

LA ENERGÍA

EN ESPAÑA

2007



**GOBIERNO
DE ESPAÑA**

**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO**

**SECRETARÍA GENERAL
DE ENERGÍA**

Catálogo general de publicaciones oficiales
<http://www.060.es>



**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO
SUBSECRETARÍA**

SECRETARÍA GENERAL TÉCNICA
DIVISIÓN DE INFORMACIÓN,
DOCUMENTACIÓN Y PUBLICACIONES
CENTRO DE PUBLICACIONES

Paseo de la Castellana, 160. 28071 Madrid
Tels.: 91 349 51 29 / 4968 / 4000
Fax: 91 349 44 85
www.mityc.es

D. L.: M-34230-2008

NIPO: 701-08-038-3

I.S.B.N.: 978-84-96275-64-5

Diseño de cubierta: A. L. G.

Composición y maquetación: L. G. C.

Papel:

Exterior: Estucado mate (50.70/250)

Interior: Offset (70.100/90)

(Certificados EFC y FSC)

Impresión:

ECPMITYC: 500/0708

EUAEVF: 14,00 € + IVA

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	7
ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN GENERAL DEL ESTADO EN MATERIA DE ENERGÍA Y MINAS ..	11
1. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES	13
1.1. POLÍTICA ENERGÉTICA	13
1.2. DEMANDA, PRODUCCIÓN Y COMERCIO ENERGÉTICO	16
1.3. PRECIOS ENERGÉTICOS	23
2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA	27
2.1. DEMANDA DE ENERGÍA FINAL	27
2.2. DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA	28
2.3. PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA Y GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO	29
3. SECTOR ELÉCTRICO	37
3.1. DEMANDA ELÉCTRICA	37
3.2. OFERTA ELÉCTRICA	39
3.2.1. EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	39
3.2.2. EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA PENINSULAR	41
3.2.3. EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA EXTRAPENINSULAR	45
3.3. ESTRUCTURA DE TARIFAS	46
3.4. REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR	52
3.5. EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE LA ELECTRICIDAD	55
3.6. EVOLUCIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL SECTOR ELÉCTRICO	57
4. SECTOR NUCLEAR	63
4.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR	63
4.2. PRIMERA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR	63
4.3. SEGUNDA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR	63
4.4. INDUSTRIA DE FABRICACIÓN DE EQUIPOS	64
4.5. EVOLUCIÓN DEL EQUIPAMIENTO ENERGÉTICO Y DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURAS	64
4.5.1. PARQUE NUCLEAR	64
4.5.2. MODIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN DE ALMACENAMIENTO DE RESIDUOS RADIACTIVOS SÓLIDOS DE SIERRA ALBARRANA (C.A. EL CABRIL), PARA LA INSTALACIÓN COMPLEMENTARIA PARA ALMACENAMIENTO DE RESIDUOS RADIACTIVOS DE MUY BAJA ACTIVIDAD ...	65
4.5.3. DESMANTELAMIENTO DE INSTALACIONES	66
4.6. I+D	66
4.7. NORMATIVA APROBADA Y EN ELABORACIÓN	66
4.7.1. NORMATIVA NACIONAL APROBADA	66
4.7.2. NORMATIVA NACIONAL EN ELABORACIÓN	67
4.7.3. NORMATIVA COMUNITARIA APROBADA	70
4.7.4. NORMATIVA COMUNITARIA EN ELABORACIÓN	70

4.8.	APLICACIÓN DE SALVAGUARDIAS INTEGRADAS A LAS INSTALACIONES NUCLEARES ESPAÑOLAS	71
4.9.	ACTIVIDAD DE ORGANISMOS INTERNACIONALES	72
4.9.1.	COMUNIDAD EUROPEA DE ENERGÍA ATÓMICA (EURATOM-UE)	72
4.9.2.	AGENCIA DE ENERGÍA NUCLEAR (NEA-OCDE)	74
4.9.3.	ORGANISMO INTERNACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (OIEA-NACIONES UNIDAS)	75
4.9.4.	GRUPO DE SUMINISTRADORES NUCLEARES (GSN)	76
4.9.5.	FONDOS NUCLEARES GESTIONADOS POR EL BERD	76
5.	SECTOR CARBÓN	79
5.1.	SITUACIÓN ACTUAL	79
5.1.1.	PANORÁMICA GENERAL DEL SECTOR	79
5.1.2.	DEMANDA INTERIOR	79
5.1.3.	CARACTERÍSTICAS DE LA OFERTA Y DEL PROCESO PRODUCTIVO	80
5.1.4.	COMERCIO EXTERIOR	81
5.2.	ESTRUCTURA DEL SECTOR	82
5.3.	LA POLÍTICA CARBONERA EN 2007	83
6.	SECTOR GAS	87
6.1.	DEMANDA	87
6.2.	OFERTA	89
6.3.	PRECIOS	91
6.4.	NORMATIVA	106
7.	SECTOR PETRÓLEO	111
7.1.	DEMANDA	111
7.2.	OFERTA	112
7.3.	PRECIOS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS	114
7.4.	REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR	118
8.	EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES	121
8.1.	EFICIENCIA ENERGÉTICA	121
8.2.	COGENERACIÓN	132
8.3.	ENERGÍAS RENOVABLES	138
8.4.	DESARROLLO NORMATIVO	147
9.	ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE	155
9.1.	ÁMBITO INTERNACIONAL	155
9.2.	UNIÓN EUROPEA	157
9.3.	ÁMBITO NACIONAL	160
10.	INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO	181
10.1.	PLAN NACIONAL DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA, DESARROLLO E INNOVACIÓN TECNOLÓGICA (I+D+i) 2004-2007	181
10.2.	RESULTADOS DEL PROGRAMA NACIONAL DE ENERGÍA EN 2007	188
10.3.	CENTRO DE INVESTIGACIONES ENERGÉTICAS MEDIOAMBIENTALES Y TECNOLÓGICAS (CIEMAT)	190
11.	REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	201
11.1.	REDES ELÉCTRICAS. REALIZACIONES EN 2007	201
11.2.	REDES GASISTAS. REALIZACIONES EN 2007	206
11.3.	ALMACENAMIENTO DE RESERVAS ESTRATÉGICAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS	208
11.4.	PLANIFICACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA	209
	ANEXO ESTADÍSTICO	213
	METODOLOGÍA	227
	ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS	229

