el crudo Dubai (30,7°API), cuyo diferencial medio en 2009 se situó en -0,16 US\$/Bbl, frente a 3,49 US\$/Bbl en 2008.

Gráfico 1.5.4. Media mensual diferencial WTI-Brent Dated 2008-2009 (1)

Datos en US\$/Bbl

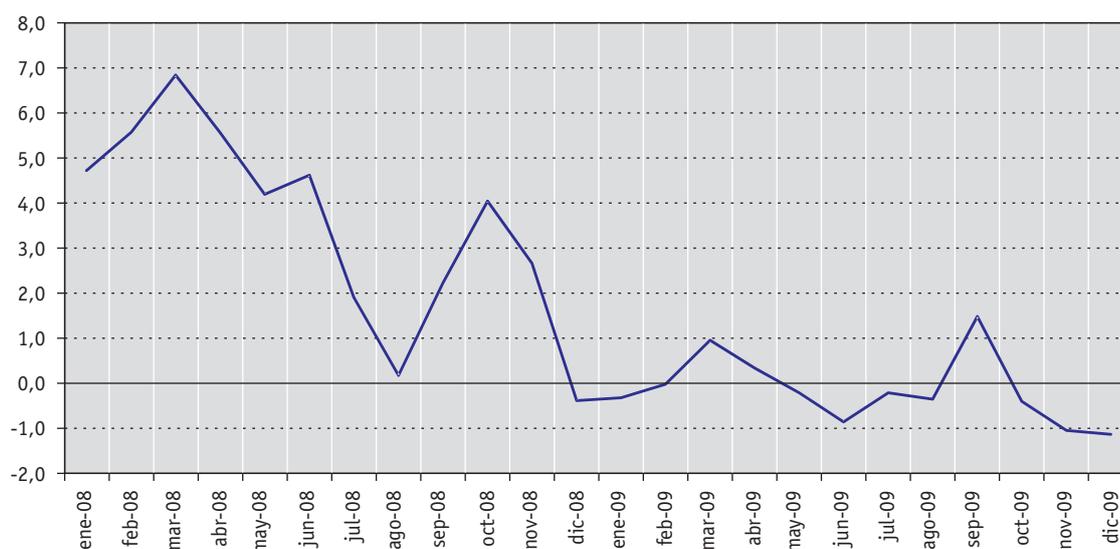


(1) Promedios mensuales de cotizaciones diarias según criterio weekday (festivos, excepto fines de semana, misma cotización día anterior).

Fuente: CNE.

Gráfico 1.5.5. Diferencial medio mensual Brent Dated-Dubai 2008-2009 (1)

Datos en US\$/Bbl



(1) Promedios mensuales de diferencias diarias según criterio weekday (festivos, excepto fines de semana, misma cotización del día anterior).

Fuente: CNE.

1.5.5. Precios de los productos petrolíferos en Europa

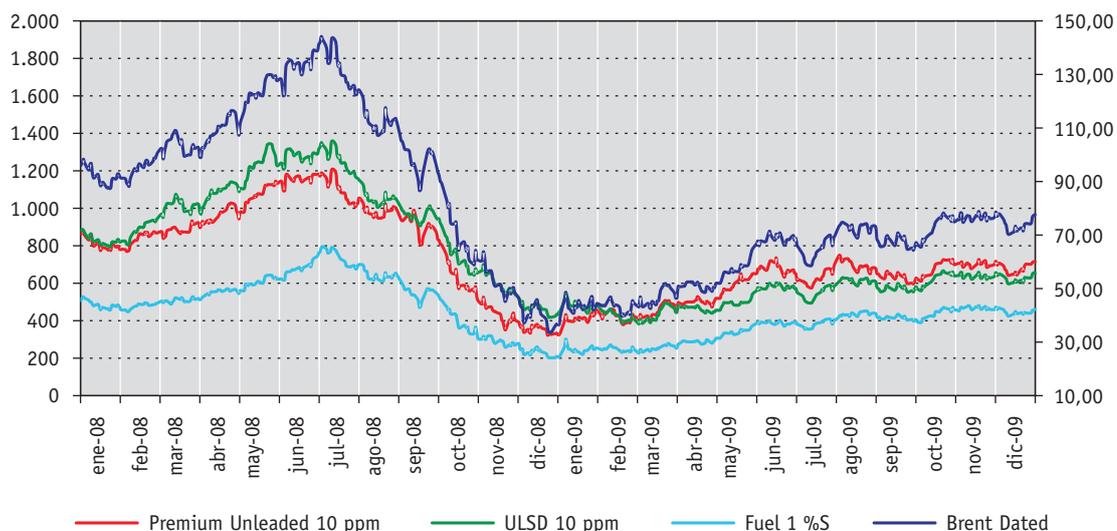
A lo largo del año el comportamiento de los precios de referencia de los productos petrolíferos europeos fue similar al del Brent, tal como se observa en el gráfico 1.5.6. En 2009, tanto la cotización media de la gasolina sin plomo, como la del gasóleo y fuelóleo han disminuido respecto al año anterior, situándose respectivamente en 590,14 US\$/Tm, 541,75 US\$/Tm y 362,29 US\$/Tm, lo que representa una disminución del 30,1%, 43,0% y 29,4% respecto a 2008.

Respecto a la evolución de las mencionadas referencias por trimestres, durante los tres primeros trimestres de 2009 las cotizaciones medias de la gasolina sin plomo, del gasóleo y del fuelóleo se mantuvieron por debajo de

las registradas en los mismos periodos del año anterior, situándose en el tercer trimestre la cotización media de la gasolina sin plomo en 652,82 US\$/Tm y la del gasóleo en 576,03 US\$/Tm, un 34,8% y 47,5% por debajo del mismo periodo del año anterior, respectivamente. Por último, la cotización media del fuelóleo se situó en 410,53 US\$/Tm, frente a 644,95 US\$/Tm en el tercer trimestre de 2008.

En el cuarto trimestre del año todas las cotizaciones medias aumentaron respecto al mismo periodo del año anterior, situándose la cotización media de la gasolina sin plomo en 686,40 US\$/Tm, un 43,5% por encima del mismo periodo de 2008, mientras que la referencia del gasóleo se situó en 629,04 US\$/Tm, ubicándose por encima del mismo trimestre del año anterior en un 3,8%. La cotización media del fuelóleo se situó 449,79 US\$/Tm, frente a 308,83 US\$/Tm en el cuarto trimestre de 2008.

Gráfico 1.5.6. Cotizaciones diarias referencias productos petrolíferos en la zona mediterránea 2008-2009 (1)
 Datos crudo en US\$/Bbl, productos en US\$/Tm



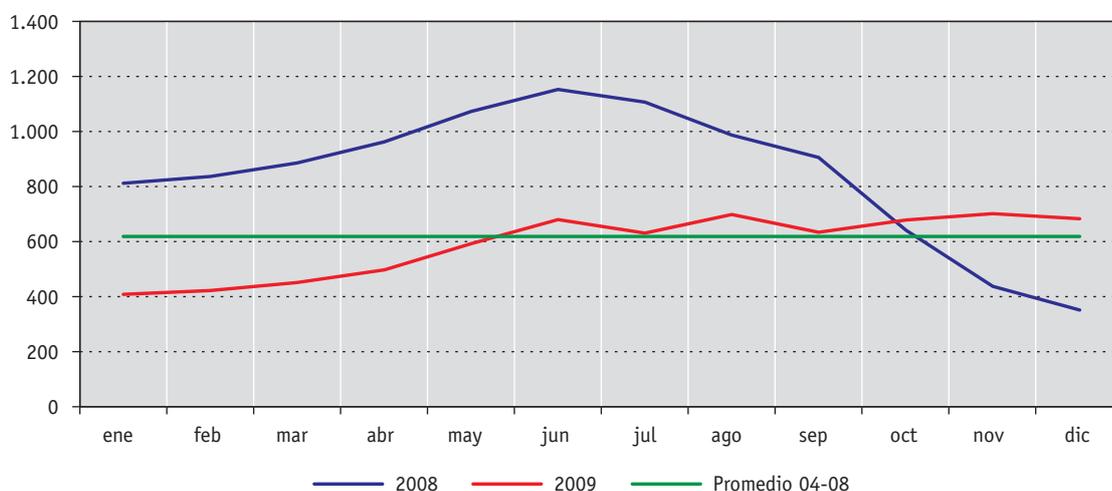
(1) Cotizaciones diarias medias CIF Cargoes para la gasolina sin plomo («Premium Unleaded 50 ppm» en 2008 y «Premium Unleaded 10 ppm» en 2009) y el gasóleo de automoción («ULSD 50 ppm» en 2008 y «ULSD 10 ppm» en 2009) y FOB Cargoes para el fuelóleo (Fuel 1 %S).

Fuente: Platt's.

A continuación se muestra la evolución mensual en 2008 y 2009 de las cotizaciones de referencia para los principales productos petrolíferos en Europa, incluyen-

do gasolina (gráfico 1.5.7), gasóleo (gráfico 1.5.8), fuelóleo (gráfico 1.5.9) y principales componentes del GLP (gráficos 1.5.10 y 1.5.11).

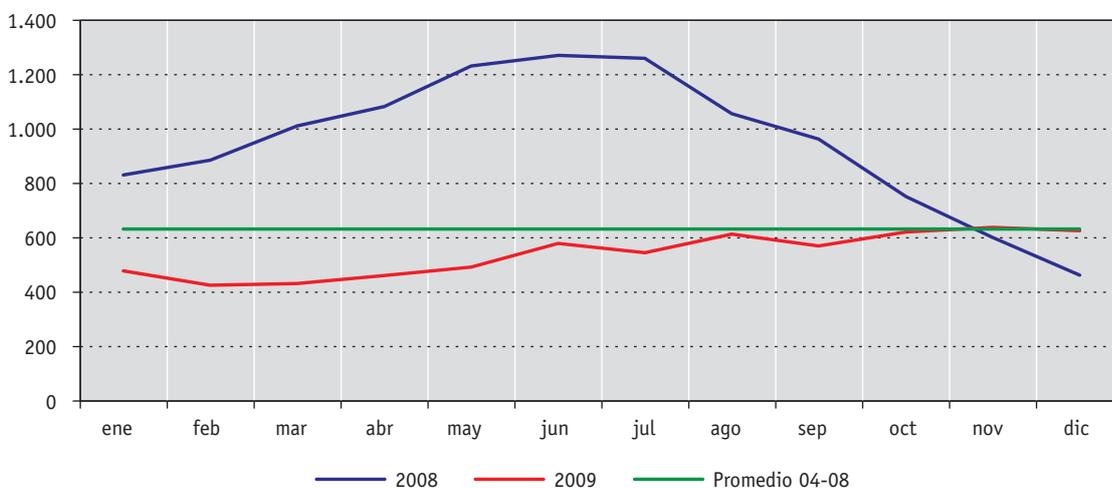
Gráfico 1.5.7. Media mensual referencia gasolina sin plomo zona mediterráneo 2008-2009 (1)
 Datos en US\$/Tm



(1) Promedios mensuales de las cotizaciones diarias medias («Premiun Unleaded 50 ppm CIF Cargoes en 2008 y Premiun Unleaded 10 ppm CIF Cargoes en 2009») según criterio weekday (festivos, excepto fines de semana, misma cotización del día anterior).

Fuente: CNE.

Gráfico 1.5.8. Media mensual referencia gasóleo de automoción zona mediterráneo 2008-2009 (1)
 Datos en US\$/Tm

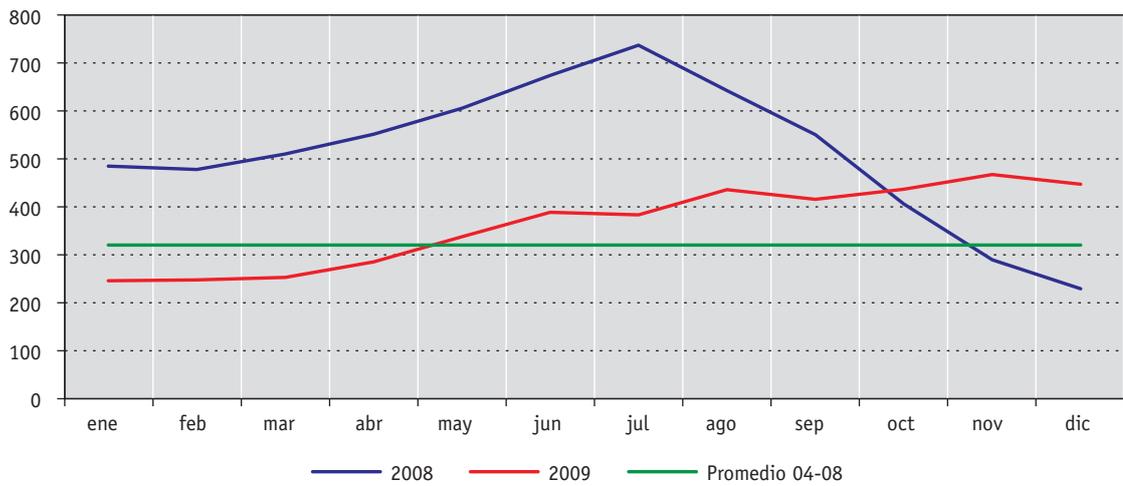


(1) Promedios mensuales de las cotizaciones diarias medias («ULSD 50 ppm CIF Cargoes en 2008 y ULSD 10 ppm CIF Cargoes en 2009») según criterio weekday (festivos, excepto fines de semana, misma cotización del día anterior).

Fuente: CNE.

Gráfico 1.5.9. Media mensual referencia fuelóleo zona mediterráneo 2008-2009 (1)

Datos en US\$/Tm

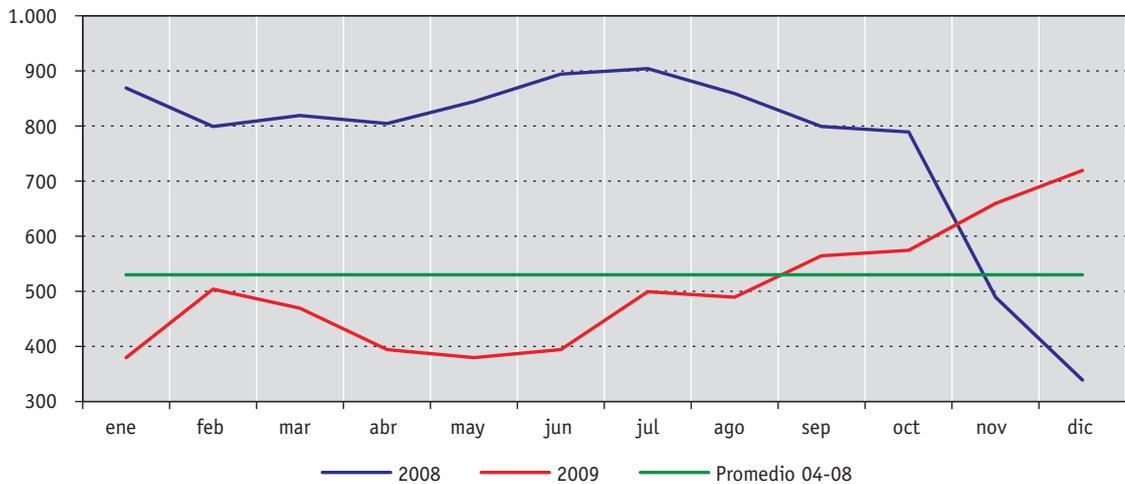


(1) Promedios mensuales de las cotizaciones diarias medias del fuelóleo 1%S (bajo contenido en azufre) FOB Cargoes según criterio weekday (festivos, excepto fines de semana, misma cotización del día anterior).

Fuente: CNE

Gráfico 1.5.10. Media mensual precio del Propano de referencia 2008-2009 (1)

Datos en US\$/Tm

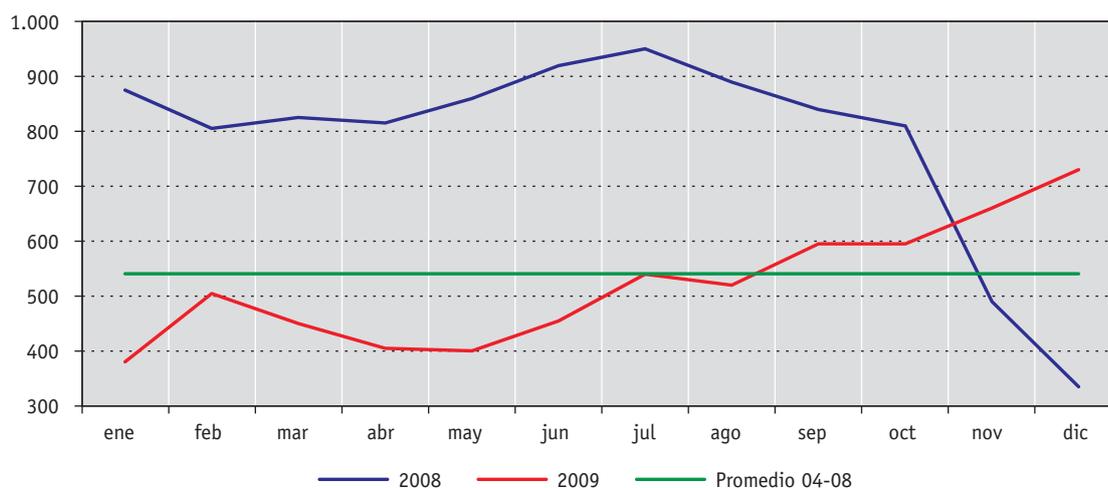


(1) Se ha tomado como referencia la cotización «Propane Saudi Aramco Platt's».

Fuente: CNE.

Gráfico 1.5.11. Media mensual precio del Butano de referencia 2008-2009 (1)

Datos en US\$/Tm



(1) Se ha tomado como referencia la cotización «Butane Saudi Aramco Platt's».

Fuente: CNE.

1.5.6. Comportamiento de los diferenciales de precios de productos petrolíferos vs. Brent

El comportamiento de los diferenciales vs. Brent de gasolina y gasóleo viene condicionado por la estacionalidad de la demanda de cada producto. Así, en verano, época de elevada demanda de gasolina, el diferencial gasolina-Brent registra sus máximos anuales. Por el contrario, es en invierno cuando el diferencial gasóleo-Brent aumenta. Respecto al fuelóleo 1%S-Brent, el año suele iniciarse con diferenciales estrechos que se amplían posteriormente a lo largo de los meses excepto en la época estival, momento en que vuelven a acortarse.

Durante 2009 el diferencial medio de la gasolina sin plomo aumentó, situándose en 9,08 US\$/Bbl frente a 4,27 US\$/Bbl en 2008. Sin embargo, el diferencial medio del gasóleo respecto al Brent disminuyó en media durante el año, situándose en 11,04 US\$/Bbl frente a 30,57 US\$/

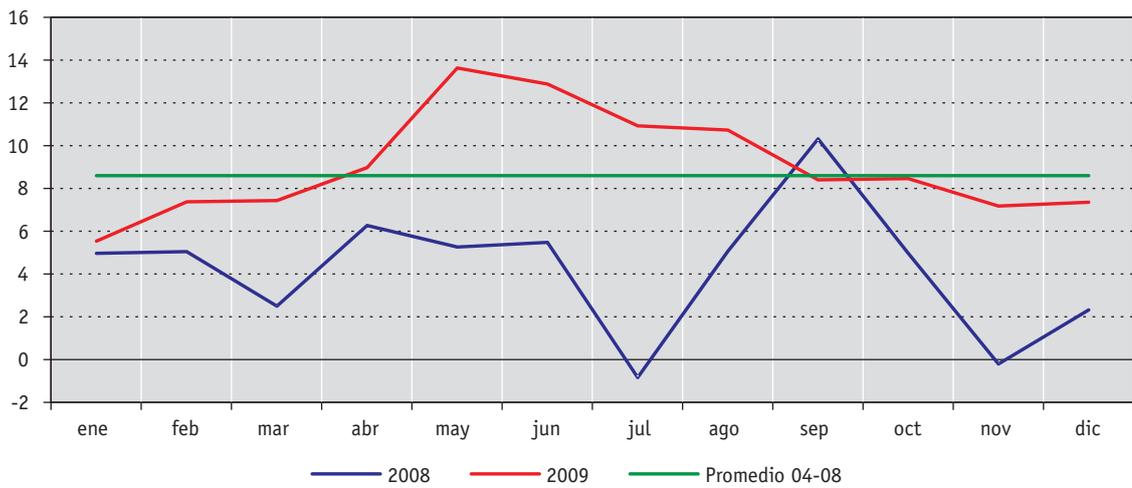
Bbl en 2008. Por su parte, el diferencial correspondiente al fuelóleo disminuyó, situándose la media en -4,70 US\$/Bbl, frente a -16,33 US\$/Bbl en 2008.

En los gráficos 1.5.12, 1.5.13 y 1.5.14 se muestra la evolución de los distintos diferenciales de los precios de los productos petrolíferos de referencia respecto al Brent en los últimos dos años.

1.5.7. Márgenes de refino norteamericanos en 2009

Durante la mayor parte del año las referencias de márgenes de refino norteamericanos se situaron por debajo de las registradas el año anterior, tal como se observa en el gráfico 1.5.15, situándose en media anual por debajo de los registrados en 2008 (4,28 US\$/Bbl en 2009 frente a 6,26 US\$/Bbl en 2008 en el indicador WTI cracking).

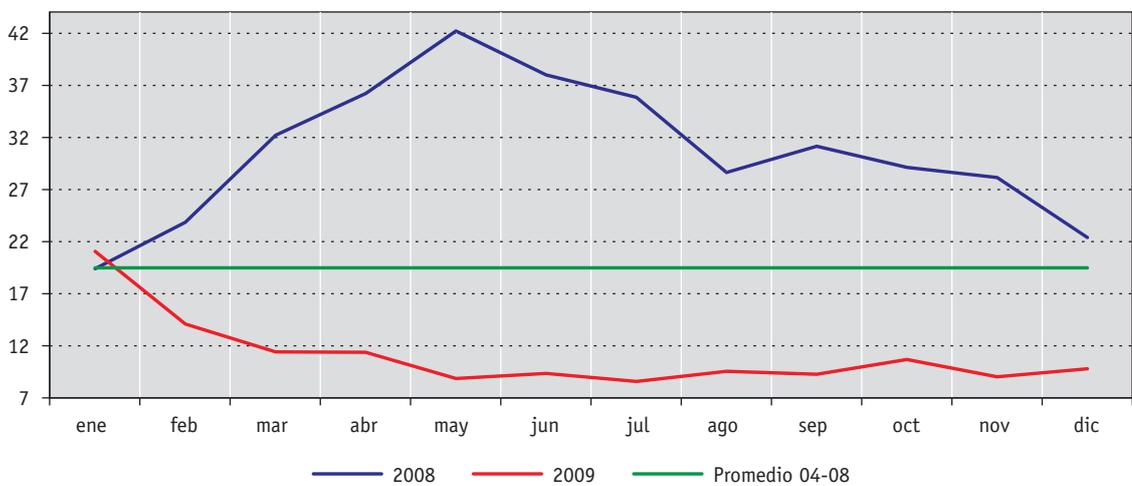
Gráfico 1.5.12. Diferencial medio mensual referencia gasolina sin plomo MED-Brent Dated 2008-2009 (1)
 Datos en US\$/Bbl



(1) Se ha tomado como referencia de precio de la gasolina sin plomo la cotización de la gasolina en 2008 «Premium Unleaded 50 ppm CIF Cargoes» y en 2009 «Premium Unleaded 10 ppm CIF Cargoes».

Fuente: CNE.

Gráfico 1.5.13. Diferencial medio mensual referencia gasóleo de automoción MED-Brent Dated 2008-2009 (1)
 Datos en US\$/Bbl

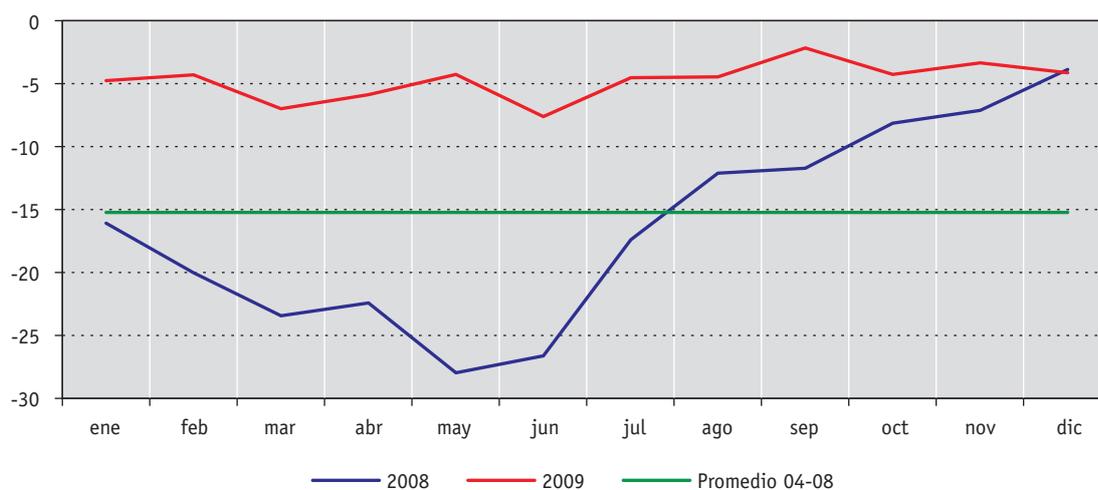


(1) Se ha tomado como referencia de precio del gasóleo la cotización del gasóleo en 2008 «ULSD 50 ppm CIF Cargoes» y en 2009 «ULSD 10 ppm CIF Cargoes».

Fuente: CNE.

Gráfico 1.5.14. Diferencial medio mensual referencia fuelóleo MED-Brent Dated 2008-2009 (1)

Datos en US\$/Bbl

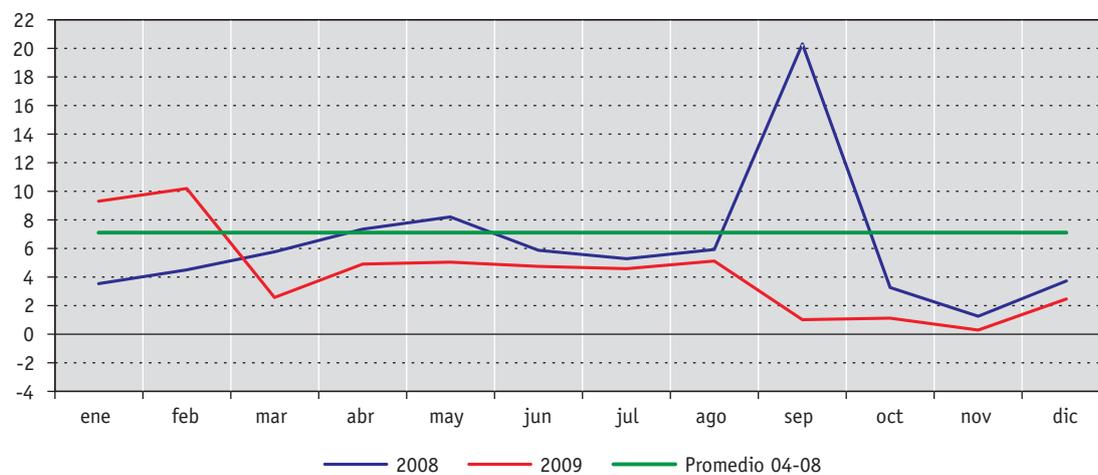


(1) Se ha tomado como referencia de precio del fuelóleo la cotización del «Fuel 1%S FOB Cargoes», de bajo contenido en azufre.

Fuente: CNE.

Gráfico 1.5.15. Media mensual márgenes de refino en EE.UU. 2008-2009 (1)

Datos en US\$/Bbl



(1) Indicador de márgenes de refino WTI cracking.

Fuente: Reuters y CNE.

1.5.8. Márgenes de refino en Europa en 2009

Los indicadores de márgenes de refino europeos experimentaron una tendencia similar a la de los americanos en 2008. El gráfico 1.5.16 muestra la evolución del margen de refino NWE Brent Cracking, cuya media anual se situó en 3,44 US\$/Bbl en 2009 frente a 8,27 US\$/Bbl en 2008.

1.5.9. Márgenes comerciales en la Unión Europea

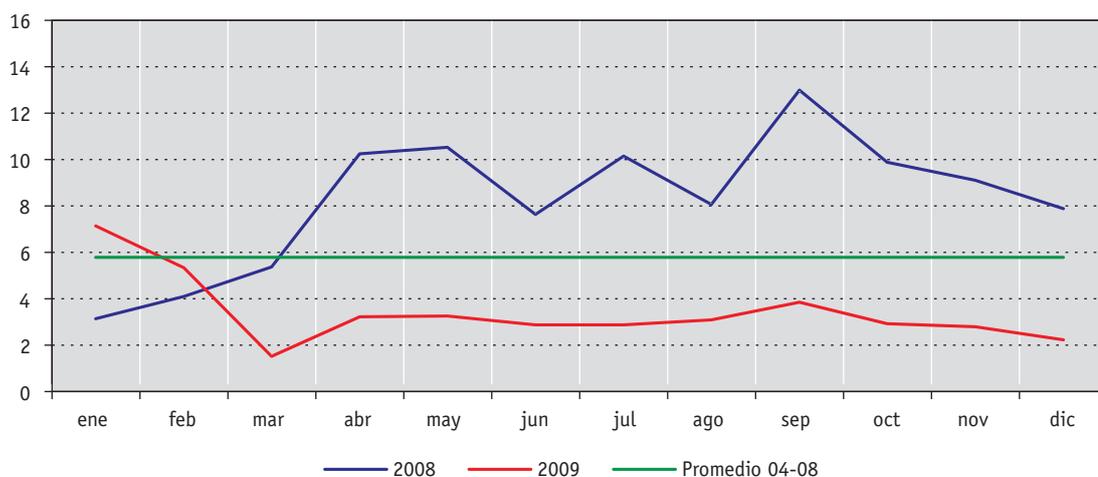
Se considera como indicador del margen comercial la diferencia entre el precio antes de impues-

tos (PAI) y la cotización en los mercados internacionales del producto de referencia (Ci). Los gráficos 1.5.17 y 1.5.18 muestran la evolución del mencionado indicador (PAI-Ci) en la UE para gasolinas y gasóleos.

En 2009 los márgenes comerciales en el conjunto de países de la Unión Europea experimentaron una disminución respecto al año anterior. Concretamente, en promedio anual, el indicador PAI-Ci para la gasolina 95 en la Unión Europea se situó en 0,1024 euros/litro en 2009, frente a los 0,1231 euros/litro registrados en 2008. En el caso del gasóleo de automoción, la media 2009 fue de 0,1184 euros/litro frente a 0,1268 euros/litro del año anterior.

Gráfico 1.5.16. Media mensual márgenes de refino en Europa 2008-2009 (1)

Datos en US\$/Bbl

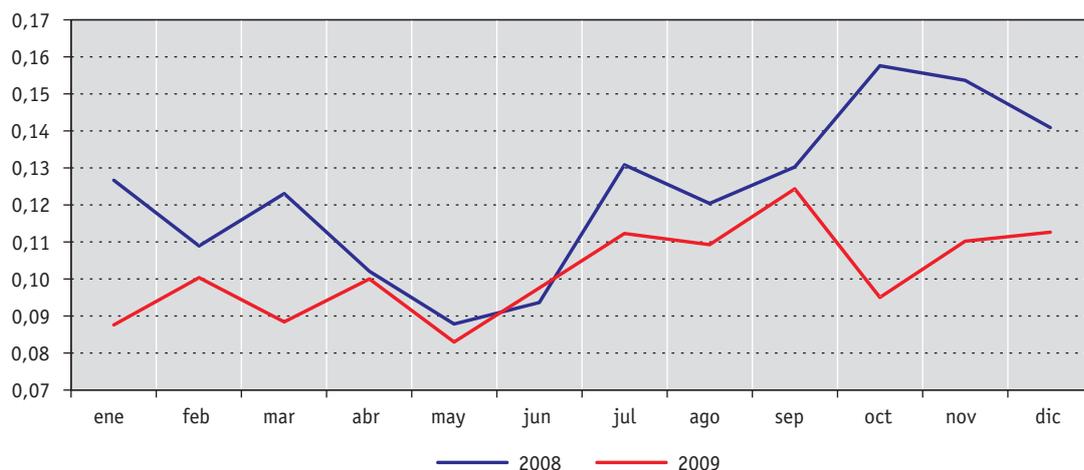


(1) Indicador de márgenes de refino NWE Brent cracking.

Fuente: Reuters y CNE.

Gráfico 1.5.17. Media mensual PAI-Ci gasolina 95 en la UE 2008-2009 (1)

Datos en euros/lt

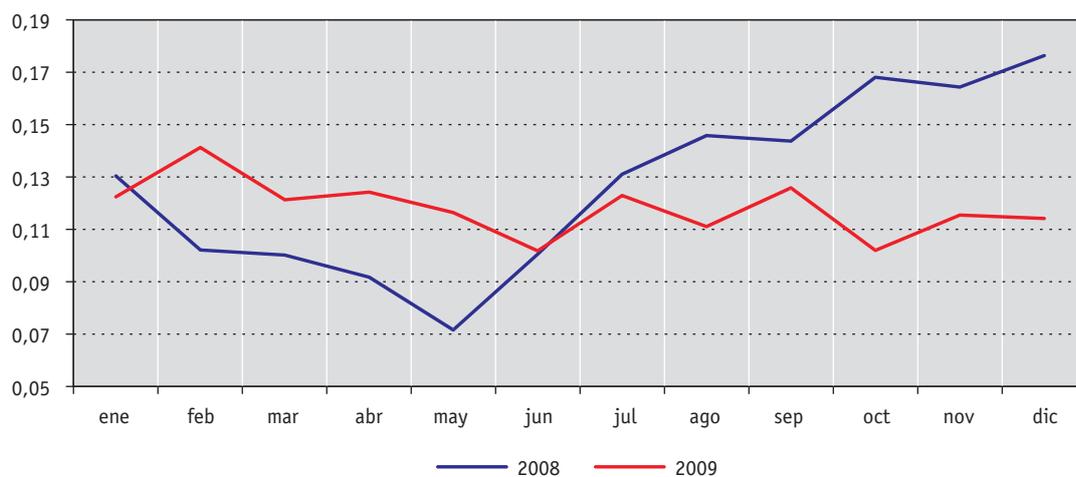


(1) Ci: calculada como 50 % («Premium Unleaded 50 ppm CIF MED en 2008 y Premium Unleaded 10 ppm CIF MED en 2009») y 50% Premium Unleaded CIF NWE en la UE-14.

Fuente: CNE.

Gráfico 1.5.18. Media mensual PAI-Ci gasóleo A en la UE 2008-2009 (1)

Datos en euros/lt



(1) Ci: calculada como 50% («ULSD 50 ppm CIF MED en 2008 y ULSD 10 ppm CIF MED en 2009») y 50% («ULSD 50 ppm CiF NWE en 2008 y ULSD 10 ppm CiF NWE en 2009») en UE-14.

Fuente: CNE.

1.6. Empresas petroleras internacionales en 2009

1.6.1. Resultados en 2009

Como se observa en el gráfico 1.6.1 en general las empresas petroleras experimentaron en 2009 una reducción de su resultado neto respecto a 2008. En la mayoría de los casos este descenso vino determinado por unos menores resultados en el área de Exploración y Producción, derivados de la disminución de los precios del crudo, mientras que las actividades de Refino y Marketing se vieron en general afectadas por unos menores márgenes de refino respecto al año anterior en todos los mercados internacionales de referencia.

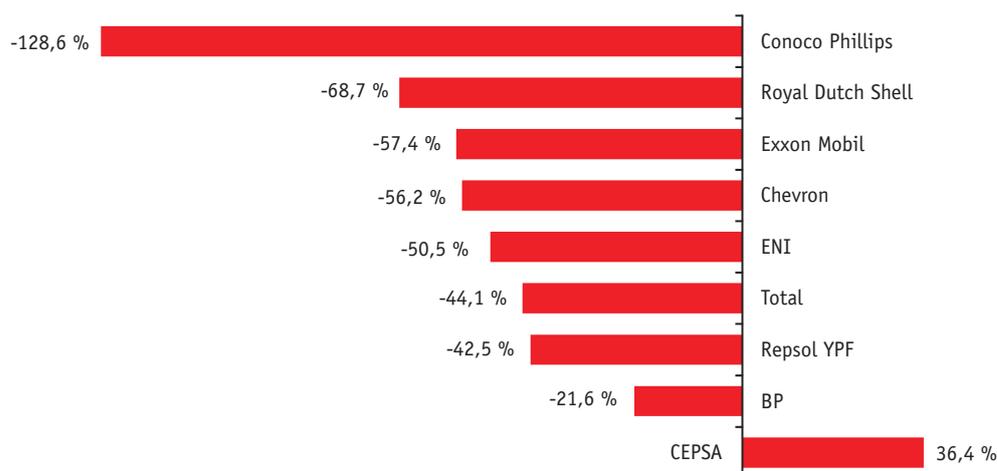
En todo caso, hubo una gran diversidad de comportamientos, oscilando entre la disminución del 128,6% experimentada por Conoco Phillips hasta el incremento del 36,4% de CEPSA.

En el cuadro 1.6.1 se desglosan los principales componentes del resultado operativo para las dos principales empresas petroleras españolas, Repsol YPF y CEPSA, destacando los siguientes aspectos:

- Disminución del resultado operativo de Exploración y Producción, un 41,6% en el caso de Repsol YPF y un 28,9% en el de CEPSA.
- Los márgenes de refino y la notable contracción de la demanda en durante todo el ejercicio determinaron la disminución de resultados de Refino y Marketing, que se cuantificó en un 31,7% en el caso de Repsol YPF y en un 71,3% en el caso de CEPSA.
- En lo que se refiere al negocio químico ambas empresas reflejaron un comportamiento negativo, registrando Repsol YPF una disminución del 32,5% y CEPSA del 29,5%.
- En cuanto a los resultados relativos al área de gas y electricidad el comportamiento fue distinto en ambas compañías, incrementándose en el caso de Repsol YPF un 1,0% y disminuyendo un 13,6% en el caso de CEPSA.
- El resultado operativo de Repsol YPF ascendió en 2009 a 3.244 millones de euros, lo que supone una disminución del 35,4% respecto al año anterior. En el caso de CEPSA, su resultado operativo (468 millones de euros) fue inferior en un 46,8% al registrado el año anterior.

Gráfico 1.6.1. Variación resultado neto 2009 vs. 2008 de las principales empresas petroleras

Datos en %



Fuente: Memorias de las compañías.

Cuadro 1.6.1. Resultados 2009 Repsol YPF y CEPSA

Datos en millones de euros

	Repsol YPF			CEPSA		
	2009	% s/total	% Var 09/08	2009	% s/total	% Var 09/08
Exploración y Producción	1.576	49%	-41,6%	236	50%	-28,9%
Refino y Marketing	1.463	45%	-31,7%	113	24%	-71,3%
Química	-131	-4%	-32,5%	62	13%	-29,5%
Gas y Electricidad	687	21%	1,0%	57	12%	-13,6%
Otros	-351	-11%	14,0%	—	—	—
Resultado Operativo	3.244	100%	-35,4%	468	100%	-46,8%
Resultado neto	1.559		-39,0%	375		36,4%

Fuente: Memorias de las compañías.

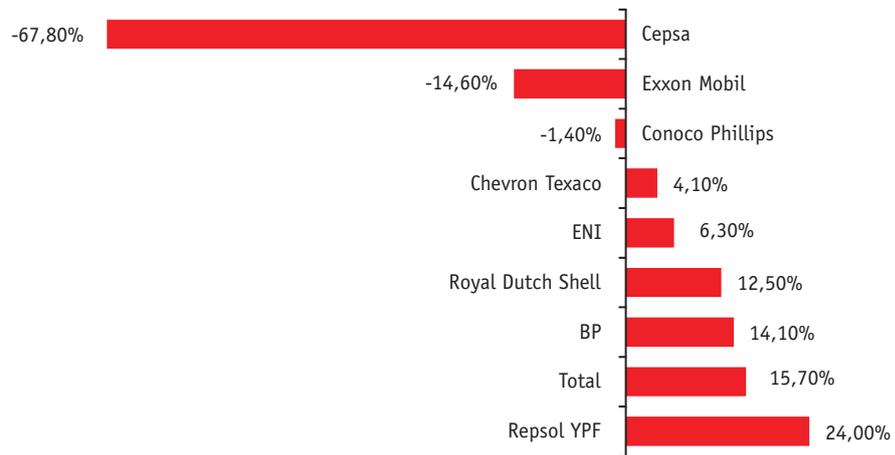
1.6.2. Comportamiento bursátil

Tal como se observa en el gráfico 1.6.2, las cotizaciones de la mayor parte de las petroleras aumentaron

durante el período enero-diciembre de 2009, oscilando sus variaciones entre el -67,80% CEPSA y el +24,00% de REPSOL.

Gráfico 1.6.2. Evolución bursátil principales empresas petroleras en 2009

Datos en %



Fuente: CNE.

2. Exploración y producción en España

2.1. Dominio minero

La Ley 34/98, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos modificó el antiguo sistema de adjudicación de permisos de investigación en lo que se refiere al aspecto competencial, tratando asimismo de facilitar la entrada de nuevas compañías que generen unas condiciones idóneas de apertura de mercado. En 2007 se promulgó la Ley 12/2007, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado de gas natural. En cuanto al cumplimiento de los objetivos de la Ley 34/98, cabe indicar que, desde su promulgación, en cuanto a permisos de investigación, la superficie del dominio minero en vigor ha seguido una tendencia cre-

ciente con el tiempo, si bien en 2006 y 2007 puntualmente ha disminuido, para volver a ascender en 2008 y 2009. En cuanto al número de permisos vigentes, éstos se redujeron en 2005, 2006 y 2007, manteniéndose en 2008 la cifra del año anterior, para volver a aumentar en el año 2009. Durante 2009 el número de permisos vigentes se incrementó en 6, 7 fueron otorgados y uno renunciado.

2.1.1. Permisos de Investigación

El cuadro 2.1.1. recoge los permisos de investigación vigentes en España a 31 de diciembre de 2009. Dicha tabla indica, además de la cuenca en la que se sitúan, los titulares de los permisos con su porcentaje de participación, así como la superficie de éstos y el periodo de vigencia de los mismos.

Cuadro 2.1.1. Permisos de investigación vigentes 2009

Empresa	Participación %	Permisos	Administración competente	Publicación	Fecha de Publicación	Período Vigencia	Superficie (Ha)	Operador	Observaciones
SHESA OIL & GAS SKILLS TETHYS U. FENOSA GAS	25 10 26 39	CAMEROS-2	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	BOE LEY 21/74 ZONA A	01/08/1995	02/08/1995 07/04/2012	3.539,76	OIL & GAS SKILLS	Cuenca del Valle del Ebro-Ibérica-Maestrazgo Cesión de participación BOE 25/10/2002 Primera prórroga (renuncia Cameros 3 y 4) Cesión BOE 13/01/04 Cesión BOE 09/05/05 BOE 13/08/05 Renuncia parcial Cameros-2 Solicitada 2.º prórroga 27/11/2005 2.º prórroga BOE 6/06/2006 Cesión de participación 28/11/2007 Prórroga excepcional 06/04/09
SHESA PETROLEUM	70 25	LOQUIZ UREDERRA	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	BOE LEY 21/74 ZONA A	28/12/1996	29/12/1996 23/12/2009	2.022,72 16.687,44	SHESA	Cuenca del Cantábrico Centro Segunda prórroga Cesión de participación (BOE 22/06/05) Cesión de participación (BOE 03/12/08) Adaptación del período de vigencia (BOE 04/05/09)
PETROLEUM	100	EL JUNCAL	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	BOE LEY 34/98	28/03/1998	29/03/1998 28/03/2004	13.604,0	PETROLEUM	Cuenca del Valle del Guadalquivir Cesión de participación (BOE 20/02/03) Cambio a Ley 34/98-Modificación programa trabajos (BOE 18/03/04)
RIPSA WOODSIDE RWE	50 30 20	CANARIAS-1 CANARIAS-2 CANARIAS-3 CANARIAS-4 CANARIAS-5 CANARIAS-6 CANARIAS-7 CANARIAS-8 CANARIAS-9	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	BOE LEY 34/98	23/01/2002	24/1/2002 23/1/2008	45.204,0 75.340,0 37.670,0 45.204,0 52.738,0 90.408,0 90.408,0 89.544,0 89.544,0	RIPSA	Cuenca de Islas Canarias En espera de la regulación del decreto de otorgamiento original

Cuadro 2.1.1. Permisos de investigación vigentes 2009 (continuación)

Empresa	Participación %	Permisos	Administración competente	Publicación	Fecha de Publicación	Período Vigencia	Superficie (Ha)	Operador	Observaciones
COMPAÑÍA PETROLÍFERA DE SEDANO	100	HUÉRMECES	C.A. C Y L	BOC Y L	28/01/2002	29/01/2002 28/01/2008	12.078,0	COMPAÑÍA PETROLÍFERA DE SEDANO	Cuenca del Cantábrico Buralés
COMPAÑÍA PETROLÍFERA DE SEDANO	100	VALDERREDIBLE	C.A. C Y L	BOC Y L	28/01/2002	29/01/2002 28/01/2008	24.065,0	COMPAÑÍA PETROLÍFERA DE SEDANO	Cuenca del Cantábrico Buralés
RIPSA	100	LUBINA-1 LUBINA-2	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	BOE LEY 34/98	21/02/2002	22/02/2002 21/02/2011	21.643,08 25.815,24	RIPSA	Cuenca del Mediterráneo Norte Prórroga excepcional (BOE 31/03/08)
HERITAGE PETROLEUM PLC	100	MIERES	PRINCIPADO DE ASTURIAS	BOPA	19/04/2002	20/04/2002 19/04/2008	37.482,0	HERITAGE PETROLEUM PLC	Cuenca Asturiana
PETROLEUM	100	MARISMAS MARINO NORTE	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E	05/08/2003	06/08/2003 05/08/2009	4.625,4	PETROLEUM	Cuenca del Golfo de Cádiz Cesión de participación (BOE 24/10/07) Renuncia parcial (BOE 12/08/08)
RIPSA	100	BALLENA 1	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E	08/11/2003	09/11/2003 08/11/2009	99.504,00	RIPSA	Cuenca Astur-Santanderina Modificados plazos del programa de trabajos e inversiones BOE 09/05/2005
RIPSA	100	BALLENA 2	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E	8/11/2003	09/11/2003 08/11/2009	93.285,0	RIPSA	Cuenca Astur-Santanderina Modificados plazos del programa de trabajos e inversiones BOE 09/05/2005
RIPSA	100	BALLENA 3	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E	8/11/2003	09/11/2003 08/11/2009	93.285,0	RIPSA	Cuenca Astur-Santanderina Modificados plazos del programa de trabajos e inversiones BOE 09/05/2005
RIPSA	100	BALLENA 4	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E	8/11/2003	09/11/2003 08/11/2009	93.285,0	RIPSA	Cuenca Astur-Santanderina Modificados plazos del programa de trabajos e inversiones BOE 09/05/2005
RIPSA	100	BALLENA 5	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E	8/11/2003	09/11/2003 08/11/2009	99.504,0	RIPSA	Cuenca Astur-Santanderina Modificados plazos del programa de trabajos e inversiones BOE 09/05/2005
SERICA ENERGIA IBÉRICA S.L.	100	ABIEGO	C.A. ARAGÓN	B.O.A.	24/11/2003	25/11/2003 24/11/2009	35.651,0	SERICA ENERGIA IBÉRICA S.L.	Cuenca Pirineo Occidental Renuncia parcial 28/11/2007
SERICA ENERGIA IBÉRICA S.L.	100	PERALTILLA	C.A. ARAGÓN	B.O.A.	24/11/2003	25/11/2003 24/11/2009	16.266,0	SERICA ENERGIA IBÉRICA S.L.	Cuenca Pirineo Occidental Renuncia parcial 28/11/2007
SERICA ENERGIA IBÉRICA S.L.	100	BARBASTRO	C.A. ARAGÓN	B.O.A.	24/11/2003	25/11/2003 24/11/2009	37.612,0	SERICA ENERGIA IBÉRICA S.L.	Cuenca Pirineo Occidental Renuncia parcial 28/11/2007
SERICA ENERGIA IBÉRICA S.L.	100	BINÉFAR	C.A. ARAGÓN	B.O.A.	24/11/2003	25/11/2003 24/11/2009	22.088,0	SERICA ENERGIA IBÉRICA S.L.	Cuenca Pirineo Occidental Renuncia parcial 28/11/2007
RIPSA PETROLEUM	60 40	SIROCO A	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E.	19/02/2004	20/02/2004 19/02/2010	41.352,0	RIPSA	Cuenca Bética-Mar de Alborán Modificación art. 2 Medioambiente BOE 15/04/2005 Cesión participación B.O.E. 27/04/2006 Cesión participación B.O.E. 24/10/2007

Cuadro 2.1.1. Permisos de investigación vigentes 2009 (continuación)

Empresa	Participación %	Permisos	Administración competente	Publicación	Fecha de Publicación	Período Vigencia	Superficie (Ha)	Operador	Observaciones
RIPSA PETROLEUM	60 40	SIROCO B	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E.	19/02/2004	20/02/2004 19/02/2010	82.704,0	RIPSA	Cuenca Bética-Mar de Alborán Modificación art. 2 Medioambiente BOE 15/04/2005 Cesión participación B.O.E. 27/04/2006 Cesión participación B.O.E. 24/10/2007
RIPSA PETROLEUM	60 40	SIROCO C	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E.	19/02/2004	20/02/2004 19/02/2010	82.704,0	RIPSA	Cuenca Bética-Mar de Alborán Modificación art. 2 Medioambiente BOE 15/04/2005 Cesión participación B.O.E. 27/04/2006 Cesión participación B.O.E. 24/10/2007
PETROLEUM	100	NARANJALEJO	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E.	19/02/2004	20/02/2004 19/02/2010	10.203,0	PETROLEUM	Cuenca del Valle del Guadalquivir Modificación art. 2 Medioambiente BOE 15/04/2005
HIDROCARBUROS DEL CANTÁBRICO	100	LAVIANA	PRINCIPADO DE ASTURIAS	B.O.P.A.	19/03/2004	20/03/2004 19/03/2010	12.552,0	HIDROCARBUROS DEL CANTÁBRICO	Cuenca Asturiana
HIDROCARBUROS DEL CANTÁBRICO	100	LIERES	PRINCIPADO DE ASTURIAS	B.O.P.A.	19/03/2004	20/03/2004 19/03/2010	12.510	HIDROCARBUROS DEL CANTÁBRICO	Cuenca Asturiana
HIDROCARBUROS DEL CANTÁBRICO	100	CAMPOMANES	PRINCIPADO DE ASTURIAS	B.O.P.A.	19/03/2004	20/03/2004 19/03/2010	12.563	HIDROCARBUROS DEL CANTÁBRICO	Cuenca Asturiana
COMPANÍA PETROLÍFERA DE SEDANO	100	BASCONCILLOS H	C.A.CASTILLAY LEÓN	B.O.C.Y L.	8/06/2004	09/06/2004 08/06/2010	19.443	COMPANÍA PETROLÍFERA DE SEDANO	Cuenca del Cantábrico-Burgalés
ENAGAS	100	REUS	GENERALIDAD DE CATALUÑA	D.O.G.C.	28/10/2005	29/10/2005 28/10/2011	25.684,00	ENAGAS	Cuenca Costero Catalana
CEPSA	100	VALLFOGONA ESTE	GENERALIDAD DE CATALUÑA	D.O.G.C.	16/11/2005	17/11/2005 16/11/2011	88.494,0	CEPSA	Cuenca Pirineo oriental Solicitada renuncia a Dirección Gral. de Energía y Minas
CEPSA	100	VALLFOGONA OESTE	GENERALIDAD DE CATALUÑA	D.O.G.C.	16/11/2005	17/11/2005 16/11/2011	88.494,00	CEPSA	Cuenca Pirineo oriental Solicitada renuncia a Dirección Gral. de Energía y Minas
SHESA UNION FENOSA TETHYS OIL & GAS SKILLS	25 39 26 10	EBRO-A	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E.	19/12/2006	20/12/2006 19/12/2012	21.744,24	OIL & GAS SKILLS	Cuenca del Valle del Ebro Cesión participación 29/11/2007
SHESA CAMBRIA HEYCO ENERGY ESPAÑA	42,823530 35,294117 21,882353	ANGOSTO-1	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E.	19/12/2006	20/12/2006 19/12/2012	26.119,8	SHESA	Cuenca del Cantábrico-Burgalés Cesión participación 28/11/2007
SHESA	100	ENARA	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E.	19/12/2006	20/12/2006 19/12/2012	75.852	SHESA	Cuenca del Cantábrico-Centro
SHESA	100	USOA	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E.	18/02/2008	19/02/2008 18/02/2014	72.691,5	SHESA	Cuenca del Cantábrico-Centro

Cuadro 2.1.1. Permisos de investigación vigentes 2009 (continuación)

Empresa	Participación %	Permisos	Administración competente	Publicación	Fecha de Publicación	Periodo Vigencia	Superficie (Ha)	Operador	Observaciones
SHESA	100	MIRUA	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E.	18/02/2008	19/02/2008 18/02/2014	75.240,0	SHESA	Cuenca del Cantábrico-Burgalés
SHESA	100	USAPAL	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E.	18/02/2008	19/02/2008 18/02/2014	74.934,0	SHESA	Cuenca del Cantábrico-Burgalés
RIPSA PETROLEUM	60 40	SIROCO D	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E.	18/02/2008	19/02/2008 18/02/2014	13.784,0	RIPSA	Cuenca Bética-Mar de Alborán Cesión de participación (BOE 20/08/09)
PETROLEUM VANCAST EXPLO- RACIÓN, S.L.	90 10	VILLAVI- CIOSA	PRINCIPADO DE ASTURIAS	B.O.P.A.	10/06/2008	11/06/2008 10/06/2014	43.533,00	PETROLEUM	Cuenca Asturiana
PETROLEUM	100	BEZANA	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E.	02/12/2009	03/12/2009 02/12/2015	87.780	PETROLEUM	Cuenca del Cantábrico-Burgalés
PETROLEUM	100	BTGÜENZO	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E.	2/12/2009	03/12/2009 02/12/2015	91.654,5	PETROLEUM	Cuenca del Cantábrico-Burgalés
INVEXTA RECURSOS	100	ARIES 1	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E.	29/01/2009	30/01/2009 29/01/2015	100.650,0	NVEXTA RE- CURSOS	Cuenca Prebética
INVEXTA RECURSOS	100	AIRES 2	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E.	29/01/2009	30/01/2009 29/01/2015	100.650,0	NVEXTA RE- CURSOS	Cuenca Prebética
RIPSA SHESA	69,23 30,77	FULMAR	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO	B.O.E.	29/01/2009	30/01/2009 29/01/2015	31.095,0	RIPSA	Cuenca del Golfo de Vizcaya
GREENPARK ENERGY ESPAÑA	100	PISUERGA	COMUNIDAD DE CASTILLA Y LEÓN	B.O.C.L.	13/05/2009	14/05/2009 13/05/2015	42.818,0	GREENPARK ENERGY ESPAÑA	Cuenca del Cantábrico-Burgalés
PETROLEUM	100	LES PINASSÉS	GENERALIDAD DE CATALUÑA	D.O.G.C.	30/10/2009	31/10/2009 30/10/2015	12.842,0	PETROLEUM	Cuenca Surpirenaica

Fuente: CNE.

A raíz de la entrada en vigor del nuevo marco competencial que estableció la Ley 34/98, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, las Comunidades Autónomas son competentes en el otorgamiento de permisos de investigación cuando éstos afectan a su ámbito territorial. Cuando la superficie del permiso abarca a varias Comunidades Autónomas o se trata de un permiso marino, las competencias corresponden a la Administración Central.

En 2009, se han solicitado a la Administración Central tres permisos de investigación mixto tierra-mar: Schuepbach Energy España, S.L.U. y Vancast Exploración, S.L. solicitaron conjuntamente los de «Ruedalabola» y «Tesorillo»¹, en la zona de Cádiz; y, Petroleum Oil & Gas España, S.A. solicitó el de «Los Basucos»² en Cantabria.

Por otra parte, en el ámbito de la Administración Central, permanecen pendientes varios otorgamientos de solicitudes realizadas en años anteriores. En 2008, el de «Alta Mar 1», «Alta Mar 2», en el golfo de Valencia, el de «Calderín», el de «Horquilla» en las costas de Cádiz, y el de «Iris» en el País Vasco; en 2006, los permisos de «Albufera», «Benifayó» y «Gandía», en el golfo de Valencia, y los de «Chinook A», «Chinook B», «Chinook C» y «Chinook D» en el Mar de Alborán.

En 2009, por lo que se refiere a solicitudes de permisos cuya competencia corresponde a las Comunidades Autónomas, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A. solicitó a la Junta de Andalucía los permisos, «Ademuz», «El Carpio» y «Pocuna»³, situados entre las provincias de Córdoba y Jaén, y el permiso de investigación «Tur-

bón»⁴ a la Comunidad de Aragón; Cuadrilla Resources Ibérica S.L. solicitó el permiso «Berdún»⁵, localizado en la provincia de Huesca; y Hulleras del Norte, S.A. solicitó al Principado de Asturias el permiso de investigación «Morcín-1»⁶.

Se encuentran también pendientes de otorgamiento diversos permisos solicitados en las siguientes Comunidades Autónomas:

- En la Comunidad de Castilla y León falta resolver los otorgamientos de las solicitudes de 2008: «Arco» «Boñar-Cistierna», «Matallana» y «Guardo».
- En la Generalitat de Catalunya quedan por resolver los permisos solicitados en 2008 de «Fontanellas» y «Muro».
- En la Junta de Andalucía no se han resuelto permisos solicitados en años anteriores: en 2003, los de «Sevilla Sur», «Romeral Este», «Romeral Sur», «Juncal Este», en 2004, el de «Marismas D» y en 2007, el de «Guadiato».
- En la Comunidad Autónoma de Aragón, falta por otorgar los permisos solicitados en 2007 de «Plácido», «Carlota» y «Aínsa».

A 31 de diciembre de 2009, la cifra de permisos de investigación vigentes ascendía a 54. Desde la promulgación de la Ley 34/98 se han otorgado un total de 79 permisos de investigación, de los cuales 49 fueron otorgados por la Administración Central y el resto por las Comunidades Autónomas.

¹ B.O.E. del 12 de agosto de 2009.

² B.O.E. del 19 de mayo de 2009.

³ B.O.J.A. del 30 de noviembre de 2009.

⁴ B.O.A. del 8 de mayo de 2009 y B.O.E del 9 de junio de 2009.

⁵ B.O.A. del 3 de marzo de 2009.

⁶ B.O.P.A. del 12 de mayo de 2009.

En 2009 se otorgaron siete nuevos permisos de investigación. «Bezana» y «Bigüenzo»⁷, se otorgaron a Petroleum Oil & Gas, S.L.. «Fulmar»⁸ a Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A. como operador y con una participación del 69,23%, siendo el restante 30,77% de la Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi, S.A. Los permisos «Aries 1» y «Aries 2»⁹, a Invexta Recursos, S.L. La Generalitat de Catalunya otorgó el permiso «Les Pinassés»¹⁰ a Petroleum Oil & Gas, S.A. Finalmente, la Junta de Castilla y León otorgó el permiso «Pisuerga»¹¹, a Greenpark Energy España, S.A.

De acuerdo con la legislación española, el otorgamiento de las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos y de almacenamientos subterráneos es competencia de la Administración General del Estado. Cabe señalar que la Ley 12/2007, de 2 de julio, modificó el período de vigencia de las concesiones de explotación de almacenamiento subterráneo, estableciendo que éstas se otorgarán por un período de treinta años, prorrogables por dos períodos sucesivos de diez. Previamente, la Ley 34/98 disponía que las concesiones

de explotación conferían a sus titulares el derecho en exclusiva a almacenar hidrocarburos por un período de cincuenta años, prorrogables por dos períodos sucesivos de diez, cuando la actividad realizada por el titular fuera el almacenamiento de hidrocarburos. Además, dicha Ley determinaba que en aquellos casos que los titulares de una concesión almacenaran hidrocarburos en un yacimiento, que fuera o hubiera sido de hidrocarburos, la duración de la concesión sería de hasta noventa y nueve años.

Las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos vigentes en tierra y en mar en 2009 son las que figuran en los cuadros 2.1.2. y 2.1.3. Por otra parte, los cuadros 2.1.4. y 2.1.5. recogen las concesiones de explotación de almacenamientos de hidrocarburos vigentes en tierra y mar en dicho año respectivamente. Dichos cuadros ofrecen información sobre los titulares de las concesiones, su porcentaje de participación, el operador y la superficie de las concesiones. Se indican asimismo el período de vigencia y la cuenca en la que se encuentran, entre otros detalles.

En los apartados 2.3.1., 2.3.2. y 2.3.4. se incluyen datos sobre las producciones de crudo y gas y la actividad de almacenamiento en las diversas concesiones en 2009.

⁷ B.O.E. del 2 de diciembre de 2009.

⁸ B.O.E. del 29 de enero de 2009.

⁹ B.O.E. del 29 de enero de 2009.

¹⁰ D.O.G.C. del 30 de octubre de 2009.

¹¹ B.O.C.y L. del 13 de mayo de 2009.

2.1.2. Concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos y de almacenamientos subterráneos de hidrocarburos

Cuadro 2.1.2. Concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos vigentes 2009. Tierra

Empresas	Particip. %	Concesiones	B.O.E. De Otorgamiento	Periodo Vigencia	Superficie (Ha)	Operador	Observaciones
COMPAÑÍA PETROLIFERA DE SEDAÑO	100	LORA	31/01/1967 LEY 21/74 ZONA A	31/01/1967 30/01/2017	10.619,28	COMPAÑÍA PETROLIFERA DE SEDAÑO	Cuenca del Cantábrico Burgalés Cesión de participación BOE 27/11/2006 Cesión de participación BOE 2511/2008
PETROLEUM	100	MARISMAS B1	14/09/1988 LEY 34/98 ZONA A	15/09/1988 14/09/2018	6.257,84	PETROLEUM	Cuenca del Valle del Guadalquivir Cesión de participación BOE 02/12/2004 Cambio a Ley 34/98 en 2004
PETROLEUM	100	MARISMAS C1	14/09/1988 LEY 34/98 ZONA A	15/09/1988 14/09/2018	8.434,50	PETROLEUM	Cuenca del Valle del Guadalquivir Cesión de participación BOE 02/12/2004 Cambio a Ley 34/98 en 2004
PETROLEUM	100	MARISMAS C2	14/07/1989 LEY 34/98 ZONA A	15/07/1989 14/07/2019	3.128,92	PETROLEUM	Cuenca del Valle del Guadalquivir Cesión de participación BOE 02/12/2004 Cambio a Ley 34/98 en 2004
NUELGAS	100	LAS BARRERAS	23/09/1993 LEY 21/74 ZONA A	24/09/1993 23/09/2023	13.604,00	NUELGAS	Cuenca del Valle del Guadalquivir
PETROLEUM	100	REBUJENA	23/09/1993 LEY 34/98 ZONA A	24/09/1993 23/09/2023	3.264,96	PETROLEUM	Cuenca del Valle del Guadalquivir Cesión de participación BOE 02/12/2004 Cambio a Ley 34/98 en 2004
NUELGAS	100	EL RUEDO-1	23/09/1993 LEY 21/74 ZONA A	24/09/1993 23/09/2023	14.877,00	NUELGAS	Cuenca del Valle del Guadalquivir
NUELGAS	100	EL RUEDO-2	23/09/1993 LEY 21/74 ZONA A	24/09/1993 23/09/2023	14.050,50	NUELGAS	Cuenca del Valle del Guadalquivir
NUELGAS	100	EL RUEDO-3	23/09/1993 LEY 21/74 ZONA A	24/09/1993 23/09/2023	13.224,00	NUELGAS	Cuenca del Valle del Guadalquivir
PETROLEUM	100	EL ROMERAL 1	28/07/1994 LEY 21/74 ZONA A	29/07/1994 28/07/2024	8.162,40	PETROLEUM	Cuenca del Valle del Guadalquivir Cesión de participación BOE 26/05/2005 Cesión de participación BOE 15/01/2008
PETROLEUM	100	EL ROMERAL 2	28/07/1994 LEY 21/74 ZONA A	29/07/1994 28/07/2024	14.964,40	PETROLEUM	Cuenca del Valle del Guadalquivir Cesión de participación BOE 26/05/2005 Cesión de participación BOE 15/01/2008
PETROLEUM	100	EL ROMERAL 3	28/07/1994 LEY 21/74 ZONA A	29/07/1994 28/07/2024	7.890,32	PETROLEUM	Cuenca del Valle del Guadalquivir Cesión de participación BOE 26/05/2005 Cesión de participación BOE 15/01/2008
PETROLEUM	100	MARISMAS A	30/05/1995 LEY 34/98 ZONA A	31/05/1995 30/05/2025	8.842,60	PETROLEUM	Cuenca del Valle del Guadalquivir Cambio a Ley 34/98 en 2004

Fuente: CNE.

Cuadro 2.1.3. Concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos vigentes 2009. Mar

Empresas	Participación %	Concesiones	B.O.E. de Otorgamiento	Período Vigencia	Superficie (Ha)	Operador	Observaciones
RIPSA PETROLEUM CNWL CEPSA	67,3529 7,5000 17,6471 7,500	CASABLANCA	27/12/1978 LEY 21/74 ZONA C	28/12/1978 27/12/2008	7.036,00	RIPSA	Cuenca del Mediterráneo Norte: 4.786 Ha. a Unitización con MONTANAZO D y 266,76 Ha. a Unitización con ANGULA. Cesión del 24/02/2004 Primera prórroga 17/03/2009
PETROLEUM RIPSA CEPSA CNWL	17,0625 72,438 7 3,50	MONTANAZO D	04/01/1980 LEY 21/74 ZONA C	5/1/1980 4/1/2010	3.259,50	RIPSA	Cuenca del Mediterráneo Norte: 1.110 Ha. a Unitización con CASABLANCA. Cesión del 24/02/2004
RIPSA PETROLEUM CNWL CEPSA	68,670048 9,4603125 14,472140 7,39750	UNITIZACIÓN CASABLANCA- MONTANAZO D	25/06/1980 LEY 21/74 ZONA C	25/6/1980 27/12/2008	5.896,00	RIPSA	Cuenca del Mediterráneo Norte: La superficie pertenece: 1.110 Ha. a MONTANAZO D y 4.786 Ha. a CASABLANCA. Cesión del 24/02/2004
RIPSA MURPHY	82 18	GAVIOTA I GAVIOTA II	14/07/1983 LEY 21/74 ZONA C	15/07/1983 14/07/2013	4.726,00 2.239,00	RIPSA	Cuenca del Golfo de Vizcaya Conversión parcial en almacenamiento subterráneo BOE 29/12/2007
RIPSA CNWL	53,85 46,15	ANGULA	03/12/1985 LEY 21/74 ZONA C	04/12/1985 03/12/2015	3.129,00	RIPSA	Cuenca del Mediterráneo Norte: 177,84 Ha. a Unitización con CASABLANCA
RIPSA MURPHY	82 18	ALBATROS	23/09/1993 LEY 21/74 ZONA C	24/9/1993 23/9/2023	3.233,88	RIPSA	Cuenca del Golfo de Vizcaya Renuncia parcial 30/1/2003 Cesión participación 30/1/2003
RIPSA	100	POSEIDÓN NORTE	07/12/1995 LEY 21/74 ZONA C	08/12/1995 07/12/2025	10.751,52	RIPSA	Cuenca del Golfo de Cádiz Renuncia parcial BOE 13/08/05
RIPSA	100	POSEIDÓN SUR	07/12/1995 LEY 21/74 ZONA C	08/12/1995 07/12/2025	3.583,84	RIPSA	Cuenca del Golfo de Cádiz Renuncia parcial BOE 13/08/05
RIPSA CNWL CEPSA PETROLEUM	65,4195 15,5805 15,0000 4,000	RODABALLO	19/09/1996 LEY 21/74 ZONA C	20/09/1996 03/12/2015	4.954,44	RIPSA	Cuenca del Mediterráneo Norte
RIPSA CNWL PETROLEUM CEPSA	61,95174 29,04826 4,50 4,50	UNITIZACIÓN ANGULA- CASABLANCA (BOQUERÓN)	R. DGE 03/02/1997 LEY 21/74 ZONA C	03/02/1997 27/12/2008	444,60	RIPSA	Cuenca del Mediterráneo Norte: La superficie pertenece: 266,76 Ha. a CASABLANCA y 177,84 Ha. a ANGULA. Cesión del 24/02/2004

Fuente: CNE.

Cuadro 2.1.4. Concesiones de explotación de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos vigentes 2009. Tierra

Empresas	Particip. %	Concesiones	B.O.E. de Otorgamiento	Período Vigencia	Superficie (Ha)	Operador	Observaciones
ENAGAS	100	JACA-AURÍN- SUPRAJACA	03/07/2012	04/07/2007 03/07/2037	11.124,96	ENAGAS	Cuenca del Pirineo Occidental
ENAGAS	100	YELA	11/09/2007	12/09/2007 11/09/2037	6.519,00	ENAGAS	Cuenca de Madrid

Fuente: CNE.

Cuadro 2.1.5. Concesiones de explotación de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos vigentes 2009.
Mar

Empresas	Participación %	Concesiones	B.O.E. de otorgamiento	Período Vigencia	Superficie (Ha)	Operador	Observaciones
RIPSA MURPHY	82 18	GAVIOTA	29/12/2007	30/12/2007 29/12/2037	4.229	RIPSA	Cuenca del Golfo de Vizcaya
ESCAL-UGS	100	CASTOR	05/06/2008	06/06/2008 05/06/2038	6.519	ESCAL-UGS	Cuenca del Mediterraneo Norte

Fuente: CNE.

2.1.3. Variaciones del dominio minero

Por una parte, en relación con la evolución del dominio minero en permisos de investigación en el 2009 conviene destacar lo siguiente:

- La superficie del dominio minero se ha incrementado en 2009 respecto a 2008, de forma que a 31 de diciembre de 2009 dicha superficie era de 2.716.193,5 Ha., mientras que en la misma fecha del año anterior ascendía a 2.269.600 Ha.
- La renuncia total al permiso «Gijón»¹² aceptada en noviembre de 2009 por el Principado de Asturias, cuyo operador era Heritage Petroleum PLC.
- La prórroga excepcional al período de vigencia del permiso de investigación de hidrocarburos denominado «Camerós-2»¹³, cuyos titulares son Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi, S.A., con una participación del 25%; Thetys Oil Spain AB con un 26%, Unión Fenosa Gas Exploración y Producción, S.A. con un 39%, y Oil & Gas Skills, S.A. con el 10%.
- La orden ministerial por la que se adapta la vigencia de los permisos de investigación «Lóquiz» y

«Urederra»¹⁴ hasta el 23 de diciembre de 2009. La titularidad actual de dichos permisos corresponde en un 75% a Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi, S.A. y en un 25% a Petroleum Oil & Gas España, S.A.

- La cesión de participación de un 40% en el permiso «Siroco D»¹⁵, de Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A. a Petroleum Oil & Gas España, S.A. Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A., mantiene el 60% restante y continua siendo el operador del permiso.

Por otra parte, en relación con la evolución del dominio minero en concesiones en el 2009 conviene destacar lo siguiente:

- La primera prórroga otorgada a la concesión «Casablanca»¹⁶ en marzo de este año cuyo operador es Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.
- La primera prórroga otorgada a la concesión «Montanazo D»¹⁷ en diciembre de este año cuyo operador también es Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.

¹² B.O.P.A. del 17 de noviembre de 2009.

¹³ B.O.E. del 6 de abril de 2009.

¹⁴ B.O.E. del 4 de mayo de 2009.

¹⁵ B.O.E. del 20 de agosto de 2009.

¹⁶ B.O.E. del 17 de marzo de 2009.

¹⁷ B.O.E. del 2 de diciembre de 2009.

2.2. Actividades

2.2.1. Geofísica

La Ley 12/2007, de 2 de julio, amplió el periodo de confidencialidad para los trabajos en áreas libres a siete años respecto a los cinco establecidos previamente en la Ley 34/98.

En 2009 no se han realizado campañas sísmicas en España.

2.2.2. Sondeos

En 2009 se realizaron en España dos sondeos de exploración terrestres y dos marinos.

En cuanto a los sondeos terrestres se realizaron el sondeo Estella-1 perforado por la Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi, S.A. entre junio y julio de 2009 entre los permisos de investigación «Lóquiz» y «Urederra» y el sondeo Viura-1, por la empresa OGS entre los permisos de investigación «Camerros-2» y «Ebro-A», continuando en curso al finalizar el año.

Los sondeos marinos fueron realizados por Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., Lubina 1 en el permiso Lubina y Montanazo-5 en la concesión Montanazo, a finales de 2009 ambos sondeos estaban temporalmente suspendidos.

Por último, en cuanto a sondeos destinados a almacenamientos subterráneos, la compañía Enagas realizó el sondeo exploratorio Santa Bárbara-11 en la concesión Yela y comenzaron la perforación en julio de 2009 de 10 pozos para la inyección/producción de gas y uno para la reinyección del agua de proceso. La perforación se realizará por fases en lugar de pozo a pozo, se estima finalizará para mediados del año 2011.

2.3. Producción en España

2.3.1. Crudo

El gráfico 2.1.1 indica la evolución de la producción mensual de crudo en 2009. Ésta alcanzó un total de 790.216 barriles, lo que supuso una reducción del 16,3% aproximadamente respecto a la producción en 2008, que fue de 944.352 barriles. Continuó, por tanto, la tendencia decreciente de años anteriores, con excepción de 2003 en el que destacó el buen comportamiento de Casablanca.

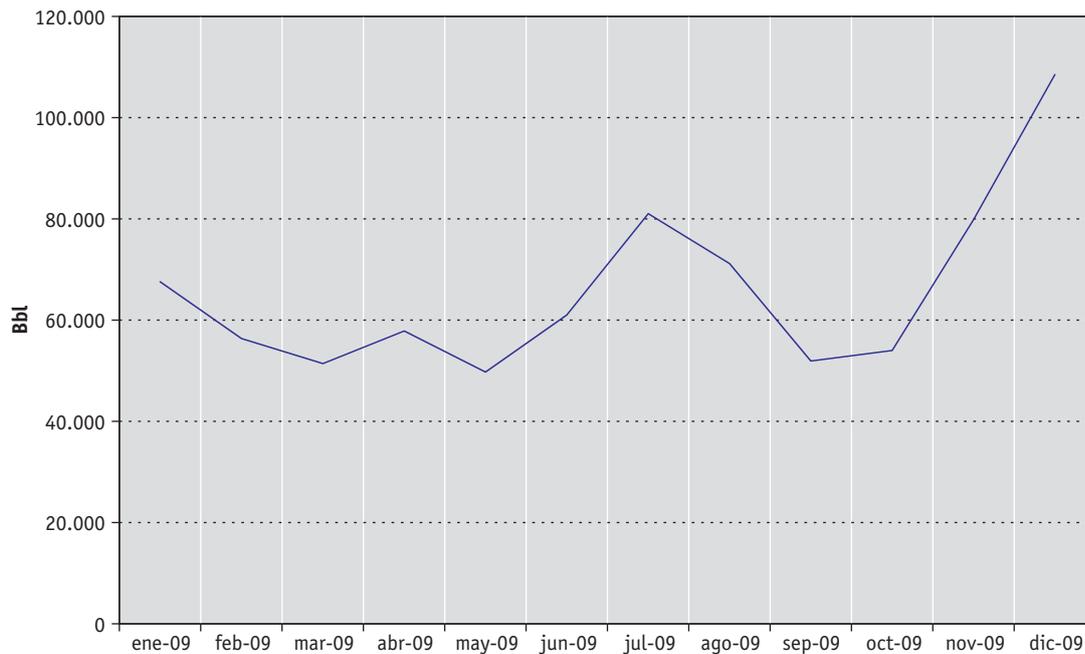
En 2009, la producción de crudo en Lora se incrementó significativamente, en concreto un 55,7%, respecto a 2008 gracias a las técnicas de recuperación secundaria empleadas. Sin embargo, las producciones en Casablanca-Montanazo-D, Chipirón y Rodaballo se redujeron respectivamente un 23,1%, un 18,6% y un 2,28%. Las anteriores reducciones se deben fundamentalmente a cambios en las condiciones operativas, ya que estos campos son maduros.

2.3.2. Gas

La producción de gas natural de origen nacional en 2009 fue de 77,96 millones de metros cúbicos, lo que supuso un incremento del 145% aproximadamente frente a 2008, que tuvo una producción de gas de 31,76 millones de metros cúbicos.

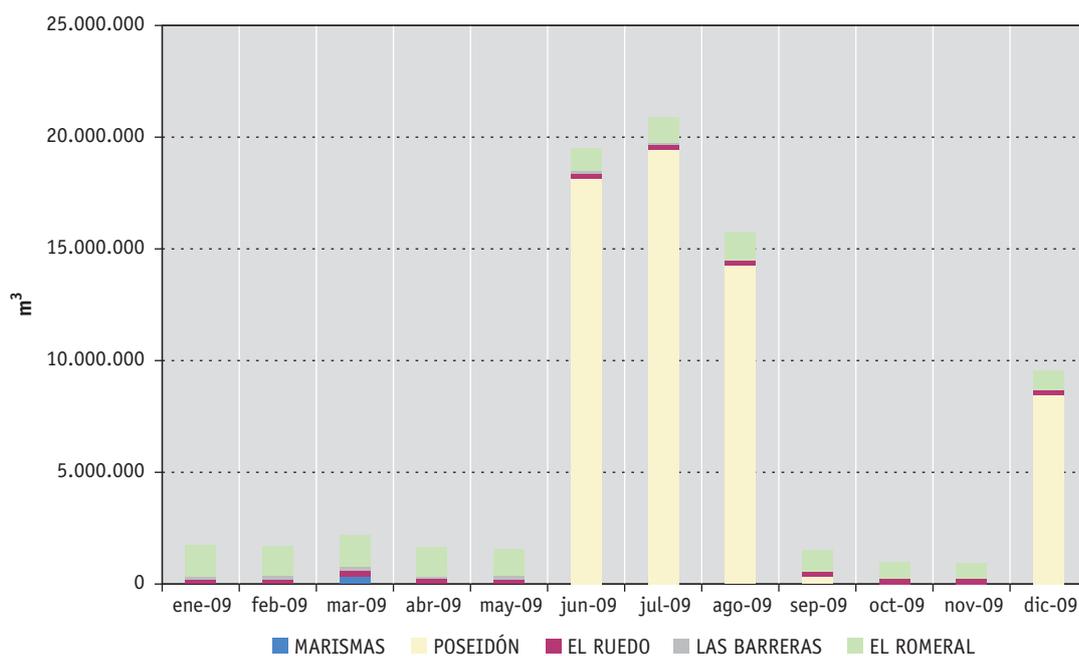
La producción en Poseidón en 2009 fue de 60,62 millones de metros cúbicos frente a la producción de 10,03 millones de metros cúbicos registrada en 2008, en 2009 se pudo producir en los meses de verano y diciembre a pesar de las pruebas que se están realizando para su conversión en almacenamiento subterráneo. Por otra parte, la producción en las concesiones de explotación de yacimientos terrestres del Valle del Guadalquivir fueron inferiores a la de 2008 un 24,24% de promedio, salvo Marismas que produjo únicamente en marzo de 2009 y nada en 2008.

Gráfico 2.1.1. Producción mensual de crudo en 2009



Fuente: CNE.

Gráfico 2.1.2. Producción mensual de gas en 2009



Fuente: CNE.

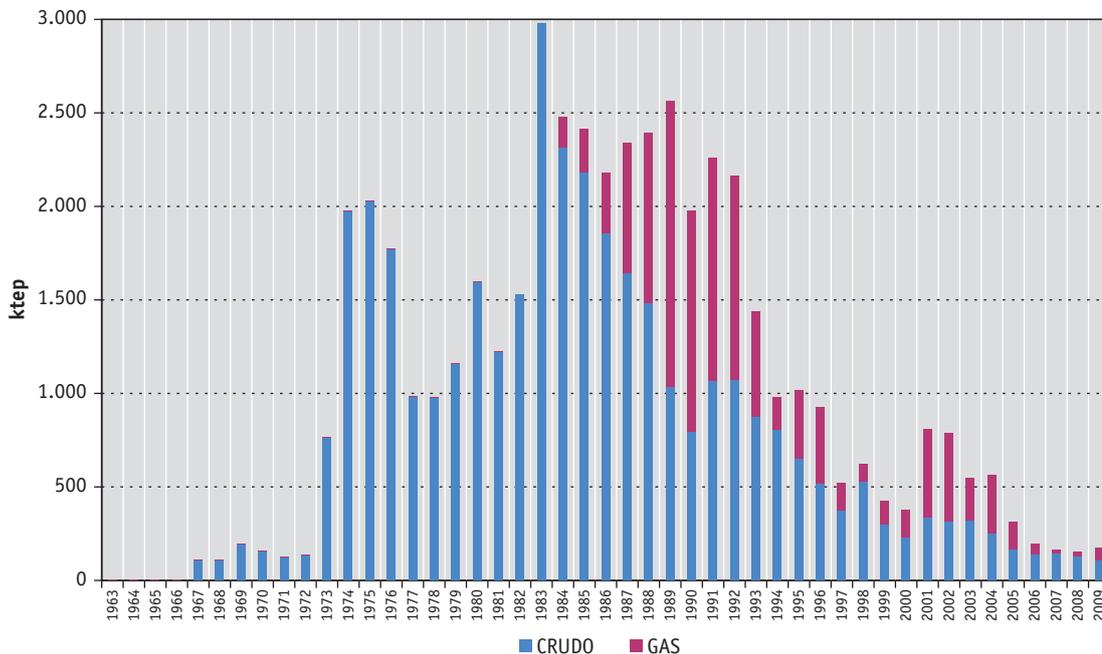
2.3.3. Evolución histórica

El gráfico 2.1.3. indica la evolución de la producción anual de gas y crudo desde la fecha del primer descubrimiento de gas en las antiguas concesiones de gas Castillo y de crudo en Lora, que todavía permanece en activo. La cifra más alta de producción de crudo correspondió a 1983, alcanzando 2.977 millones de toneladas. En ese momento se encontraban en activo las concesiones de explotación Casablanca, Tarraco, Dorada, Lora y San Carlos I y II (Amposta).

2.4. Almacenamiento subterráneo de hidrocarburos

Todas las actividades ligadas a la operación de los almacenamientos de gas natural y su retribución están comprendidas dentro de la regulación del sector del gas. En este sentido la información sobre la planificación de nuevos emplazamientos de almacenamientos o ampliaciones de los ya existentes, así como los datos sobre la evolución de las reservas y de inyección y emisión de los que se encuentran ya en operación, pueden consultarse en el apartado correspondiente al sector del gas natural.

Gráfico 2.1.3. Producción anual de gas y crudo



Fuente: CNE.

2.5. Almacenamiento geológico de dióxido de carbono (CO₂)

2.5.1. Descripción de la actividad

Parece claro que los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) continuarán siendo necesarios para satisfacer la creciente demanda mundial de energía. Sin embargo, existe un consenso generalizado en que las emisiones de CO₂ resultantes conducen a la captura de la radiación solar en la alta atmósfera (efecto invernadero).

El cumplimiento del Protocolo de Kioto, en cuanto a control y disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, ha movido a la industria mundial a la búsqueda de soluciones menos contaminantes mediante instalaciones que emitan CO₂ en cantidades notablemente menores. Pero mientras se desarrollan estas tecnologías, se está estudiando y experimentando en todo el mundo otro tipo de técnica consistente en la captura del CO₂ producido en las instalaciones, y su posterior almacenamiento en estructuras geológicas profundas.

La captura y almacenamiento de CO₂ consiste en captar dicho gas emitido por las instalaciones eléctricas o industriales, transportarlo hasta un emplazamiento de almacenamiento y finalmente inyectarlo y confinarlo en una formación geológica subterránea adecuada, con vista a su almacenamiento permanente.

Para capturar el CO₂ es necesario separarlo de los demás gases resultantes de los procesos industriales o de combustión. Una vez capturado el CO₂ deberá purificarse y comprimirse, para luego ser transportado y almacenado. En un sistema completamente integrado que incluya la captura, el transporte, el almacenamiento y la supervisión del CO₂, los procesos de captura y comprensión serían los más costosos.

Una vez que el CO₂ se captura y comprime, debe ser transportado hasta el lugar de almacenamiento. En EEUU, se viene transportando CO₂ a través de gasoductos desde los años 70. Asimismo, puede transportarse mediante barcos parecidos a los que transportan los gases licuados del petróleo (GLP). En todo caso, a la hora de escoger el medio más adecuado de transporte, habrá que tenerse en cuenta la distancia y la cantidad de CO₂ a ser transportada.

El CO₂ comprimido puede inyectarse en formaciones rocosas porosas del subsuelo mediante los métodos que actualmente se utilizan en la industria petrolera¹⁸. Los tres grandes tipos de almacenamiento geológico son los yacimientos de hidrocarburos depletados, los acuíferos salinos profundos y los lechos de carbón inexplorables.

Los yacimientos de gas y de petróleo son la primera opción que se plantea como potencial almacén geológico de CO₂, tanto en el caso de yacimientos agotados como en fase de agotamiento, debido a las siguientes ventajas:

- Eficacia y seguridad de la trampa geológica, demostrada a lo largo de millones de años.
- Conocimiento de las características del almacén y del sello.
- Existencia de una infraestructura.
- En el caso de yacimientos parcialmente depletados, posibilidad de mejorar la recuperación de hidrocarburos a través de la inyección de CO₂.

¹⁸ El CO₂ es capturado en las plantas industriales y transportado hasta la zona de almacenamiento; allí es inyectado a profundidades superiores a los 800 metros, en el seno de una roca muy porosa y permeable, denominada roca «almacén»; a su vez ésta se halla recubierta por otra impermeable, roca «sello», que impide su fuga hacia la superficie

Con las técnicas disponibles y los costes asociados a las mismas, el almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas es la opción más barata y más aceptable desde el punto de vista medioambiental¹⁹.

Por lo tanto, tecnológicamente, la captura y almacenamiento de CO₂ es posible y existe consenso al considerar esta técnica como una de las principales opciones para reducir las emisiones de CO₂. Sin embargo, al ser aún una tecnología muy costosa, para mejorar el conocimiento y la experiencia sobre estas técnicas, deberán realizarse un mayor número de proyectos y estudios que permitan analizar y reducir dichos costes, así como la evaluación de potencial geológico de los lugares de almacenamiento.

En cuanto a la viabilidad económica, es importante destacar que ésta vendrá fundamentalmente determinada por el coste unitario del secuestro y almacenamiento de CO₂ frente al coste de los derechos de emisión que podría generar la reducción de emisiones. En la medida en que la obtención de derechos de emisión tiene un coste, existe un incentivo económico para reducir las emisiones. Dicho incentivo se acentuará a partir de 2013 cuando, por un lado, se reduzca el volumen total de derechos de emisión en el mercado como consecuencia de los compromisos asumidos y, por tanto, la subasta pase a ser el principal método de asignación de derechos de emisión.

En concreto, la captura y almacenamiento de CO₂ será una opción apropiada para aquellos países que, como España, tienen un número considerable de fuentes de CO₂ adecuadas para la captación, acceso a lugares de

almacenamiento y experiencia en actividades de producción de petróleo y gas, y que necesitan cumplir sus objetivos de desarrollo en un entorno donde las emisiones de CO₂ están restringidas.

Existen en la actualidad un número importante de proyectos de investigación que abarcan todas las fases del proceso: Unión Europea, Agencia Internacional de la Energía, Departamento de Energía de EEUU, así como aquellos promocionados principalmente por empresas del sector energético.