INTRODUCCIÓN

Este informe recoge la evolución del mercado energético en España durante 2007, con análisis detallado de los Balances Energéticos y precios, así como de las nuevas disposiciones legales de ordenación del sector.

El consumo de energía primaria en 2007 aumentó un 1,8% respecto al del año anterior, tasa muy inferior al aumento de demanda de los sectores consumidores finales, debido a la mayor producción eléctrica con energías renovables, especialmente hidroeléctrica y eólica, y con gas en nuevos ciclos combinados, lo que ha permitido aumentar el rendimiento medio de la transformación. Esta evolución ha venido acompañada del fuerte aumento de los precios de las energías primarias en los mercados internacionales.

La demanda de energía final aumentó un 3,3% en 2007, tasa superior a la de los dos años anteriores, pero inferior a las registradas en los años precedentes. Por sectores consumidores finales, se ha registrado un mayor aumento de la demanda energética de la industria, con crecimiento moderado en el transporte y aumento estable en el doméstico y terciario, potenciado por las condiciones climáticas más severas en los últimos meses del año.

Como consecuencia de lo indicado, en 2007 ha mejorado significativamente la eficiencia energética, ha bajado un 0,7% la intensidad final y un 2,1% la intensidad primaria sobre el PIB. Esta tendencia de mejora se viene registrando desde el año 2005, con una mejora del 6,8% en intensidad final y del 7,4% en primaria en el período 2005-2007. Esta evolución se aproxima a las de los países desarrollados y ha sido derivada de las políticas energéticas de apoyo a la eficiencia energética, al desarrollo de las energías renovables y a la generación con gas en ciclo combinado, de alto rendimiento relativo.

En este año, en los sectores eléctrico, gasista y del petróleo, ha continuado el desarrollo de las nuevas

redes de transporte en el caso de los dos primeros sectores y de almacenamientos en el caso de los dos últimos, asociados al aumento previsto de demanda y de la capacidad de generación fundamentalmente asociada a nuevos parques eólicos y las nuevas centrales de ciclo combinado de gas. La planificación vigente durante el año 2007 se recoge en la Revisión 2005-2011 de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011, que fue aprobada por Acuerdo del Consejo de Ministros de 31 de marzo de 2006.

A lo largo del año 2007 se han llevado a cabo los trabajos de elaboración de la planificación 2008-2016, cuyo proceso comenzó en agosto de 2006 y que ha sido aprobada en junio de 2008. Esta nueva planificación contempla un significativo programa de construcción de nuevas instalaciones de las redes de transporte eléctrica y gasista, con el objetivo de garantizar a los consumidores un suministro eficiente y de calidad.

En julio de 2007 se aprobaron la Ley 12/2007, que modifica la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos y la Ley 17/2007, que modifica la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico con el fin de transponer las Directivas comunitarias de creación del mercado interior de electricidad y gas 2003/54/CE y 2003/55/CE, aunque los objetivos y principales aspectos de la normativa europea se encontraban ya incorporados en la legislación española. El nuevo texto asegura la independencia legal y de la gestión de las redes y, en consecuencia, la total transparencia y objetividad en el acceso de terceros a las infraestructuras del sistema energético.

Por otra parte, la actividad de suministro a tarifa dejará de formar parte de la actividad de distribución y el suministro pasará a ser ejercido en su totalidad por comercializadores en libre competencia. Como consecuencia, se crean las tarifas de último recurso, que son aquellas cuyos precios máximos están es-

tablecidos por la Administración para determinados consumidores que cumplan una serie de requisitos. Se crea también la Oficina de Cambios de Suministrador, cuya función será facilitar y supervisar los cambios de los consumidores de un suministrador a otro, para evitar todos los posibles obstáculos a la competencia.

Por lo que respecta al sector de hidrocarburos líquidos, y en relación con los biocarburantes, se establecen en la nueva ley indicada, los objetivos anuales de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, que expresan contenidos energéticos mínimos en relación al de gasolinas y gasóleos comercializados con fines de transporte.

En materia de eficiencia energética, en 2007 continuó la aplicación del Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 (E4), con el objetivo de conseguir ahorros energéticos equivalentes al 8,5% del consumo y al 20% de las importaciones de petróleo del año base del mismo. Se han establecido convenios con las CC.AA. sobre los fondos a aplicar y criterios de reparto, basados en criterios técnicos objetivos aplicables a cada Comunidad y a cada uno de los sectores, tales como el Valor Añadido Bruto Industrial, el número de edificios, el de vehículos y la población, según el sector consumidor de que se trate.

El segundo Plan de Acción fue aprobado por Consejo de Ministros el 20 de julio de 2007, abarca el último quinquenio del periodo de dicha estrategia (2008-2012) y coincide con el ámbito temporal de cumplimiento del Protocolo de Kioto, esperando que contribuya al logro de los objetivos del mismo. La nueva planificación incide en las medidas de eficiencia y ahorro energético en los denominados sectores difusos (transporte, residencial, servicios y agricultura). El Plan de Acción 2008-2012 tiene por objetivo la consecución de un volumen de ahorros de energía primaria de 87,9 Mtep y una reducción de emisiones de 238 Mt CO₂, a lo largo de todo el periodo de vigencia del Plan.

El Gobierno aprobó en junio de 2007 la nueva regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial, modificando su régimen económico y jurídico y garantizando a los titulares de instalaciones una retribución adecuada, especialmente en aquellas tecnologías que aún precisan un impulso por su limitado desarrollo, para así alcanzar los objetivos de política energética en este área. Con respecto a la cogeneración, se retribuye la mejora de eficiencia con respecto al mínimo exigido en el Régimen Especial, a fin de fomentar el ahorro de energía primaria. Se sigue incentivando la participación en el mercado, introduciendo como novedad para las energías renovables el establecimiento de

unos límites inferior y superior a través de una prima variable, con independencia de las fluctuaciones de los precios del mercado.

Adicionalmente a lo anterior, también se aprobó la nueva regulación sobre fomento de la cogeneración. Este nuevo marco debe lograr que se cumplan los objetivos de alcanzar 8.400 MW de potencia instalada de cogeneración en 2012, marcados por el Plan de Acción 2008-2012.

Relacionado con el fomento de la eficiencia y formando parte de la transposición a la legislación española de la Directiva de eficiencia energética en edificios 2002/91/CE, se aprobó en el año 2007 el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), medida también contemplada en el Plan de Acción 2005-2007 cuyo objeto es establecer las exigencias de eficiencia energética y de seguridad que deben cumplir las instalaciones térmicas en los edificios y también contribuirá a los objetivos del Plan de Energías Renovables fomentando el uso de la energía solar térmica. También en este aspecto, y como parte de la transposición de la citada Directiva, se aprobó el procedimiento para la certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción que establece la obligatoriedad de poner a disposición de los usuarios de los edificios un certificado de eficiencia energética. Además, se aprobó el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética en los Edificios de la AGE (PAEE-AGE), para que tanto los edificios de la AGE como sus organismos y sociedades dependientes, ya existentes o de nueva construcción, incorporen medidas de gestión y tecnológicas para ahorrar energía y se establece un objetivo de ahorro energético del 9% en el 2012 y del 20% en el 2016 con respecto al consumo en su año base.

A lo largo del año 2007 se han venido desarrollando las medidas contempladas en el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, que mantiene el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía en 2010, así como de incorporar los otros dos objetivos indicativos, el 29,4% de generación eléctrica con renovables y 5,75% de biocarburantes en transporte para ese año. En 2007 y con una generación hidroeléctrica significativamente inferior a la prevista en el PER, las energías renovables han cubierto el 7% del consumo primario total, con crecimientos muy superiores a las demás fuentes energéticas.

También ha habido en 2007 una importante actividad en los temas energéticos relacionados con el medio ambiente. El Gobierno aprobó en noviembre la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia 2007-2012-2020, entre cuyas líneas de acción figura en lugar destacado la eficiencia energética y el impulso a las energías renovables, con la elaboración de un nuevo Plan de Energías Renovables 2011-2020

que coloque a España en una posición de liderazgo para contribuir a alcanzar el objetivo de que el 20% del "mix" energético de la Unión Europea proceda de energías renovables en 2020. También se aprobó la Estrategia Española de Calidad del Aire, que está planteada mediante una acción integral, considerando que el logro de los objetivos sólo puede alcanzarse por un efecto acumulativo de las medidas adoptadas.

En relación con las estrategias anteriores, se han aprobado distintos instrumentos relativos al sector energético. Así, se aprobó el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero para el período 2008-2012 (PNA2), que supone una reducción de derechos del 19,3% respecto a la asignación anual promedio contemplada en el anterior Plan 2005-2007. Durante el año 2007 se

aprobaron también el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión (PNRE-GIC) y el II Programa Nacional de Reducción de Emisiones relativo a los techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos.