La industria petrolera está en una posición especialmente ventajosa en cuanto al almacenamiento de CO₂, debido a su vasto conocimiento y amplia experiencia en el estudio geológico-geofísico del subsuelo así como en el procesamiento, transporte e inyección de gas.

2.5.2. Proyectos en España

Una de las principales iniciativas europeas de I+D para el desarrollo de tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ (CAC) es la Plataforma Experimental de El Bierzo. Se trata de una planta piloto, para ensayos a escala real, en una formación geológica análoga a la de un futuro almacenamiento industrialmente viable, apoyada por el Gobierno de España mediante la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN). CIUDEN es un organismo de investigación creado por el Gobierno de España en 2006 y concebido para la colaboración en la investigación aplicada en CAC contribuyendo por tanto a la consolidación de la base industrial y tecnológica de España y Europa.

El Proyecto «CO₂ from Capture to Storage» (CASTOR) consiste en un proyecto Europeo para desarrollar soluciones para la captura y almacenamiento geológico de CO₂, como alternativa de protección del medio ambien-

¹⁹ Existen otras técnicas como almacenar el CO₂ en las profundidades del océano o en otros materiales. Sin embargo, a causa de sus consecuencias medioambientales y/o elevados costes, hoy en día no se consideran como opciones aceptables.

te. Está integrado por una treintena de patrocinadores (empresas, organismos públicos de investigación y centros tecnológicos) de 11 países de la UE y parcialmente financiado por el Sexto Programa Marco de la UE. España está representada por Repsol, que está desarrollando iniciativas para almacenar CO₂ en el yacimiento petrolífero «off-shore» de Casablanca, localizado frente a la costa de Tarragona.

2.5.3. Proyecto de Ley de almacenamiento geológico de CO₂

Introducción

El Consejo de Ministros (durante el primer semestre de 2010) aprobó el proyecto de Ley de almacenamiento geológico de dióxido de carbono, con el objetivo de incorporar al ordenamiento jurídico español las disposiciones contenidas en la Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al almacenamiento geológico de CO₂, adaptándolas a la realidad industrial, geológica y energética de nuestro país y estableciendo una base jurídica para que se realice en condiciones seguras para el medioambiente.

La citada Directiva se inscribe en el denominado paquete de energía y cambio climático, con el que los países de la UE darán cumplimiento al compromiso asumido por los Jefes de Estado y de Gobierno en marzo de 2007 de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% (respecto al año base) en el año 2020.

En el marco de la Unión Europea, España adoptó el Paquete de Energía y Cambio Climático que establece el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% en 2020, compromiso

que se elevaría hasta un 30% en caso de que se alcance un acuerdo internacional equitativo en esta materia.

Entre las opciones para alcanzar estos objetivos, la UE ha apostado por la captura y almacenamiento geológico de CO₂ como una tecnología de transición que contribuirá a mitigar el cambio climático. De acuerdo con los estudios efectuados para evaluar el impacto de la Directiva, aplicar esta tecnología podría evitar en 2030, emisiones que representan aproximadamente el 15% de las reducciones exigidas en el ámbito de la UE.

A efectos del derecho interno, es importante destacar que se ha decidido abordar la transposición a través de un proyecto de Ley *ad hoc*, en lugar de reformar otras normas de nuestro ordenamiento, como la Ley de Minas, debido a las singulares características de la captura y almacenamiento de CO₂ y porque su interés se centra en contribuir a la mitigación del cambio climático mediante una técnica novedosa que exige un régimen jurídico propio

Aspectos fundamentales del proyecto de Ley de almacenamiento geológico de CO₂

El texto del proyecto de Ley se centra en regular la actividad de almacenamiento geológico de CO₂, conteniendo únicamente previsiones puntuales en relación con la captura y el transporte.

En relación a la **captura**, las instalaciones dedicadas a dicha actividad se someten a la normativa sobre control integrado de la contaminación, por lo que necesitarán obtener la correspondiente autorización ambiental integrada, y quedan sujetas también a la normativa sobre evaluación de impacto ambiental.

Del mismo modo, las **redes de transporte** por tubería deben someterse a declaración de impacto ambiental. A medida que esta tecnología vaya implantándose en nuestro país, es presumible la creación de una futura red de transporte de CO₂ que acabará conectando instalaciones energéticas (y, posiblemente, industriales) con lugares de almacenamiento. A estos efectos, debe tenerse en cuenta, que las estructuras geológicas aptas para el almacenamiento no están distribuidas uniformemente por todo el territorio, por lo que, en la medida en que esta tecnología se vaya desplegando, los lugares de almacenamiento deberán estar conectados con los puntos de captura a través de redes de transporte. Ello acabará configurando una red de infraestructuras interconectadas en todo el territorio nacional.

Por otra parte, se garantiza el **acceso de terceros** a las redes de transporte y a los lugares de almacenamiento con fines de almacenamiento geológico del CO₂ producido y capturado²⁰. El MITYC será el responsable de resolver los conflictos relativos al acceso a las redes de transporte y a los lugares de almacenamientos. En este sentido, los titulares de almacenamientos de CO₂ podrán exigir un precio por su utilización (respetando los principios de transparencia y no discriminación). En cuanto al régimen retributivo de las redes de transporte, éste será determinado por el MITYC de la forma que reglamentariamente se establezca.

El otorgamiento de los **permisos de investigación**, necesarios para poder realizar trabajos de investigación con el fin de determinar la idoneidad y capacidad de almacenamiento de un lugar determinado, corresponderá a las Comunidades Autónomas, salvo que afecte al ámbito territorial de más de una Comunidad Autónoma o al

subsuelo marino, en cuyo caso corresponderá al MITYC (previo informe favorable del MARM²¹ y de las Comunidades Autónomas afectadas). Las solicitudes deberán resolverse en el plazo máximo de un año y conferirán el derecho exclusivo de investigar en un área determinada (máximo 4 años, prorrogable por 2 años)²².

En cuanto al otorgamiento de una **concesión de almacenamiento**, título que confiere a su titular el derecho exclusivo a almacenar CO₂ en el lugar de almacenamiento, el órgano competente será, en todos los casos, el MITYC (previo informe del MARM y de la Comunidad Autónoma afectada). La concesión de almacenamiento tendrá una duración máxima de 30 años, prorrogable por dos periodos sucesivos de 10 años. Excepcionalmente, el MITYC podrá conceder, de forma motivada, una prórroga excepcional por un periodo de tiempo no superior a 10 años.

En relación con la posible **conurrencia de derechos**, podrán otorgarse permisos de investigación y concesiones de almacenamiento de CO₂ aun en los casos en que sobre la totalidad o parte de la misma área existan derechos mineros o de hidrocarburos otorgados de acuerdo de acuerdo con la normativa que resulte aplicable (Ley de Minas o Ley de Hidrocarburos), salvo que se trate de estructuras subterráneas reguladas en la Sección Segunda del Capítulo II de la Ley 22/1973, de 21 de julio, de Minas, y siempre que el almacenamiento de CO₂ sea compatible con las labores mineras o de hidrocarburos que hayan sido autorizadas previamente en dicha área.

Del mismo modo, el otorgamiento de permisos de investigación y concesiones de almacenamiento CO₂ no

²⁰ Podrá denegarse el acceso alegando falta de capacidad o ausencia de conexión, lo cual deberá motivarse y justificarse debidamente.

²¹ Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino.

²² Durante el periodo de vigencia del permiso no se autorizarán en los potenciales lugares de almacenamiento usos incompatibles con dicha actividad.

impedirá la atribución sobre las mismas áreas de autorizaciones, permisos o concesiones relativos a otros yacimientos minerales y demás recursos geológicos, siempre y cuando las labores que lleven implícitos no pongan en riesgo la estructura para el almacenamiento de CO₂.

En relación con las disposiciones relativas al **funcionamiento** del lugar de almacenamiento, se impone al titular la obligación de realizar un seguimiento continuo de las instalaciones de inyección y del complejo de almacenamiento. El plan de seguimiento se aprobará por la Comunidad Autónoma. Las CCAA establecerán un sistema de inspecciones rutinarias de las instalaciones (al menos, una vez al año).

Existe la obligación del titular de notificar inmediatamente las irregularidades significativas o fugas que se produzcan, al órgano competente de la Comunidad Autónoma. En caso de que se produzcan irregularidades, el titular deberá adoptar las medidas correctoras que se impongan, y si se producen fugas, adicionalmente, deberá cumplir con las obligaciones de entrega de derechos de emisión, de conformidad con lo previsto en la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el

régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

En cuanto al **cierre** del lugar de almacenamiento, una vez cerrado, el titular está obligado a sellar el lugar y retirar las instalaciones de inyección, y a seguir supervisando el lugar de almacenamiento de acuerdo con un plan de gestión posterior al cierre. El plan de gestión se aprobará por la Comunidad Autónoma.

Por último, se producirá la **transferencia de responsabilidad** sobre el lugar de almacenamiento al Estado (en particular, al MARM) cuando se tengan pruebas de que el CO₂ almacenado permanecerá completa y permanentemente confinado y hayan transcurrido al menos 20 años desde su cierre (a menos que se determine un plazo inferior por el MITYC). La decisión sobre la transferencia corresponde al Consejo de Ministros. Se establece un fondo de seguimiento de lugares de almacenamiento de CO₂ con el objeto de atender los costes de seguimiento, así como aquéllos necesarios para garantizar que el CO₂ permanece completamente confinado tras la transferencia de responsabilidad. Los titulares de los lugares de almacenamiento realizarán aportaciones al mismo antes de que tenga lugar la transferencia.

3. Refino

3.1. La actividad de refino en España

En España existen diez refinerías pertenecientes a tres grupos empresariales: REPSOL YPF, CEPSA y BP

OIL ESPAÑA. Todas las refinerías españolas, excepto la de Puertollano, se encuentran situadas en el litoral; las refinerías peninsulares están conectadas a la red de oleoductos de productos.

Gráfico 3.1.1. Situación geográfica y capacidades de las refinerías en España

REFINERÍA	CAPAC. MTm/a	FCC EQ. MTm/a
CARTAGENA	5,0	
LA CORUÑA	6,0	4,5
PUERTOLLANO	7,5	5,1
TARRAGONA	9,0	3,9
BILBAO	11,0	4,1
TENERIFE	4,5	0,6
ALGECIRAS	12,0	2,6
HUELVA	5,0	1,2
ASESA	1,3	
CASTELLÓN	5,5	3,6



Fuente: CNE.

La capacidad de refino total instalada en España a finales de 2009 alcanzó los 66,8 millones de toneladas/año (MTm/año), incluida ASESAs, dedicada exclusivamente a la producción de asfaltos. Por su parte, la capacidad anual de conversión por unidades se ha incrementado con respecto a 2008, alcanzando en 2009 el FCC equivalente los 25,6 MTm/año.

La capacidad de desulfuración de medios se mantuvo en 29,7 MTm/año, mientras que crecieron las inversiones en desulfuración de destilados de naftas, alcanzando una capacidad final de 12,3 MTm/año. La capacidad de desulfuración representa ya un 62,9% de la capacidad de refino.

El total de materia prima procesada en las refinerías españolas en el año 2009 disminuyó hasta los 57,7 millones de toneladas (MTm), 2,7 MTm menos que en el año 2008. Como se observa en el gráfico 3.1.2, la media mensual de materia prima procesada ha disminuido un 4,4% respecto a 2008 (pasando de 5,0 MTm en 2008 a 4,8 MTm en 2009). A su vez, en 2009 la utilización de la capacidad de refino ha sido 3,7 puntos porcentuales inferior a la del año anterior (90,1% en 2008 y 86,4% en 2009).

Del total del crudo procesado, únicamente 100 miles de toneladas provienen de producción interior (-16,8% vs. 2008); el resto del crudo procesado procede de impor-

taciones con origen en Oriente Medio (36,4%), África (28,7%), Federación Rusa y Ex Repúblicas Soviéticas (15,5%), América (15,0%) y Europa (4,3%).

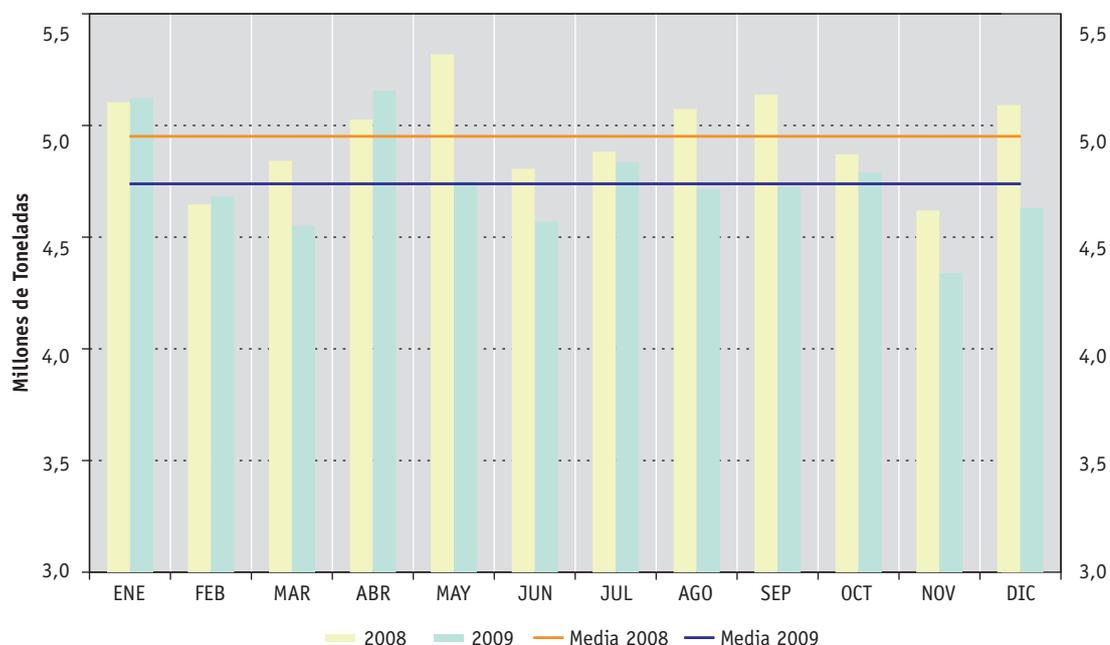
En 2009 disminuyeron los márgenes medios para una refinería europea de tipo Cracking (50% MED Ural/50% NWE Brent) situándose en 2,67 US\$/Bbl. Por su parte, para la configuración Hydroskimming, los márgenes también disminuyeron, situándose en 1,52 US\$/Bbl. En España, siguiendo la tendencia de los márgenes europeos en la configuración Cracking, el margen medio disminuyó en 2009 hasta situarse en 2,14 US\$/Bbl.

3.2. Las compañías que refinan en España

El grupo REPSOL YPF dispone de una capacidad de refino en España de aproximadamente 38,5 millones de toneladas/año (MTm/año), incluyendo la refinería de PETRONOR. Por su parte, el grupo CEPSA es titular de tres refinerías con una capacidad total de aproximadamente 21,5 MTm/año. Por último, BP OIL ESPAÑA dispone de una capacidad en territorio español de 5,5 MTm/año. Además, ASES, participada al 50 % por REPSOL YPF y CEPSA, cuenta con una capacidad de 1,3 MTm/año.

Gráfico 3.1.2. Materia prima procesada en refinerías españolas 2008-2009

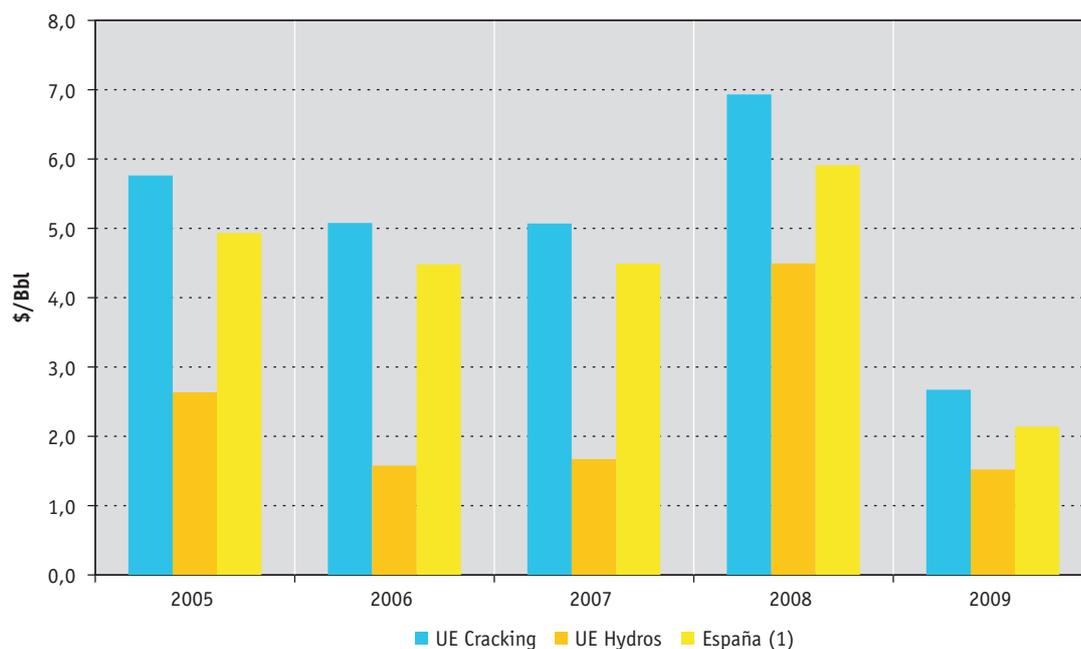
Datos en millones de toneladas



Fuente: CNE.

Gráfico 3.1.3. Márgenes de refino España y Unión Europea 2005-2009

Datos en US\$/Bbl

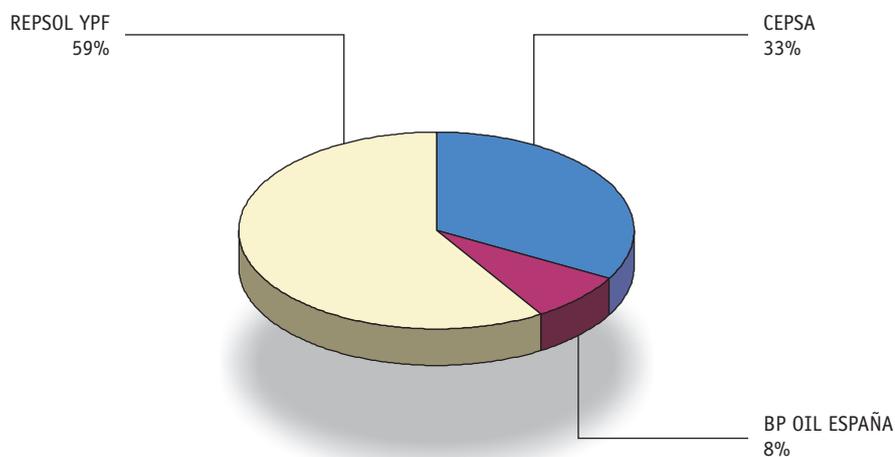


(1) 30% NWE Brent + 70% MED Ural y 20% Hydroskimming + 80% Cracking.

Fuente: Reuters.

Gráfico 3.2.1. Cuota de mercado capacidad de refino en España 2009

Datos en porcentaje



Fuente: CNE.

REPSOL YPF

El grupo REPSOL YPF ostenta una participación mayoritaria en dos sociedades dedicadas al refino en España: REPSOL PETRÓLEO (99,97%) y PETRÓLEOS DEL NORTE (PETRONOR), sociedad en la que participa con un 85,98%. La primera es titular de cuatro refinerías en Cartagena (Murcia), La Coruña, Puertollano (Ciudad Real) y Tarragona, mientras que la segunda es titular de una refinería en Muskiz (Vizcaya). Además, REPSOL YPF tiene una participación del 50% en la compañía ASESА, dedicada a la producción de asfaltos.

Refinería de Cartagena: Dispone de un terminal marítimo con nueve frentes de atraque y un parque de almacenamiento. Se trata de una refinería con esquema Hydroskimming, con una capacidad de refino de 5 millones de toneladas/año (MTm/año). Posee una planta de lubricantes con una capacidad de 155.000 Tm/año y una planta de producción de asfaltos con capacidad de 300.000 Tm/año. Dispone de una capacidad de almacenamiento de productos de 1.346 miles de m³.

Refinería de La Coruña: Se trata de una refinería de conversión profunda (Reformado, FCC, Coker) y capacidad de destilación atmosférica de 6 millones de toneladas/año (MTm/año). Es la única refinería en España con proceso de calcinación de coque que permite obtener carbón de petróleo de alta calidad. Asimismo, dispone de una planta de producción de asfaltos con una capacidad de 360.000 Tm/año. Esta refinería abastece la zona norte de España y exporta productos al mercado americano y al norte de Europa. Cuenta con una capacidad de almacenamiento de productos de 690 miles de m³.

Refinería de Puertollano: Es la única refinería ubicada en el interior peninsular. Se trata de una refinería de

conversión profunda (Reformado, Mild-hydrocracker, FCC y Coker), con capacidad de destilación de 7,5 millones de toneladas/año (MTm/año). Además, cuenta con una planta de lubricantes con capacidad de 110.000 Tm/año y una planta de producción de asfaltos (300.000 Tm/año). En el año 2004 se puso en marcha una unidad de Mild-hydrocracker que cuenta actualmente con una capacidad de 1.830 miles de toneladas anuales. Dispone, además, de una capacidad de almacenamiento de productos de 1.031 miles de m³.

Refinería de Tarragona: Tiene su área de influencia en el noreste español así como en la cuenca mediterránea europea. Las instalaciones con que cuenta en su terminal marítimo son un pantalán con 5 frentes de atraque y una monoboya. Se trata de una refinería con esquema de conversión que incluye Reformado, Viscosreducción e Hydrocracker y cuenta con una capacidad de refino de 9 millones de toneladas/año (MTm/año). Dispone de una capacidad de almacenamiento de 1.219 miles de m³.

Refinería de Muskiz: Está conectada por oleoducto a los atraques portuarios de uno de los puertos de mayor calado de Europa como es el de Bilbao. Se trata de una refinería con un esquema de conversión (Reformado, FCC, Viscosreducción y Mild-hydrocracker) y una capacidad de destilación de 11 millones de toneladas al año (MTm/año). Dispone de una planta de producción de asfalto de capacidad de 350.000 Tm/año. Su capacidad de almacenamiento de productos es de 1.029 miles de m³.

CEPSA

El Grupo CEPSA es titular de tres refinerías: Tenerife, Gibraltar y La Rábida. Asimismo participa en un 50 % en ASESА.

Refinería de Tenerife: Situada en Santa Cruz de Tenerife, es la refinería más antigua de España. Dispone de una serie de terminales marítimos que posibilitan tanto la descarga de crudo como la salida de productos terminados. Se trata de una refinería Hydroskimming con una capacidad de destilación de 4,5 millones de toneladas/año (MTm/año), disponiendo además de una unidad de viscorreducción y de una planta de asfaltos de 342.000 Tm/año de capacidad nominal. Adicionalmente, cuenta con una capacidad de almacenamiento de productos de 665 miles de m³.

Refinería de Gibraltar: Situada en Algeciras (Cádiz), incorpora un terminal marítimo con un pantalán con 6 atraques. Tiene una capacidad de refino de 12 millones de toneladas/año (MTm/año) con un esquema de conversión que incluye Reformado, FCC y Viscorreducción. Se encuentra integrada dentro de un polo petroquímico y dispone de una planta de producción de lubricantes (propiedad de LUBRISUR, sociedad que en el año 2006 pasó a ser propiedad 100% de CEPSA) con una capacidad de 260.000 Tm/año. Dispone de una capacidad de almacenamiento de productos de 832 miles de m³.

Refinería de La Rábida: Situada en Palos de la Frontera (Huelva), cuenta con un terminal marítimo con una monoboya para la descarga de crudo y dos muelles de salida de productos. Su capacidad de destilación es de 5 millones de toneladas/año (MTm/año) y dispone de esquema de conversión (Reformado, FCC y Viscorreducción); cuenta con una planta para la fabricación de asfaltos con una capacidad de producción anual de más de 420 miles Tm/año. Su capacidad de almacenamiento de productos es de 525 miles de m³.

BP OIL ESPAÑA

El Grupo BP OIL ESPAÑA es titular del 100% de la refinería de Castellón de la Plana.

Refinería de Castellón: Dispone de una extensión de 200 hectáreas y un terminal marítimo con un campo de boyas y un atraque. Tiene un esquema de conversión que incluye Reformado, FCC y Coker, con una capacidad de destilación de 5,5 millones de toneladas/año (MTm/año). Cuenta con una planta de producción de asfaltos con una capacidad de 250.000 Tm/año. Además, dispone de una capacidad de almacenamiento de productos de 723 miles de m³.

ASESA

Sociedad participada al 50% por REPSOL PETRÓLEO y CEPSA. Esta refinería, situada en Tarragona, está construida para el tratamiento de crudos pesados para la producción de asfaltos. Tiene una capacidad nominal de 1,3 MTm/año.

Cuadro 3.2.1. Capacidad de almacenamiento de las refinerías españolas a 31/12/2009

CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO	
	Productos* (m ³)
CARTAGENA	1.345.600
LA CORUÑA	690.000
PUERTOLLANO	1.031.100
TARRAGONA	1.219.500
BILBAO	1.029.100
REPSOL YPF	5.315.300
TENERIFE	664.827
ALGECIRAS	831.544
HUELVA	525.364
CEPSA	2.021.735
CASTELLÓN	723.411
BP	723.411

* Incluye GLP.

Fuente: Compañías.

3.3. Inversiones en la actividad de refino en España

REPSOL YPF

El Grupo REPSOL YPF ha realizado inversiones relevantes en sus refinerías de Cartagena y Tarragona, habiéndose puesto en marcha en esta última refinería la unidad de endulzamiento de queroseno.

CEPSA

La compañía ha realizado diferentes inversiones de me-

jora en sus tres refinerías, por un monto total de 114 millones de euros (M€), de los cuales el 53% fueron destinados a la refinería de Gibraltar, el 21% a la refinería de La Rábida y el restante 27% a la refinería de Tenerife.

BP OIL ESPAÑA

Durante el año 2009 entró en funcionamiento la planta de cogeneración de la refinería de Castellón, que contribuirá a la mejora de la eficiencia e independencia energética de la refinería.

4. Logística de productos petrolíferos en España

4.1. Marco sectorial

En el año 2009 la novedad más destacable en el marco regulador de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad fue la publicación de la Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel de reservas de petróleo crudo o productos petrolíferos. La mencionada Directiva deroga, con efectos a partir del 31 de diciembre de 2012, la Directiva 2006/67/CE y la Decisión 68/416/CEE, hasta ahora en vigor. Esta nueva Directiva, que deberá ser transpuesta antes del 31 de diciembre de 2012, tiene como objetivo principal aproximar el sistema comunitario al previsto por la Agencia Internacional de la Energía, estableciendo normas destinadas a garantizar un nivel elevado de seguridad de abastecimiento de petróleo gracias a mecanismos flexibles y transparentes basados en la solidaridad entre Estados miembros, así como mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo o productos petrolíferos y establecer los procedimientos necesarios para afrontar una grave escasez.

Entre los aspectos más importantes de esta nueva Directiva cabe destacar que la misma establece el mantenimiento de forma permanente de un nivel total de reservas de petróleo equivalente, al menos, a la mayor de las cantidades correspondientes bien a 90 días de importaciones netas diarias medias, bien a 61 días de consumo interno medio diario.

A nivel nacional, el 3 de abril de 2009 se publicó en el BOE la Resolución de 30 de marzo de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, sobre las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) y de los sujetos obligados. Dicha Resolución deja sin efecto la Resolución de 26 de

octubre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecían las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos de CORES y de los sujetos obligados a partir del 31 de octubre de 2007, y establece que CORES publicará en su página web la parte de la obligación de reservas mínimas de seguridad que asume en aplicación del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, con el objeto de que los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos conozcan en cada momento el nivel de las mismas que están obligados a mantener.

4.2. La actividad logística en España

4.2.1. Actividad de CLH

El sistema logístico de la COMPAÑÍA LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS CLH, S.A. continúa siendo el más relevante en España. Contaba a 31 de diciembre de 2009 con 3.855 km de oleoductos de productos, 37 instalaciones de almacenamiento y 29 instalaciones aeroportuarias, así como con dos buques-tanque ajenos para transportes insulares (fletados actualmente en régimen de «*time charter*») y con gabarras destinadas al servicio de *bunkering*.

La red de oleoductos constituye el principal medio de transporte de CLH conectando las 8 refinerías peninsulares y los principales puertos con los centros de almacenamiento ubicados cerca de los puntos de consumo. Dispone de un sistema de control basado en comunicaciones vía satélite, centralizándose, desde un *dispatching* o centro de control, los diferentes equipos y parámetros que configuran la red. Su actividad permite el abastecimiento de la zona centro de la península desde las zonas sur y nordeste, con algunos tramos reversibles que dotan al sistema de mayor versatilidad.

Gráfico 4.2.1. Logística de CLH



Fuente: CLH.

En el ejercicio 2009, las salidas totales de productos del sistema de CLH ascendieron a 37,0 millones de toneladas, un 5,7% por debajo de las registradas en 2008. Esta variación se explica, principalmente, por un descenso de las salidas de fuelóleos (-16,3%) y gasóleos (-5,4%).

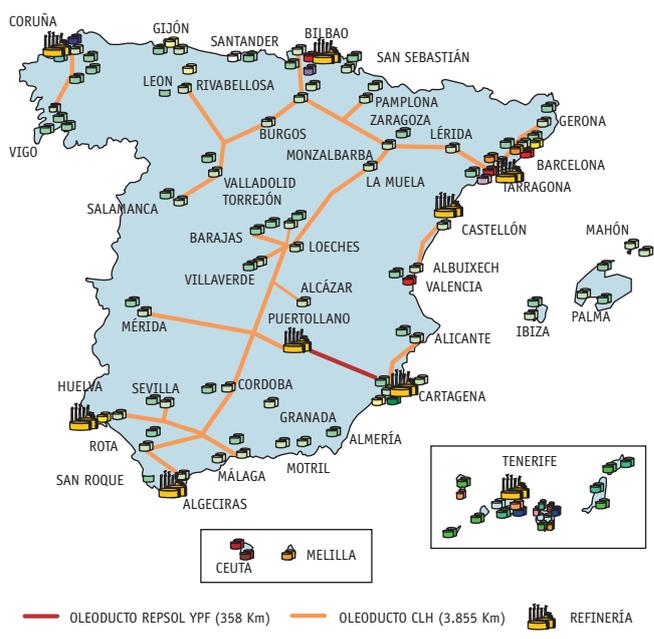
Respecto a la actividad de los medios de transporte, el transporte por oleoductos, el medio más representativo, disminuyó su actividad un 8,3%, como también ocurrió para el caso de los camiones-cisterna, un 20,1% de descenso, mientras que en el caso de los buques-tanque, experimentaron un aumento del 6,0%.

Las inversiones efectuadas por CLH durante el ejercicio 2009, 137.700 miles de euros, fueron un 14,2%

inferiores a las del año anterior. Estas inversiones se destinaron principalmente a instalaciones de almacenamiento y protección medioambiental, que significaron un 69% del total; el resto de inversiones se distribuyeron entre medios de transporte (28%) y otras inversiones (3%). Los principales proyectos de inversión acometidos en dicho ejercicio fueron el desdoblamiento del tramo Arahal-Adamuz, la puesta en marcha de la nueva instalación de Mahón y las ampliaciones de la capacidad de almacenamiento en las instalaciones de Albuixech (Valencia), Son Banyà (Palma de Mallorca), Barcelona, Castellón, Málaga, Lleida y Gijón, además de continuar con al adaptación de instalaciones para el servicio de biocarburantes.

Gráfico 4.2.2. Logística básica en España a 31/12/2009

COMPAÑÍA	INST.	miles m ³	COMPAÑÍA	INST.	miles m ³
CLH	66	6.768	PETROLOGIS	1	73,4
DECAL	2	858	SHELL	1	62
T. PORTUARIAS	3	536	AGIP	1	56
EUROENERGO	1	333	CHEVRON	1	55
FORESTAL ATL	1	255	CMD	4	45
SECICAR	1	241	FORESA	1	32
TERQUIMSA	1	227	TERQUISA	1	9
ESERGUI	1	220	GOIL RENT PARK	1	8,6
T. CANARIOS	4	206	CEPSA AVIAC	3	4
PETROCAN	2	193	SLCA	8	3,1
RELISA	1	192,2	MITRASA	1	0
DISA	7	189	LOG. JUNTOS	1	0,2
MEROIL	1	161	BIOGAL	1	0,2
PTROVAL	1	139	BERCIANA	1	0,1
SARAS	1	133	GASTECO	1	0,1
DUCAR	3	120	SIMONOIL	1	0,1
FELGUERA	1	110			
ATLAS	2	80	34 COMPAÑÍAS	127	11.311



Fuente: CNE.

4.2.2. Logística alternativa a CLH

La capacidad total de almacenamiento a 31 de diciembre de 2009 de las compañías que prestan servicio de almacenamiento alternativo a CLH era de 3,52 Mm³ en Península y Baleares y de 1,03 Mm³ en Canarias, Ceuta y Melilla. Algunas de las instalaciones de almacenamiento situadas en Península y Baleares están conectadas con la red de oleoductos de CLH.

DECAL ESPAÑA, S.A., cuenta con dos instalaciones de almacenamiento para gasolinas y gasóleos situadas en Huelva y Barcelona, pudiendo esta última almacenar también fuelóleos. La instalación de Barcelona cuenta con una capacidad nominal total de 443.000 m³. A fecha 31 de diciembre de 2009 se almacenaban 18.905 m³ de gasolinas, 269.922 m³ de gasóleos, 31.604 toneladas de fuelóleos, 4.382 m³ de biodiésel y 188 m³ de bioetanol. La instalación de Huelva dispone de una capacidad total de 415.000 m³. El volumen almacenado a 31 de diciembre de 2009 era de 16.000 m³ de gasolinas, 156.000 m³ de gasóleos y 130.000 m³ de biodiésel.

TERMINALES PORTUARIAS, S.L., posee instalaciones de almacenamiento de productos petrolíferos en los puertos de Barcelona, Bilbao y Valencia. En el puerto de Barcelona su capacidad nominal de almacenamiento de productos petrolíferos asciende a 237.137 m³, con un volumen almacenado a 31 de diciembre de 2009 de 2.445 m³ de gasolinas, 6.099 m³ de querosenos, 130.218 m³ de gasóleos y 4.587 m³ de biodiésel. En el puerto de Bilbao (Zierbena) la compañía dispone de una capacidad de almacenamiento de productos petrolíferos de 277.854 m³, con un volumen de productos almacenados, a 31 de diciembre de 2009, de 2.714 m³ de gasolinas, 138.376 m³ de gasóleos y 19.254 m³ de biodiésel. Por último, en el puerto de Valencia la capacidad nominal de almacenamiento asciende a 20.807 m³; almacenando

a 31 de diciembre de 2009 539 m³ de gasóleos y 2.224 Tm de fuelóleos.

TERMINALES QUÍMICOS, S.A., posee instalaciones de almacenamiento en Tarragona con una capacidad de almacenamiento de productos de 227.496 m³. A 31 de diciembre de 2009 almacenaba 24.675 m³ de gasolinas, 69.924 m³ de gasóleos, 971 m³ de biodiésel y 43.019 m³ de querosenos.

LBC TANK TERMINALS SANTANDER, S.A., cuenta con una planta de almacenamiento en el puerto de Santander, cuya capacidad de almacenamiento de productos petrolíferos es de 8.900 m³. A 31 de diciembre de 2009 almacenaba 5.558 m³ de bioetanol.

PETROLÍFERA DUCAR, S.A., cuenta con dos instalaciones de almacenamiento en Ceuta. Las instalaciones de almacenamiento («Ducar I» y «Ducar II») situadas en la Ciudad Autónoma de Ceuta disponen de una capacidad nominal de almacenamiento de 83.530 y 36.000 m³, respectivamente. A 31 de diciembre de 2009, en «Ducar I» se almacenaban 26.401 m³ de gasóleos y 7.648 Tm de fuelóleos, mientras que en «Ducar II», se almacenaban 6.094 Tm de fuelóleos.

FORESTAL DEL ATLÁNTICO, S.A., es propietaria de una planta de almacenamiento en Mugaros (La Coruña), con una capacidad nominal de 255.000 m³. El volumen de productos petrolíferos almacenados a 31 de diciembre de 2009 estaba constituido por 35.000 m³ de gasóleos y 220.000 Tm de fuelóleos.

TERMINALES CANARIOS, S.L., cuenta con dos instalaciones de almacenamiento en Tenerife y otras dos en Gran Canaria. Las instalaciones situadas en Tenerife (puerto de Santa Cruz y aeropuerto de Tenerife-Sur), disponen de una capacidad de 101.022 y 2.150 m³, respectivamente. En cuanto a las instalaciones situadas en

Gran Canaria (puerto de Las Palmas y aeropuerto de Gran Canaria) presentan unas capacidades de almacenamiento de 100.837 y 2.350 m³, respectivamente. El volumen de productos almacenados a 31 de diciembre de 2009 en las instalaciones del puerto de Santa Cruz de Tenerife se distribuyen en 13.969 m³ de gasolinas, 10.215 m³ de gasóleos y 9.462 m³ de querosenos; en la instalación portuaria de Las Palmas se almacenaba, a 31 de diciembre de 2009, 6.833 m³ de gasolinas, 12.100 m³ de gasóleos y 12.013 m³ de querosenos. El volumen de queroseno almacenado a 31 de diciembre de 2009 en las instalaciones aeroportuarias era de 424 m³ en Tenerife-Sur y 2.393 m³ en Gran Canaria.

ESERGUI, S.A., es propietaria de una instalación de almacenamiento situada en Zierbena (Puerto de Bilbao), que a 31 de diciembre de 2009 almacenaba 13.167 m³ de gasolinas, 135.540 m³ de gasóleos y 985 m³ de biodiésel. La instalación cuenta con una capacidad de 219.600 m³ y está formada por varios tanques de diferentes capacidades para gasóleos, gasolinas y biocarburantes.

PETRÓLEOS DE VALENCIA S.A.U. (filial de GALP ENERGÍA), cuenta con tanques de almacenamiento localizados en el puerto de Valencia con una capacidad nominal total de 139.043 m³. A 31 de diciembre de 2009 almacenaba 7.079 m³ de gasolinas, 44.073 m³ de gasóleos y 717 m³ de biodiésel.

DISTRIBUIDORA INDUSTRIAL, S.A., contaba en diciembre de 2009 con siete instalaciones, seis en las Islas Canarias: Fuerteventura, Lanzarote, Gran Canaria, La Gomera, El Hierro, La Palma, y una en Melilla. La capacidad total de las siete plantas es de 31.332 m³ de gasolinas, 83.506 m³ de gasóleos, 41.266 m³ de querosenos y 32.756 Tm de fuelóleos. El volumen de gasolinas, gasóleos y querosenos almacenados a 31 de diciembre de 2009 ascendía a 10.227, 45.394 y 5.903

m³, respectivamente, a los que hay que sumar 6.289 Tm de fuelóleos.

SARAS ENERGÍA, S.A., tiene una instalación de almacenamiento situada en Cartagena, la cual dispone de una capacidad de 133.000 m³, dividida en 6 tanques de gasóleos y 4 tanques de gasolinas. El volumen de productos petrolíferos almacenados a 31 de diciembre de 2009 ascendía a 4.979 m³ de gasolinas, 73.082 m³ de gasóleos y 13.404 de biodiésel.

CEPSA participa mayoritariamente en cuatro compañías que desarrollan su actividad en las Islas Canarias y en las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla. ATLAS S.A., tiene dos instalaciones de almacenamiento: una situada en Ceuta, cuya capacidad total de almacenamiento de productos petrolíferos es de 76.740 m³, almacenando a 31 de diciembre de 2009, 2.806 m³ de gasolinas, 27.152 m³ de gasóleos y 9.507 Tm de fuelóleos; y otra situada en Melilla, con una capacidad de 3.697 m³, la cual almacenaba, a 31 de diciembre de 2009, 566 m³ de gasolinas y 321 m³ de gasóleos. PETRÓLEOS DE CANARIAS, S.A. dispone de una capacidad de almacenamiento de 192.789 m³, dividida en sus instalaciones de Las Palmas de Gran Canaria (82.844 m³) y de Santa Cruz de Tenerife (109.945 m³); a 31 de diciembre de 2009 almacenaba en Las Palmas 8.775 m³ de gasóleos y 27.150 Tm de fuelóleos, y en Santa Cruz de Tenerife 8.390 m³ de gasóleos y 14.567 Tm de fuelóleos. La actividad de almacenamiento de CMD AEROPUERTOS CANARIOS, S.L. se centra en los aeropuertos de Gran Canaria, Tenerife-Sur, Lanzarote y Fuerteventura, sumando una capacidad de almacenamiento de 44.593 m³; su volumen de productos almacenados a 31 de diciembre de 2009 era de 22.579 m³. Por último, CEPSA AVIACIÓN, S.A. dispone de instalaciones de almacenamiento en los aeropuertos de Tenerife-Norte, La Palma y Melilla, ascendiendo su capacidad de almacenamiento a 4.343 m³; a 31 de diciembre de 2009 almacenaba 2.231 m³ de productos petrolíferos.

FORESA cuenta con una planta de almacenamiento situada en Villagarcía de Arosa (Pontevedra), cuya capacidad es de 32.400 m³. A 31 de diciembre de 2009 el volumen de producto almacenado ascendía a 12.072 Tm de fuelóleos.

SHELL ESPAÑA, S.A., a diciembre de 2009 cuenta con una instalación de almacenamiento de productos petrolíferos, en Las Palmas de Gran Canaria, con una capacidad de almacenamiento de productos petrolíferos de 61.780 m³. El volumen de productos almacenados a 31 de diciembre del ejercicio 2009 era 3.330 m³ de gasóleos y 21.782 m³ de fuelóleos.

CHEVRON ESPAÑA, S.A., cuenta con una instalación de almacenamiento en Las Palmas de Gran Canaria. La capacidad total del parque asciende a 34.000 m³ para gasóleos y 20.816 m³ para fuelóleos. A 31 de diciembre de 2009 el volumen de producto almacenado ascendía a 7.800 m³ de gasóleos y 324 Tm de fuelóleos.

EUROENERGO ESPAÑA, S.L., dispone de una instalación de almacenamiento de gasolinas y gasóleos en Tarragona cuya capacidad asciende a 333.176 m³; a 31 de diciembre de 2009 almacenaba 14.912 m³ de gasolinas y 199.404 m³ de gasóleos.

GALP DISTRIBUCIÓN OIL ESPAÑA, S.A.U., cuenta con una instalación de almacenamiento de gasolinas y gasóleos en Gijón con una capacidad total de 56.000 m³. A 31 de diciembre de 2009 almacenaba 12.741 m³ de gasolinas y 26.183 m³ de gasóleos.

MEROIL, S.A., tiene una instalación de almacenamiento de productos petrolíferos sita en Barcelona, con una capacidad disponible de 161.400 m³. A 31 de diciembre de 2009 almacenaba 17.199 m³ de gasolinas, 92.114 m³ de gasóleos y 951 m³ de biocarburantes.

FELGUERA-IHI cuenta con una instalación de almacenamiento situada en Cartagena, con una capacidad de 110.000 m³. A 31 de diciembre de 2009 almacenaba 65.190 m³ de gasóleos.

SECICAR dispone de una instalación de almacenamiento situada en Motril, con una capacidad de 240.938 m³. A 31 de diciembre de 2009 esta instalación tenía almacenados 30.716 m³ de gasolinas y 206.098 m³ de gasóleos.

BIOGAL tiene una instalación de almacenamiento situada en A Estrada (Pontevedra) con una capacidad disponible de 160 m³. A 31 de diciembre de 2009 almacenaba 112 m³ de gasóleos y 29 m³ de biocarburantes.