Ha continuado el desarrollo de las actividades de I+D+i en el sector energético, dentro del Programa de Fomento de la Investigación Técnica (PROFIT), que es el instrumento mediante el cual el Gobierno venía articulando un conjunto de convocatorias de ayudas públicas, destinadas a estimular a las empresas y a otras entidades a llevar a cabo actividades de investigación y desarrollo tecnológico; según los objetivos establecidos en el Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica (I+D+I) 2004-2007.

ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN GENERAL DEL ESTADO EN MATERIA DE ENERGÍA Y MINAS

Competencias:

Las competencias sobre energía de la Administración General del Estado se incluyen en las del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio por Real Decreto 432/2008 de 14 de abril de 2008, y cuya estructura orgánica básica se estableció por Real Decreto 438/2008 de 16 de abril de 2008 y Real Decreto 1182/2008 de 11 de julio de 2008.

Dentro de éste, en la **Secretaría General de Energía**, a la que corresponde, entre otras, las siguientes competencias en materia energética:

- La elaboración de las normas en materia energética y minera de acuerdo con la legislación vigente.
- La elaboración de las propuestas sobre regulación de la estructura de tarifas, precios de productos energéticos y peajes de acuerdo con la legislación vigente.
- La formulación de propuestas para la conservación y ahorro de energía, fomento de energías renovables y planificación en materia energética.
- La elaboración y, en su caso, aplicación de las medidas dirigidas a asegurar el abastecimiento energético.

De la Secretaría General de Energía depende la *Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento* y la *Subdirección General de Relaciones Energéticas Internacionales*.

De la Secretaría General de Energía depende la *Dirección General de Política Energética y Minas*, cuya estructura es:

- *Subdirección General de Energía Eléctrica*.
- *Subdirección General de Energía Nuclear*.

- *Subdirección General de Hidrocarburos*.
- *Subdirección General de Minas*.

Organismos adscritos al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio:

A través de la la Secretaría General de Energía,

- ***Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras***.
- ***Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)***. Sus funciones son el fomento de la eficiencia energética y de las energías renovables.
- ***ENRESA***, entidad pública empresarial de gestión de residuos radiactivos.

Corresponde a la Secretaría General de Energía la tutela sobre ***La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES)***, órgano de gestión y mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de petróleo y productos petrolíferos.

La Comisión Nacional de Energía queda adscrita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a través de la Secretaría General de Energía.

Dentro de la Administración, otros Ministerios se relacionan con los temas energéticos:

- ***El Ministerio de Ciencia e Innovación***: A él está adscrito:
 - ***Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT)***: Sus funciones son la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías energéticas, junto

con la participación en programas internacionales de este ámbito.

- **El Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino:** Regula la incidencia sobre el medio ambiente de todas las actividades, incluyendo las energéticas.

Finalmente, el **Consejo de Seguridad Nuclear (CSN)**, dependiente del Parlamento e independiente de la Administración, se relaciona con el Gobierno a través del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y es el organismo competente en materia de seguridad nuclear y protección radiológica.

1. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES

En este capítulo se destacan los principales aspectos de la evolución de los mercados energéticos internacionales en los últimos años, especialmente en la Unión Europea, de acuerdo con los datos publicados por la Comisión Europea, Agencia Internacional de la Energía y otros Organismos y empresas internacionales.

1.1. POLÍTICA ENERGÉTICA

Las políticas energéticas de los países desarrollados mantienen los objetivos básicos de seguridad en el abastecimiento energético, contribución de la energía al aumento de la competitividad de la economía y la integración de los objetivos medioambientales. El marco en el que se desarrollan estas políticas es el mercado energético internacional caracterizado en los últimos años por un crecimiento sostenido de la demanda que se ha correspondido con oferta de energía suficiente, aunque, a pesar de ello, se ha registrado un aumento generalizado de precios.

Las medidas tendentes a la consecución de estos objetivos y hacerlos compatibles, requiere establecer un equilibrio entre posibles efectos contrarios. Así, el impacto sobre el medio puede reducirse con medidas que tiendan a incrementar los precios energéticos para lograr ganancias de eficiencia, pero también se pretende que la competencia entre empresas logre precios energéticos más bajos. La mayor producción y desarrollo de energías limpias mediante el apoyo a su rentabilidad económica por sistema de primas, hace gravar los precios energéticos, lo que repercute en la competitividad de la economía. Por otra parte, las tecnologías de uso final o de transformación de la energía más eficientes suelen ser también de menor impacto ambiental y las más competitivas.

Como instrumentos de política energética para lograr estos objetivos, se tiende a la diversificación de fuentes energéticas y sus procedencias, la mejora de eficiencia en el uso de la energía y su conservación, la investigación y desarrollo de nuevas energías y tecnologías y la cooperación entre países. En los últimos años, la eficiencia en los sectores de oferta

energética, electricidad y gas, se ha fomentado mediante la liberalización creciente de los mercados, que conduce a la competencia entre agentes. No obstante, ante los riesgos de desequilibrio durante la transición a la liberalización, existe una gran variedad de situaciones normativas en este aspecto entre países.

La regulación destinada a la protección del medio ambiente a nivel internacional, en particular, las relativas a las emisiones de gases de efecto invernadero, está teniendo una importancia creciente en las actividades energéticas, lo que está llevando a la realización de importantes inversiones, el desarrollo de tecnologías más limpias y diseño de nuevas estrategias en el sector.

El fomento de las energías renovables y la mejora de eficiencia, en particular mediante el impulso a la cogeneración, se ha concretado en legislación específica, que se detalla en otros capítulos de este Informe, y que contiene objetivos cuantitativos que los Estados miembro reflejarán en su legislación.

Escenarios contemplados por la política energética

En relación con las líneas de política energética indicadas, los países desarrollados y Organismos internacionales realizan estudios de prospectiva de los que se derivan Planes y Programas como instrumentos para lograr objetivos energéticos. Entre los objetivos energéticos, hay una coincidencia en los siguientes:

- Garantizar el suministro necesario para cubrir la demanda esperada.
- Reducir la dependencia exterior diversificando las fuentes de suministro.
- Lucha contra el cambio climático, como objetivo dominante dentro de los relativos a la protección del medio ambiente.

Las tendencias a futuro comunes que identifican los distintos estudios de prospectiva son:

- El consumo mundial de energía crecerá de forma sostenida, aunque con diferencias significativas entre regiones del mundo.
- Aumentará el consumo de todas las fuentes primarias, pero se mantendrán los combustibles fósiles como el recurso más importante, especialmente el petróleo por su incidencia en el sector del transporte.
- Aumentará la dependencia de las importaciones en el abastecimiento energético de los países desarrollados.
- La ganancia de eficiencia energética es un elemento imprescindible para lograr todos los demás objetivos de política energética.
- Las energías renovables son prioritarias para lograr la garantía de suministro y los objetivos medioambientales.
- Las tecnologías limpias para el uso de combustibles fósiles son imprescindibles para lograr los objetivos medioambientales.

En cambio, no existe un consenso general entre los distintos estudios sobre:

- La evolución de precios energéticos internacionales a largo plazo, aunque son más numerosos los estudios que estiman que los precios del petróleo bajarán en el corto plazo desde los niveles actuales, para registrar después un crecimiento continuo, pero llegando hasta 2030, en términos reales, a precios inferiores a los actuales. Sin embargo, otros estudios consideran que se mantendrá la actual escalada en los precios del petróleo, lo que afectará a su demanda y proporcionará mayor competitividad para las energías renovables y la nuclear.
- Preponderancia del libre mercado o intervención pública para lograr los objetivos de eficiencia y fomento de las energías renovables.
- Energía nuclear como elemento necesario para garantizar el suministro y lograr algunos objetivos medioambientales.

Una nueva Política Energética para Europa. Energía para un Mundo Cambiante.

La Comisión Europea ha definido en enero de 2007 una nueva revisión de la política energética, en base a la nueva realidad con que se encuentra Europa en cuanto a la energía, en relación particularmente con el cambio climático. Esta estrategia tiende a lograr que la UE se convierta en referente mundial para el desarrollo de una economía de baja intensidad en carbono, promoviendo el uso limpio y eficiente de la energía, reforzando a la vez el mercado interior y apoyando la investigación y desarrollo en este campo. Los principales puntos de la misma son los siguientes:

Necesidad de una nueva política energética

La energía es una parte vital de la actividad económica y social en Europa y es preciso asegurar su disponibilidad, pero los días de energía segura y barata han acabado y, además, es necesario afrontar las consecuencias del cambio climático, del aumento de la dependencia de las importaciones y de mayores precios de las energías. Para asegurar un suministro de energía sostenible, seguro y competitivo, es necesaria una nueva Política Energética europea, que debe ser ambiciosa, eficaz, duradera e implicar a todos.

Energía y cambio climático

Las emisiones derivadas de los usos y transformaciones de la energía son las de mayor incidencia en el cambio climático. En concreto en la UE, alcanzan aproximadamente el 80% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero. Sin embargo, las previsiones actuales indican que con las tendencias actuales, estas emisiones aumentarán alrededor del 5% hacia 2030, por lo que las políticas energéticas y de transportes actuales, no son sostenibles.

Seguridad de suministro

La Agencia Internacional de la Energía estima que la demanda mundial de petróleo crecerá más de un tercio sobre la actual hacia 2030, lo que probablemente implicará aumento y volatilidad de precios, junto con dificultades de abastecimiento en algunos momentos. Estas previsiones aconsejan reducir la dependencia del petróleo y del gas en el abastecimiento energético de la UE.

Si se mantienen las tendencias actuales de los mercados energéticos, la dependencia de las importaciones en la UE crecerá desde la mitad actual a casi dos tercios en 2030. El 93% del petróleo y el 84% del gas tendrían que importarse, sin que sea seguro que los orígenes de estas importaciones puedan diversificarse, especialmente en el caso del gas.

Incluso si se aumenta la eficiencia energética significativamente, existe también la necesidad de aumentar la capacidad de generación eléctrica y de transporte en la UE, dado que la demanda de electricidad sigue creciendo alrededor del 1,5% anual, y además, una parte significativa de la infraestructura existente y de las plantas de generación alcanzarán el final de su vida útil a medio plazo, por lo que la política energética debe orientar las nuevas inversiones. Se considera que durante los próximos 25 años, será necesario invertir alrededor de 900 mil millones de euros en nuevos grupos generadores de carbón y de gas, así como de renovables como la eólica.