GASTECO cuenta con una instalación de almacenamiento de gasóleos en Pontevedra con una capacidad de 85 m³. A 31 de diciembre de 2009 almacenaba 83 m³ de gasóleos.

LOGÍSTICA JUNTADOS posee una instalación de almacenamiento en Bergondo (La Coruña) con una capacidad de 200 m³. A 31 de diciembre de 2009 almacenaban 66 m³ de gasóleos y 19 m³ de biodiésel.

GOIL RENT PARK cuenta con una instalación de almacenamiento en Madrid, con una capacidad de 8.565 m³. A 31 de diciembre de 2009 almacenaba 208 m³ de gasóleos y 100 m³ de biodiésel.

BERCIANA DE PETRÓLEOS, S.L., tiene una instalación de almacenamiento en el aeropuerto de León, con una capacidad de 90 m³. A 31 de diciembre de 2009 almacenaba 51 m³ de querosenos.

MITRASA cuenta con una instalación de almacenamiento en el aeropuerto de Granada, con una capacidad de 25 m³ para el almacenamiento de gasolina y 200 m³

destinados a almacenar querosenos. A 31 de diciembre de 2009 se almacenaban 150 m³ de querosenos.

RELISA cuenta con una instalación para el almacenamiento de biodiésel en Barcelona con una capacidad de 192.196 m³. A 31 de diciembre de 2009 se almacenaban 3.199 m³ de biodiésel.

PETROLOGIS CANARIAS dispone de una instalación de almacenamiento en Barcelona con una capacidad de 32.400 m³ para gasóleos y 41.000 Tm para fuelóleos. A 31 de diciembre de 2009 las cantidades almacenadas de gasóleos y fuelóleos ascendían a 1.522 m³ y 27.823 Tm, respectivamente.

SLCA dispone de instalaciones de almacenamiento en los aeropuertos de Sabadell, San Sebastián, Reus, Castellón, Albacete, Burgos, Valladolid y Ciudad Real. A 31 de diciembre de 2009 las cantidades totales almacenadas eran de 119 m³ de gasolinas y 859 m³ de querosenos.

SIMONOIL dispone de una instalación de almacenamiento en Barcelona con una capacidad de 20 m³ para gasolinas y 40 m³ para gasóleos.

4.3. Productos almacenados

La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), fue constituida en el año 1995 al amparo de lo dispuesto en la Ley 34/1992, de Ordenación del Sector Petrolero y en el Real Decreto 2111/1994, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, actualmente derogado por el Real Decreto 1716/2004 antes mencionado. La actual

ley sectorial (Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos) señala que CORES tendrá por objeto la constitución, mantenimiento y gestión de las reservas estratégicas y el control de las existencias mínimas de seguridad.

Según se observa en el siguiente cuadro, a finales de 2009 las existencias estratégicas almacenadas ascendían a 699.536 m³ de gasolinas (8,3% del total almacenado), 4.618.309 m³ de gasóleos y querosenos (54,5% del total), 257.812 toneladas de fuelóleos (3,0%) y 2.895.798 m³ de crudo (34,2%).

Por productos se registra, en relación con el ejercicio anterior, un aumento de reservas en el grupo de gasóleos y querosenos (+21%), así como en el grupo de las gasolinas (+5%). Los niveles de crudos y fuelóleos se mantienen invariables.

Por otra parte, en diciembre de 2009 los *stocks* de productos petrolíferos (excepto GLP) y materias primas almacenados por los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad ascendieron a 5,15 y 4,19 millones de toneladas métricas, respectivamente, tanto en territorio nacional como en aquellos países con los que existen acuerdos bilaterales.

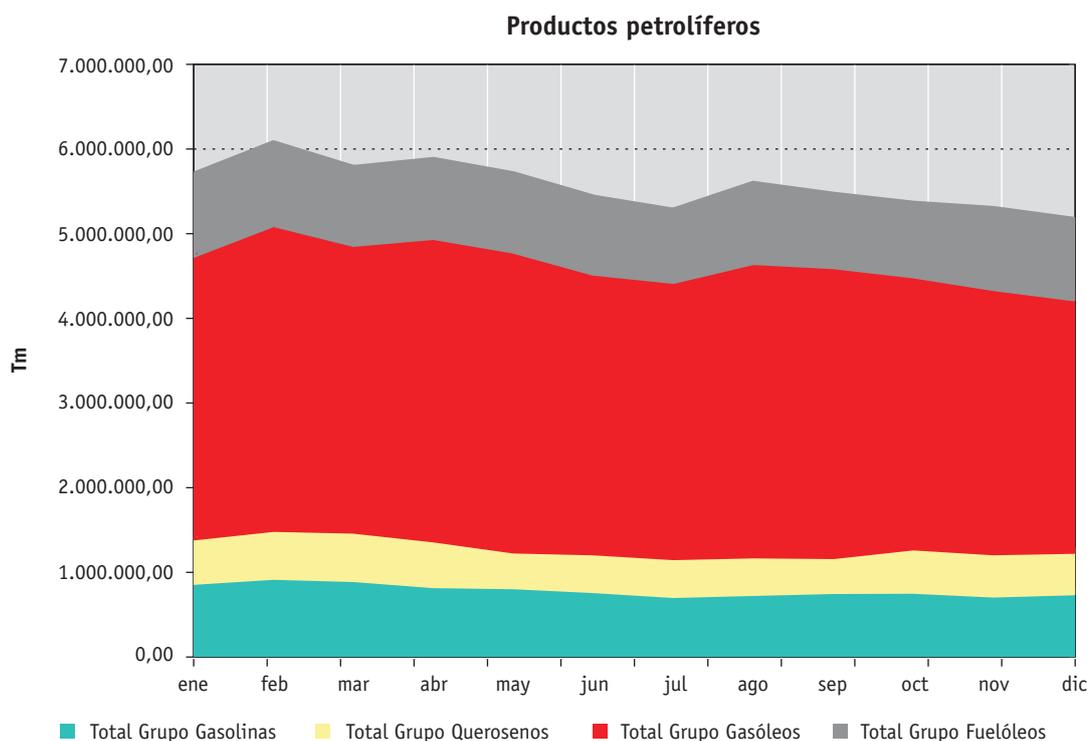
En cuanto al reparto de *stocks* almacenados de los productos petrolíferos, el 58% correspondió a los gasóleos, el 15% a las gasolinas, el 18% a los fuelóleos y el restante 10% a los querosenos. En el caso de las materias primas, el 65% de los *stocks* almacenados corresponde a crudos, el 32% a productos semirrefinados y únicamente un 3% a otras materias auxiliares, aditivos, compuestos oxigenados y materias primas para instalaciones de producción de biocarburantes.

Cuadro 4.3.1. Evolución Reservas Estratégicas de CORES

PRODUCTOS	Unidad	31-dic-08	Entradas	Salidas	Trasposos	31-dic-09	% Variación
Gasolina 95	M³	668.882	31.992	-1.338	0	699.536	5%
TOTAL GASOLINAS	M³	668.882	31.992	-1.338	0	699.536	5%
Queroseno Jet A1	M³	348.784	79.864	-764	0	427.884	23%
TOTAL QUEROSENO	M³	348.784	79.864	-764	0	427.884	23%
Gasóleo A	M³	2.619.838	507.576	-2.822	0	3.124.592	19%
Gasóleo B	M³	454.639	127.861	-498	0	582.002	28%
Gasóleo C	M³	400.331	83.902	-402	0	483.831	21%
TOTAL GASÓLEOS	M³	3.474.808	719.339	-3.722	0	4.190.425	21%
TOTAL QUEROSENO + GASÓLEOS	M³	3.823.592	799.203	-4.486	0	4.618.309	21%
Fuelóleo BIA	Tm	257.812	258	-258	0	257.812	0%
TOTAL FUELÓLEOS	Tm	257.812	258	-258	0	257.812	0%
PETRÓLEO CRUDO	M³	2.896.191	4.059	-4.452	0	2.895.798	0%
TOTAL	M³/Tm	7.646.477	835.512	-10.534	0	8.471.455	11%

Fuente: CORES.

Gráfico 4.3.1. Evolución stocks de sujetos obligados. Año 2009 (Datos en toneladas)



Fuente: CNE.

5. Comercialización

En el ejercicio 2009 ha habido ciertos cambios en el marco normativo de la comercialización de productos petrolíferos.

El 13 de junio de 2009 se publicó en el BOE el Real Decreto-ley 8/2009, de 12 de junio, por el que se conceden créditos extraordinarios y suplementos de crédito, por importe total de 19.821,28 millones de euros, y se modifican determinados preceptos de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales. El mencionado Real Decreto-ley recoge en su Artículo 10 las nuevas cuantías del Impuesto sobre Hidrocarburos a aplicar en gasolinas y gasóleos de automoción. En este sentido, los cuadros 5.2.1 y 5.2.1 bis recogen respectivamente los valores del impuesto especial, así como el total de impuestos, antes y después del mencionado Real Decreto-ley.

En relación con la comercialización de biocarburantes, el 24 de marzo de 2009 se publicó en el BOE la Circular 2/2009, de 26 de febrero, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se regula la puesta en marcha y gestión del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte. Dicha Circular se emitió en relación con la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte. Esta Orden, en su artículo 6, designa a la Comisión Nacional de Energía (CNE) como entidad responsable de la expedición de certificados de biocarburantes, de la gestión del mecanismo de certificación y de la supervisión y control de la obligación de comercialización de biocarburantes y, en su disposición final segunda, punto 2, le autoriza a dictar las Circulares necesarias en cumplimiento de sus funciones como tal Entidad de Certificación.

La mencionada Circular tiene por objeto establecer las normas de organización y funcionamiento del mecanismo de certificación de biocarburantes y otros combustibles renovables vendidos o consumidos con fines de transporte. En concreto, se establecen los procedimientos, normas y reglas para la solicitud de la constitución de Cuentas de Certificación, para la solicitud de expedición de certificados de biocarburantes y para las transferencias y traspasos de certificados y se definen los procedimientos de gestión del Sistema de Anotaciones en Cuenta por parte de la CNE.

5.1. Consumo de productos

El consumo total de productos derivados del petróleo en España en el año 2009 se situó en 68,4 millones de toneladas, lo que supone una disminución del 5,7% (4.107 miles de toneladas) respecto al registrado en el ejercicio 2008.

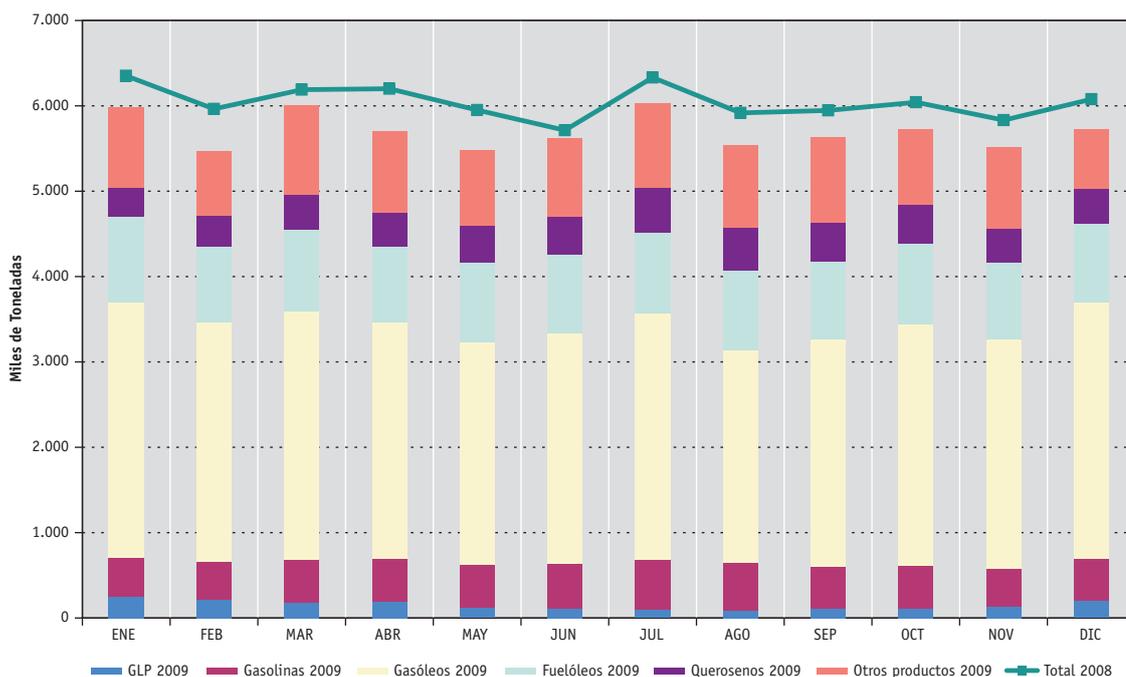
Dentro de los destilados ligeros, el consumo de GLP desciende un 7,2% en relación a 2008, siguiendo la tendencia bajista del año anterior, cuando se registró un descenso del 3,9%. Por su parte, la demanda de gasolinas continúa con la tendencia decreciente de ejercicios anteriores (-3,6% en 2007 y -6,0% en 2008), disminuyendo un 4,5% en 2009.

En relación a los destilados medios, los gasóleos registran un descenso del 5,8%, continuando la senda descendente del año anterior (-3,7%). Asimismo, el consumo de querosenos registra en el ejercicio 2009 una disminución del 8,8%, siguiendo la tendencia descendente del último ejercicio.

Por último, la demanda de la parte más pesada del barril registra descensos en 2009. De una parte, el consumo de fuelóleos se reduce, por séptimo año consecutivo,

Gráfico 5.1.1. Consumo productos petrolíferos 2008-2009

Datos en miles de toneladas



Fuente: CNE y Boletín Estadístico de Hidrocarburos.

en un 4,2%. Por otra, el consumo del genérico «otros productos» (entre los que se incluyen los aceites y bases lubricantes, productos asfálticos y coque de petróleo), experimenta un descenso del 5,7% sumado al descenso del 2,5% en 2008.

5.1.1. Gasolinas

En 2009 la demanda de gasolinas (excluidas las de aviación y el genérico «otras gasolinas») mantiene la senda descendente de años anteriores, situándose en 6,00 millones de toneladas (MTm) desde los 6,29 MTm de 2008. El descenso interanual registrado (-4,5%) se explica principalmente por la caída de la demanda de

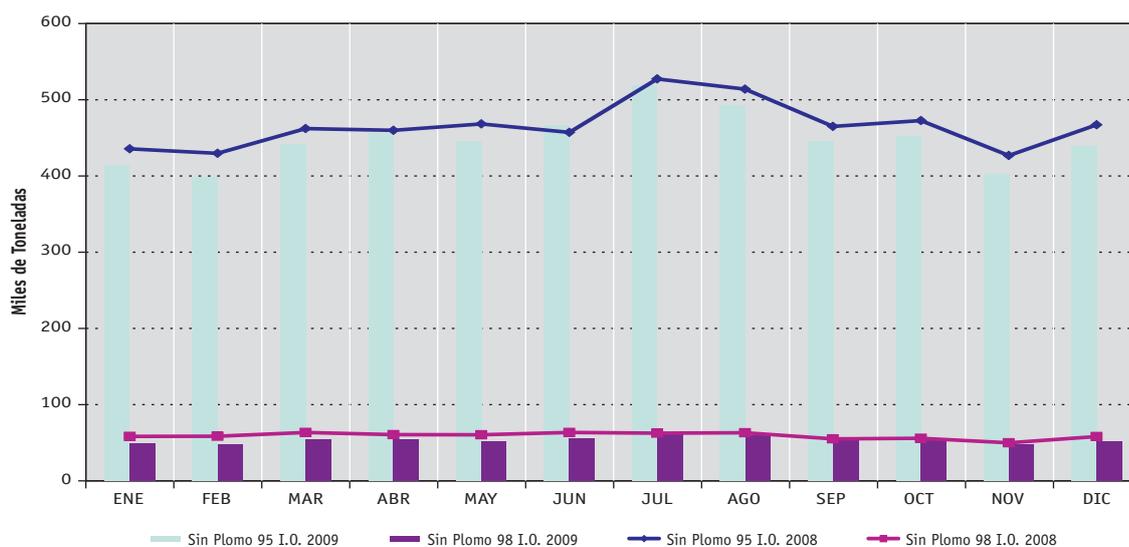
la gasolina 95 I.O., a la que se añade el descenso en la gasolina 98 I.O. La demanda total de gasolinas se mantiene durante todos los meses del ejercicio 2009 por debajo de la de 2008, exceptuando el mes de junio.

La participación de la gasolina 95 I.O. en la estructura de consumo total de gasolinas se mantiene: 88% en 2006, 87% en 2007, 89% en 2008 y 89% en 2009.

Para finalizar, la demanda de gasolina 98 I.O. registra en 2009 un descenso interanual del 9,6%, alcanzando los 640,97 miles de toneladas, cifra que representa un 11% sobre el consumo total de gasolinas (12% en 2006, 13% en 2007 y 11% en 2008).

Gráfico 5.1.2. Evolución consumo gasolinas 2008-2009

Datos en miles de toneladas



Fuente: CNE.

5.1.2. Gasóleos y querosenos

Los gasóleos son la categoría de productos de mayor consumo en España. La demanda total de gasóleos (excluido el genérico «otros gasóleos») en 2009 continúa la tendencia descendente del año anterior, alcanzando los 31,6 millones de toneladas (MTm).

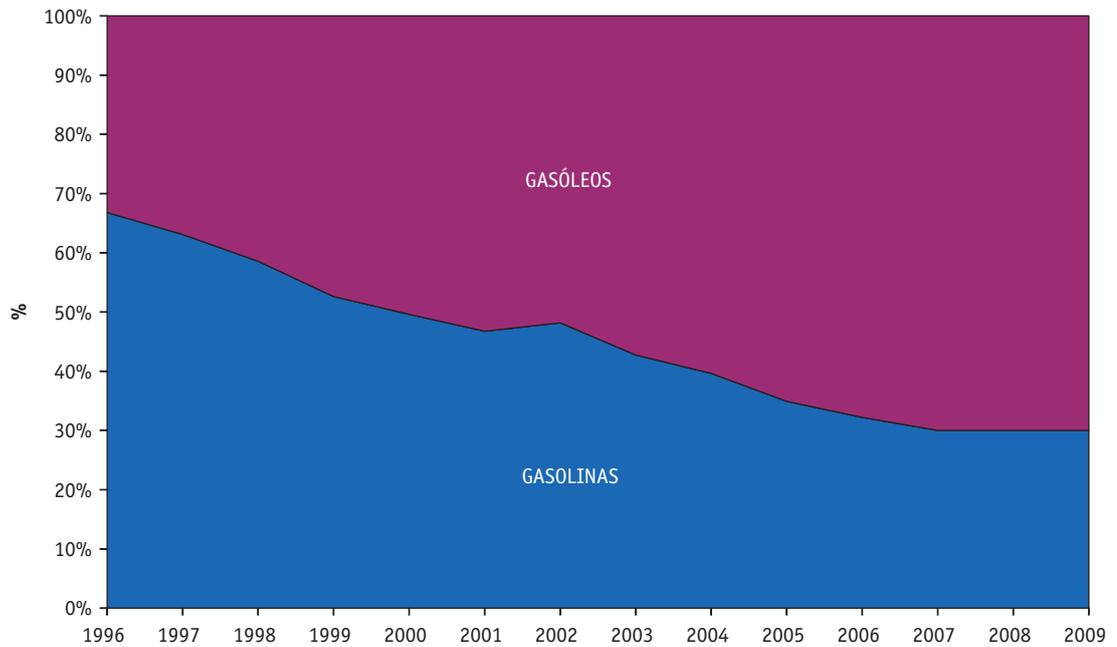
Por clases, el consumo de gasóleo de automoción presenta una disminución interanual del 5,1% en relación al ejercicio 2008, situándose en 23,6 MTm. La demanda de este gasóleo fue inferior a la del año precedente durante todos los meses del año 2009, excepto en junio. La participación en el consumo total de gasóleos se mantiene en el 74% en 2009.

En el año 2009 cabe indicar que se mantiene el proceso de dieselización del parque automovilístico español. Según los últimos datos proporcionados por ANFAC (Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones), el porcentaje de vehículos diésel sobre el total de matriculados alcanzó en 2009 el 70,0%, mismo porcentaje que en 2008.

En relación al gasóleo clase B, su consumo registra en 2009 un descenso interanual del 5,7%, que supone la comercialización de 5,57 millones de toneladas. La demanda de gasóleo C disminuye un 10,2% en 2009 y se sitúa en 2,50 millones de toneladas.

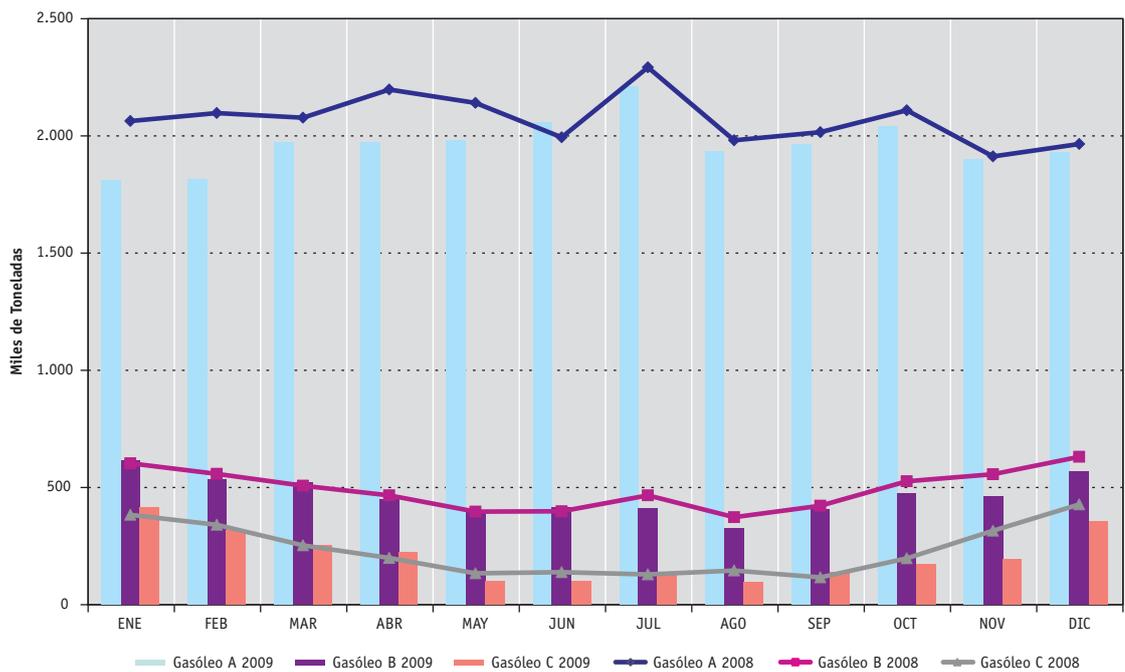
En relación a los querosenos, durante el año 2009 disminuye su demanda, situándose en 5,13 millones de toneladas (MTm), frente a las 5,63 MTm de 2008.

Gráfico 5.1.3. Evolución matriculaciones 1996-2009 (Datos en porcentaje)



Fuente: ANFAC.

Gráfico 5.1.4. Evolución consumo gasóleos 2008-2009 (Datos en miles de toneladas)



Fuente: CNE.

5.1.3. Reparto geográfico del consumo

En cuanto al reparto geográfico del consumo de carburantes de automoción (gasolinas auto y gasóleo A) destacan las Comunidades Autónomas de Andalucía y Cataluña, que representan el 15,8% y 15,7% del consumo total respectivamente, seguidas de la Comunidad Valenciana con un 10,0% y Madrid, que supone un 9,8%. Estas Comunidades, concentran el 51,3% del consumo total de carburantes.

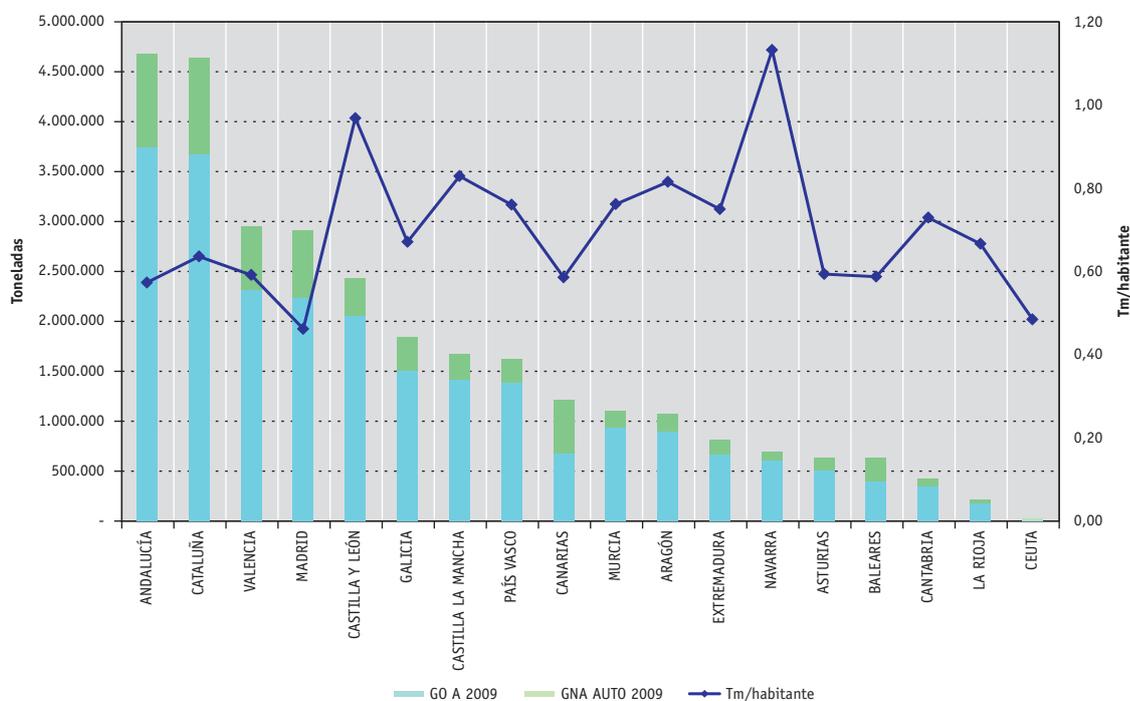
Respecto al consumo anual de carburantes por habitante, en 2009 Navarra presenta el consumo más alto con 1,13 tone-

ladas por habitante (Tm/hab), seguida de Castilla y León con 0,97 Tm/hab y Castilla-La Mancha con 0,83 Tm/hab.

Por último, en lo relativo a la demanda de querosenos en 2009, la Comunidad de Madrid representa el 37% del consumo nacional de querosenos, explicado por el intenso tráfico del aeropuerto de Madrid-Barajas. La Comunidad de Madrid, junto con la de Cataluña, con un 22% del consumo, concentran el 59% del total del consumo nacional. También presentan consumos relevantes las Comunidades de Canarias, Baleares y Andalucía (15%, 8% y 7%, respectivamente).

Gráfico 5.1.5. Consumo de carburantes por Comunidad Autónoma. Año 2009

Datos en toneladas y toneladas/habitante



Fuente: CNE.

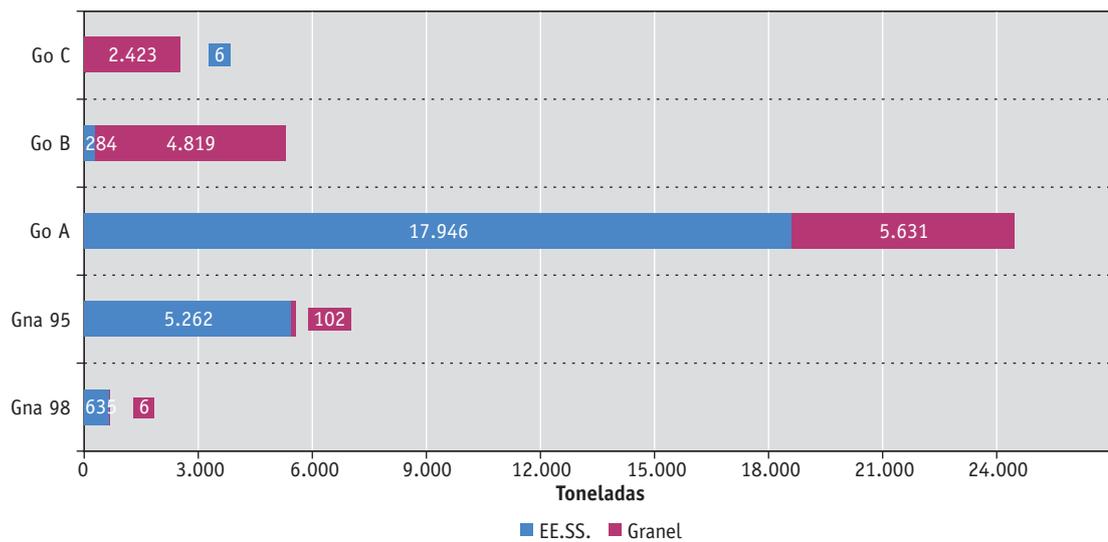
5.1.4. Consumo por canal

Mientras el suministro de la práctica totalidad de las gasolinas se realizó, como es habitual, a través del canal de estaciones de servicio (98,2%), el reparto de las ventas de gasóleos es más equilibrado: 58,6% a través de

instalaciones de suministro a vehículos y 41,4% a granel (consumidor final y distribuidores). Por clases, mientras el gasóleo A se distribuye mayoritariamente a través de estaciones de servicio (76,1%), los gasóleos B y C se comercializan casi en su totalidad a través del canal de ventas directas (94,4% y 99,8%, respectivamente).

Gráfico 5.1.6. Consumo por canal año 2009

Datos en miles de toneladas



Fuente: CNE.

5.2. Precios y fiscalidad

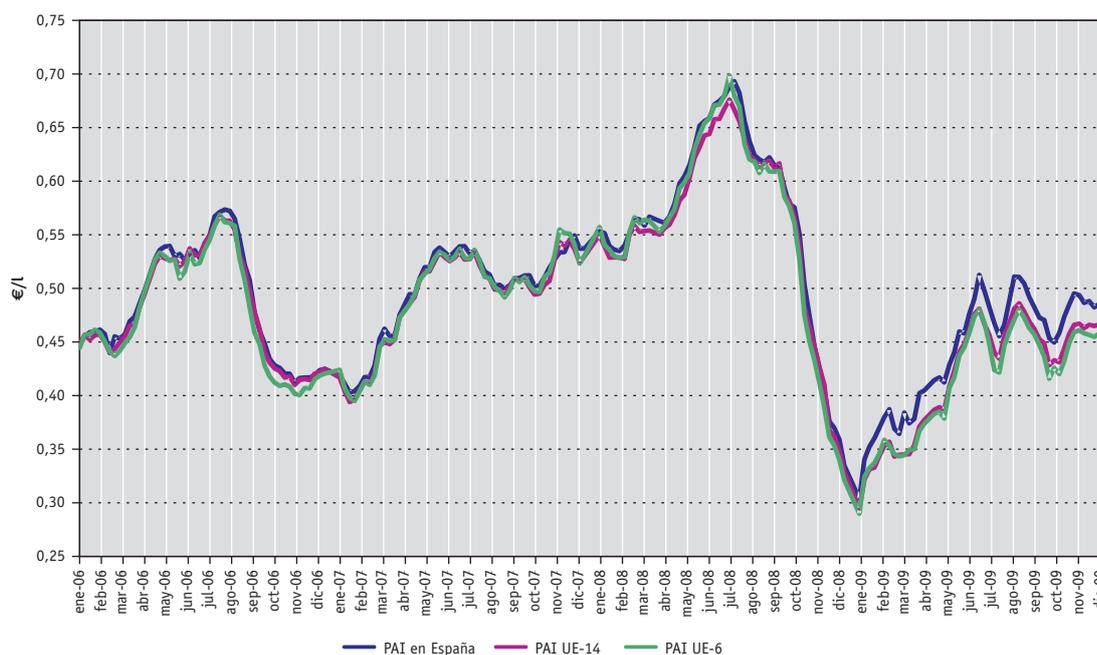
Como se ha visto en el Capítulo 1.5. («Principales variables de los mercados energéticos internacionales»), en 2009 tanto el precio medio del crudo como los promedios anuales de las cotizaciones internacionales de referencia de la gasolina sin plomo y del gasóleo de automoción fueron inferiores a los registrados el año anterior.

5.2.1. Precio Antes de Impuestos (PAI)

El PAI medio anual de la gasolina 95 I.O. correspondiente al año 2009 se sitúa en 44,369 c€/lt en España y 42,021 c€/lt en la UE-14. En relación a los PAI correspondientes al ejercicio precedente, la UE-14 presenta un descenso mayor que la media en España, $-13,847$ c€/lt frente a $-12,445$ c€/lt, respectivamente.

Gráfico 5.2.1. Gasolina sin plomo 95 I.O.: Evolución del PAI en España vs UE-14 y UE-6 2006-2009

Datos en €/litro

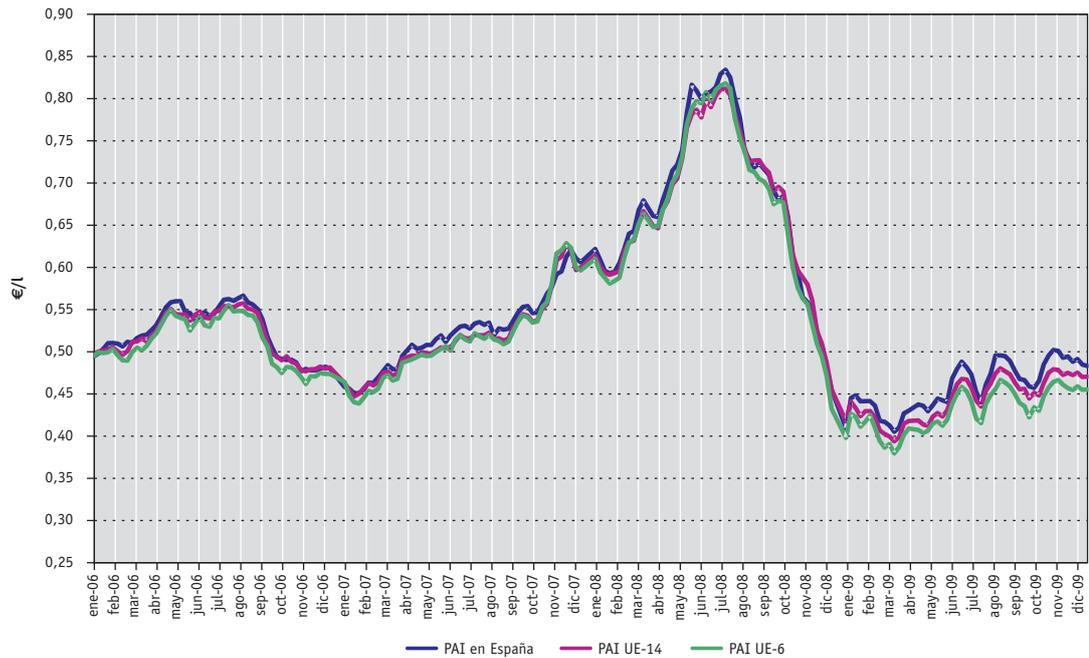


Fuente: Oil Bulletin Petrolier.

El PAI medio anual del gasóleo A en el año 2009 ha sido en España inferior al registrado en el año 2008, situándose en 45,944 c€/lt ($-22,124$ c€/lt). En este mismo sentido, el PAI medio del gasóleo A en la UE-14 presentó un descenso frente al del año precedente, situándose en 44,491 c€/lt ($-22,946$ c€/lt).

Como en años anteriores, el PAI medio anual de 2009 del gasóleo C en España (39,200 c€/lt) ha sido inferior al de la media UE-14 (41,282 c€/lt). El descenso registrado en relación al PAI de 2008 es de $-23,243$ c€/lt en España, y $-22,352$ c€/lt en la UE-14.

Gráfico 5.2.2. Gasóleo A: Evolución del PAI en España vs UE-14 y UE-6 2006-2009 (Datos en €/litro)



Fuente: Oil Bulletin Petrolier.

Gráfico 5.2.3. Gasóleo C: Evolución del PAI en España vs UE-14 y UE-6 2006-2009 (Datos en €/litro)



Fuente: Oil Bulletin Petrolier.

El PAI medio anual del fuelóleo BIA disminuyó en España respecto al ejercicio 2009 -11,351 c€/lt, situándose en 31,440 c€/lt, mientras que el descenso en la

UE-14, fue de -9,817 c€/lt, alcanzando un PAI medio de 24,994 c€/lt.

Gráfico 5.2.4. Fuelóleo: Evolución del PAI en España vs UE-14 y UE-6 2006-2009

Datos en €/Tm



Fuente: Oil Bulletin Petrolier.

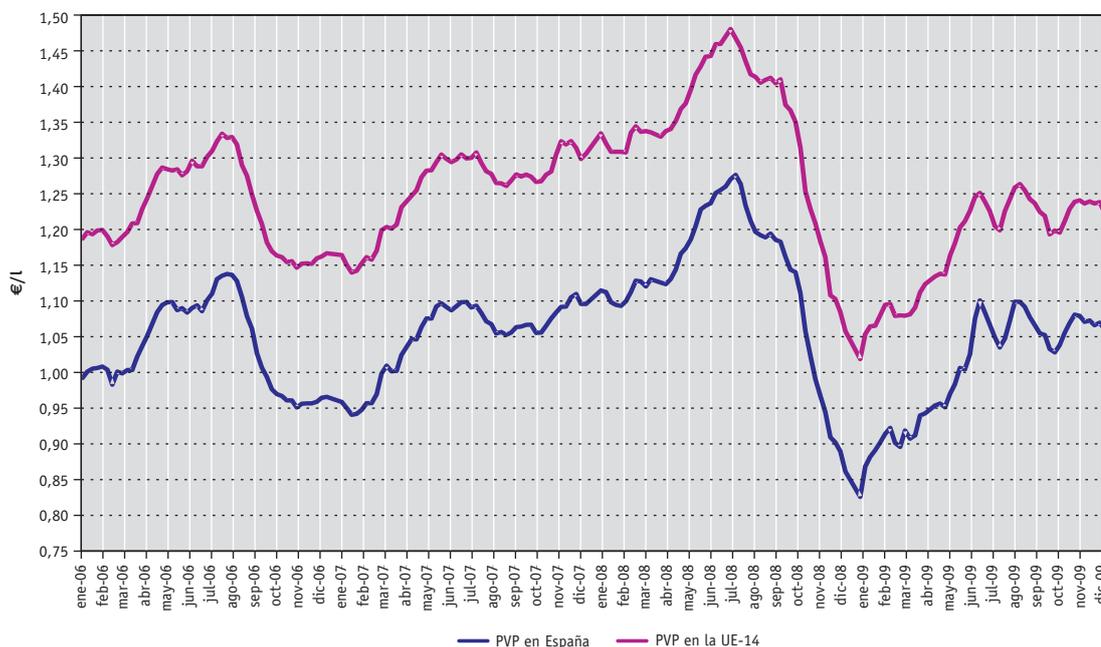
5.2.2. El precio de venta al público (PVP)

El PVP medio anual de la gasolina 95 I.O. en 2009 ha sido de 1,0062 €/lt en España y 1,1792 €/lt en la UE-14. En relación al año 2008, el PVP disminuye, tanto en España como en la media UE-14, -12,55 y -16,24 c€/lt, respectivamente. Este menor descenso del PVP en España permite que se reduzca el diferencial respecto a la media europea hasta alcanzar los -17,30 c€/lt.

En comparación con el resto de países de la UE-15, el PVP de la gasolina sin plomo 95 I.O., como en años anteriores, sigue ubicado en la banda baja de precios. Sólo Grecia presenta un PVP anual medio más bajo que España. En este sentido, el PVP en España se sitúa 34,53 c€/lt por debajo del PVP más alto, correspondiente a Holanda, y 0,96 c€/lt por encima del más bajo, registrado en Grecia.

Gráfico 5.2.5. Gasolina sin plomo 95 I.O.: Evolución del PVP en España vs UE-14 2006-2009

Datos en €/litro



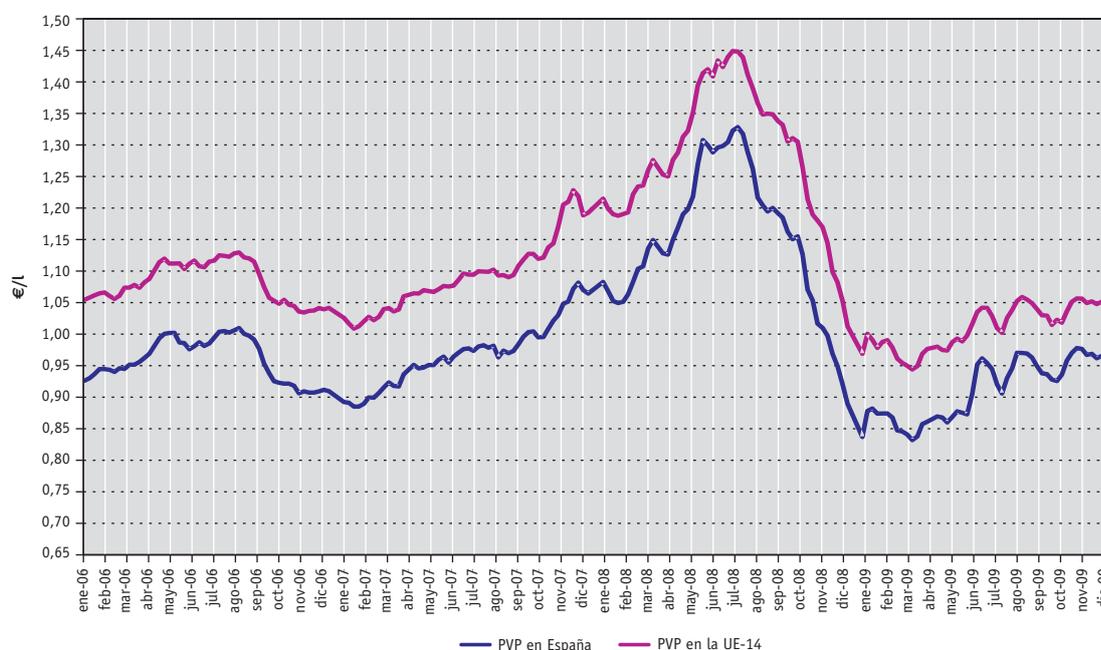
Fuente: Oil Bulletin Petrolier.

El PVP anual medio del gasóleo A ha sido de 0,9130 €/lt en España y de 1,0119 €/lt en la UE-14. La disminución registrada en relación al PVP de 2008 ha

sido mayor en la UE-14 (-27,34 c€/lt) que en España (-23,78 c€/lt), reduciéndose el diferencial hasta los -9,89 c€/lt.

Gráfico 5.2.6. Gasóleo A: Evolución del PVP en España vs UE-14 2006-2009

Datos en €/litro



Fuente: Oil Bulletin Petrolier.

5.2.3. Impuestos

En relación con la fiscalidad aplicada a los productos derivados del petróleo, los impuestos sobre la gasolina 95 I.O. han supuesto de media un 54,5% del PVP en España en el ejercicio 2009, cifra superior a la registrada en el año precedente (48,6%). Por su parte, en la UE-14 la participación de los impuestos en el PVP final se situó en el 64,4% (58,2% en 2008).