Competitividad de la economía de la Unión Europea

La dependencia creciente de la Unión Europea de importaciones energéticas amenaza no sólo a su seguridad de suministro sino que también implica mayores precios. Si, por ejemplo, el precio del petróleo subiera a 100\$/barril en dinero de hoy hacia 2030, el precio que la UE-27 tendría que pagar por importación de energía subiría alrededor del 50% sobre los niveles actuales, lo que tendría una incidencia muy desfavorable sobre la competitividad y el empleo. Sin embargo, aumentando la inversión en eficiencia energética, en energías renovables y en nuevas tecnologías, se contribuiría a mantener la competitividad y el empleo, a la vez que mejoraría la balanza comercial, crearía nuevos empleos y mejoraría la economía en su conjunto.

Tal inversión también ayudaría a ampliar el conocimiento en este campo vía la investigación y desarrollo en nuevas tecnologías energéticas. La UE es ya el líder global en tecnologías renovables, por ejemplo, tiene el 60% de la cuota de mercado mundial en la energía eólica. De hecho, estas tecnologías representan un volumen de ventas anual de 20 mil millones de euros y emplean a 300.000 personas en Europa. Ahora la UE tiene el potencial para liderar este mercado de rápido crecimiento, con tecnologías de bajo carbono, combatiendo el calentamiento global e impulsando la investigación internacional.

Nueva política energética con nuevos objetivos

Para responder a estos desafíos, la Comisión Europea acaba de proponer una política energética común, hacia los objetivos centrales de combatir el cambio climático, limitar la dependencia de la Unión Europea de importaciones, promoción del empleo y del crecimiento en Europa, y proporcionando energía segura y económica a todos los consumidores. Esto supone la transformación de Europa en una economía energéticamente eficiente y de bajas emisiones de CO₂.

La Unión Europea propone que para prevenir que el cambio climático alcance niveles peligrosos, se firme un nuevo acuerdo global donde, hacia 2020, los países desarrollados incluyendo la UE en conjunto, recorten sus emisiones de gases de efecto invernadero un 30% por debajo de los niveles de 1990.

Como un primer paso concreto hacia esta reducción colectiva y hasta tanto se logre un acuerdo global, la UE ha asumido un compromiso firme de reducir sus propias emisiones en al menos el 20% durante el mismo período. Esto supondrá reforzar la posición de liderazgo de la UE en el mundo en este campo,

además de participar activamente en el diseño de otros acuerdos internacionales, por ejemplo sobre la eficiencia energética y promoviendo mercados energéticos internacionales más transparentes.

Liderando una nueva revolución industrial

Esta nueva Política de la Energía en Europa supone una nueva revolución industrial. La UE puede ser un líder global en el lanzamiento de este cambio fundamental: acelerar la tendencia hacia un tipo de crecimiento nuevo bajo en carbono y aumentar significativamente la cantidad de energía limpia producida y usada localmente. Al mismo tiempo, la UE debe hacer esto optimizando la relación coste-beneficio, para desarrollar todo su potencial competitivo. De hecho, la promoción de fuentes de energía alternativas y autóctonas, no sólo permite alcanzar los objetivos de emisiones, sino que también supone mejora de competitividad.

La Comisión Europea ha preparado un Plan de Acción para alcanzar objetivos energéticos claramente definidos que, juntos, cambiarán la Política Energética Común hacia una economía más sostenible y competitiva.

Haciendo mejor uso del nuevo mercado interior de la energía

El proceso que se viene desarrollando en la UE hacia mercados eléctricos y gasistas competitivos y abiertos, logrará precios energéticos justos y apoyará la eficiencia energética. Esto también generará más inversión en tecnologías energéticas limpias, sostenibles y de energías renovables.

Estas ventajas deben estar disponibles para todos los ciudadanos de la UE, por lo que en todos los países miembro debe existir el marco político y legal adecuado al mercado interior energético, como el derecho de los consumidores de escoger a su proveedor de electricidad y de gas.

Mejorando la eficiencia energética

Se estima que más del 20% del consumo energético actual podría ahorrarse. Deben tomarse nuevas medidas como son las exigencias de eficiencia mínima de los equipos de uso final de la energía, en particular en los edificios, transporte y transformación de energía.

Aumento del uso de energías renovables

Se puede hacer mucho más para promover fuentes de energía renovables, eólica, solar, fotovoltaica, biomasa y biocarburantes, geotérmica, etc, que aún tienen un desarrollo bajo en algunos países miembro de la UE.

La UE debería tender a triplicar la participación de las energías renovables en el consumo de energía primaria, desde el 7% actual al 20% en 2020. Este objetivo se facilitará si se mejora la intensidad energética y si las energías renovables están disponibles para el consumidor tanto en edificios como en transporte. Otro objetivo es aumentar la participación de biocarburantes en el consumo de transporte hasta, al menos, el 10% hacia 2020.

Desarrollo tecnológico

Se debe generalizar el empleo de tecnologías eficientes que ya existen como bombillas de bajo consumo, paneles solares para el agua caliente, coches híbridos y aislamiento en edificios. Pero es también necesario desarrollar las nuevas tecnologías que ayudarán a sustituir el petróleo y el gas cuando éstos se hagan demasiado escasos o demasiado caros.

Mientras tanto, incluso si la UE logra cambios significativos en su demanda y su estructura de abastecimiento energético, todavía será sumamente dependiente del petróleo, el gas y el carbón para el futuro previsible. Esto quiere decir también son necesarias las tecnologías de bajo carbono para combustibles fósiles: la captura y el almacenaje de CO₂ es una tecnología prometedora que merece ser probada en plantas de demostración hasta lograr su escala comercial.

Promoviendo la solidaridad energética de la UE

Deben desarrollarse mecanismos de colaboración entre los Estados miembro, en caso de crisis energética. Esto podría incluir la ayuda entre ellos a diversificarse cuando alguno sea sumamente dependiente de un único proveedor, o la mejora del sistema comunitario de gestión de las reservas de emergencia.

La decisión sobre usar o no la energía nuclear es de cada Estado miembro, pero la UE debe garantizar que, donde se emplee, las centrales nucleares respetan las normas más exigentes de seguridad y no proliferación. La Unión Europea seguirá asegurando que tales normas son respetadas internacionalmente.

Objetivos propuestos de Política de Energía de Unión Europea

Como resumen de la nueva Estrategia, se proponen los siguientes objetivos cuantitativos:

- Reducción del 30% de emisiones de gases de efecto invernadero en los países desarrollados hacia 2020. La UE asume el compromiso de recorte de sus propias emisiones en al menos el 20% y aumentaría esta reducción bajo un acuerdo global satisfactorio.

- Mejora del 20 % de la eficiencia energética hacia 2020.
- Aumento de la participación de las energías renovables al 20% hacia 2020.
- Aumento de la participación de los biocarburantes en el consumo de combustibles del transporte al 10% hacia 2020.

1.2. DEMANDA, PRODUCCIÓN Y COMERCIO ENERGÉTICO

Los mercados energéticos están en los últimos años en el centro de atención de Gobiernos y ciudadanos, fundamentalmente debido al crecimiento de los precios y a las implicaciones relativas al cambio climático.

Sin embargo, no se han registrado problemas de abastecimiento, la oferta ha sido suficiente para cubrir la creciente demanda mundial tanto de petróleo como de otras fuentes energéticas.

El carbón sigue siendo la energía primaria de mayor crecimiento de demanda en el mundo en los últimos años, lo que unido al aumento sostenido de la de otras energías fósiles, sigue haciendo aumentar las emisiones globales relativas al cambio climático, a pesar de las políticas orientadas a limitarlas. No obstante, se observa un generalizado crecimiento en el mundo del uso de energías renovables, facilitado por los altos precios citados.

Mundo

La demanda energética creció un 2,4% en 2006, último año del que se dispone de datos en el momento de elaboración de este Informe, ligeramente inferior al 3,2% de 2005, pero similar a la tendencia anual media en los diez años anteriores, pero con gran dispersión según áreas geográficas. Este aumento se debe al crecimiento económico global sostenido en los últimos años y destaca de forma significativa la continuidad del aumento del consumo en Asia-Pacífico, con aumento del 4,9% en 2006, mientras en Norteamérica descendió el 0,5%. En China aumentó el 8,4%, tras el 9,2% de 2005 y tasas aún superiores en los años previos, alcanzando ya en 2006 cerca del 16% del consumo energético total mundial.

Por regiones, en 2006 y en línea con el crecimiento económico, la demanda creció el 4,9% en la zona de Asia-Pacífico, el 4,1% en Centro-Sur de América y el 4% en Oriente Medio, mientras en Europa sólo creció ligeramente el 1,5% y bajó ligeramente en Norteamérica.

Estructuralmente, sigue aumentando el peso de Asia en el consumo mundial, que ha alcanzado el 33,5%

en 2005, desde el 15,8% en 1980. La OCDE sigue bajando su participación, con el 51,1%, así como Norteamérica con el 25,8% y la UE-27 el 16,4%. Dentro de los países de la OCDE, los de Europa son los que han registrado un menor crecimiento de la demanda energética en la última década y el mayor aumento se registró en los de Norteamérica y del Pacífico.