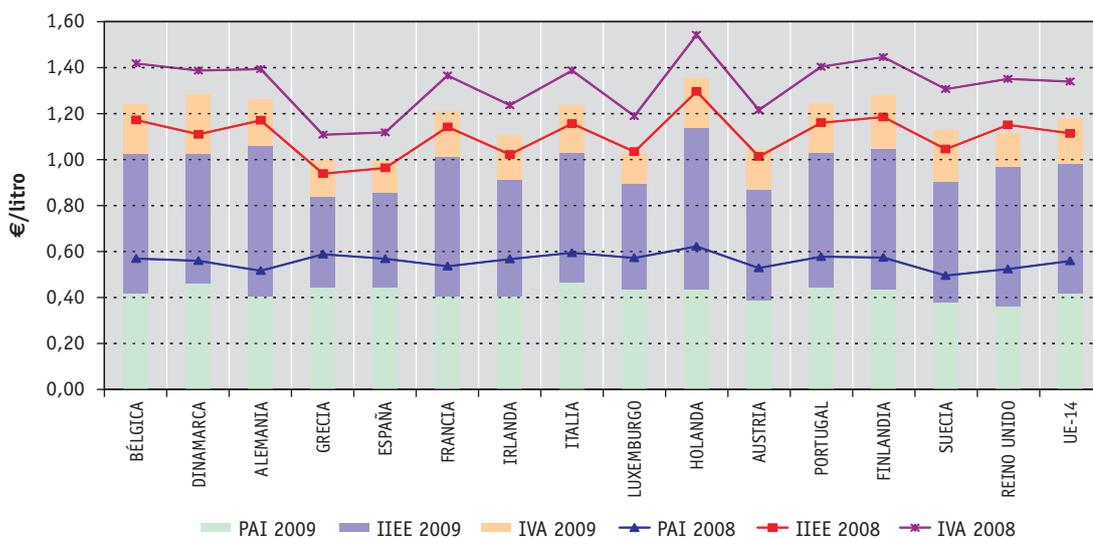
En 2009, España es el país de la UE-15 con impuestos más bajos sobre este carburante, situándose en el

diferencial medio respecto a la media de la UE-14 en 21,08 c€/lt.

Por su parte, en lo que respecta al gasóleo A, en el ejercicio 2009 los impuestos en España representaron, de media, el 48,5% del PVP (39,9% en 2008) y el 56,1% en la UE-14 (47,3% en 2008). Así, España es el segundo país de la UE-15 con impuestos más bajos sobre este carburante, por detrás de Luxemburgo, situándose en 2009 el diferencial medio respecto a la media de la UE-14 en 12,47 c€/lt.

Gráfico 5.2.7. Gasolina sin plomo 95 I.O.: Precios medios de venta al público UE 2008-2009

Datos en €/litro

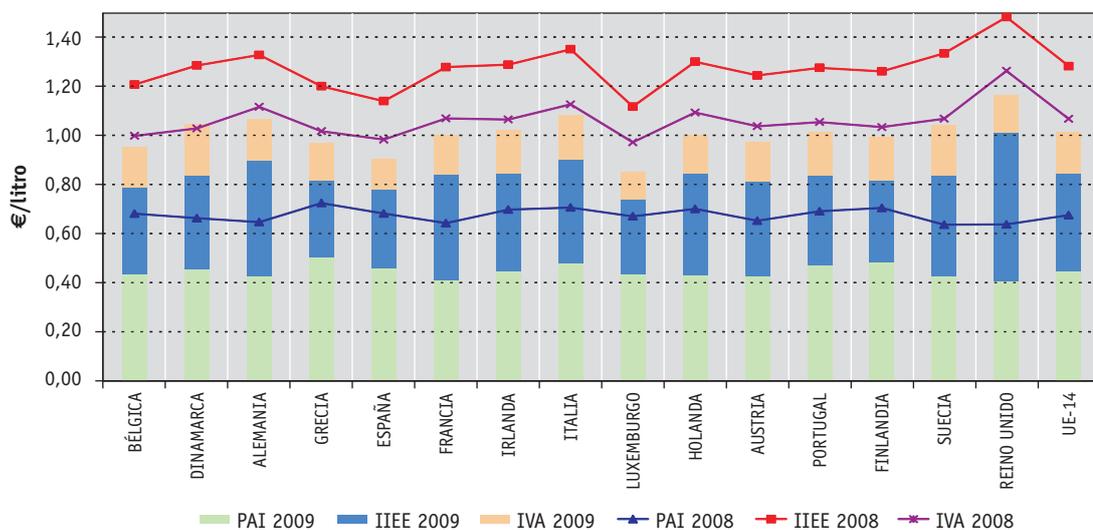


* En España los IIEE incluyen el tramo estatal del IVMDH.

Fuente: Oil Bulletin Petrolier.

Gráfico 5.2.8. Gasóleo A: Precios medios de venta al público UE 2008-2009

Datos en €/litro



* En España los IIEE incluyen el tramo estatal del IVMDH.

Fuente: Oil Bulletin Petrolier.

Cuadro 5.2.1. Impuestos en Península y Baleares

Producto	Impuesto especial (3)	IVMDH (2)	Total	Tipo impositivo IVA
	€/L	€/L	€/L	%
Gasolinas 97 y 98	0,40292	0,024	0,42692	16
Gasolina 95	0,37169	0,024	0,39569	16
Gasóleo A (5)	0,27800	0,024	0,30200	16
Gasóleo B y C	0,07872	0,006	0,08472	16 (1)
Queroseno (uso general)	0,29179	0,024	0,31579	16 (1)
Queroseno (para usos distintos de los de carburante) (4)	0,07871	0,006	0,08471	16
	€/Tm	€/Tm	€/Tm	%
Fuelóleos (5)	14,00	1	15,00	16 (1)

(1) Están exentas (operaciones asimiladas a exportaciones) las entregas a buques y aeronaves afectas al tráfico internacional (Ley 37/1992, del Impuesto Sobre el Valor Añadido).

(2) Tramo estatal del Impuesto sobre Venta Minorista de Determinados Hidrocarburos. Aplicado a partir del 1/1/2002 (Ley 24/2001). No incluye tramo autonómico.

(3) Están exentas la fabricación o importación de combustibles para navegación aérea y marítima (exceptuando la privada de recreo), así como el destinado a la producción de electricidad o calor en centrales eléctricas.

(4) La Ley 53/2002 de medidas fiscales, administrativas y del orden social, modifica el ámbito objetivo del Impuesto sobre las Ventas Minoristas de Determinados Hidrocarburos excluyendo al queroseno destinado a usos distintos de los de carburante.

(5) Modificados en la Ley 42/2006 pasando el gasóleo de 0,26986 a 0,278 €/l y los fuelóleos de 13,432621 a 14 €/Tm.

Fuente: CNE.

Como se ha comentado anteriormente, durante el año 2009 se produjo un incremento en la cuantía del Impuesto Especial a aplicar en gasolinas y gasóleos de automoción. En este sentido, los cuadros 5.2.1 y 5.2.1 bis recogen respectivamente los valores del impuesto especial, así como el total de impuestos, antes y después del mencionado incremento.

En base a lo establecido en la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, el 1 de enero de 2002 entró en vigor el Impuesto sobre Ventas Minoristas de Determinados Hidrocarburos. Este impuesto se divide en dos tramos, estatal (24 euros por 1.000 litros, tanto para las gasolinas

como para los gasóleos de uso general) y autonómico (de acuerdo con la Ley 25/2006, de 17 de julio, la banda en que debe moverse a partir de 2006 está comprendida entre 0 y 48 euros por 1.000 litros, tanto para las gasolinas como para los gasóleos de uso general, pudiendo ser actualizado el límite superior de dicha banda por la Ley de Presupuestos Generales del Estado). El tramo autonómico de este impuesto se comenzó a aplicar en la Comunidad de Madrid en agosto de 2002, a comienzos de 2004 en las Comunidades Autónomas de Galicia y Asturias, posteriormente, en agosto del mismo año, en Cataluña y desde el 1 de enero de 2006 también se aplica en la Comunidad Valenciana y en Castilla-La Mancha. Los importes exigibles a 31 de diciembre de 2009 son los siguientes:

Cuadro 5.2.1 bis. Impuestos en Península y Baleares (con posterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2009, de 12 de junio)

Producto	Impuesto especial (3)	IVMDH(2)	Total	Tipo impositivo IVA
	€/L	€/L	€/L	%
Gasolinas 97 y 98(5)	0,43192	0,024	0,45592	16
Gasolina 95(5)	0,40069	0,024	0,42469	16
Gasóleo A(4)	0,30700	0,024	0,33100	16
Gasóleo B y C	0,07872	0,006	0,08472	16 (1)
Queroseno (uso general)	0,29179	0,024	0,31579	16 (1)
Queroseno (para usos distintos a los de carburante)	0,07871	0,006	0,08471	16
	€/Tm	€/Tm	€/Tm	%
Fuelóleos(4)	14,00	1	15,00	16 (1)

- (1) Están exentas (operaciones asimiladas a exportaciones) las entregas a buques y aeronaves afectas al tráfico internacional (Ley 37/1992, del Impuesto Sobre el Valor Añadido).
- (2) Tramo estatal del Impuesto sobre Venta Minorista de Determinados Hidrocarburos. Aplicado a partir del 1/1/2002 (Ley 24/2001). No incluye tramo autonómico.
- (3) Están exentas la fabricación o importación de combustibles para navegación aérea y marítima (exceptuando la privada de recreo), así como el destinado a la producción de electricidad o calor en centrales eléctricas.
- (4) Modificados en la Ley 42/2006 pasando el gasóleo de 0,26986 a 0,278 €/l y los fuelóleos de 13,432621 a 14 €/Tm. Posteriormente, el IE del GOA pasa a partir del 13 de junio de 2009 (RD-L 8/2009) de 0,27800 a 0,30700 €/lt.
- (5) IE vigente desde el 13 de junio de 2009 (RD-L 8/2009): Gna 97 y 98 pasa de 0,402919 a 0,43192 €/lt y gna95 de 0,37169 a 0,40069 €/lt. El RD-L 8/2009 también fija el IE de las gnas con plomo a partir del 13 de junio de 2009 en 0,43379 €/lt.

Fuente: CNE.

Madrid:

- a) Gasolinas: 17 euros por 1.000 litros.
b) Gasóleos de uso general: 17 euros por 1.000 litros.

Cataluña:

- a) Gasolinas: 24 euros por 1.000 litros.
b) Gasóleos de uso general: 24 euros por 1.000 litros.

Galicia:

- a) Gasolinas: 24 euros por 1.000 litros.
b) Gasóleo de uso general: 12 euros por 1.000 litros.

Comunidad Valenciana:

- a) Gasolinas: 24 euros por 1.000 litros.
b) Gasóleos de uso general: 12 euros por 1.000 litros.

Asturias:

- a) Gasolinas: 24 euros por 1.000 litros.
b) Gasóleo de uso general: 20 euros por 1.000 litros.

Castilla-La Mancha:

- a) Gasolinas: 24 euros por 1.000 litros.
b) Gasóleos de uso general: 24 euros por 1.000 litros.

Cuadro 5.2.2. Impuestos especiales en Canarias, Ceuta y Melilla

PRODUCTO	CANARIAS		CEUTA		MELILLA	
	Impuesto especial	Tipo impositivo IGIC (1)	Gravamen complementario	Tipo impositivo IPSI	Gravamen complementario	Tipo impositivo IPSI
	€/L	%	€/L	%	€/L	%
Gasolinas 98	0,21782	—	0,13823	0,5	0,10000	7
Gasolinas 97	0,23224	—	0,13823	0,5	0,12000	7
Gasolina 95	0,21782	—	0,10217	0,5	0,10000	7
Gasóleos	0,10266	—	0,04808	0,5	0,03000	7
Querosenos	—	—	0,00601	0,5	—	—
	€/Tm	%	€/Tm	%	€/Tm	%
Fuelóleos	0,50000	—	6,01000	0,5	—	7

(1) La Ley 24/2001 introduce, a partir del 1/1/2002, la exención de IGIC (anteriormente, 2%) a las entregas o importaciones de productos derivados del petróleo.

Fuente: CNE.

5.3. Márgenes brutos de comercialización

En 2009, el margen bruto medio de comercialización de la gasolina 95 I.O. se sitúa en 12,58 c€/lt en España y 10,24 c€/lt en la UE-14, cifras en ambos casos inferiores a las registradas en 2008, 13,29 y 12,31 c€/lt, respectivamente.

Durante todos los meses del año 2009, el margen bruto de comercialización de la gasolina 95 I.O. en España se mantiene por encima del de la UE-14. El diferencial medio anual España/UE-14 aumenta desde los +0,98 c€/lt registrados en 2008 hasta los +2,34 c€/lt.

El margen bruto de comercialización máximo de 2009 se registra, tanto en España como en la UE-14, en el mes de septiembre, alcanzando los 14,61 y 12,44 c€/lt, respectivamente.

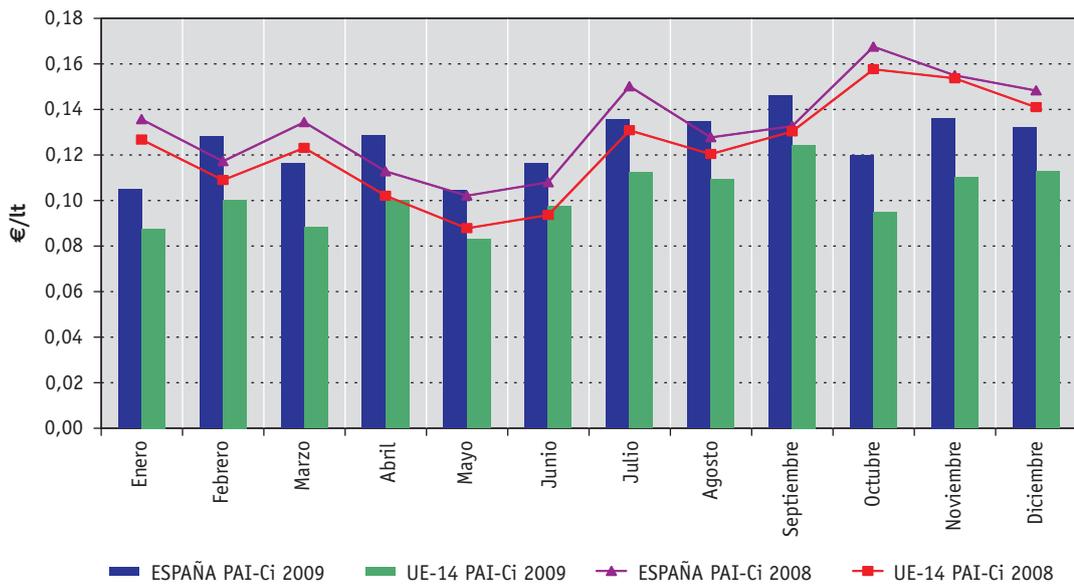
En lo que respecta al gasóleo A, en España se produce en 2009 un aumento del margen bruto de comercialización en relación al registrado en 2008 de 0,03 c€/lt, situándose en 13,30 c€/lt. Por el contrario, en la UE-14 se produce una reducción de dicho margen con respecto al valor de 2008 en 0,84 c€/lt, descendiendo el valor final hasta 11,84 c€/lt.

Todos los meses del año 2009, el margen bruto de comercialización del gasóleo A de España se mantiene igual o por encima del de la UE-14. El diferencial medio anual España/UE-14 se sitúa en 2009 en +1,46 c€/lt, tras haber sido de +0,59 c€/lt el año precedente.

El margen bruto de comercialización máximo de 2009 se registra, tanto en España como en la UE-14, en el mes de febrero (15,35 c€/lt y 14,12 c€/lt, respectivamente).

Gráfico 5.3.1. Gasolina sin plomo 95 I.O.: Margen bruto de comercialización (PAI-Ci CIF)

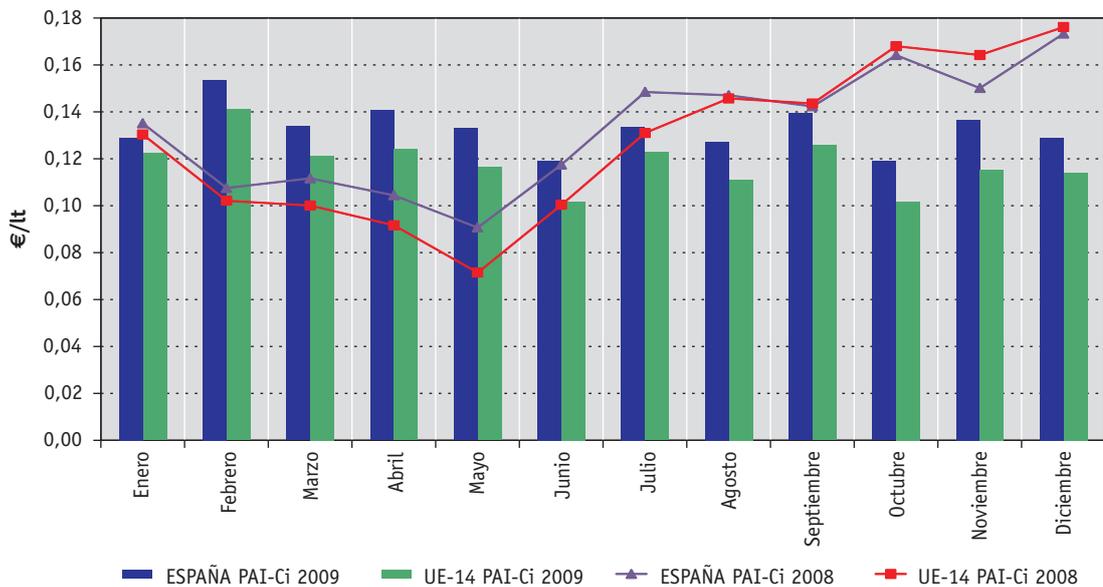
Datos en €/lt



Fuente: CNE.

Gráfico 5.3.2. Gasóleo A. Margen bruto de comercialización (PAI-Ci CIF)

Datos en €/lt



Fuente: CNE.

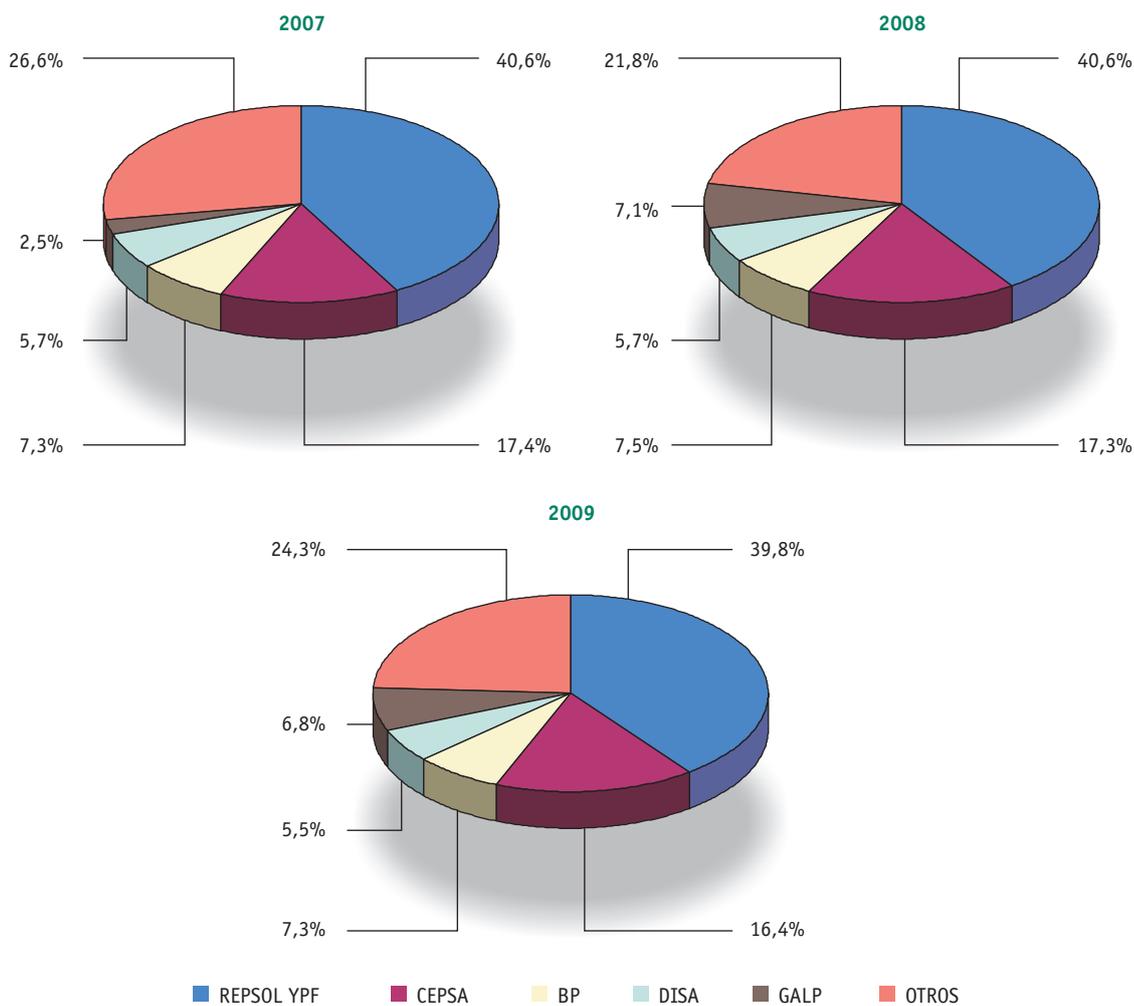
La CNE ha publicado en abril de 2010 un informe (Ref. web CNE PA009/10) sobre la evolución del precio de venta al público de la gasolina 95 I.O. y del gasóleo de automoción en España durante 2009, en el que se analiza la evolución del PVP de estos carburantes en función de las distintas variables que componen dicho precio.

5.4. Puntos de venta

Al final del ejercicio 2009, según la información facilitada por las compañías, la red de instalaciones de suministro de carburantes a vehículos se situaba aproximadamente en 9.000 puntos de venta.

Gráfico 5.4.1. Evolución Puntos de Venta 2007-2009

Datos en porcentaje



Fuente: CNE.

El nivel de concentración de instalaciones de suministro por operador continúa siendo elevado, habiendo disminuido ligeramente el número de puntos de venta de los principales operadores¹.

Por su parte, en cuanto al número de puntos de venta titularidad de las grandes superficies de distribución, dentro de su estrategia de diversificación de negocios, impulsada por las medidas de fomento de estas instalaciones contenidas en el Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, destacar que las principales cadenas de supermercados e hipermercados, CARREFOUR, EROSKI, ALCAMPO y SABECO finalizaron el ejer-

¹ En junio de 2003 finalizó el plazo de 3 años establecido en el Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, para el cómputo de la prohibición de aumento del número de puntos de venta que pueden formar parte de la red de distribución del Grupo CEPSA, mientras que para REPSOL YPF la prohibición terminó en junio de 2005.

cicio 2009 con 85, 52, 26 y 13 puntos de venta, respectivamente.

Durante el ejercicio 2009, algunos de los principales operadores que actúan en el mercado español han continuado con su estrategia de diferenciación de producto, bien mediante la incorporación de aditivos diferenciados, bien a través de la comercialización de carburantes de altas prestaciones. Por su parte, las instalaciones de suministro en las grandes superficies de distribución mantienen sus ofertas basadas en descuentos en precio.

Por último, se sigue avanzando en el desarrollo de los negocios «*non oil*» (tiendas de conveniencia, equipos de lavado y aspirado de vehículos, servicios de restauración), en estrategias de fidelización de clientes (tarjetas de pago profesionales, programas de puntos, descuentos asociados a tarjetas bancarias) y en el incremento de la gestión directa de las redes de distribución.

6. El mercado de los gases licuados del petróleo (GLP)

6.1. El marco normativo de los GLP

Los precios de los gases licuados del petróleo, en su modalidad de envasado con capacidad igual o superior a 8 kg y menor de 20 kg (con la excepción de los envases de GLP de automoción), a diferencia de lo que ocurre con el resto de productos derivados del petróleo, están sujetos a un régimen de precios máximos de venta antes de impuestos, aprobados administrativamente, en tanto las condiciones de concurrencia y competencia en este mercado no se consideren suficientes.

Al comienzo del ejercicio 2009 el sistema de determinación automática de precios máximos del GLP envasado vigente era el resultante de la Orden ITC/2707/2008, de 26 de septiembre, por la que se determinan los precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados.

El 31 de marzo de 2009 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Orden ITC/776/2009, de 30 de marzo, por la que se modifica la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados. Esta nueva Orden actualizó el término de costes de comercialización, además de establecer una fórmula para la revisión anual de dichos costes, en aplicación de la fórmula para la determinación de los costes de comercialización propuesta por la Comisión Nacional de Energía en su informe sobre la retribución del sector del GLP en su modalidad de envasado de fecha 22 de mayo de 2008 (Ref.web 103/2008). Así, los costes de comercialización quedaron fijados desde el 1 de julio de 2009 en 0,416469 €/kg. El Consejo de Administración de la CNE aprobó, con fecha 24 de marzo de 2009, el informe preceptivo correspondiente sobre la Propuesta de Orden (Ref.web 29/2009).

El 30 de septiembre de 2009 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre, por la que se modifica la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados. Dicha Orden (sobre cuyo proyecto la CNE emitió su preceptivo informe 113/2009) modificó la fórmula de determinación del precio máximo establecida en la mencionada Orden ITC/1858/2008, con el fin de proteger los intereses de los consumidores ante la volatilidad de las cotizaciones internacionales del flete y la materia prima.

6.2. Consumo de GLP

En este apartado se muestra la evolución del consumo de GLP, tanto internacional como nacional, durante los últimos ejercicios, haciendo especial hincapié en el análisis correspondiente al año 2009.

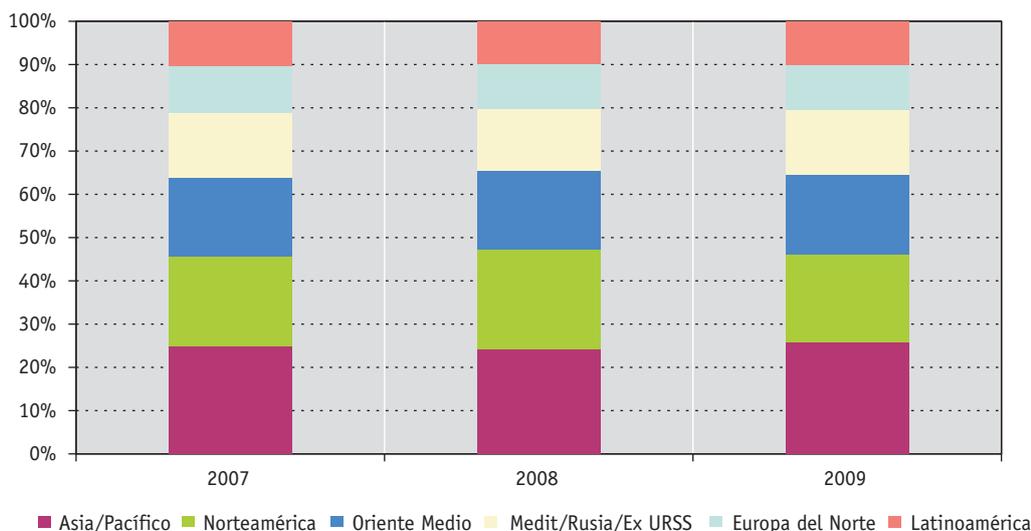
6.2.1. GLP Internacional

La producción mundial de GLP ascendió en el año 2009 hasta los 227 millones de toneladas (MTm), lo que supone una disminución del 1,7% en relación a 2008. Asia/Pacífico fue la región en la que la producción de GLP registró un mayor aumento (+4,7%), seguida de Oriente Medio (+1,2%). En el resto de regiones el nivel de producción se mantuvo, a excepción de Norteamérica, que registró una disminución del 13,9%. En Norteamérica y Asia/Pacífico se concentra casi el 50% de la producción mundial de GLP.

En el año 2009 el porcentaje de la producción mundial de GLP procedente de la separación del gas natural se situó en aproximadamente el 56%, correspondiendo el 44% restante a producción en refinerías. Este reparto ha

Gráfico 6.2.1. Evolución porcentual de la producción mundial de GLP 2007-2009

Datos en porcentaje



Fuente: Poten&Partners y CNE.

permanecido prácticamente estable a nivel mundial en los últimos años, a pesar de que las previsiones indicaban que el porcentaje proveniente del gas natural iría incrementándose al aumentar su consumo.

El comercio mundial de GLP por vía marítima en 2009 disminuyó respecto al año anterior en 1,7 MTm, representando el 25% de la producción total.

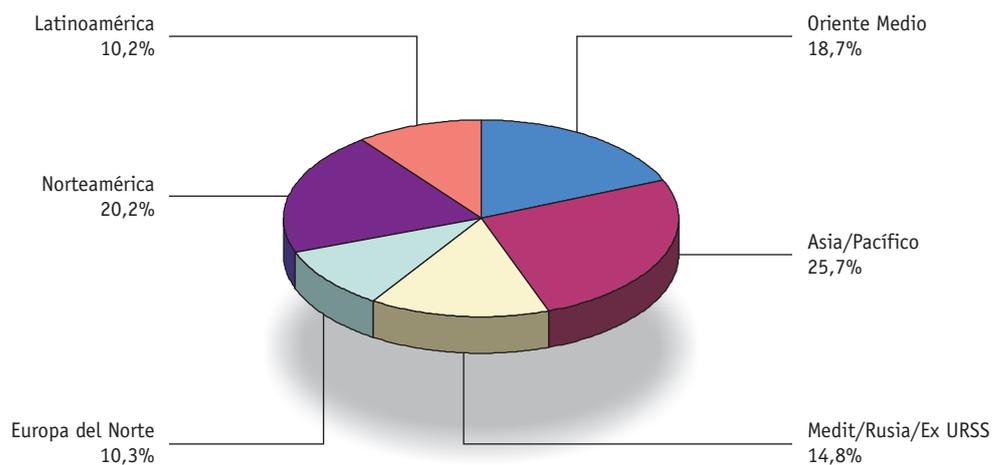
Por países, Japón continuó siendo en el año 2009 el mayor importador mundial de GLP con un 22% del total. Este país, junto con China y Corea e India centran casi el 50% de las importaciones mundiales. Las importaciones de los países europeos en 2009 provinieron de África (49,7%), Mar del Norte/Rusia (38,5%) y Oriente Medio (10,1%). Tanto las importaciones del Mar del

Norte como las provenientes de América aumentaron en términos absolutos respecto al año anterior (+1,0 MTm y +0,3 MTm, respectivamente), mientras que las procedentes de Oriente Medio y África disminuyeron (-1,5 MTm y -0,3 MTm, respectivamente).

El mayor exportador mundial de GLP es Arabia Saudí. Sus exportaciones representaron el 16,0% del total en 2009, disminuyendo, respecto al año anterior, en 1,3 MTm. El segundo mayor exportador es Argelia que con 6,8 MTm en 2009 disminuye su cuota en las exportaciones totales con respecto a 2008 (12,0%). El mayor mercado de Argelia en 2009 fue el formado por los países de la zona del Mediterráneo Oriental, que significaron el 37% de sus exportaciones en barcos de gran tamaño.

Gráfico 6.2.2. Producción mundial de GLP. Año 2009

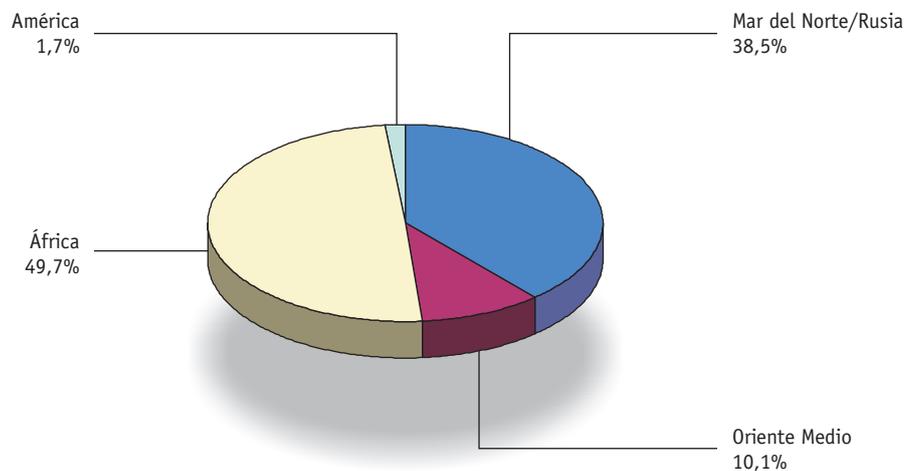
Datos en porcentaje



Fuente: Poten&Partners y CNE.

Gráfico 6.2.3. Importaciones europeas de GLP. Año 2009

Datos en porcentaje



Fuente: Poten&Partners y CNE.

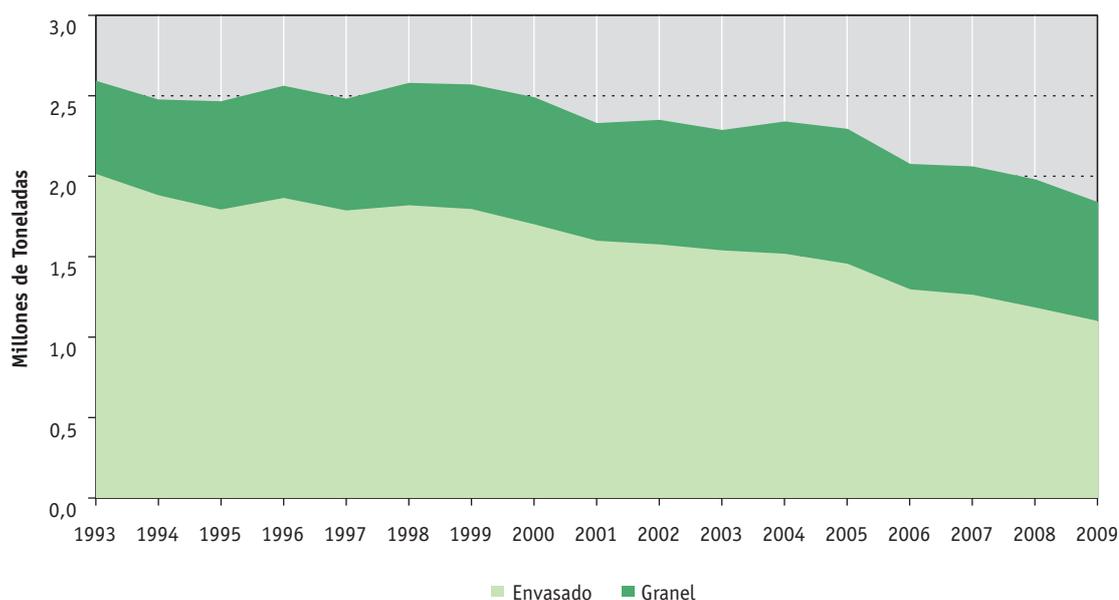
6.2.2. GLP en España

En el año 2009, al igual que ocurría en el año anterior, se continúa con la tendencia decreciente en el consumo total de GLP, registrando un consumo total de 1,84 millones de toneladas (MTm), un 7,2% menos que el año anterior.

Por modalidades de suministro, se puede apreciar, tal y como muestra el gráfico 6.2.4, un descenso en el consu-

mo de GLP envasado desde el año 1993 (de 2,01 MTm en 1993 a 1,10 MTm en 2009). En concreto, en la comparativa de consumos entre los ejercicios 2009 y 2008, el consumo de GLP envasado mantuvo su tendencia descendente (-7,1%), mientras que los suministros de GLP a granel (incluyendo canalizado, granel a usuario final y automoción) continuaron la tendencia descendente del año 2008 y disminuyeron su consumo en un 7,3% hasta llegar a las 738 miles de toneladas (kTm).

Gráfico 6.2.4. Evolución anual del consumo de GLP 1992-2009 (Datos en millones de toneladas)



Fuente: CNE y Boletín Estadístico de Hidrocarburos.

En 2009, las entregas de GLP envasado (excluido el de automoción) representaron el 59,7% del total del consumo (59,6% en 2008). El 99,6% de las mismas se realizaron mediante envases de más de 8 kg, quedando reducida la participación de los envases «populares» (menos de 8 kg) al 0,4% de las entregas.

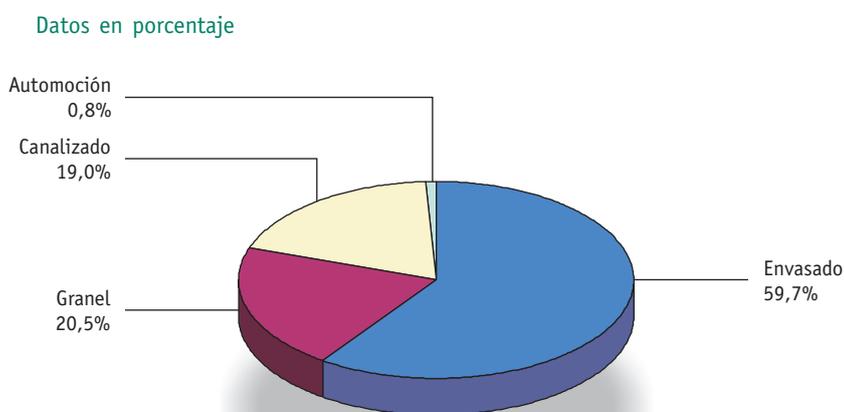
La participación del GLP a granel, excluido el de automoción, en el total del consumo nacional fue del 20,5%, mientras que el consumo de GLP canalizado representó el 19,0% del total.

Finalmente, el GLP de automoción representó el restante 0,8%. Las entregas de GLP auto se repartieron de la siguiente forma: 79,8% a granel y 20,2% en envases.

En cuanto al reparto geográfico del consumo en 2009, al igual que el año anterior, la Comunidad Autónoma de Andalucía fue la que registró una mayor deman-

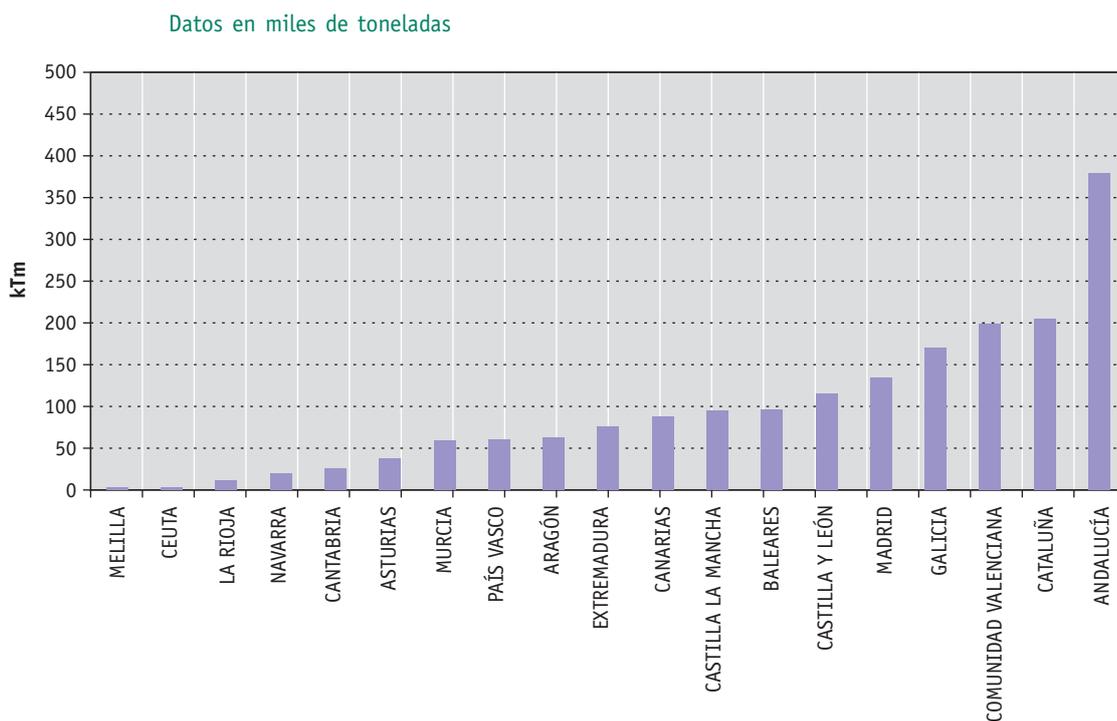
da, con 378,6 miles de toneladas (kTm), seguida de la Cataluña (204,5 kTm) y la Comunidad Valenciana (198,4 kTm).

Gráfico 6.2.5. Desglose del consumo de GLP por segmentos en España. Año 2009



Fuente: CNE.

Gráfico 6.2.6. Ventas de GLP por Comunidad Autónoma. Año 2009

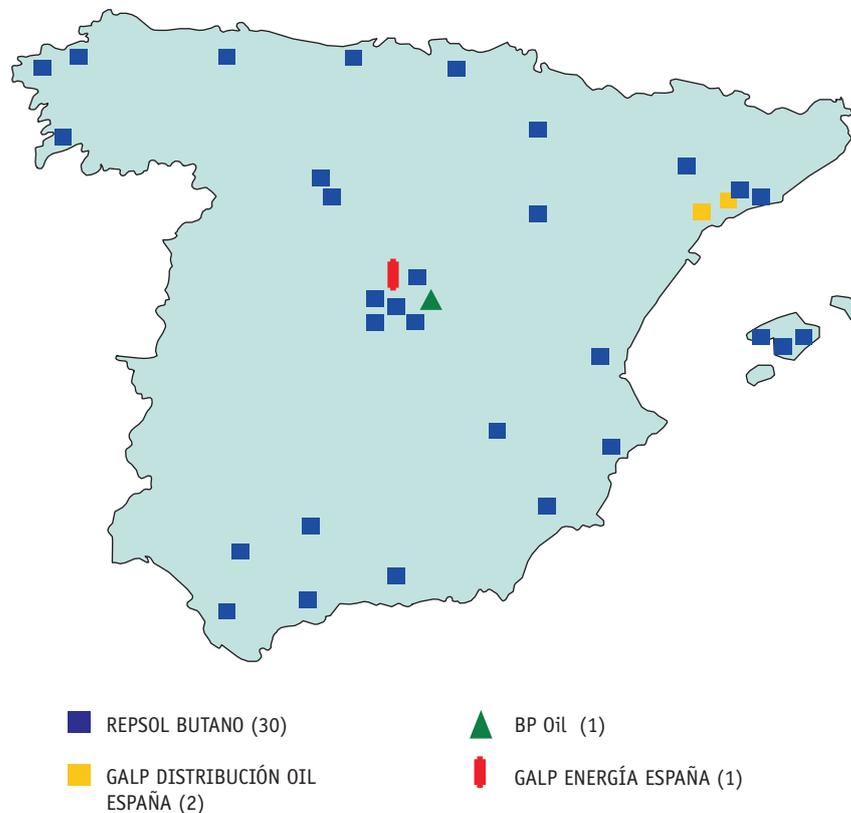


Fuente: CNE.

En relación al consumo de GLP auto hay que destacar que el número de instalaciones de suministro de GLP a vehículos alcanzó en 2009 las 34 estaciones de servicio.

Esta cifra es marginal en relación al total de puntos de venta de carburantes existentes en España (alrededor de 9.000 en 2009).

Gráfico 6.2.7. EE.SS. de suministro de GLP Auto



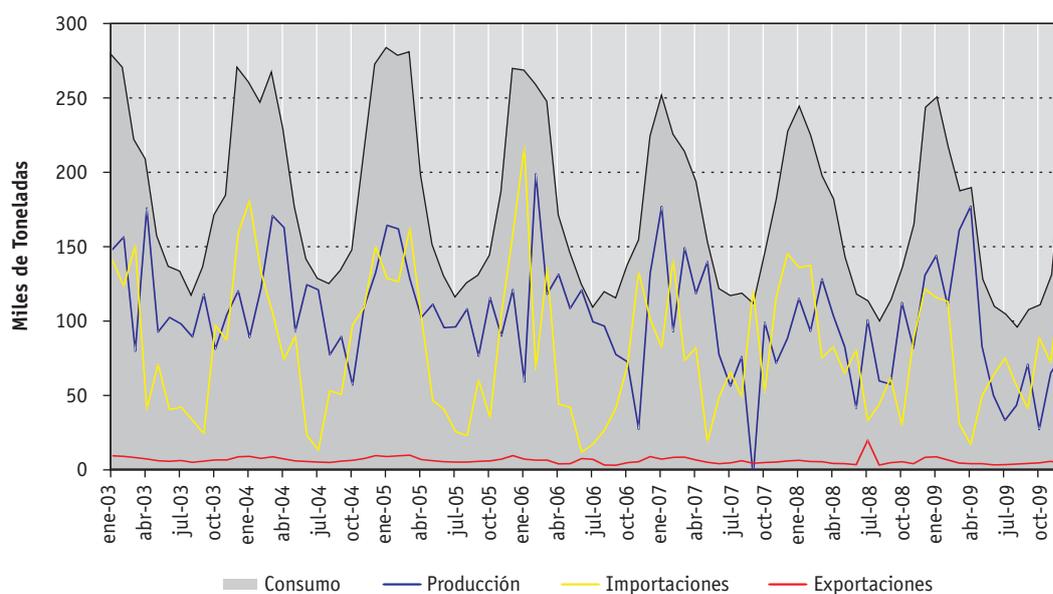
Fuente: CNE.

En cuanto al balance de importaciones y exportaciones, en el año 2009 se importaron 853 kTm de GLP, un 11,4% menos que en 2008. Los principales orígenes de estas importaciones fueron Argelia (22,6%), Nigeria (21,7%) y Noruega (19,2%).

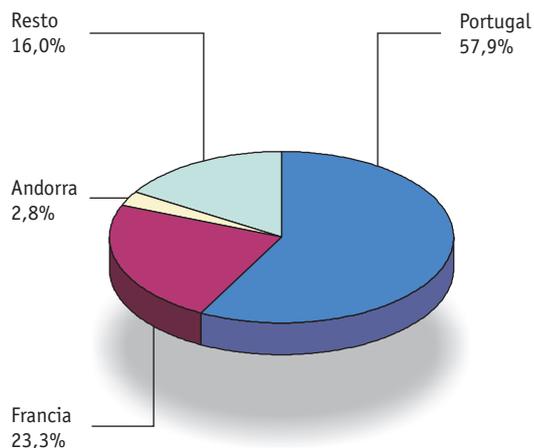
Las exportaciones de GLP también disminuyeron en el año 2008, en un 27,5%, pasando de 68 kTm en 2008 a 49 kTm en 2009. Su principal destino fue Portugal, país al que se dirigió el 57,9% del total de exportaciones.

Gráfico 6.2.8. Balance importación-exportación de GLP en España 2003-2009

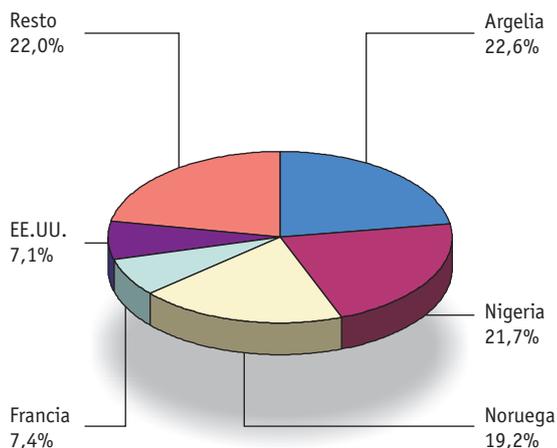
Datos en miles de toneladas y porcentaje



Exportaciones



Importaciones



Fuente: CNE.

Existen seis compañías con capacidad de almacenamiento y/o envasado de GLP en España: REPSOL BUTANO, CEPESA GAS LICUADO, DISA GESTIÓN LOGÍSTICA, VITOGAS ESPAÑA, ATLAS y KOALAGAS.

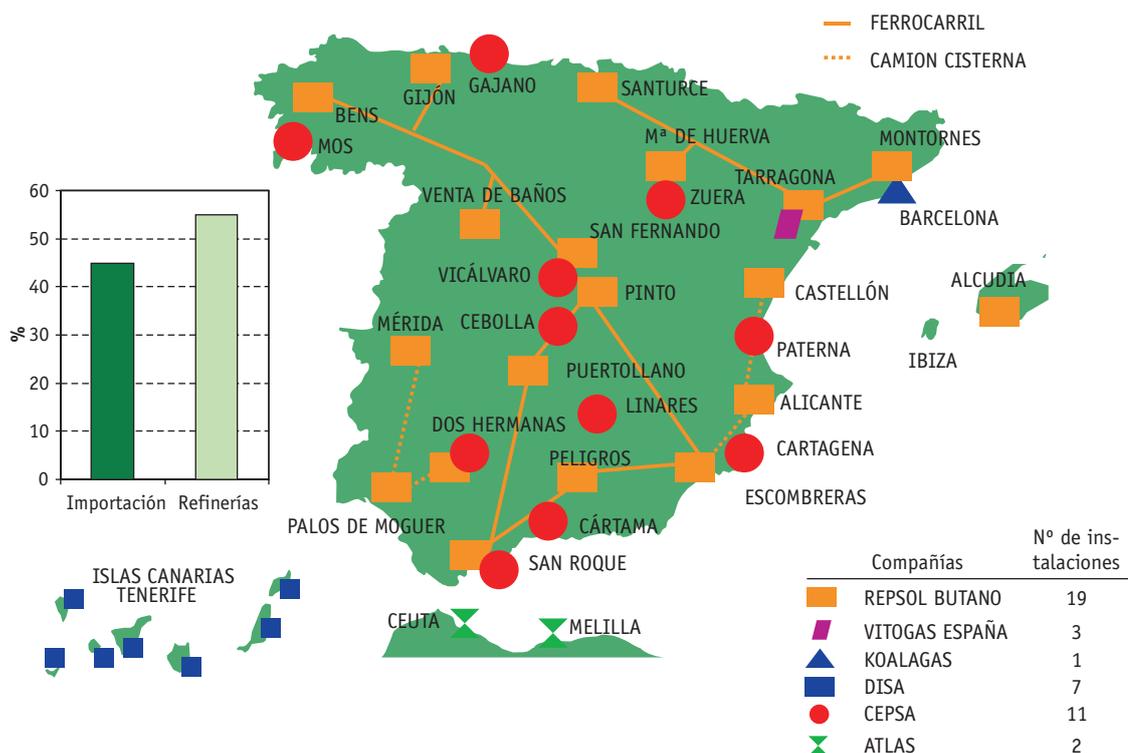
El sistema de almacenamiento de REPSOL BUTANO está formado en la actualidad por 19 factorías de almacenamiento y envasado, además de 4 instalaciones para el abastecimiento de GLP a granel (Ibiza, Mahón, La Seo D'Urgel y Navalmoral de La Mata). Aquéllas que se encuentran situadas cerca de las refinерías reciben el producto por tubería; las ubicadas en el litoral se abastecen por mar y las de interior por ferrocarril o carretera. La capacidad total de almacenamiento de

REPSOL BUTANO es de 511,56 miles de m³. El volumen de producto almacenado a 31 de diciembre de 2009 ascendía a 290,63 miles de m³.

Por su parte, CEPESA GAS LICUADO cuenta con 11 instalaciones de almacenamiento y trasvase de butano y propano. La capacidad total de almacenamiento asciende a 8.924 m³.

ATLAS, filial del Grupo CEPESA, dispone de plantas de almacenamiento y envasado en las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla, con una capacidad de almacenamiento de 1.568 m³ y 1.470 m³, respectivamente. El volumen de producto almacenado a 31 de diciembre de 2009 ascendía a 1.438 m³.

Gráfico 6.2.9. Logística Primaria de Almacenamiento/Envasado



Fuente: CNE.

DISA GESTIÓN LOGÍSTICA dispone de tanques de almacenamiento en todas las islas del archipiélago canario, con una capacidad total de almacenamiento de propano y butano de 19,04 miles de m³. A 31 de diciembre de 2009 almacenaba en dichas instalaciones 5,90 miles de m³.

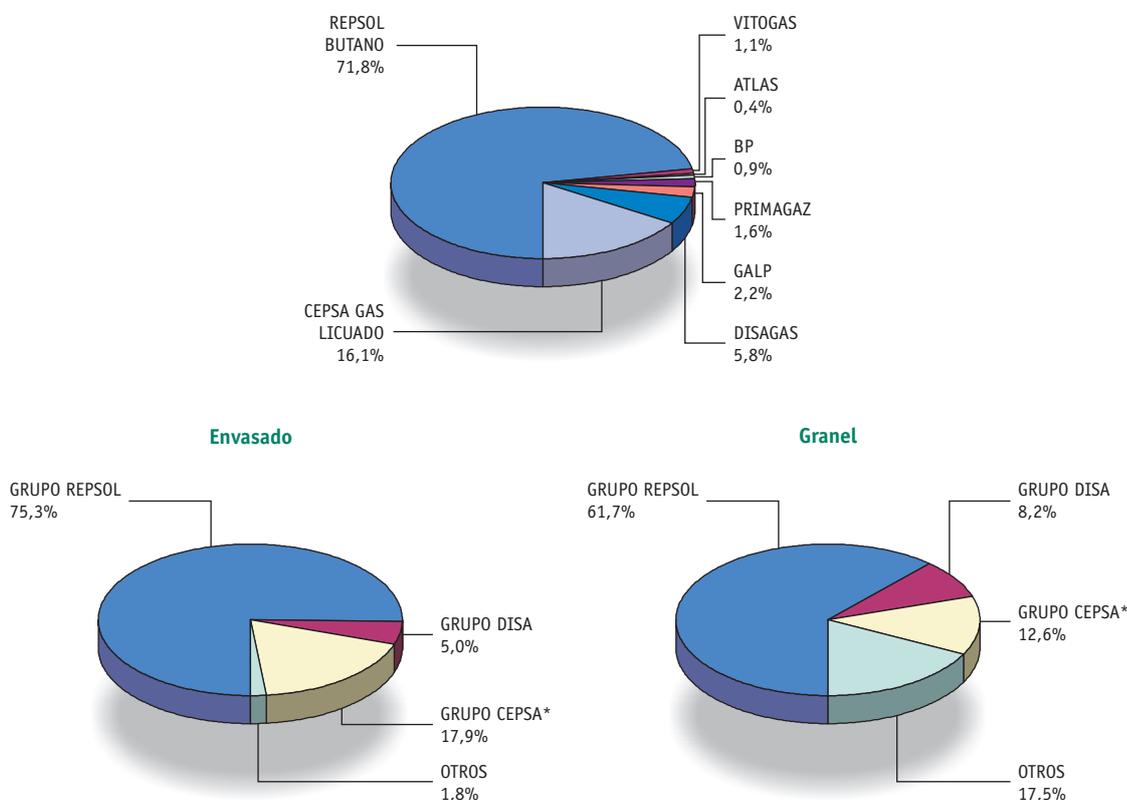
VITOGAS ESPAÑA dispone de tres centros de almacenamiento y distribución de GLP en Sober, Tarragona y Puig Reig, con una capacidad de 753 m³. El volumen almacenado a 31 de diciembre de 2009 era de 414 m³.

Por último, KOALAGAS (sociedad participada a partes iguales por PRIMAGAZ y DECAL) posee una planta de importación y almacenamiento en el puerto de Barcelona, con una capacidad de 4.000 m³. El volumen almacenado a 31 de diciembre de 2009 era de 1.414m³.

El principal operador de GLP es el Grupo REPSOL YPF a través de su filial REPSOL BUTANO, S.A. En el año 2009 ostentó una cuota total de mercado (excluido canalizado) del 71,8% que, desglosada por segmentos, fue del 75,3% en envasado y del 61,7% en granel. En el

Gráfico 6.2.10. Cuota de mercado de GLP excluido canalizado en España. Año 2009

Datos en porcentaje



* CEPSA GAS LICUADO + ATLAS

Fuente: CNE.

gráfico 6.2.11 se observa el reparto del restante 28,2% entre las demás compañías. El segundo y tercer operador son el Grupo CEPSA (CEPSA GAS LICUADO y ATLAS) y el Grupo DISA, cuyas cuotas totales (excluido canalizado) de mercado en 2009 se situaron en el 16,5% y el 5,8%, respectivamente.

A diferencia de lo ocurrido el año anterior, la penetración de los operadores competidores del Grupo REPSOL YPF fue mayor en el segmento del GLP envasado que en el de granel. En el segmento de envasado, el Grupo CEPSA continuó aumentando su cuota de mercado hasta alcanzar el 17,9%.

REPSOL YPF realiza la distribución de GLP en todas sus modalidades en Península y Baleares. Para el reparto de envases cuenta con una red de más de 200 agencias que llega a cerca de 11 millones de clientes. DISA GESTIÓN LOGÍSTICA realiza la distribución de GLP, tanto envasado como a granel, en las Islas Canarias. La actividad comercial de GLP envasado del Grupo CEPSA, se realiza a través de una red de más de 90 distribuidores. Asimismo, comercializa principalmente GLP envasado a través de su filial ATLAS, S.A. en las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla.

6.3. Precios del GLP envasado

Tras un período de «congelación», por el plazo de un año, del precio máximo de venta al público, antes de impuestos, de los envases de GLP con contenido igual o superior a 8 kg, la Orden Ministerial de 6 de octubre de 2000 estableció un nuevo sistema de determinación automática de dicho precio, quedando éste fijado en 58,8211 €/kg a partir del 1 de octubre de 2000.

Posteriormente, con aplicación a partir del 1 de abril de 2002, la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo, es-

tableció un nuevo sistema de determinación de precios máximos antes de impuestos y actualizó los costes de comercialización. Por su parte, la Orden ITC/2475/2005, mantuvo en esencia el mismo sistema de determinación del precio máximo, pero reduciendo de doce a seis meses el período temporal de referencia de las variables internacionales y de semestral a trimestral la periodicidad de revisión del precio mediante Resoluciones del Director General de Política Energética y Minas. Posteriormente, la Orden ITC/2065/2006, de 29 de junio, recoge la actualización anual de los costes de comercialización que forman parte de la fórmula de cálculo de los mencionados precios máximos. En el año 2007, la Orden ITC/1968/2007, de 2 de julio, como se ha indicado anteriormente, utilizó un nuevo período de referencia trimestral para el cálculo de las variables internacionales de cara a la fijación del precio máximo, introdujo una nueva referencia internacional para la cotización del propano y el butano en el Mar del Norte, actualizó el importe de los costes de comercialización que forman parte de la fórmula de cálculo del mencionado precio máximo y liberalizó el precio de los GLP envasados de capacidad superior a 20 kg y el de los GLP envasados destinados a su uso como carburante.

En el año 2008, la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, mantuvo el sistema de determinación en períodos trimestrales del precio máximo, actualizando además el término de costes de comercialización. Posteriormente, la Orden ITC/2707/2008, de 26 de septiembre, «congeló» el precio hasta enero de 2009, fecha de la siguiente revisión trimestral prevista, además de suprimir el descuento a aplicar sobre el precio máximo de los envases comercializados en establecimientos comerciales y estaciones de servicio. Durante el año 2009, la Orden ITC/776/2009, de 30 de marzo, actualizó los costes de comercialización, además de establecer una fórmula para la revisión anual de dichos costes. Posteriormente, la Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre, modificó la

fórmula de determinación del precio máximo establecido en la citada Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, con el fin de proteger los intereses de los consumidores ante la volatilidad de las cotizaciones internacionales del flete y la materia prima.

El cuadro 6.3.1. muestra los precios resultantes de las actualizaciones del precio máximo del GLP envasado regulado derivadas de las citadas normas, con indicación de las variaciones porcentuales de cada precio en relación al anteriormente vigente.

Cuadro 6.3.1. Evolución del precio antes de impuestos del GLP envasado regulado

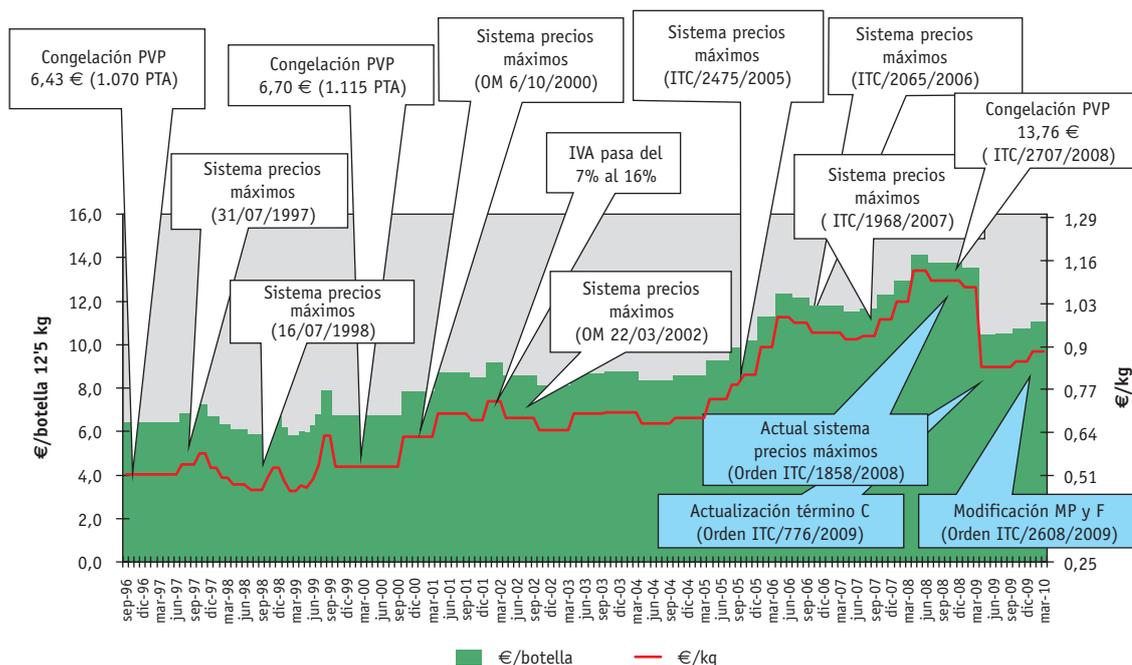
Datos en c€/kg y en porcentaje

	Período de aplicación	Precio antes impuestos (c€/kg)	Variación (%)
Orden Ministerial de 6 octubre 2000	oct-00/mar-01	58,8211	17,4%
	abr-01/sep-01	65,1377	10,7%
	oct-01/mar-02	63,3707	-2,7%
Orden ECO/640/2002 de 22 marzo	abr-02/sep-02	59,1207	-6,7%
	oct-02/mar-03	55,9846	-5,3%
	abr-03/sep-03	59,6479	6,5%
	oct-03/mar-04	60,5561	1,5%
	abr-04/sep-04	57,5830	-4,9%
	oct-04/mar-05	59,1167	2,7%
	abr-05/jul-05	64,0600	8,4%
Orden ITC/2475/2005 de 28 de julio	ago-05/sep-05	67,6619	5,6%
	oct-05/dic-05	70,3291	3,9%
	ene-06/mar-06	77,5516	10,3%
	abr-06/jun-06	85,1952	9,9%
Orden ITC/2065/2006 de 29 de junio	jul-06/sep-06	83,7188	-1,7%
	oct-06/dic-06	81,1753	-3,0%
	ene-07/mar-07	81,2474	0,1%
	abr-07/jun-07	79,5422	-2,1%
Orden ITC/1968/2007 de 2 de julio	jul-07/sep-07	80,2762	0,9%
	oct-07/dic-07	84,7885	5,6%
	ene-08/mar-08	89,2820	5,3%
	abr-08/jun-08	97,2682	8,9%
Orden ITC/1858/2008 de 26 de junio	jul-08/sep-08	94,9253	-2,4%
Orden ITC/2707/2008 de 26 de septiembre	oct-08/dic-08	94,9253	0,0%
	ene-09/mar-09	93,1224	-1,9%
Orden ITC/776/2009 de 30 de marzo	abr-09/jun-09	72,2288	-22,4%
	jul-09/sep-09	72,2791	0,1%
Orden ITC/2608/2009 de 28 de septiembre	oct-09/dic-09	73,7528	2,0%

Fuente: CNE.

Gráfico 6.3.1. Evolución del PVP del GLP envasado regulado en Península y Baleares

Datos en €/botella 12,5 kg y €/kg



Fuente: CNE.

En concreto, en cuanto a los precios máximos vigentes durante el año 2009, se produjeron cuatro actualizaciones. En el mes de diciembre de 2008, en aplicación todavía de la Orden ITC/2707/2008, se fijó el nuevo precio máximo antes de impuestos aplicable a partir del 1 de enero, que fue de 93,1224 c€/kg, lo que supuso una disminución del precio del 1,9%.

Con la entrada en vigor de la Orden ITC/776/2009, el nuevo precio máximo quedó fijado en 72,2288 c€/kg. Dicho precio se incrementó ligeramente hasta los 72,2791 c€/kg (desde el 1 de julio de 2009 hasta el 31 de septiembre de 2009) con ocasión de la aprobación de la primera Resolución trimestral de actualización dictada en desarrollo de la citada Orden. Esto supuso un descenso del precio del 22,4% en el primer

caso y una subida del 0,1% en el segundo. Finalmente, con ocasión de la entrada en vigor de la Orden ITC/2608/2009, dicho precio se fijó en 73,7528 c€/kg (desde el 1 de octubre de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2009).

En cuanto a los impuestos, la Ley 22/2005, de 18 de noviembre, por la que se incorporan al ordenamiento jurídico español diversas directivas comunitarias en materia de fiscalidad de productos energéticos, eliminó la preexistente diferenciación entre GLP para uso general y para automóviles de servicio público, quedando sólo la categoría de uso general, cuyo impuesto pasó de ser 125 €/Tm a 57,47 €/Tm. Por su parte, permaneció el tipo cero para el GLP destinado a usos distintos a los de carburante.

Cuadro 6.3.2. Impuestos aplicables al GLP

Península y Baleares		
PRODUCTO	IMPUESTO ESPECIAL €/Tm	Tipo impositivo IVA %
GLP (para usos distintos a los de carburante)	—	16 (1)
GLP (carburante uso general) (3)	57,47	16
Canarias		
PRODUCTO	IMPUESTO ESPECIAL €/Tm	Tipo impositivo IGIC (2) %
Propanos y Butanos	0,5	—
Ceuta		
PRODUCTO	GRAVAMEN COMPLEMENTARIO €/l	Tipo impositivo IPSI %
Propanos y Butanos	0,0	3
Melilla		
PRODUCTO	GRAVAMEN COMPLEMENTARIO €/l	Tipo impositivo IPSI (4) %
Propanos y Butanos	0,0	0,5

(1) Aplicable a partir del 1/1/2002 para el GLP envasado (Ley 24/2001, de 27 dic, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social). Desde oct-99 se venía aplicando el tipo reducido de IVA del 7%.

(2) La Ley 24/2001 introduce, a partir del 1/1/2002, la exención del IGIC (anteriormente 2%) a las entregas o importaciones de productos derivados del petróleo.

(3) La Ley 22/2005 elimina la preexistente diferenciación entre GLP para uso general y para automóviles de servicio público, quedando sólo la categoría de uso general, cuyo impuesto pasa de ser 125 €/Tm a 57,47 €/Tm.

(4) Mediante la Aprobación Definitiva de la Modificación de la Ordenanza Fiscal reguladora del Impuesto sobre la Producción, los Servicios y la Importación en la Ciudad de Melilla, Modalidad Importación y Gravámenes Complementarios Aplicables sobre las Labores del Tabaco y ciertos Carburantes y Combustibles, publicada en el BOME el 27 de octubre de 2006, se reduce el tipo impositivo del IPSI aplicable a propanos y butanos del 7% al 0,5%.

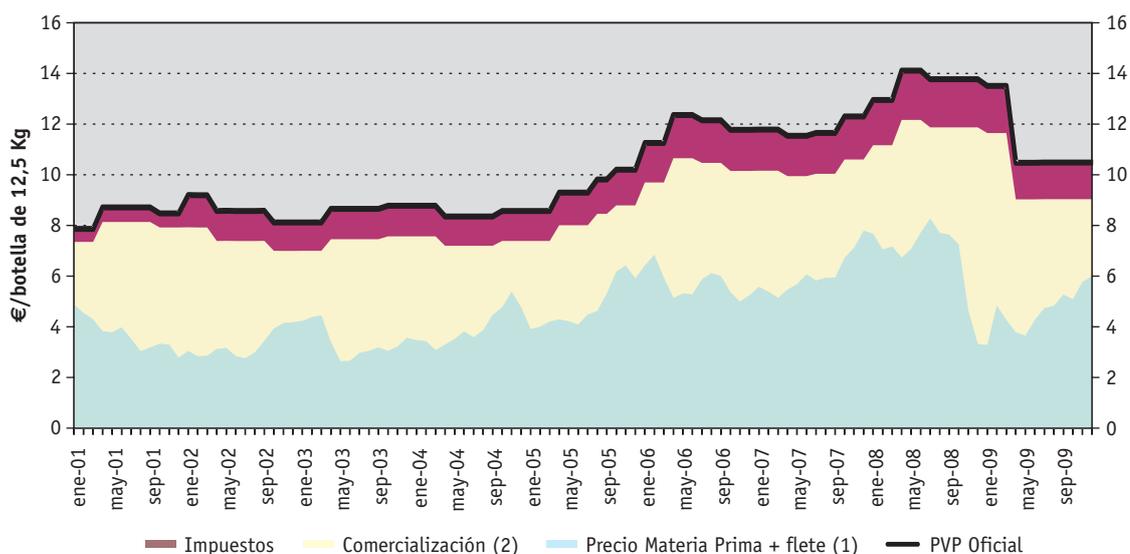
Fuente: CNE.

El gráfico 6.3.2. representa el precio máximo de venta al público de la botella de 12,5 kg de GLP en Península y Baleares desglosado en sus distintos componentes. El promedio del componente «comercialización», definido como diferencial entre el precio máximo de venta antes de impuestos y el coste de materia prima (calculado como cotización internacional del mes de referencia más el flete del mes precedente), correspondiente al

período comprendido entre octubre de 2000 y el mes de diciembre de 2009 se sitúa en 0,33 €/kg, habiéndose registrado su valor mínimo en noviembre de 2000 (0,14 €/kg) y su valor máximo en diciembre de 2008 (0,68 €/kg). En 2009 este componente experimentó una tendencia decreciente a lo largo del año, iniciando éste con los 0,67 €/kg registrados en enero hasta situarse en 0,24 €/kg en el mes de diciembre.

Gráfico 6.3.2. Desglose del PVP de la botella de 12,5 kg en Península y Baleares

Datos en €/botella 12,5 kg



- (1) Cotización internacional del mes de aplicación y flete del mes precedente
- (2) Precio final-(precio materia prima+flete)-impuestos. Incluye márgenes de operador y comercializador.

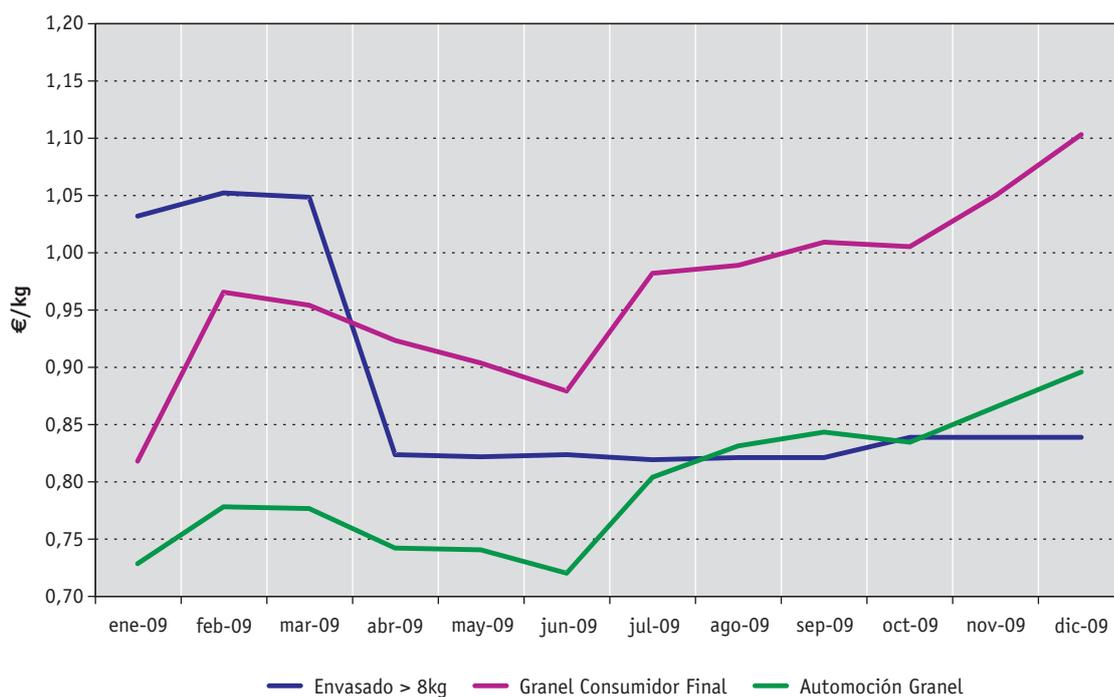
Fuente: CNE.

El PVP máximo aplicado a los envases de más de 8 kg en Península y Baleares fue inferior, durante la mayor parte del año 2009, al precio de venta del GLP a granel a consumidor final (excepto en los meses de enero, febrero

y marzo), mientras que durante la mayor parte del año fue superior al PVP del GLP de automoción a granel (excepto en los meses de agosto, septiembre, noviembre y diciembre).

Gráfico 6.3.3. Comparación por canal del PVP del GLP en Península y Baleares. Año 2009

Datos en €/kg



Fuente: CNE.

Medio ambiente

1. Electricidad

El impacto de la generación de energía eléctrica sobre el medio ambiente se manifiesta fundamentalmente a través de la emisión de sustancias contaminantes a la atmósfera, objeto principal de este apartado. Asimismo, se destaca en este epígrafe el almacenamiento de residuos procedentes de las centrales nucleares españolas.

1.1. Emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes

Las GIC, grandes instalaciones de combustión, se definen como fuentes fijas de combustión con potencia térmica igual o superior a 50 MW y que corresponden a ciclos de vapor.

Los límites de emisión de SO_2 y NO_x (sustancias procedentes principalmente de las centrales térmicas y de las refinerías) a que se encuentran sujetas estas instalaciones de combustión, se encuentran regulados en la Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, transpuesta a la regulación española mediante el Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo.

Vamos a considerar en este epígrafe las emisiones de instalaciones de generación en régimen ordinario, es decir, centrales térmicas convencionales (de carbón nacional e importado y de fuel-gas) y centrales de ciclo combinado, tanto peninsulares como extrapeninsulares. La entrada en vigor de la Orden ITC/1389/2008, de 19 de mayo, por la que se regulan los procedimientos de determinación de las emisiones de los contaminantes atmosféricos SO_2 , NO_x y partículas procedentes de las grandes instalaciones de combustión, el control de los aparatos de medida y el tratamiento y remisión de la información relativa a dichas emisiones, ha dado lugar a

una revisión de los datos manejados históricamente y a una depuración exhaustiva realizada por la Oficina para el Control de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión (OCEM) del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIE-MAT), responsable y remitente de los datos a la CNE. En el Informe anual sobre «Emisiones a la atmósfera de las Grandes Instalaciones de Combustión (GIC) Españolas, año 2009», emitido el citado organismo, se especifica que ha sido elaborado mediante la información facilitada por los titulares de los focos emisores, por lo que, a pesar de haber superado controles de calidad tanto automáticos como manuales, resulta inevitable la posible existencia de declaraciones que no se correspondan exactamente con la realidad ocurrida en las GIC. El Informe presenta los datos agrupados según la tipología de las GIC recogida en la Orden ITC/1389/2008, anexos II a IV, de forma que se distingue entre los correspondientes a GIC del sector eléctrico y los de GIC de otros sectores. Para el presente Informe Básico de la CNE han sido consideradas únicamente las centrales incluidas como correspondientes al anexo II, es decir, centrales termoelectricas, habiendo incluido, además, en este caso las mediciones de las emisiones realizadas por las Centrales de Ciclo Combinado.

Las emisiones procedentes de estas instalaciones, tanto de SO_2 como de NO_x , partículas o CO_2 , han continuado con la tendencia del año anterior, es decir, han experimentado reducciones paulatinas. Esto es debido, por una parte, a un mayor control de las mismas, en aras de cumplir las directrices europeas, así como a inversiones realizadas para tal fin, como es el hecho del cierre de determinadas centrales más contaminantes, habiéndose realizado a cambio inversiones en centrales de ciclo combinado, que ya suponen un 40% de la producción bruta nacional en régimen ordinario, y cuyas emisiones específicas de NO_x son similares a las de las centrales de fuel o mixtas, si bien sus emisiones específicas de

otros contaminantes atmosféricos (SO₂, CO₂, partículas) son significativamente inferiores a los de las centrales térmicas convencionales. Por otra parte, en el año 2009 se ha producido una disminución general de la producción de energía bruta en régimen ordinario de más de un 12% debida a factores económicos, y, de esa menor producción, además ha habido un incremento de más de un 11% de la generación hidráulica respecto a la del año 2008, mientras que la producción procedente del carbón ha experimentado una muy importante reducción de casi un 25%, con la consiguiente disminución de emisiones que ello conlleva.

En el gráfico 1.1.1, que refleja emisiones acumuladas, puede observarse que las emisiones conjuntas de SO₂ y NO_x han ido decreciendo a lo largo del período analizado si efectuamos un análisis comparativo en relación al incremento de la producción.

A continuación, el gráfico 1.1.2 muestra la evolución de las emisiones de dióxido de carbono, dióxido de azufre, óxido de nitrógeno y partículas, durante el período 1990-2009.

En los gráficos 1.1.3 y 1.1.4 se observa la distribución de emisiones por tipo de centrales durante el año 2009. Así, las instalaciones más contaminantes en cuanto a emisiones de SO₂ son las que utilizan lignito negro autóctono. En lo relativo a las emisiones de NO_x, son las centrales que utilizan hulla y antracita autóctona las que producen mayor proporción de emisiones.

Se muestran a continuación los porcentajes en los que la generación eléctrica procedente de las instalaciones de régimen ordinario produce emisiones de partículas.

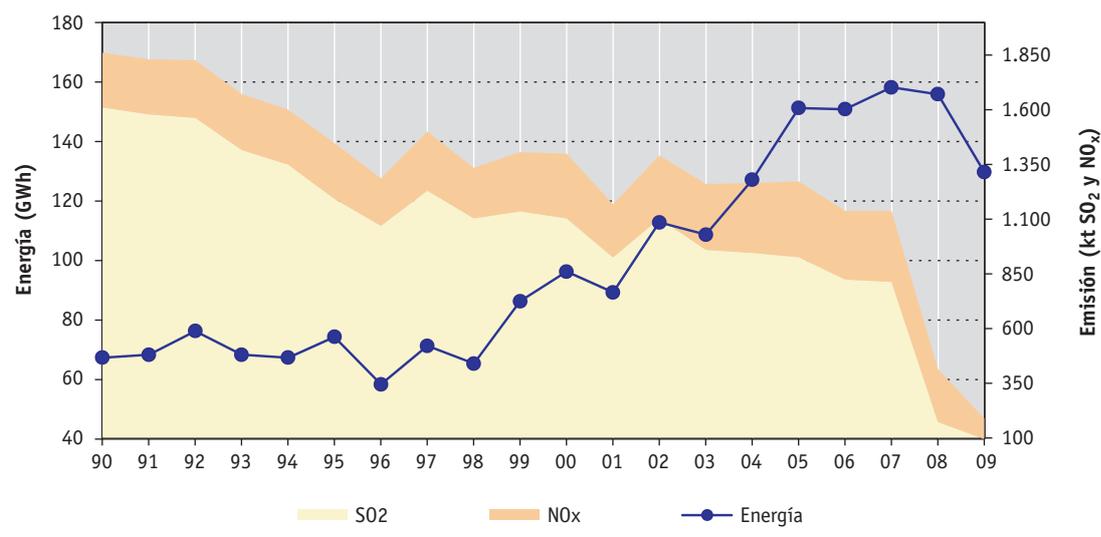
Son las centrales consumidoras de hulla y antracita las que contribuyen en mayor medida a su emisión.

En lo que respecta a las emisiones de CO₂ procedente de las instalaciones de generación en régimen ordinario, a partir del año 2008 se produjo un cambio en cuanto a la fuente de datos respecto a este concepto, y por tanto también en la presentación de los mismos. Los datos proceden del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, según nota emitida en aplicación de la Ley 1/2005, donde se resumen los resultados obtenidos en 2009, segundo año del período de aplicación del comercio de derechos de emisión 2008-2012, que contiene datos incluidos en el Registro el día 1 de mayo de 2010.

Como conclusión, la citada nota del Ministerio destaca que es el sector de generación eléctrica el responsable del 53% de las emisiones de los sectores afectados, incluso habiendo registrado una disminución del 17,9% respecto al año anterior. En general, la evolución en las diferentes tecnologías es muy dispar. Por una parte, las emisiones en generación mediante carbón disminuyen un 27,1%, mientras que las correspondientes al ciclo combinado lo hacen en un 11,1%, e incluso en los sectores industriales también se ha observado una disminución de las emisiones en 2009 muy notable (un 17,5%). Todo ello es debido, por una parte a una clara tendencia a emplear tecnologías menos contaminantes, pero también hay que tener en cuenta que a lo largo de 2009 se ha producido una ralentización general de la producción debido a la crisis económica.

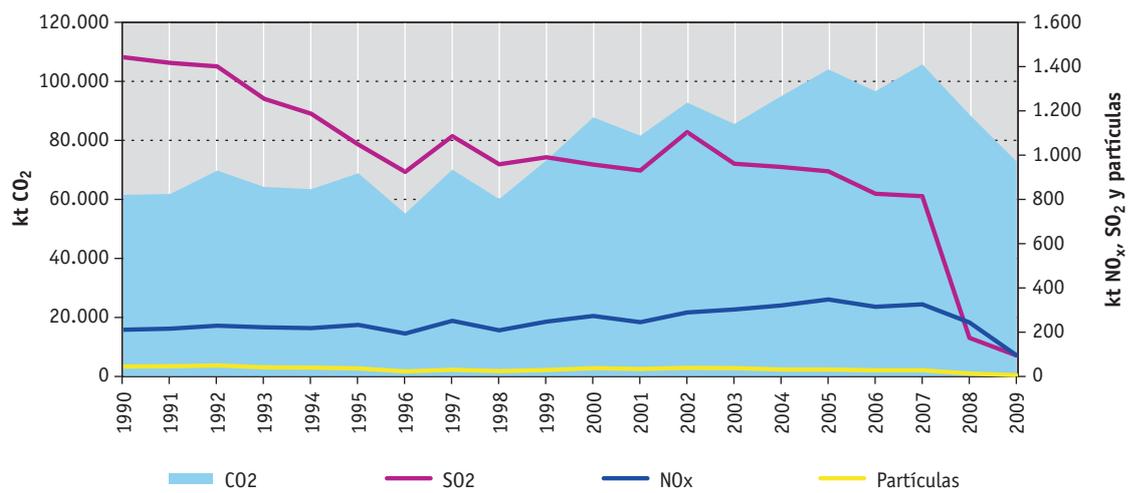
Como en años anteriores, siguen siendo las centrales de carbón la que producen mayores emisiones de CO₂.

Gráfico 1.1.1. Evolución de las emisiones de instalaciones de generación en régimen ordinario



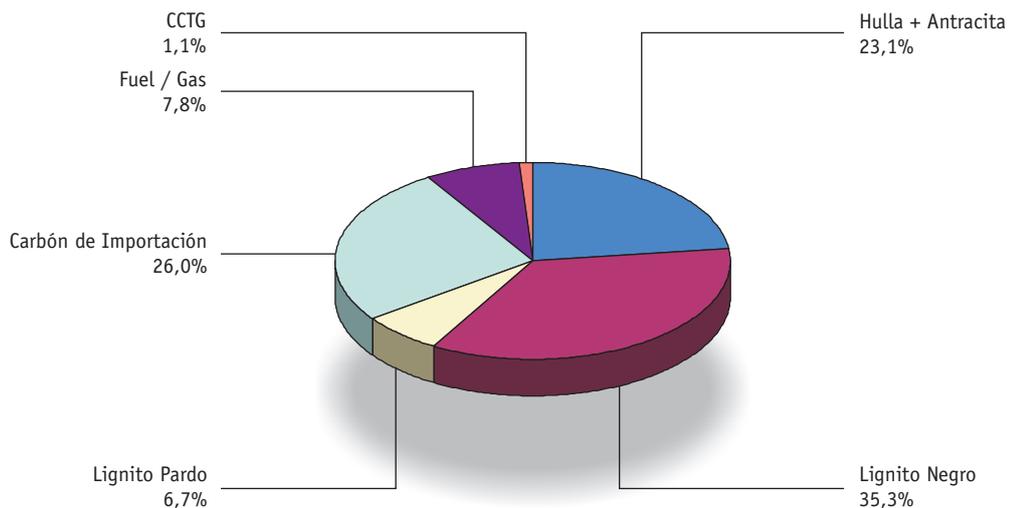
Fuente: CIEMAT, REE y CNE.

Gráfico 1.1.2. Evolución de las emisiones procedentes de centrales térmicas. Período 1990-2009



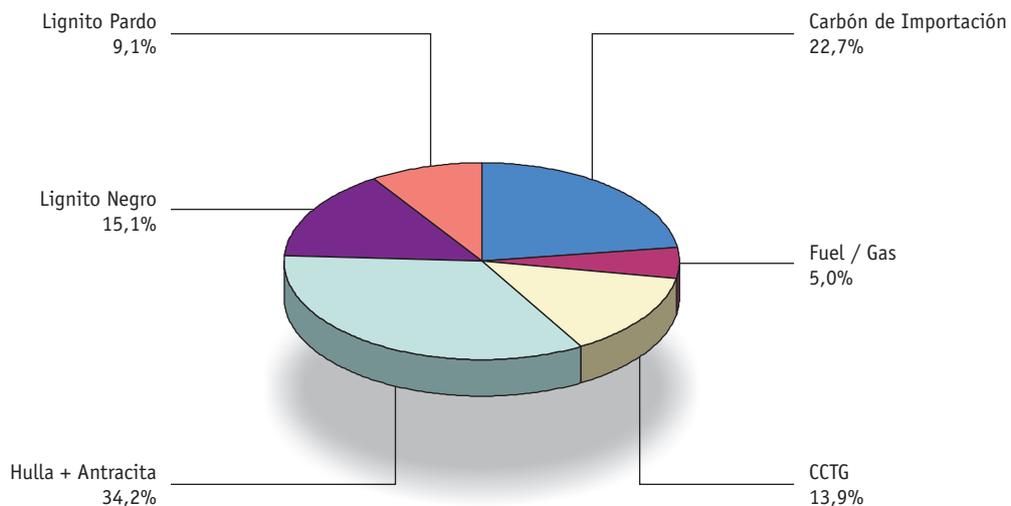
Fuente: CIEMAT, M.º Medio Ambiente, Medio Rural y Marino y CNE.

Gráfico 1.1.3. Emisiones de SO₂ en instalaciones de régimen ordinario



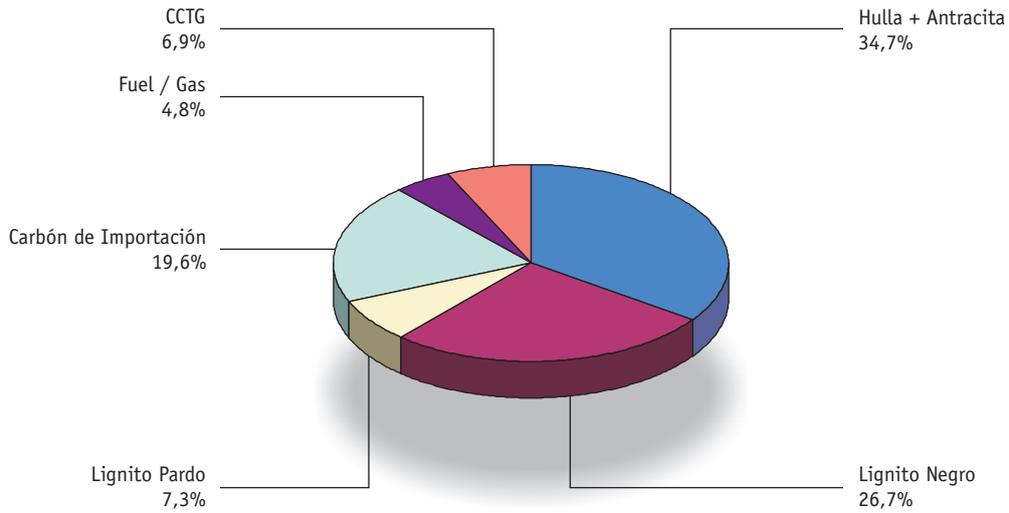
Fuente: CIEMAT y CNE.

Gráfico 1.1.4. Emisiones de NO_x en instalaciones de régimen ordinario



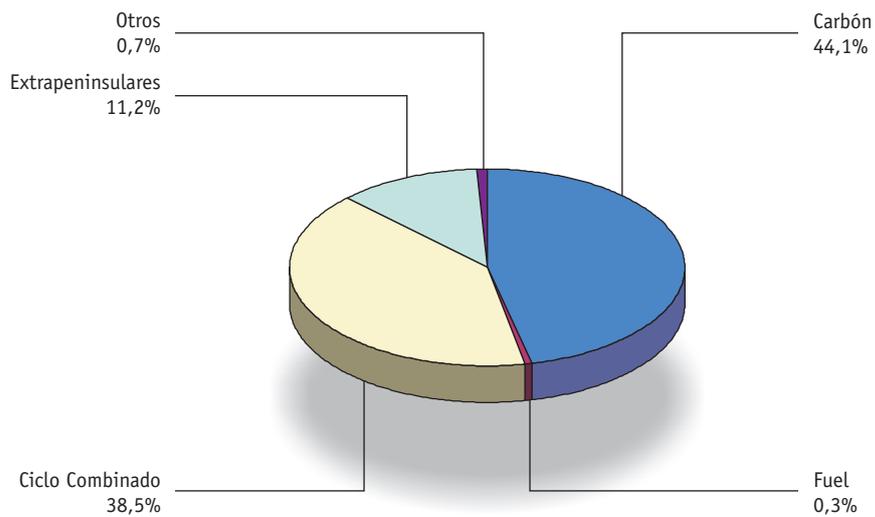
Fuente: CIEMAT y CNE.

Gráfico 1.1.5. Emisiones de partículas en instalaciones de régimen ordinario



Fuente: CIEMAT y CNE.

Gráfico 1.1.6. Emisiones de CO₂ en instalaciones de régimen ordinario



Fuente: Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino y CNE.

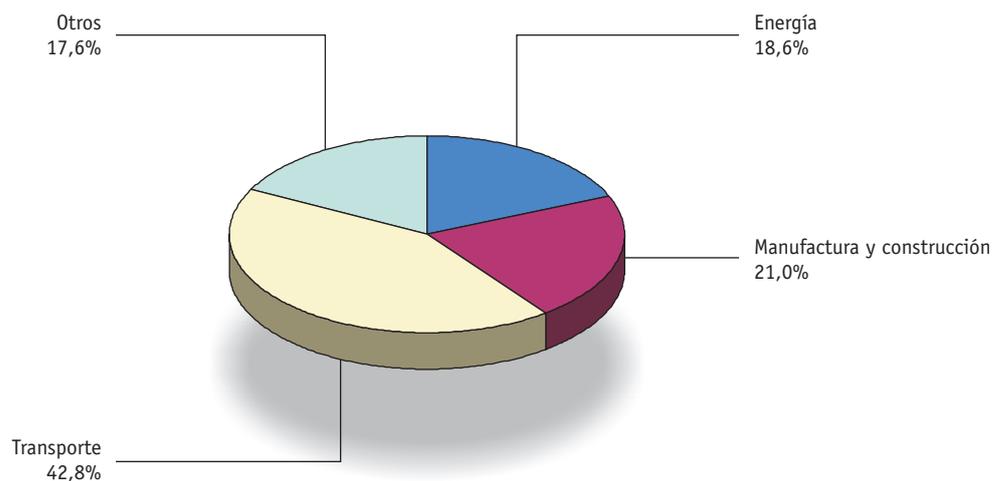
1.2. Emisiones de contaminantes por sectores

La clasificación de emisiones contaminantes por sectores, muestra que es el transporte el sector principalmente contaminante en cuanto a NO_x (43% del total). Este lugar lo ocupa el sector energético en el caso del SO_2 , con el 48% de las emisiones.

En cuanto a las emisiones de CO_2 , la mayor proporción de emisiones procede de los sectores de transporte y de transformación de la energía.

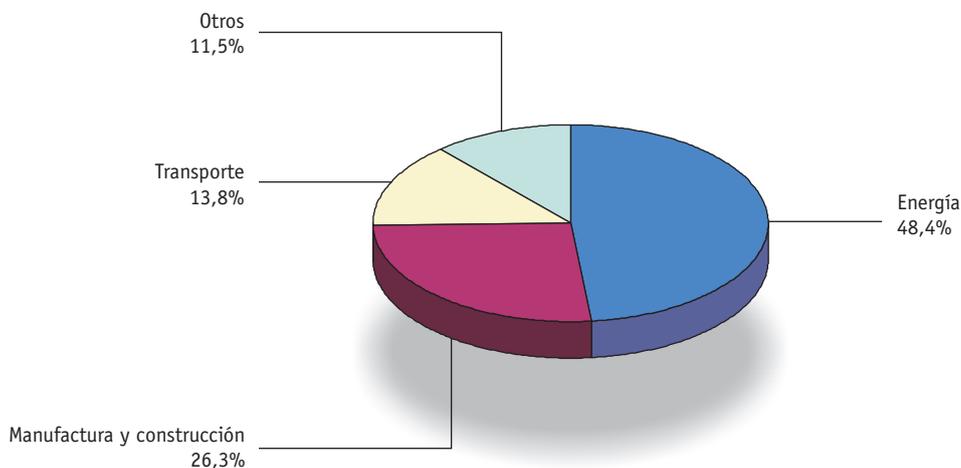
La estructura de emisión de CO_2 por sectores en España es muy similar a la existente en el conjunto de la Unión Europea, como se observa en el gráfico 1.2.4. Esta distribución apenas ha experimentado variación respecto a los datos del ejercicio anterior.

Gráfico 1.2.1. Emisiones de NO_x por sectores



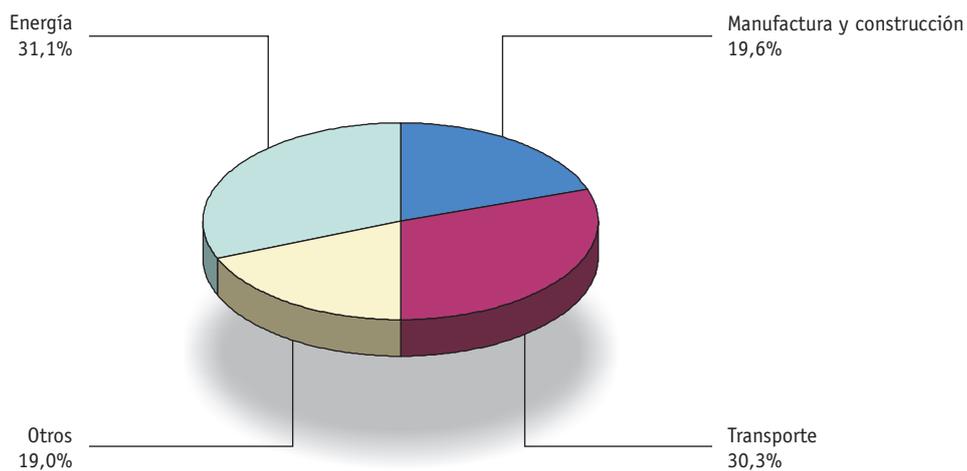
Fuente: European Environment Agency (EEA). Datos referidos a España en 2008.

Gráfico 1.2.2. Emisiones de SO_2 por sectores



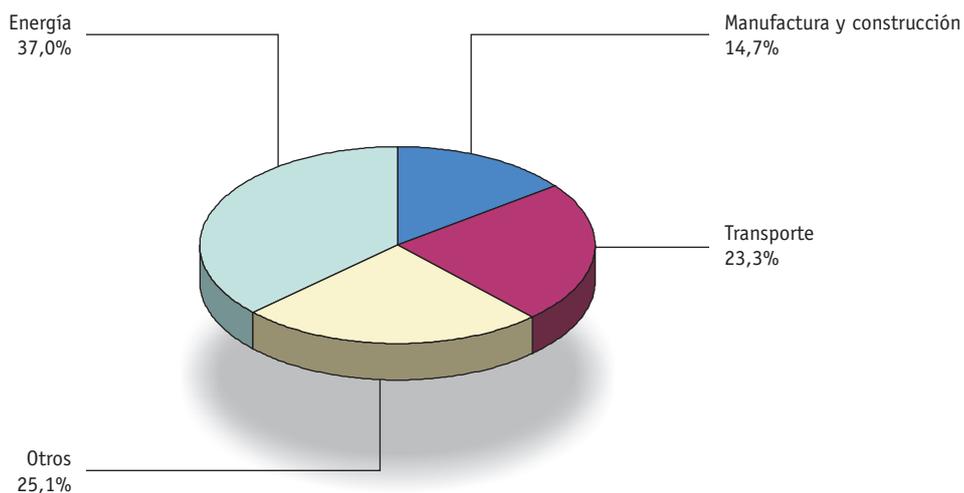
Fuente: EEA. Datos referidos a España en 2008.

Gráfico 1.2.3. Emisiones de CO₂ por sectores



Fuente: EEA. Datos referidos a España en 2008.

Gráfico 1.2.4. Emisiones de CO₂ por sectores. Europa



Fuente: EEA. Datos referidos a la Europa de los 27 en 2008.

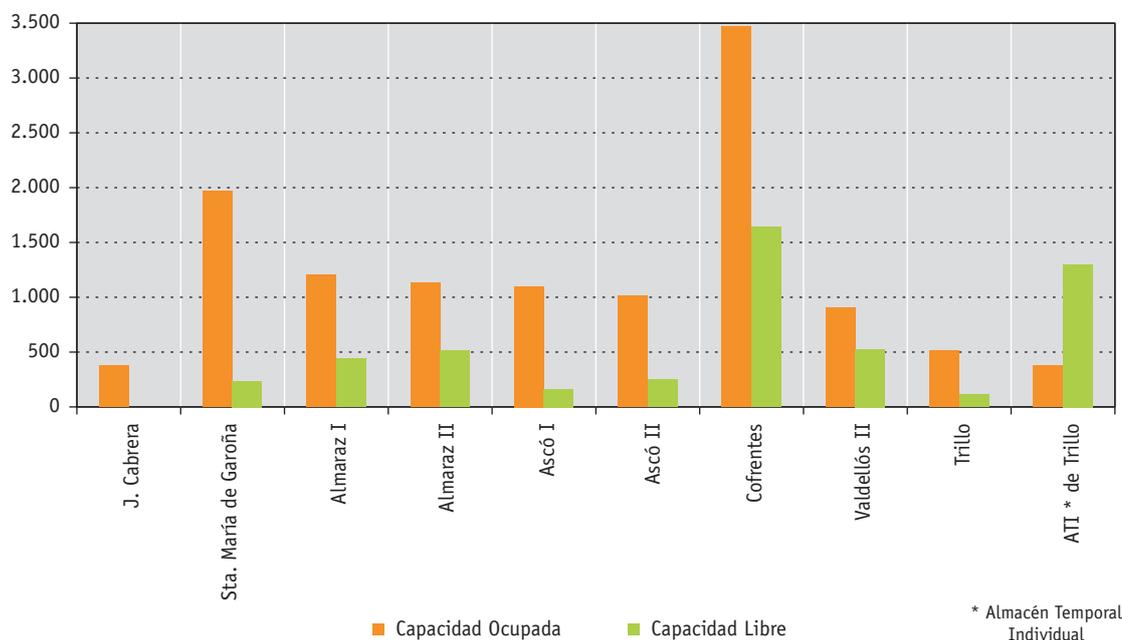
1.3. Residuos nucleares

Los elementos combustibles irradiados almacenados temporalmente en las piscinas de las centrales nucleares españolas a finales del año 2009, suman un total de 12.070. El porcentaje de ocupación total es del 69,91%. Cabe indicar que este grado de ocupación es menor que el del año anterior debido a que la capacidad de almacenamiento de combustible de la central nuclear de Cofrentes se ha incrementado en

1.201 posiciones, además de haberse considerado en esta central 350 posiciones disponibles que la central reserva para su uso durante las descargas y que no fueron consideradas en el año 2008, por lo que la fecha de saturación de esta central se ha retrasado del año 2009 al año 2021.

El gráfico 1.3.1 muestra el grado de ocupación en elementos irradiados de las centrales nucleares españolas.

Gráfico 1.3.1. Elementos combustibles irradiados almacenados en las centrales españolas (31/12/09)



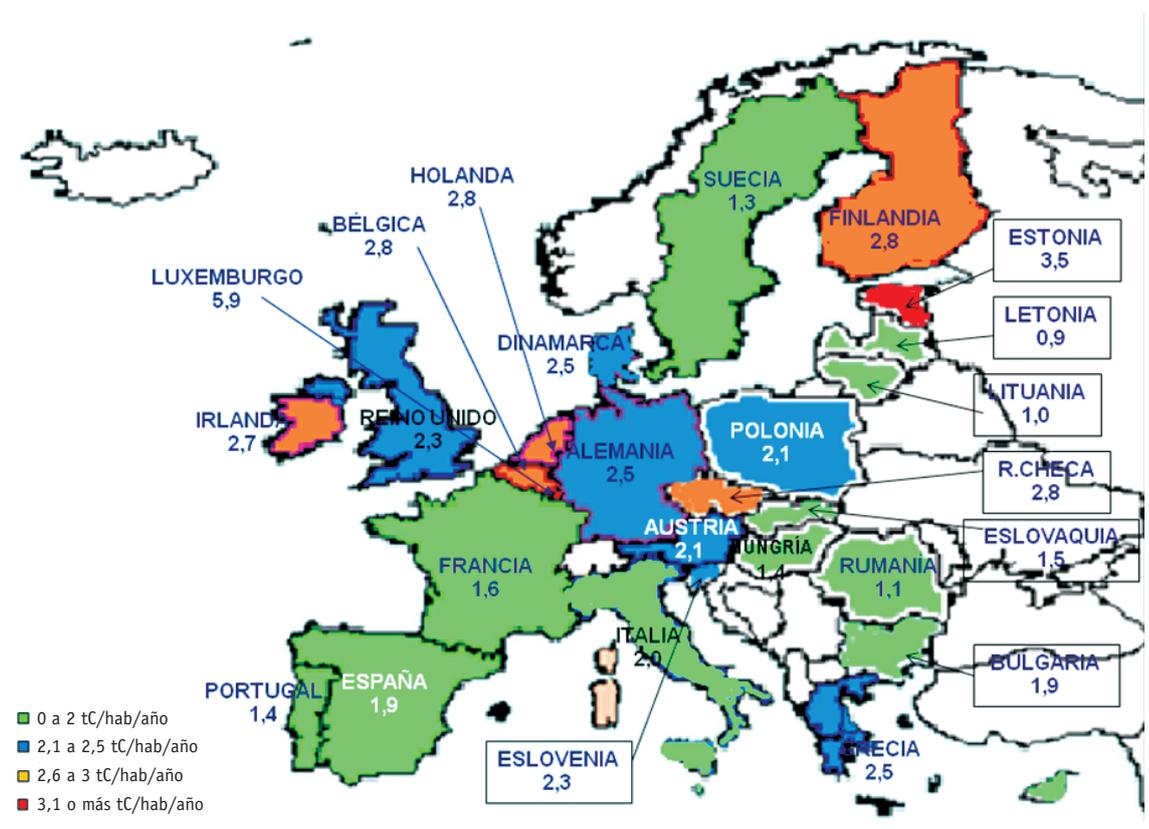
Fuente: Consejo de Seguridad Nuclear. Informe al Consejo de los Diputados y al Senado. Año 2009.

1.4. Emisiones de CO₂ en la Europa de los 27

El siguiente mapa muestra, para los Estados Miembros de la Unión Europea, compuesta por 27 países en el año 2008, las emisiones de CO₂ medidas por habitante y año. Se observa que los países de la zona norte de Europa son, en general, los más emisores en materia de CO₂ (a excepción de Suecia, Letonia y Lituania), con la emisión a la atmósfera de cantidades superiores a las 2,1 toneladas de carbono por habitante y año, aun-

que se han reducido dichas emisiones respecto al año anterior. En general, son los países del sur de Europa los que menos CO₂ emiten. Este comportamiento tan desigual entre los Estados Miembros, se debe al «mix» de tecnologías existente en cada país, en la medida en que hay centrales que producen más CO₂ que otras, al grado de desarrollo económico (con diferencias más acentuadas ante la última ampliación de la Unión Europea) y a las bajas temperaturas registradas en el norte de Europa.

Gráfico 1.4.1. Índice de emisión de CO₂ por habitante en 2008 en los países de la UE-27



Fuente: Inventarios Nacionales Gases Efecto Invernadero (GEI) de la Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y elaboración propia. Año 2008.

Gráfico 1.4.1. Índice de emisión de CO₂ por habitante en 2008 en los países de la UE-27 (cont.)

Países	2008		
	Población (millones)	Mt CO ₂	Mt C/hab/año
Alemania	82,0	752,31	2,50
Austria	8,3	63,47	2,09
Bélgica	10,7	108,01	2,75
Dinamarca	5,5	50,59	2,51
España	45,8	312,93	1,86
Finlandia	5,3	53,67	2,76
Francia	64,3	373,01	1,58
Grecia	11,2	101,46	2,47
Holanda	16,4	168,81	2,81
Irlanda	4,5	45,00	2,73
Italia	60,0	441,58	2,01
Luxemburgo	0,5	10,83	5,91
Portugal	10,6	53,91	1,39
Reino Unido	61,7	522,18	2,31
Suecia	9,2	44,93	1,33
TOTAL UE-15	396,0	3.102,70	
Bulgaria	7,6	51,96	1,86
Chipre	0,8	—	—
Eslovaquia	5,4	30,48	1,54
Eslovenia	2,0	16,87	2,30
Estonia	1,3	16,48	3,46
Hungría	10,0	52,30	1,43
Letonia	2,3	8,00	0,95
Lituania	3,3	12,63	1,04
Malta	0,4	—	—
Polonia	38,1	298,09	2,13
República Checa	10,5	107,86	2,80
Rumanía	21,5	88,00	1,12
TOTAL UE-27	499,2	3.785,38	

Nota: No se disponen de Inventarios Nacionales Gases Efecto Invernadero para Chipre ni para Malta.

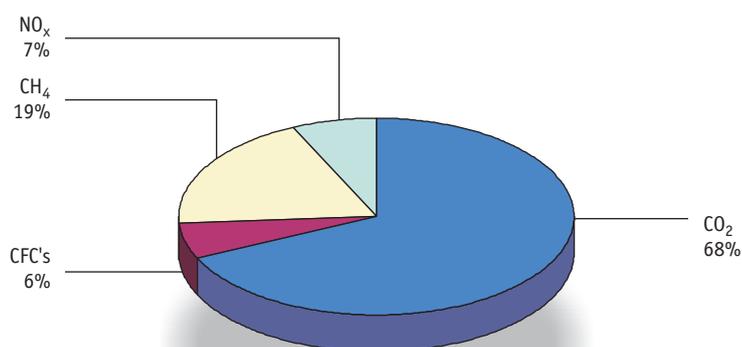
2. Gas natural

2.1. El efecto invernadero: Dióxido de carbono y Metano

Los gases originados por la actividad humana que provocan el calentamiento global del planeta por el conocido efecto invernadero son fundamentalmente: CO₂,

CH₄, NO_x, compuestos clorofluorocarbonados (CFC's) y vapor de agua. La contribución del CO₂ es la más importante y representa un 68%, seguida del metano con un 19%. Este último es aún más potente que el CO₂, pero sus moléculas tienen un período de vida en la atmósfera más corto (ver gráfico 2.1).

Gráfico 2.1. Influencia de la actividad humana en el efecto invernadero



Fuente: Eurogas.

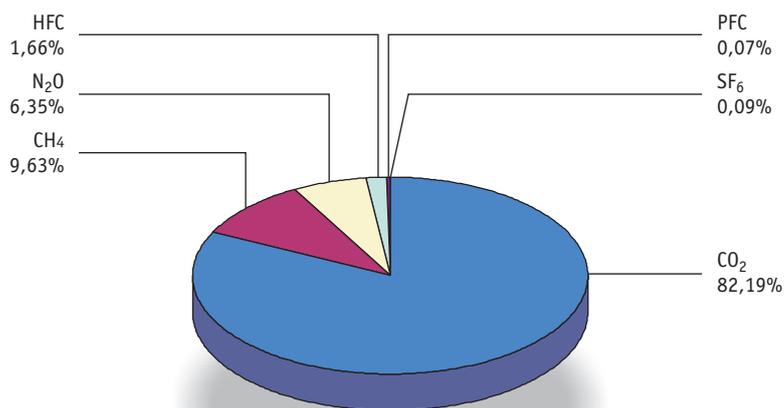
En España, en el año 2009 la totalidad de las emisiones de gases de efecto invernadero alcanzaron los 370.389 kilotoneladas equivalentes de CO₂, esto supone un descenso del 8,7% respecto a los valores de 2008. La emisión de CO₂ supuso el 82,2%, mientras que el metano fue el segundo en importancia, con un 9,63% (gráfico 2.2).

A nivel mundial, las emisiones de metano procedentes de la actividad humana tienen dos fuentes principales: la ganadería y los arrozales (alrededor del 50% entre ambas, según gráfico 2.3). Otras fuentes importantes son la biomasa (procesos de combustión), la minería del carbón, gas natural y petróleo, los vertederos y

el tratamiento de los residuos sólidos urbanos. Las fugas y pérdidas de gas natural suponen el 10% de las emisiones mundiales anuales de metano producidas por el hombre (7% de todas las emisiones de metano incluyendo las de origen natural). Se estima que el hombre es responsable del 70% de las emisiones totales de CH₄.

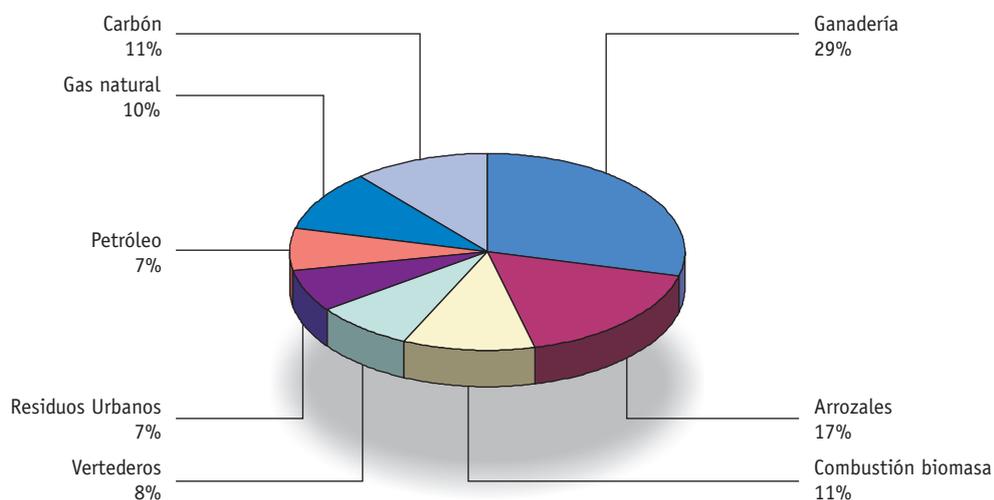
En España la emisión de metano se debe a la fermentación entérica (36% del total), la gestión del estiércol (26%), los vertederos (22%), la minería del carbón (2,5%), emisiones fugitivas del petróleo y el gas natural (1,7%), y las aguas residuales (5,9%). Los cultivos de arroz emiten cantidades muy pequeñas (0,8%).

Gráfico 2.2. Distribución de las emisiones de gases de efecto invernadero de España en el año 2009



Fuente: CC.OO.

Gráfico 2.3. Distribución de fuentes de emisión de metano procedentes de actividades humanas



Fuente: Eurogas.

Por otro lado, el sistema de suministro de gas natural de Europa occidental está considerado como uno de los más limpios, seguros y eficientes de los sistemas de suministro de combustible del mundo. Las fugas medias estimadas son de alrededor del 0,7% del total suminis-

trado, lo cual supone que dicha zona es responsable de un 2% del total de metano emitido a la atmósfera como consecuencia de la actividad humana. Por otro lado, aproximadamente un 25% de las fugas se oxida en el terreno antes de salir a la atmósfera.

2.2. Combustión del gas natural

De los combustibles fósiles, por su composición química el gas natural es el más limpio en su combustión. En este proceso, al igual que en la combustión del resto de combustibles fósiles, se produce principalmente CO₂ y vapor de agua. El motivo de la calificación de «más limpio» es debido a que en el gas natural la proporción hidrógeno/carbono es mayor que en el resto de combustibles:

- Gas natural (Metano): $H/C = 4/1 = 4$
- Petróleo (Decano): $H/C = 22/10 = 2,2$
- Carbón (Coroneno): $H/C = 12/24 = 0,5$

Esto conlleva unas emisiones de CO₂ producto de la combustión un 25-30% menores que en el caso del petróleo, y un 40-50% menores en el caso del carbón, por unidad de energía producida (ver gráfico 2.4).

En las dos últimas décadas se han desarrollado para su utilización final equipos y nuevas tecnologías con elevados rendimientos, sobre todo en generación eléctrica. Teniendo en cuenta las altas eficiencias de los

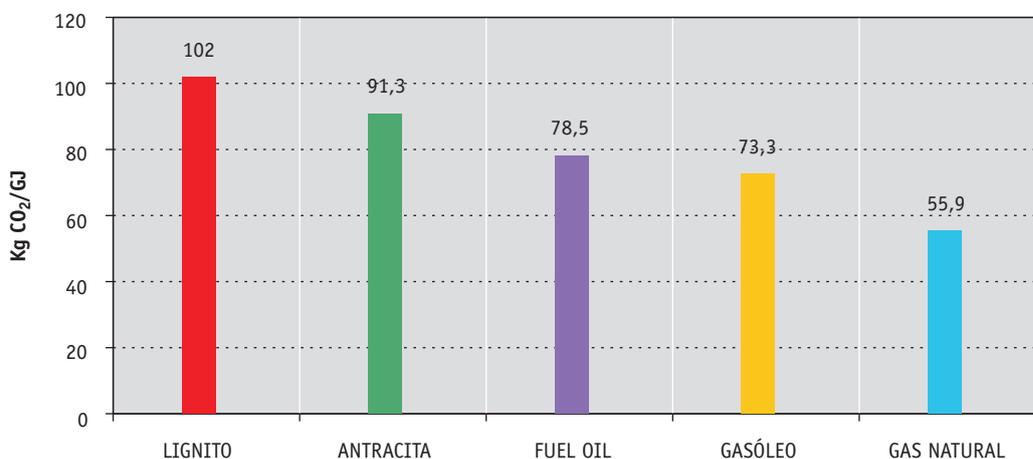
procesos de combustión del gas natural y las avanzadas tecnologías de recuperación de calor en los mismos, es todavía mejor el rendimiento de energía final obtenida en relación a los contaminantes.

Un ejemplo claro de lo anterior se presenta en la siguiente comparación: una central de ciclo combinado emitirá, para la misma electricidad producida, aproximadamente un 35%-40% del CO₂ que se emitiría con una central de carbón.

Además, al ser un gas, el empleo de gas natural favorece la combustión completa y un mejor control de la temperatura de combustión, siendo el combustible que menos cantidad NO_x emite a la atmósfera.

Otra ventaja que ofrece la forma gaseosa del gas natural es la facilidad que presenta para la retirada de su composición de componentes del azufre, que en combustión producen SO₂. Si además el suministro del gas natural se efectúa a través de gas natural licuado (GNL), el porcentaje de azufre en la composición del gas natural se limita a trazas (se retira en el proceso de licuación), la formación de óxidos de azufre es prácticamente nula.

Gráfico 2.4. Emisiones de CO₂ por combustión de distintos combustibles fósiles



Fuente: Eurogas.

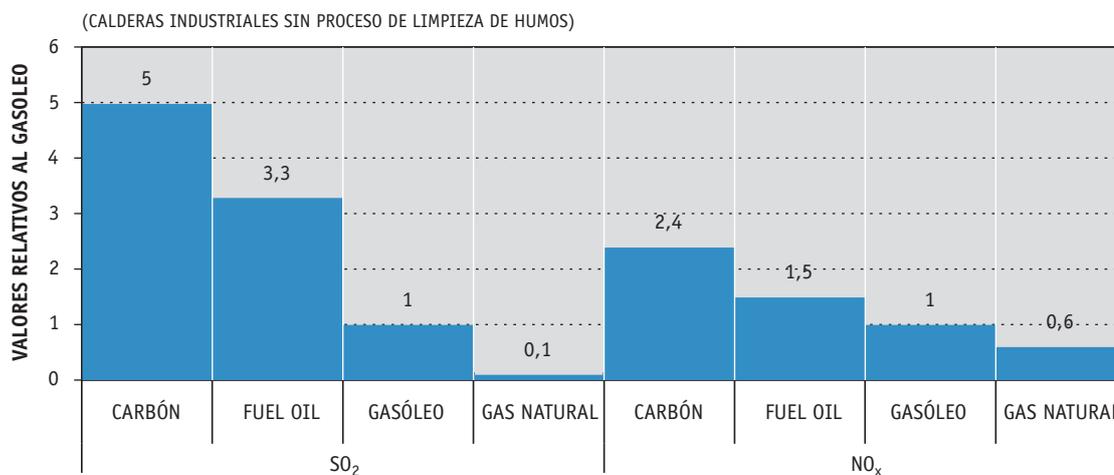
2.3. La lluvia ácida: Óxidos de azufre y nitrógeno

Los óxidos de nitrógeno (NO_x) y el dióxido de azufre (SO_2) son compuestos que, liberados en la atmósfera, producen la denominada lluvia ácida. Ésta tiene efectos en el medio ambiente tales como la deforestación o disminución significativa de determinadas especies animales en las zonas de alta concentración de dichos compuestos. De estos dos compuestos, el

SO_2 es el que contribuye principalmente a la lluvia ácida.

El gas natural apenas contiene azufre en su composición y por lo tanto sus emisiones de SO_2 son insignificantes, sobre todo si se comparan con las derivadas de la combustión de carbón y petróleo (gráfico 2.5). En cuanto a las de los óxidos de nitrógeno son también menores, sobre todo con la utilización de tecnología de quemadores de bajo NO_x .

Gráfico 2.5. Emisiones de SO_2 y NO_x



Fuente: Eurogas.

Aparte de las menores emisiones de CO_2 , SO_2 y NO_x que se acaban de comentar, el gas natural contiene una reducida cantidad de compuestos orgánicos volátiles,

que son los principales responsables de la formación de nieblas urbanas y ozono a nivel del suelo. No produce cenizas, polvo, ni residuos sólidos.

3. Petróleo

3.1. Marco internacional. Evolución de los acuerdos de Kioto

Con objeto de luchar contra el cambio climático y como resultado de la Tercera Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), en 1997 se firmó el Protocolo de Kioto, mediante el cual las Partes Contratantes se comprometieron a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), expresadas en dióxido de carbono equivalente, al menos un 5,2% en el período 2008-2012, respecto a los niveles de emisiones del año base. El Protocolo entró en vigor el 16 de febrero de 2005.

Los GEI a los que hace referencia el Protocolo de Kioto son los siguientes: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆). El año base que se ha de tomar como referencia para los tres primeros es el 1990, mientras que el Protocolo permite a las Partes Contratantes escoger entre 1990 y 1995 como año base para el resto.

La Comunidad Europea y sus Estados Miembros ratificaron el Protocolo mediante la Decisión 2002/358/CE del Consejo, obligándose a reducir conjuntamente sus emisiones de gases de efecto invernadero un 8% en el período objetivo, respecto a los niveles de 1990. Los objetivos de limitación de emisiones correspondientes a cada Estado Miembro en virtud de dicha Decisión son muy diferentes, habiéndose acordado que España pueda incrementar sus emisiones un 15% en el período 2008-2012.

El Protocolo de Kioto propone tres mecanismos flexibles para facilitar el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones: el mecanismo de implementación conjunta, el mecanismo de desarrollo limpio y el comercio de derechos de emisión.

Según el Protocolo, los Mecanismos de Aplicación Conjunta (AC) y de Desarrollo Limpio (MDL) permiten a las Partes Contratantes incluidas en el Anexo I de la CMNUCC (países desarrollados y en transición a una economía de mercado), obtener créditos asociados a proyectos con que se logren reducciones/limitaciones de emisiones, y que se desarrollen de la siguiente forma:

- En el caso del Mecanismo de Aplicación Conjunta, en países incluidos en el Anexo I de la CMNUCC.
- En el caso del Mecanismo de Desarrollo Limpio, en países en desarrollo no incluidos en dicho Anexo I de la CMNUCC. En este caso, estos proyectos pueden contribuir a la transferencia de tecnología y favorecer el desarrollo sostenible en los países de acogida de los proyectos.

El comercio de derechos de emisión, al que se refiere el artículo 17 del Protocolo, permite a las Partes Contratantes incluidas en el Anexo I de la CMNUCC adquirir créditos a otras Partes incluidas en dicho Anexo I para alcanzar, de forma eficiente desde el punto de vista económico, los compromisos de Kioto, a partir del establecimiento de una cuota total de derechos de emisión asignados, que representan el límite total de las emisiones autorizadas por el régimen. En dicho régimen, las Partes del Anexo I, o aquellas personas jurídicas a las que éstos hayan autorizado, pueden intercambiar en el mercado los diversos tipos de unidades contables reconocidos en el marco del Protocolo de Kioto: Unidades de Reducción de Emisiones (UREs), asociadas a proyectos de Aplicación Conjunta, Reducciones Certificadas de Emisiones (RCEs), obtenidas mediante proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio, Unidades de Absorción (UDAs), procedentes de actividades de sumideros y Unidades de Cantidad Atribuida (UCAs), créditos inicialmente asignados a cada Parte.

Cabe destacar que del 7 al 18 de diciembre de 2009, se celebró en Copenhague, Dinamarca, la Decimoquinta Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP 15), que fue organizada por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

A) La Decimoquinta Conferencia de las Partes

La adaptación a los efectos adversos del cambio climático es un reto para todos los países y se precisa una mejora de la acción y una cooperación internacional sobre adaptación de forma urgente en los países en desarrollo, especialmente en los Países Menos Adelantados y en los Pequeños Estados Insulares en Desarrollo y en África. Los países en desarrollo deberían proporcionar recursos financieros adecuados, predecibles y sostenibles, tecnología y fomento de capacidades para apoyar las acciones sobre adaptación.

Los resultados más relevantes de la Decimoquinta Conferencia de las Partes en cuanto a acciones futuras y a cuestiones metodológicas y de implementación, fueron los siguientes:

A1) Acciones futuras

Los Países Anexo I se comprometen a implementar, individual o conjuntamente, objetivos de reducción de emisiones cuantificados para 2020 (respecto a sus niveles de 1990). Las reducciones de emisiones y financiación de los países en desarrollo será controlada, reportada y verificada de acuerdo con las líneas directrices actuales y futuras adoptadas por la COP.

En este sentido, la UE y sus Estados miembros, se han comprometido a reducir sus emisiones de GEI en un 20% en 2020 respecto de sus niveles de 1990. Además, han reiterado su oferta condicional a reducir sus emisiones un 30% siempre que otros países desarrollados se comprometan a realizar reducciones de sus emisiones comparables y los países en desarrollo contribuyan adecuadamente de acuerdo con sus responsabilidades y capacidades respectivas.

Los Países no-Anexo I deberán, por su parte, aplicar acciones de mitigación. Los Países Menos Adelantados y los Pequeños Estados Insulares en Desarrollo pueden adoptar acciones voluntariamente y con ayudas.

A2) Cuestiones metodológicas y de implementación

Las principales cuestiones debatidas fueron las relativas a la mitigación y a los medios de implementación (tecnología y financiación):

En cuanto a mitigación, se acordó que las acciones de mitigación deberán incluirse en las comunicaciones nacionales cada dos años. Las acciones que se realicen sin ayudas estarán sujetas a control, reporte y verificación domésticas. Las Acciones de Mitigación Apropriadas Nacionalmente (NAMAs) con apoyo estarán sujetas a control, reporte y verificación internacional.

Por otra parte, se reconoce el papel crucial de la reducción de emisiones de la deforestación y la degradación forestal y la necesidad de aumentar las reducciones de emisiones por los bosques, estando de acuerdo en la necesidad de otorgar incentivos a dichas acciones mediante un mecanismo que incluya la REDD-plus, para permitir la movilización de recursos financieros de los países desarrollados.

En cuanto a implementación, se establece el compromiso colectivo de los países desarrollados de proporcionar recursos nuevos, incluyendo la forestación y las inversiones mediante instituciones internacionales en un monto de 30 miles de millones de dólares para 2010-2012 (distribuidos de forma equilibrada entre adaptación y mitigación).

Los países desarrollados también se comprometen a movilizar conjuntamente 100 miles de millones de dólares al año para 2020 para abordar las necesidades de los países en desarrollo.

Asimismo, se establece un Panel de alto nivel bajo la guía de la COP para estudiar la contribución de las fuentes potenciales de ingresos para alcanzar este objetivo.

De la misma forma, se deberá establecer un Fondo Climático Verde de Copenhague como entidad operativa para el mecanismo financiero de la Convención para apoyar proyectos, programas y políticas en los países en desarrollo relacionadas con la mitigación incluyendo la REDD-plus, la adaptación, el fomento de capacidades y el desarrollo y transferencia de tecnologías.

Se decide establecer un mecanismo de tecnología para acelerar el desarrollo y transferencia de tecnología en apoyo de la adaptación y mitigación. Será guiado por un enfoque relativo a cada país y estará basado en las circunstancias nacionales y prioridades.

Se deberá realizar una evaluación de la aplicación de este acuerdo en 2015. Esto incluirá la consideración del reforzamiento del objetivo a largo plazo haciendo referencia a varias materias presentadas por la ciencia, incluyendo la referencia a un incremento de temperaturas de 1,5°C.

En este sentido, la Comisión Europea emitió una Comunicación que fue publicada el 9 de marzo de 2010 sobre *«la Política climática internacional post-Conpenhague. Actuar ahora para impulsar la acción global contra el cambio climático»*. En dicha Comunicación, la UE está en primera línea de la acción concreta contra el cambio climático, puesto que está en el camino adecuado para cumplir los objetivos de Kioto: ha adoptado el compromiso de reducir sus emisiones de GEI en un 20% en 2020 y ha reiterado su oferta condicional de reducir a un 30% las emisiones respecto a los niveles de 1990, siempre que otros países desarrollados se comprometan a realizar reducciones de emisiones comparables y los países en desarrollo contribuyan adecuadamente de acuerdo con sus responsabilidades y capacidades respectivas.

La Comisión Europea considera que el Acuerdo de Copenhague es un primer paso que implica a todas las Partes, esencialmente para lograr un compromiso global más amplio y que hace referencia a la necesidad de reducir las emisiones a nivel global para limitar el incremento de la temperatura por debajo de 2°C en comparación con los niveles preindustriales. Sin embargo, el Protocolo de Kioto en su estructura actual no puede lograr por sí sólo el objetivo de limitar el incremento de la temperatura por debajo de 2°C.

Por tanto, se precisan reglas de contabilización adecuadas para las actividades LULUCF (uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y forestación). Para ello, la UE sentará las bases de un camino para la transición a una economía baja en carbono en 2050. Según el IPCC, para alcanzar el objetivo relativo a los 2°C se requiere que las emisiones globales de GEI alcancen un pico en 2020 como muy tarde y se reduzcan al menos en un 50% en 2050 en relación con los niveles de 1990 (los países desarrollados en conjunto deberían reducir sus

emisiones de GEI entre un 80%-95% en 2050 respecto a los niveles de 1990).

Además, en opinión de la UE, es esencial que exista un mercado internacional de carbono que debería construirse relacionando diversos sistemas domésticos de «*cap and trade*» compatibles entre sí. El objetivo es que exista un mercado a nivel de la OCDE en 2015 e incluso más amplio en 2020, con extensión a USA, Japón y Australia. El MDL debería continuar después de 2012, pero debería mejorarse su eficiencia y gobernanza. Debería evolucionarse a esquemas sectoriales. Asimismo, es preciso reducir las emisiones del transporte marítimo y de la aviación internacional.

3.2. Actuaciones de la UE en materia de cambio climático

La Unión Europea está ejerciendo un papel de liderazgo en relación con la lucha contra el cambio climático, desarrollando en los últimos años numerosa legislación y comunicaciones en relación con este tema.

Así, el Consejo Europeo celebrado en marzo de 2007 estableció como objetivo para la Unión Europea una reducción de las emisiones de GEI al menos un 20% en 2020 respecto a los niveles de 1990, fijando como objetivo adicional que las energías renovables representen el 20% del consumo energético de la Unión Europea en 2020 y estableciendo un objetivo mínimo vinculante para todos los Estados miembros en relación con los biocarburantes, de forma que éstos representen el 10% del consumo global de gasolina y gasóleo en 2020. El Consejo Europeo subraya asimismo la necesidad de incrementar la eficiencia energética con el objetivo de lograr un ahorro del 20% del consumo de energía de la Unión Europea para 2020 respecto a las proyecciones para dicho año.

Como consecuencia de todo ello, se aprobó en abril de 2009 el siguiente conjunto de normas (conocidas como «Paquete Verde»), publicadas en el D.O.U.E. el 5 de junio de 2009:

- Directiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Decisión n.º 406/2009/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 sobre el esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020.
- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.
- Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono y por la que se modifican la Directiva 85/337/CEE del Consejo, las Directivas 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE y el Reglamento (CE) n.º 1013/2006.
- Directiva 2009/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 por la que se modifica la Directiva 98/70/CE en relación con las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo, se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, se modifica la Directiva 1999/32/CE del Consejo en

relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación y se deroga la Directiva 93/12/CEE.

- Reglamento (CE) n.º 443/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 por el que se establecen normas de comportamiento en materia de emisiones de los turismos nuevos como parte del enfoque integrado de la Comunidad para reducir las emisiones de CO₂ de los vehículos ligeros.

A continuación, se resumen las principales novedades introducidas en cada una de ellas:

Directiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero

Se considera que para cumplir de una manera eficaz el compromiso de la Comunidad de conseguir en 2020 una reducción de las emisiones de GEI de, al menos, un 20% respecto de los niveles de 1990, los derechos de emisión asignados a las instalaciones incluidas en el régimen de comercio de derechos de emisión de GEI deben situarse en 2020 un 21% por debajo de sus niveles de emisión en 2005.

La Directiva establece asimismo disposiciones relativas a la evaluación y aplicación de un compromiso de reducción más estricto por parte de la Unión Europea, que supere el 20% y que se aplicará tras la aprobación por la Comunidad de un acuerdo internacional que conduzca a una reducción de emisiones superior a la establecida en esta Directiva.

En concreto, se dispone que a partir del 1 de enero de 2013, la duración de los períodos de «trading» será de ocho años, ampliando, a partir de dicha fecha, el ámbito de aplicación de la Directiva con objeto de incluir nuevos sectores y GEI¹.

Por razones de coste-eficiencia se ha considerado conveniente establecer un procedimiento que permita a los Estados miembros excluir del régimen comunitario a las pequeñas instalaciones, que deberán aplicar medidas equivalentes de reducción de emisiones de GEI.

Por otra parte, a partir de 2013 desaparecerán los Planes Nacionales de Asignación y habrá un único tope o «cap» comunitario, de forma que los derechos se asignarán en base a reglas armonizadas.

El techo se determina a partir de la asignación aprobada para el conjunto de Estados miembros para el período 2008-2012. Partiendo del punto medio del período, la cantidad de derechos a expedir cada año se ha reducir de forma lineal y anual un 1,74%. La cantidad obtenida se debe ajustar para considerar la inclusión de actividades que no estaban sujetas al comercio de derechos de emisión en el período 2008-2012 y para tener en cuenta la posible exclusión de pequeñas instalaciones. Se prevé la revisión futura del factor lineal. La cifra provisional del tope o «cap» de emisiones calculado por la Comisión Europea, que ha de ajustarse, asciende a 1.720 Mton CO₂ para 2020.

¹ Entre éstos se encuentran las emisiones de CO₂ del sector petroquímico, de la producción de aluminio y del amoníaco, las emisiones de perfluorocarburos de la producción de aluminio, las emisiones de CO₂ y N₂O de la producción de ácido nítrico, de ácido adípico, de ácido de glioxal y ácido glioxílico, así como la captura, el transporte y el almacenamiento geológico de GEI.

A partir de 2013, los Estados miembros habrán de subastar todos los derechos de emisión que no se asignen de forma gratuita. A más tardar el 31 de diciembre de 2010, la Comisión publicará una cantidad estimada de derechos de emisión a subastar. La previsión actual es que en torno a un 50% de los derechos de emisión correspondientes al año 2013 se subastarán, siguiendo los siguientes criterios:

- El 88% de la cantidad total de derechos de emisión que vayan a subastarse se debe distribuir entre los Estados miembros en función del porcentaje relativo de emisiones verificadas correspondiente al Estado miembro considerado en el marco del régimen comunitario en 2005 o la media del período 2005-2007, eligiendo la mayor de las cantidades resultantes.
- El 10% se ha de distribuir entre ciertos Estados miembros en aras de la solidaridad y el crecimiento en la Comunidad, con lo cual la cantidad total de derechos de emisión que subastan dichos Estados se incrementa en los porcentajes especificados en el Anexo II bis de la Directiva, correspondiendo a España un 13%.
- El 2% se debe distribuir entre los Estados miembros que han logrado fuertes reducciones de emisiones en el ámbito del Protocolo de Kioto (antiguos países del Este) según lo establecido en el Anexo II ter de la Directiva.

Corresponde a los Estados miembros determinar el uso que deba hacerse de los ingresos generados por las subastas. Al menos un 50% debería destinarse a medidas de lucha contra el cambio climático: reducción de emisiones, adaptación, renovables, sumideros, captura y almacenamiento de carbono, etc.

No se ha de asignar ningún derecho de emisión de forma gratuita a los generadores de electricidad² ni a las actividades de captura y almacenamiento de CO₂³.

Como excepción a la anterior norma general para las instalaciones del sector eléctrico, en la Directiva se establecen ciertas excepciones en condiciones tasadas para aplicar un régimen transitorio de forma que se introduzca gradualmente la subasta en el sector eléctrico.

Por otra parte, cabe indicar que el principal incentivo a largo plazo para las actividades de captura y almacenamiento de CO₂ consiste en que no será necesario entregar derechos de emisión por las emisiones de CO₂ que se almacenen permanentemente. Hasta el 31 de diciembre de 2015 estarán disponibles hasta 300 millones de derechos de emisión de la reserva de nuevos entrantes para ayudar a fomentar la construcción y utilización de hasta 12 proyectos comerciales de demostración destinados a la captura y almacenamiento de CO₂. La asignación de los derechos dependerá de la cantidad verificada de emisiones de CO₂ evitadas.

Globalmente, la Directiva prevé un sistema transitorio de asignación gratuita, de forma que los derechos de emisión asignados de esta forma en 2013 han de equivaler al 80% de la cantidad correspondiente al porcentaje de las emisiones globales a nivel comunitario que las instalaciones emitieron en 2005-2007, como proporción de la cantidad total anual de derechos a nivel comunitario. Posteriormente, los derechos de emisión asigna-

² Debido a su capacidad para repercutir los extracostes asociados al CO₂.

³ Sin embargo, los generadores de electricidad pueden recibir derechos de emisión gratuitamente por los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración (“*district heating and cooling*”) y por el calor y la refrigeración producidos mediante cogeneración de alta eficiencia. También se prevé la posibilidad de asignación gratuita de derechos en relación con la electricidad producida con gases residuales.

dos gratuitamente deben ir reduciéndose cada año en la misma cantidad para llegar, en 2020, a una situación en la que se asigne un 30% de derechos de forma gratuita, con el objetivo de que en 2027 no se asigne ningún derecho gratuitamente.

Para controlar el riesgo de «fuga de carbono», la Directiva establece que en cada uno de los años comprendidos en el período 2013-2020, se asignarán un 100% de los derechos de emisión gratuitamente a las instalaciones de sectores y subsectores expuestos a un riesgo considerable de «fuga de carbono».

A más tardar el 31 de diciembre de 2009 y, posteriormente, cada cinco años, la Comisión debe determinar cuáles son dichos sectores y subsectores, pudiéndose cada año adicionalmente añadir otros a la lista.

La Directiva establece determinadas disposiciones sobre la utilización de créditos de mecanismos flexibles (RCEs y UREs) en el régimen comunitario.

Antes del 31 de diciembre de 2011, la Comisión debe adoptar un Reglamento sobre el seguimiento y la notificación de emisiones así como un Reglamento para la verificación de los informes de emisiones y para la acreditación y supervisión de verificadores.

Se establece que podrán preverse acuerdos que permitan el reconocimiento de derechos de emisión entre el régimen comunitario y otros regímenes obligatorios de comercio de derechos de emisión compatibles que establezcan límites máximos de las emisiones en términos absolutos en cualquier otro país o entidad subfederal o regional.

Finalmente, se disponen medidas para evitar fluctuaciones de precios excesivas en el mercado comunitario.

Reglamento (CE) n.º 443/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 por el que se establecen normas de comportamiento en materia de emisiones de los turismos nuevos como parte del enfoque integrado de la Comunidad para reducir las emisiones de CO₂ de los vehículos ligeros

El Reglamento (CE) n.º 443/2009 establece requisitos de comportamiento en materia de emisiones de CO₂ de los turismos nuevos con objeto de garantizar el correcto funcionamiento del mercado interior y alcanzar el objetivo global de la Comunidad Europea según el cual las emisiones medias de CO₂ del parque de vehículos nuevos deben situarse en 120 g de CO₂/km. Fija en 130 g de CO₂/km el promedio de emisiones de CO₂ de los turismos nuevos, mediante el perfeccionamiento de la tecnología de los motores de los vehículos.

Establece para el parque de vehículos nuevos un objetivo, aplicable a partir de 2020, de unas emisiones medias de 95 g de CO₂/km.

Se completará con medidas adicionales para la reducción de 10 g de CO₂/km, como parte del enfoque integrado de la Comunidad. De acuerdo con la Exposición de Motivos del Reglamento, dicha reducción se logrará mediante otras mejoras tecnológicas y una mayor utilización de los biocarburantes sostenibles.

Se dispone que a los efectos de determinar el cumplimiento por parte de los fabricantes del objetivo de emisiones específicas, las emisiones específicas de CO₂, de todos los vehículos diseñados para poder funcionar con un combustible mezcla de gasolina con un 85% de etanol («E85»), se reducirán hasta el 31 de diciembre de 2015 en un 5% en reconocimiento de la mayor capacidad tecnológica y de reducción de emisiones del funcionamiento con biocombustibles. Esta reducción

sólo se aplicará si al menos un 30% de las estaciones de servicio del Estado miembro en el que esté matriculado el vehículo suministran este tipo de combustible alternativo que reúna los requisitos de sostenibilidad para los biocombustibles establecidos en la normativa comunitaria correspondiente.

Se establecen disposiciones en cuanto al seguimiento y notificación de las emisiones medias, que incluye cuál es la información relativa a cada nuevo turismo matriculado en su territorio que deberán registrar cada año los Estados miembros y poner a disposición de los fabricantes y de sus importadores o representantes designados, así como cuál es la información que deberán transmitir los Estados miembros a la Comisión y las actuaciones de la Comisión.

Para cada año natural en que se aplique el precepto relativo al objetivo de emisiones específicas para vehículos que utilizan combustibles alternativos antes aludido, los Estados miembros deberán facilitar información a la Comisión sobre sus porcentajes de estaciones de servicio y sobre los criterios de sostenibilidad en relación con el combustible E85 a que se refiere dicha disposición.

Decisión n.º 406/2009/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 sobre el esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020

Esta Decisión fija la contribución mínima de cada Estado miembro al cumplimiento del compromiso de reducción de emisiones de GEI de la Comunidad entre 2013 y 2020, en lo que respecta a aquellas emisiones de GEI de sectores difusos y a las que se alude más adelante.

La Decisión establece además disposiciones relativas a la evaluación y aplicación de un compromiso de reducción más estricto por parte de la Unión Europea, que supere el 20%, y que se aplicará tras la aprobación por la Comunidad de un acuerdo internacional que conduzca a una reducción de emisiones mayor que la requerida por esta Decisión.

En relación con lo anterior, se entiende por «emisiones de GEI» las emisiones de CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC y SF₆ de las categorías enumeradas en el Anexo I de la Decisión —energía (quema de combustible y emisiones fugitivas de combustibles), procesos industriales, utilización de disolventes y otros productos, agricultura y residuos— y excluidas las emisiones de GEI reguladas por la Directiva 2003/87/CE.

Se define «asignación anual de emisiones» como la cantidad máxima anual de emisiones de GEI autorizada para los años 2013 a 2020 tal como se indica a continuación:

Se dispone que en 2020 cada Estado miembro debe limitar sus emisiones de GEI en relación con sus emisiones en 2005, como mínimo en el porcentaje especificado en el Anexo II de la Decisión. Los límites de emisiones de los Estados miembros están comprendidos entre -20% y 20%, correspondiendo a España un -10%.

Todo Estado miembro que tenga un límite negativo según el anexo II (entre ellos España), se deberá asegurar de que, en 2013, sus emisiones de GEI no rebasen la media de sus emisiones anuales de GEI de los años 2008, 2009 y 2010, incluyendo el uso de los mecanismos de flexibilidad previstos por esta Decisión.

Cada Estado miembro limitará anualmente las emisiones de GEI de manera lineal entre 2013 y 2020, entre otros medios, recurriendo a la aplicación de los me-

canismos de flexibilidad a los que hace referencia la Decisión. Dichos mecanismos de flexibilidad incluyen la posibilidad para los Estados miembros de arrastrar del año siguiente una cantidad de hasta el 5% de su asignación anual de emisiones, de arrastrar a los años siguientes, la parte de su asignación anual de emisiones de un año dado que sobrepase sus emisiones de GEI en dicho año, y de transferir a otros hasta un 5% de su asignación anual de emisiones en un año dado, entre otros. Un Estado miembro podrá transferir a otros la parte de la asignación anual de emisiones que exceda de sus emisiones de GEI para el año de que se trate.

Se permite el «banking» y el «borrowing» de emisiones. En cuanto al primero, si las emisiones de GEI de un Estado miembro se sitúan por debajo de su asignación anual de emisiones, puede reportar en los años siguientes, hasta 2020, la parte de su asignación anual de emisiones de un año dado que sobrepase sus emisiones de GEI en dicho año. En lo que respecta al segundo, en los años comprendidos entre 2013 y 2019, para contribuir al cumplimiento de sus objetivos en un año dado, los Estados miembros pueden deducir del año siguiente una cantidad de hasta el 5% de su asignación anual de emisiones.

Se establecen medidas correctivas que serán de aplicación en el caso de que las emisiones de GEI de un Estado miembro superen la asignación anual de emisiones de acuerdo con la trayectoria lineal prevista o el límite de emisiones para 2013, teniendo en cuenta el posible uso de flexibilidades y la utilización de créditos de actividades de proyectos:

- Deducir de la asignación anual de emisiones del Estado miembro para el año siguiente las toneladas de emisiones en exceso en el año en cuestión multiplicado por un factor de penalización de 1,08.

- El Estado miembro debe presentar a la Comisión un plan de medidas correctivas con un calendario de aplicación para volver a la trayectoria de cumplimiento de esta Decisión, sobre el que la Comisión tiene la facultad de emitir un dictamen.
- Suspender temporalmente de la posibilidad de transferir una parte de la asignación anual de emisiones y créditos de proyectos MDL y AC a otro Estado miembro.

Corresponde a los Estados miembros definir y aplicar políticas y medidas en los sectores a los que aplica la Decisión para la disminución/limitación de emisiones, aunque también servirán de ayuda para dicho propósito determinadas medidas establecidas a nivel comunitario, como se expone a continuación.

Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono y por la que se modifican la Directivas 85/337/CEE del Consejo, las Directivas 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, y el Reglamento (CE) n.º 1013/2006

La Directiva establece un marco jurídico para el almacenamiento geológico de CO₂ en condiciones seguras para el medio ambiente, cuyo objetivo es su confinamiento permanente para evitar, y cuando esto no sea posible, eliminar tanto como sea posible los efectos negativos y cualquier riesgo para el medio ambiente y la salud humana.

La captura y el almacenamiento geológico de carbono es una tecnología que contribuirá a mitigar el cambio climático. Consiste en capturar el CO₂ emitido por las

instalaciones industriales, transportarlo a un emplazamiento de almacenamiento e inyectarlo en una formación geológica subterránea adecuada con vista a su almacenamiento permanente.

La Directiva incluye disposiciones en relación con el derecho de España a decidir las zonas en las que podrán situarse los emplazamientos de almacenamiento, y con la concesión de permisos de exploración y de permisos de almacenamiento.

En concreto, establece que los procedimientos de concesión de los permisos de exploración deberán estar abiertos a todas las entidades que posean las capacidades necesarias, existiendo la necesidad de establecer y publicar los procedimientos objetivos y no discriminatorios en base a los cuales se deberán conceder dichos permisos, por parte del Estado miembro. Los permisos de exploración se concederán para un volumen limitado, debiendo los Estados miembros garantizar que no se permiten usos conflictivos en los emplazamientos durante el período de validez del permiso de exploración. También dispone que los Estados miembros garantizarán que ningún emplazamiento de almacenamiento funcione sin el permiso correspondiente y que no se permitan en los emplazamientos de almacenamiento usos conflictivos, debiendo los procedimientos de concesión de los permisos de almacenamiento estar abiertos a todas las entidades que posean las capacidades necesarias, siendo preciso que cada Estado miembro establezca y publique los procedimientos objetivos y transparentes en base a los cuales se deberán conceder dichos permisos.

Además, la Directiva hace referencia a las obligaciones relativas a la explotación, al cierre y al período posterior al cierre de los almacenamientos de CO₂, de forma que el titular del permiso tiene la obligación de llevar a cabo el seguimiento de las instalaciones de inyección y del complejo de almacenamiento en base a un plan

elaborado por él mismo y aprobado por la autoridad competente del Estado miembro, la cual debe poner en práctica un sistema de inspecciones de los complejos de almacenamiento. Se establecen las medidas correctoras a aplicar por el titular y la autoridad competente en caso de fugas o irregularidades significativas y las diferentes obligaciones en relación con el cierre y el período posterior al mismo que corresponden a aquéllos según el emplazamiento se cierre en distintas circunstancias: cuando se hayan cumplido las condiciones estipuladas en el permiso, o a petición documentada del titular (cuando se haya recibido la autorización correspondiente de la autoridad competente); o en el caso de que así lo decida la autoridad competente cuando se haya retirado un permiso de almacenamiento. Se aborda asimismo la cuestión de la transferencia de responsabilidad.

De acuerdo con la Directiva, los Estados miembros adoptarán las medidas necesarias para garantizar el acceso de los usuarios potenciales a las redes de transporte y a los emplazamientos de almacenamiento con fines de almacenamiento geológico del CO₂ producido y capturado, en la forma transparente y no discriminatoria que determine el Estado miembro, incluyéndose en la Directiva determinados criterios al respecto.

Se recogen adicionalmente disposiciones relativas a los Registros y se hace referencia a la garantía financiera o medida equivalente que el titular potencial de un permiso de almacenamiento deberá constituir y que será efectiva antes de que comience la inyección. Se dispone asimismo que los Estados miembros establecerán un régimen de sanciones, que deberán ser eficaces, proporcionales y disuasorias.

Mediante la Directiva 2009/31/CE se modifican la Directiva 85/337/CEE del Consejo y las Directivas 2001/80/CE, 2004/35/CE y 2008/1/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, entre otra legislación.

Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE

La Directiva 2009/28/CE establece objetivos para los Estados miembros para la cuota de energía procedente de fuentes renovables en su consumo final bruto de energía en 2020 (en la que se incluyen la electricidad procedente de fuentes renovables, la energía procedente de fuentes renovables para la calefacción y la refrigeración y la energía procedente de fuentes renovables en el sector del transporte), con objeto de alcanzar un objetivo comunitario del 20%.

Como se ha indicado, en cada Estado miembro, la cuota de energía procedente de fuentes renovables en todos los tipos de transporte en 2020 ha de ser como mínimo equivalente al 10% de su consumo final de energía en el transporte terrestre.

La Directiva 2009/28/CE dispone que los Estados miembros han de tomar medidas diseñadas con objeto de garantizar que la cuota de energía procedente de fuentes renovables sea igual o superior a la que figura en la trayectoria indicativa establecida en su anexo I, parte B, así como adoptar un plan nacional de energía renovable.

Se condiciona la posibilidad de computar los biocarburantes para el cumplimiento de las obligaciones nacionales de introducción de fuentes renovables de energía en el transporte, para el cumplimiento de los requisitos de la Directiva en relación con los objetivos nacionales y para optar a una ayuda financiera para el consumo de biocarburantes, a que se satisfagan determinados criterios de sostenibilidad medioambiental recogidos en

los apartados 2 a 6 de su artículo 17, que, de forma resumida, consisten en lo siguiente:

- 1) La reducción de emisiones de GEI derivada del uso de biocarburantes será, como mínimo, del 35%, ampliable al 50% a partir del 1 de enero de 2017 y al 60% a partir del 1 de enero de 2018 para las instalaciones cuya producción comience a partir de 2017.

En el caso de biocarburantes producidos en instalaciones operativas el 23 de enero de 2008, se prevé un período transitorio de aplicación hasta el 1 de abril de 2013.

En la Directiva se incluye un sistema de cálculo de estos ahorros de emisiones, basado en el análisis comparativo del ciclo de vida de los biocarburantes y de los carburantes fósiles a los que sustituyen, que permite emplear, alternativamente, valores por defecto para cada cadena de biocarburantes, valores reales calculados conforme a la metodología aportada o una combinación de ambos⁴.

⁴ De acuerdo con la Directiva, la reducción de las emisiones de GEI resultante del uso de biocarburantes y biolíquidos se debe calcular de la forma siguiente:

- a) Si en el anexo V, parte A o B, de la Directiva se establece un valor por defecto para la reducción de emisiones de GEI para el proceso de producción, y si el valor de las emisiones anualizadas de GEI procedentes de las modificaciones en las reservas de carbono causadas por cambios en el uso del suelo, para los biocarburantes, calculado de conformidad con el anexo V, parte C, punto 7, de la Directiva es igual o menor de cero, utilizando este valor por defecto;
- b) utilizando un valor real calculado de conformidad con la metodología establecida en el anexo V, parte C, de la Directiva o
- c) utilizando un valor calculado correspondiente a la suma de los factores de la fórmula contemplada en el anexo V, parte C, punto 1, de la Directiva cuando los valores por defecto desagregados del anexo V, partes D o E, de

- 2) Los biocarburantes no se producirán a partir de materias primas procedentes de tierras de elevado valor en cuanto a biodiversidad.
- 3) Los biocarburantes no se producirán a partir de materias primas procedentes de tierras con elevadas reservas de carbono.
- 4) Los biocarburantes no provendrán de materias primas extraídas de tierras que, a enero de 2008, fueran turberas, a menos que se demuestre que el cultivo y la recolección no implica el drenaje de los suelos no drenados con anterioridad.
- 5) Las materias primas cultivadas en la Comunidad se obtendrán de conformidad con los requisitos y normas previstos en la normativa comunitaria de aplicación sobre buenas prácticas agrarias medioambientales.

En cuanto a las consecuencias que sobre la sostenibilidad social y la disponibilidad de productos alimenticios a un precio asequible, especialmente para las personas que viven en los países en desarrollo, se pudieran deri-

la Directiva, puedan utilizarse para algunos factores, y valores reales, calculados de conformidad con el método establecido en el anexo V, parte C, de la Directiva para todos los demás factores.

Los valores por defecto del anexo V, parte A, de la Directiva para los biocarburantes, y los valores por defecto desagregados para el cultivo del anexo V, parte D, de la Directiva para los biocarburantes, se podrán utilizar únicamente si sus materias primas:

- a) se cultivan fuera de la Comunidad;
- b) se cultivan en la Comunidad en zonas que figuran en las listas antes mencionadas, o
- c) son desechos o residuos distintos de los residuos agrícolas, de la acuicultura y de la pesca.

En el caso de los biocarburantes no contemplados en las letras a), b) o c), se deberán utilizar los valores reales para el cultivo.

var de la política comunitaria de fomento de los biocarburantes, se prevé la elaboración de informes bienales por parte de la Comisión, el primero de ellos a presentar en 2012, en los que ésta podría proponer las medidas correctivas que considerara oportunas, en particular si existieran pruebas que demostraran que la producción de biocarburantes incide de forma considerable en el precio de los productos alimenticios. En dichos informes también se prevé abordar el respeto de los derechos del uso del suelo y declarar, para los terceros países y los Estados miembros que sean una fuente significativa de materia prima para los biocarburantes consumidos en la Comunidad, si el país ha ratificado y aplicado diversos convenios de la Organización Internacional del trabajo (OIT), entre otros.

De forma análoga, en cuanto a la cuestión de los efectos indirectos del cambio del uso del suelo, la Directiva ha diferido su regulación hasta conocer, en base al informe que la Comisión ha de presentar al efecto antes del 31 de diciembre de 2010, su impacto y las formas de minimizarlo en base a las pruebas científicas disponibles a esa fecha.

Para demostrar el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad, la Directiva prevé, en principio, la utilización de un sistema de balance de masa⁵, si bien deja abierta la posibilidad de utilizar otros métodos de verificación que, como los de «*book and claim*», no implican una asociación física de los criterios de sostenibilidad a partidas concretas de producto, todo ello a partir de las conclusiones que la Comisión Europea extraiga de los

⁵ En base a este método, se permite mezclar las partidas de materias primas o biocarburantes con características diferentes de sostenibilidad, si bien se debe exigir la información relativa a las características de sostenibilidad ambiental y al volumen de cada partida, de modo que la suma de todas las partidas retiradas de la mezcla tengan las mismas características de sostenibilidad, en las mismas cantidades, que la suma de todas las partidas añadidas a la mezcla.

Informes que al efecto debe elaborar sobre el funcionamiento del sistema de balance de masa.

El sistema establecido en la Directiva 2009/28/CE, para la verificación del cumplimiento de sus criterios de sostenibilidad, contempla tres alternativas:

- a) Con carácter general, los Estados miembros deberán obligar a los agentes económicos a presentar, tanto si los biocarburantes son producidos en la Comunidad como si son importados, información fiable sujeta a auditoría independiente y a poner a disposición del Estado miembro que lo solicite los datos utilizados para elaborar la información. La auditoría debe verificar que los sistemas utilizados por los agentes económicos son exactos, fiables y protegidos contra el fraude y evaluará la frecuencia y la metodología de muestreo, así como la solidez de los datos. La lista de dicha información y el contenido mínimo de estos informes de auditoría será definido por la Comisión.
- b) Sin perjuicio de lo anterior, la Comunidad procurará celebrar con terceros países acuerdos bilaterales o multilaterales que contengan disposiciones sobre criterios de sostenibilidad y, en caso de que se acordara que estos acuerdos cumplen criterios adecuados de fiabilidad, transparencia y auditoría independiente, se exonera al agente de la necesidad de presentar el informe de auditoría.
- c) De igual modo, la Comisión podrá decidir que determinados regímenes nacionales o internacionales voluntarios sobre producción sostenible de la biomasa, contienen datos exactos que permiten cumplir los criterios de sostenibilidad de la Directiva que, de igual modo, si se entendiera que cumplen los mismos criterios de fiabilidad, transparencia y auditoría independiente, permitirían exonerar a los

agentes económicos de la obligación de presentación de auditorías independientes.

De cara a demostrar el cumplimiento de la obligación de comercialización de biocarburantes, y el objetivo establecido para la utilización de la energía procedente de fuentes renovables en todas las formas de transporte, la Directiva establece que la contribución de los biocarburantes obtenidos a partir de desechos, residuos, materias celulósicas no alimentarias y material lignocelulósico se considerará que equivale al doble de la de otros biocarburantes.

Directiva 2009/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 por la que se modifica la Directiva 98/70/CE en relación con las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo, se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, se modifica la Directiva 1999/32/CE del Consejo en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación y se deroga la Directiva 93/12/CEE

En esta Directiva se establecen determinadas modificaciones de la Directiva 98/70/CE en relación con las especificaciones de los carburantes y se definen las condiciones para la incorporación de una mayor cantidad de biocarburantes a los carburantes fósiles.

En concreto, la Directiva 2009/30/CE, mediante la modificación de la Directiva 98/70/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 1998, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo (en adelante, Directiva 98/70/CE) y de la Directiva 1999/32/CE del Consejo, de 26 de abril de 1999, relativa a la reducción del contenido de azufre de determinados combustibles

líquidos (en adelante, Directiva 1999/32/CE), es el instrumento normativo que, dentro de dicho paquete, se orienta a la consecución de objetivos en materia de control y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes tanto de gasolinas y gasóleos de automoción como de otros gasóleos para uso como carburante distinto del de automoción.

A tal efecto, en cuanto a los carburantes de automoción, por un lado, introduce un novedoso mecanismo de control y reducción progresiva de las emisiones de gases de efecto invernadero por unidad de energía durante el ciclo de vida del combustible para reducirlas en un 10% (en relación con las de 2010) antes del 31 de diciembre de 2020; y, por otro, modifica las especificaciones técnicas de los combustibles para permitir una mayor incorporación volumétrica de biocarburantes en los carburantes fósiles, tanto de bioetanol en las gasolinas (hasta un 10%, frente al 5% actual) como de FAME en los gasóleos (del actual 5% al 7%).

En concreto, se dispone que los Estados miembros deben garantizar que en su territorio sólo puedan comercializarse las gasolinas que cumplan determinadas especificaciones, correspondientes a un E10 (gasolina con un contenido máximo en bioetanol del 10%), permitiendo un rebasamiento de la presión de vapor especificado en la Directiva.

Así, se dispone que los Estados miembros deben garantizar que en su territorio sólo puedan comercializarse las gasolinas que cumplan las especificaciones establecidas en el anexo I de la Directiva incrementándose el límite máximo de oxígeno permitido de un 2,7% a un 3,7% (en masa) y aumentándose el límite máximo de compuestos oxigenados, en particular el límite máximo de contenido en etanol al 10% (en volumen), frente al 5% establecido en las especificaciones actuales. Cabe indicar que se permite a los Estados miembros a los que no se apli-

que la excepción para la presión de vapor relativa a la temperatura ambiente estival baja, la comercialización, durante el período estival, de gasolina que contenga etanol con una presión máxima de vapor de 60 kPa, más un cierto rebasamiento autorizado de la presión de vapor recogido en la Directiva, a condición de que el etanol utilizado sea un biocarburante.

Teniendo en cuenta que algunos vehículos más antiguos no pueden utilizar gasolina con un alto contenido en biocarburantes, se dicta que los Estados miembros han de exigir a los proveedores que garanticen la comercialización de gasolina con un contenido máximo de oxígeno de 2,7% (en masa) y un contenido máximo de etanol del 5% (en volumen) hasta 2013, pudiendo exigir la comercialización de este tipo de gasolina durante un período de tiempo más prolongado. Además, se establece que se ha de garantizar la puesta a disposición de los consumidores de información relativa al contenido en biocarburantes de la gasolina.

Por otra parte, se establece que los Estados miembros han de garantizar que únicamente pueda comercializarse en su territorio el combustible diesel que cumpla las especificaciones establecidas en el anexo II de la Directiva, correspondientes a un B7 (contenido en FAME máximo del 7% en volumen), estableciéndose asimismo modificaciones respecto de las especificaciones vigentes para el gasóleo de automoción en lo que respecta a otros parámetros.

Además, en relación con los biocarburantes, a fin de incentivar la producción a escala mundial de forma sostenible y garantizar un enfoque coherente entre las políticas energética y medioambiental, se fijan criterios obligatorios de sostenibilidad que coinciden con los establecidos en la Directiva 2009/28/CE.

Por su parte, en relación con los gasóleos empleados como carburantes para usos distintos del de automoción, se reduce el contenido máximo de azufre, si bien se admiten determinadas excepciones de carácter tanto temporal como geográfico.

Finalmente, la Directiva 2009/30/CE, modifica la Directiva 1999/32/CE a fin de unificar la regulación aplicable a las especificaciones técnicas exigibles al combustible utilizado por los buques de navegación interior y deroga la Directiva 93/12/CEE del Consejo, de 23 de marzo de 1993, que ya había sido objeto de diversas modificaciones anteriores y que, consecuentemente, carecía de contenido esencial vigente.

3.3. Fomento de los biocarburantes en España

Con objeto de fomentar el uso de los biocarburantes, en España se han venido adoptando una serie de medidas fiscales entre las que destaca la aplicación de un tipo impositivo cero en concepto de impuesto especial de hidrocarburos. Esta medida, confirmada por la Ley 22/2005, de 18 de noviembre, por la que se incorporan al ordenamiento jurídico español diversas directivas comunitarias en materia de fiscalidad de productos energéticos, se aplicará hasta el 31 de diciembre de 2012 siempre y cuando la evolución comparativa de los costes de producción de los productos petrolíferos y de los biocarburantes no aconseje la sustitución del tipo cero por un tipo de gravamen de importe positivo.

En cuanto a iniciativas recientes en el ámbito nacional en relación con el fomento de biocarburantes, cabe reseñar que la Ley 12/2007, de 2 de julio⁶, modifica la

disposición adicional decimosexta de la Ley 34/1998, matizando y ampliando la relación de productos que hasta la fecha tenían esta última consideración, así como su uso e introduciendo objetivos anuales de comercialización de biocarburantes y otros combustibles renovables para el período 2008-2010. Estos objetivos se fijan en el 1,9% (con carácter indicativo) en 2008 y el 3,4% y el 5,83% (ambos con carácter obligatorio) en 2009 y 2010, respectivamente.

En 2008 el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio dicta la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, en uso de la habilitación conferida a dicho Ministerio por la Ley 12/2007, de 2 de julio. En ella se establece la obligación de acreditación de una cantidad mínima anual de ventas o consumos de biocarburantes. Designa a la CNE como entidad responsable de la expedición de certificados de biocarburantes, de la gestión del mecanismo de certificación y de la supervisión y control de la obligación de comercialización de biocarburantes, y le autoriza a dictar las Circulares necesarias en cumplimiento de sus funciones como tal Entidad de Certificación.

A raíz de la publicación de la citada Orden Ministerial, la CNE ha trabajado en la elaboración de planes de actuación que le permitieran llevar a cabo las nuevas funciones encomendadas, comenzando dichas actuaciones con la elaboración de una propuesta de Circular en la que se establecieron los procedimientos, normas y reglas para la solicitud de la constitución de cuentas de certificación, para la solicitud de expedición de certificados de biocarburantes y para las transferencias y tras-

⁶ Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/

CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

pasos de certificados y se definieron los procedimientos de gestión del Sistema de Anotaciones en Cuenta.

Para la elaboración de esta Circular la CNE mantuvo diversas reuniones, con todos los agentes del sector que culminaron en la elaboración de un Proyecto de Circular que fue remitido el 18 de diciembre de 2008 a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos para que realizaran las oportunas observaciones.

Ya en 2009, el Consejo de Administración de la CNE aprobó la Circular 2/2009, de 26 de febrero, por la que se regula la puesta en marcha y gestión del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte. Dicha Circular fue finalmente publicada en el BOE el 24 de marzo de 2009.

En aplicación de esta Circular, los sujetos obligados a la venta o consumo de biocarburantes deben solicitar la apertura de una Cuenta de Certificación y los titulares de instalaciones de producción de biocarburantes que no sean sujetos obligados y los titulares de instalaciones de almacenamiento deben solicitar el alta en el Sistema de Certificación.

En ejecución de lo previsto en la Circular 2/2009, mediante Resolución de fecha 26 de marzo de 2009, se aprobaron las instrucciones y formularios de diversas solicitudes del sistema de certificación de biocarburantes para la apertura de una Cuenta de Certificación o el alta en el Sistema de Certificación. De esta forma, los sujetos que tenían la condición de sujetos obligados, los titulares de instalaciones de producción de biocarburantes que no fueran sujetos obligados y los titulares de instalaciones de almacenamiento que habían adquirido dicha condición antes de la entrada en vigor de la Circular 2/2009 solicitaron la apertura de Cuenta o el alta en el Sistema de Certificación, respectivamente.

El 24 de abril de 2009 finalizó el plazo para la presentación de las correspondientes solicitudes, habiéndose recibido 63 solicitudes de constitución de cuentas de certificación y 32 de alta en el sistema, que dieron lugar a las correspondientes Resoluciones de aceptación, denegación o requerimiento de subsanación de las respectivas solicitudes.

Igualmente, en ejecución de la Circular 2/2009, la CNE ha aprobado con fecha 17 de septiembre de 2009, las Instrucciones del Sistema de Certificación de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, en las que se establecen guías para la cumplimentación y remisión de la información y documentación que deben enviar los distintos sujetos del Sistema de Certificación de forma mensual y anual.

El 1 de octubre de 2009 se puso en marcha la aplicación informática diseñada para la gestión del sistema de certificación de biocarburantes (SICBIOS), accesible a través de la página Web de la CNE. A través de dicha aplicación los sujetos obligados a vender o consumir biocarburantes y los sujetos obligados a aportar información de verificación, deben formalizar sus solicitudes de expedición de certificados y remitir la información y documentación acreditativa o de verificación correspondiente.

El 22 de diciembre de 2009, se realizaron las primeras anotaciones provisionales a cuenta de certificados de cada uno de los sujetos obligados correspondientes al mes de enero de 2009.

Por último, ya en el año 2010, CNE ha aprobado, tras la correspondiente verificación de las solicitudes formalizadas por los sujetos obligados, la expedición de los Certificados definitivos correspondientes al ejercicio 2009. Se ha efectuado el apunte definitivo en las Cuentas de Certificación de los sujetos obligados de un total

de 920.537 Certificados de Biocarburantes en Diésel y 151.792 Certificados de Biocarburantes en Gasolina, los cuales han permitido alcanzar porcentajes de venta, medidos en contenido energético, del 2,49% de biocarburantes en gasolinas, del 3,67% de biocarburantes en gasóleos y del 3,41% sobre el total de carburantes de automoción.

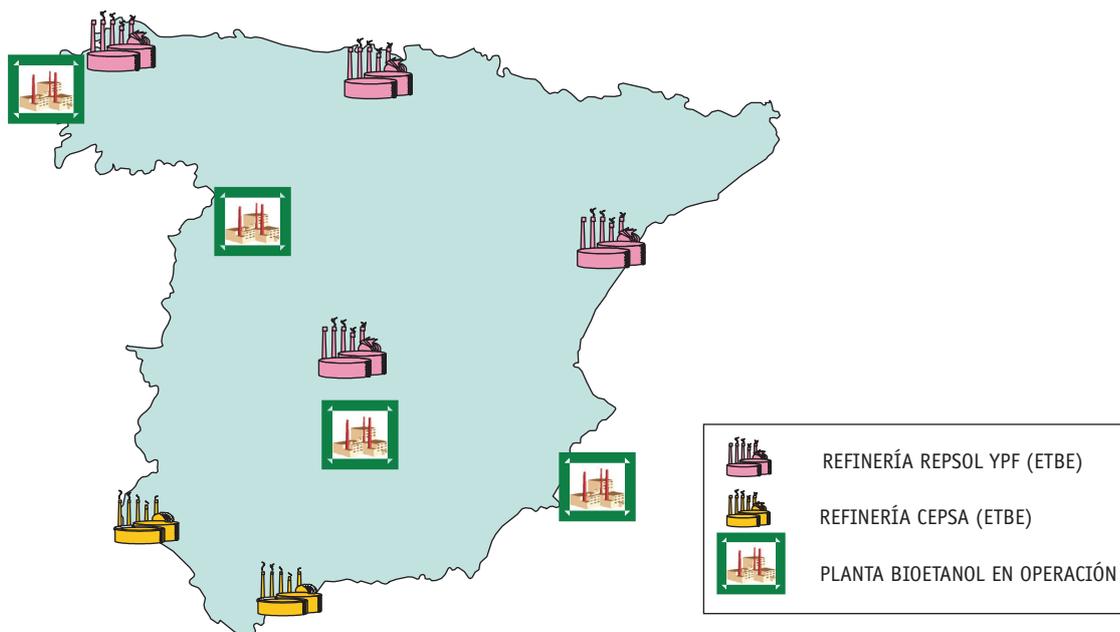
3.3.1. Producción, logística y distribución de biocarburantes

Actualmente existen en España cuatro plantas de bioetanol en operación. Una de ellas está situada en Cartagena, tiene una capacidad de producción de 102.700 toneladas/año y su producción se destinó en 2009 a la obtención de ETBE en las refinerías españolas, a la

mezcla directa con gasolina y a la exportación. Por otra parte, la capacidad de producción de la planta situada en la Coruña asciende a 154.840 toneladas/año. En 2009 la producción de esta planta se destinó a la obtención de ETBE en las refinerías españolas y a la exportación. Además existen dos plantas de producción de bioetanol, una situada en Salamanca y otra en Alcázar de San Juan (Ciudad Real), ambas destinadas a la mezcla directa con gasolina. Asimismo, la planta de Salamanca destina parte de su producción a la exportación, y la segunda a la obtención de ETBE con una capacidad de 158.000 y 33.970 toneladas/año, respectivamente.

Por otro lado, en España se fabrica ETBE en seis refinerías, con una capacidad total de producción de 729.400 toneladas/año (Tm/año).

Gráfico 3.1.1. Instalaciones de producción de bioetanol y ETBE (refinerías) en España



Fuente: CNE.

En cuanto al biodiésel, durante el año 2009 existían 41 plantas de producción en operación, con una capacidad de producción de aproximadamente tres millones setecientas mil toneladas (3.707.490 Tm/año).

De manera individual, los productores han realizado inversiones para aumentar su capacidad y mejorar sus instalaciones y procesos. En el año 2009, las principales han sido realizadas por que ha puesto en marcha su planta de BIODIESEL BILBAO con una capacidad de 198.000 Tm, ascendiendo la inversión a 25 millones de euros. Por su parte, ABENGOA ha realizado la adaptación de toda la instalación de almacenamiento así como de todas las líneas que comunican con el proceso para la utilización del producto aceite vegetal crudo de palma en su planta de Huelva. BIODIESEL ARAGÓN invirtió en un nuevo sistema de dosificación del aditivo hidróxido de potasio y de despresurización de los circuitos de bombas y la adecuación de una planta auxiliar para transformación en una planta de refino de aceites. BIODIESEL CASTILLA LA MANCHA invirtió en un proyecto para la mejora del proceso productivo. BIONOR BERANTEVILLA realizó la ampliación de la unidad de destilación de biodiesel bruto. BIONORTE, aumentó la capacidad de producción de biodiesel de 4.000 a 8.000 Tm anuales, al mismo tiempo que se optimizaba el proceso de fabricación con equipos más eficaces y tecnológicamente más avanzados y aumentó asimismo la capacidad de almacenamiento. BIO-OILS

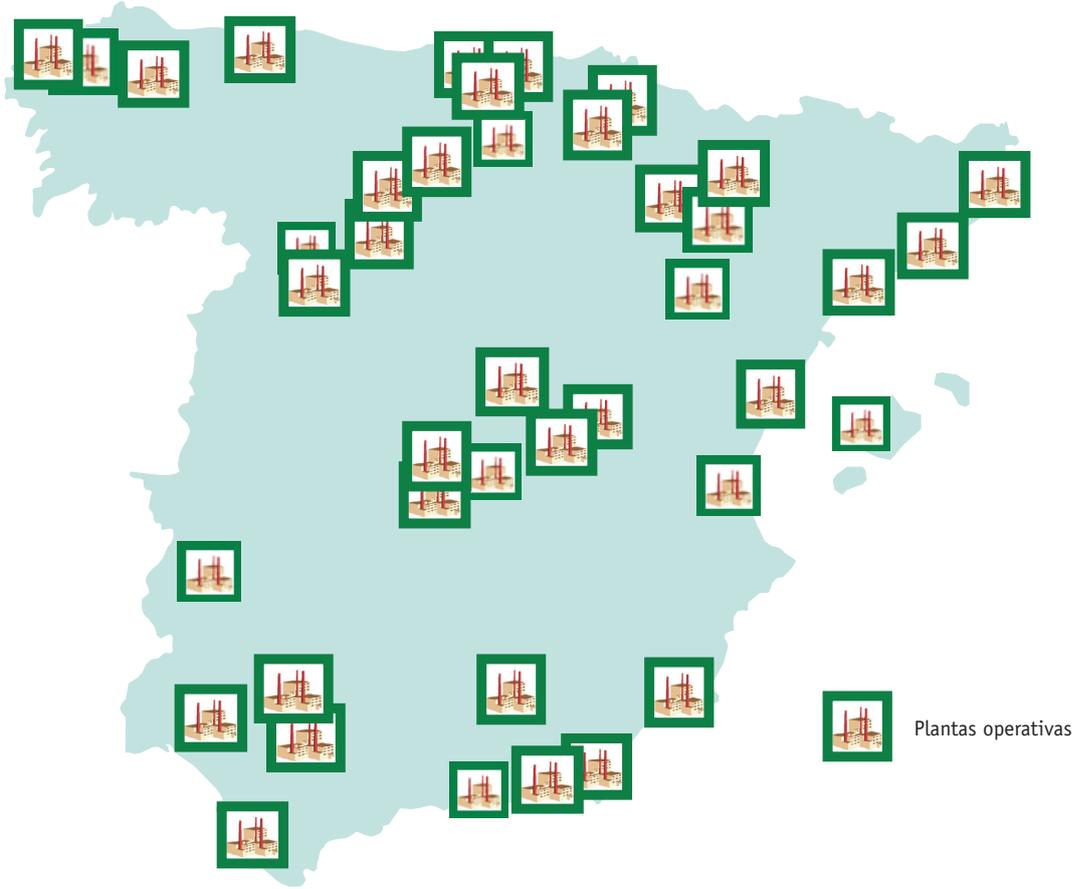
HUELVA finalizó la construcción de su planta, la cual dispondrá de una capacidad de producción de 246.400 Tm. ENTABÁN BIOCOMBUSTIBLES DE GALICIA mejoró las tuberías de canalización de fugas y pluviales. INFINITA RENOVABLES ejecutó el último 10% de la inversión total de las plantas de Ferrol y Castellón con una inversión de 21 millones de euros y TRANSPORTES CEFERINO MARTÍNEZ invirtió en la mejora de la capacidad centrífuga para la limpieza del biodiesel.

En 2009 la producción acumulada de éster metílico de las plantas a finales del año se situó en torno a 800 miles de Tm (798.355 Tm), aproximadamente, unas 5 veces superior a la producción del año anterior. Por otra parte, la producción acumulada de Bioetanol para el 2009 se situó en torno a los 365 miles de Tm (365.710 Tm).

En 2009 diversos operadores al por mayor de productos petrolíferos distribuían éster metílico en distintos porcentajes de mezcla con gasóleo de automoción (biodiésel). Las ventas de éster metílico durante ese ejercicio alcanzaron alrededor de 1.029.271 toneladas.

En cuanto al comercio exterior, las compañías españolas han totalizado en 2009 unas exportaciones de 102.794 Tm de biodiésel, mientras que las importaciones ascendieron a 333.805 Tm.

Gráfico 3.1.2. Instalaciones de producción de biodiésel en España



Fuente: CNE.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alcalá, 47 - 28014 Madrid
www.cne.es