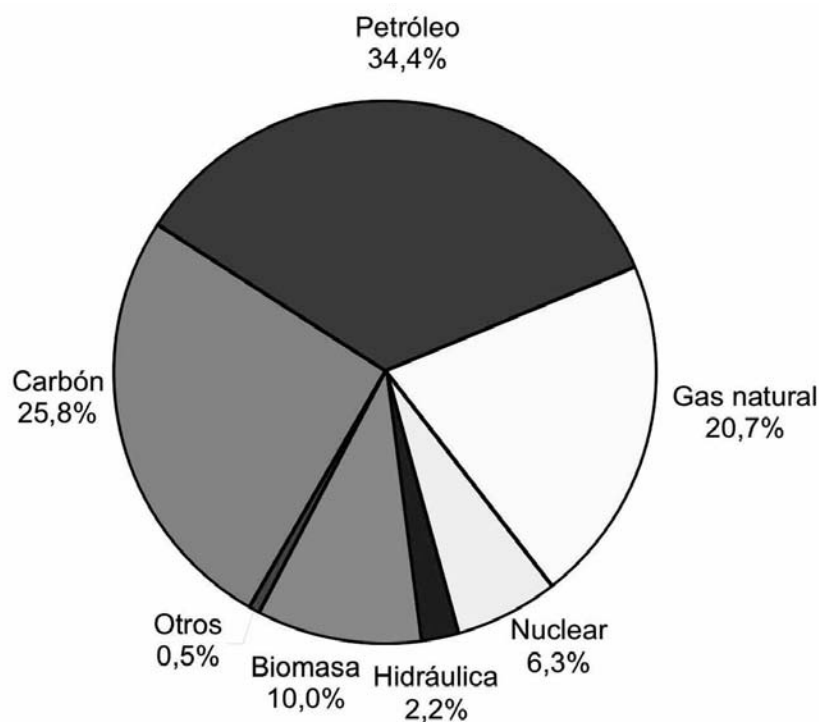
La energía primaria de mayor crecimiento en el consumo fue el carbón, un 4,5% en 2006, tras el 5,7% de 2005, el 6,3% en 2004 y el 7% tanto en 2002 como en 2003, frente a una tendencia media anual del 1% en los diez años anteriores. Esta evolución se deriva del aumento de la demanda en economías emergentes, especialmente de China, cuyo aumento del consumo de carbón en 2006, el 8,7%, supuso el 70% del aumento global de esta energía. El consumo en el resto del mundo creció un 3,5%, muy por encima de la media de los últimos 10 años, a pesar de que en Norteamérica descendió ligeramente.

El consumo de gas natural creció un 2,5% en 2006, por debajo del 3,4% de 2005, pero similar a la media de los últimos 10 años. Los altos precios y condiciones climáticas suaves, provocaron descensos del consumo en Europa, mientras en Norteamérica bajó el consumo total a pesar de aumentar en generación eléctrica. Estas evoluciones se compensaron con el fuerte crecimiento del consumo en Rusia que supuso el 40% del aumento de consumo global y en China, cuyo consumo creció más del 20%.

La generación eléctrica nuclear subió el 1,4% en 2006, similar a la media de los últimos 10 años, fundamentalmente en los países de la OCDE y debido a una mayor utilización y repotenciación de grupos existentes. La generación hidroeléctrica aumentó un 3,25 tras el 4% en 2005 y el 5% en 2004, también debido al aumento en economías emergentes.

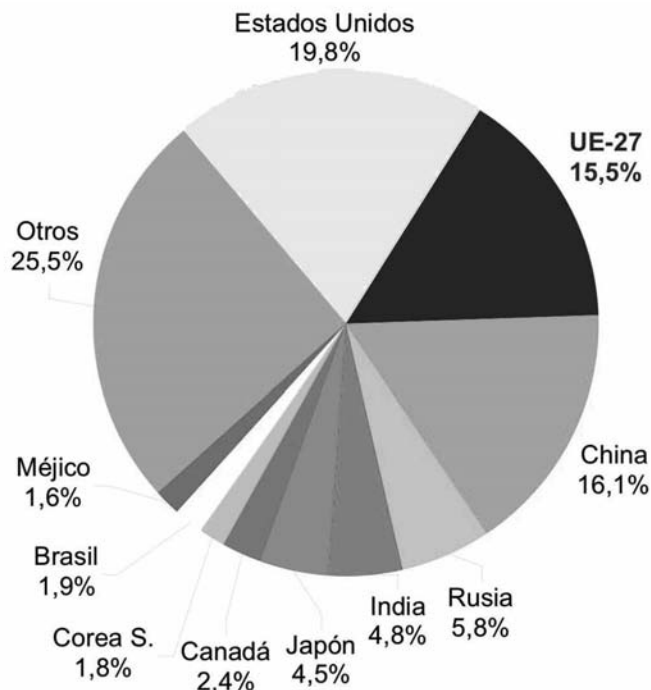
El consumo mundial de energía en 2006, por tipos y por países se indica en los gráficos 1.1 y 1.2.

GRÁFICO 1.1.– Consumo mundial de energía en 2006
11708 Mtep



Fuente: Comisión Europea. OCDE. BP

GRÁFICO 1.2.– Distribución del consumo mundial de energía en 2006
11708 Mtep



Fuente: Comisión Europea. OCDE. BP

El consumo de petróleo creció un 0,7% en 2006, la menor tasa desde 2001 y la mitad del aumento medio de los últimos 10 años. En la OCDE el consumo bajó significativamente en 2006 y se mantuvo prácticamente estable en 2005 tras el aumento del 1,3% en el año anterior, sin embargo, en economías emergentes sigue creciendo fuertemente, destacando China, donde el consumo creció un 6,7% en 2006, tras el 2,6% en 2005 y los fuertes aumentos de años anteriores, como el 15,8% en 2004.

La producción energética de los países de la OCDE viene aumentando un 1,2% anual desde 1990, especialmente en petróleo, gas y nuclear, mientras en los países no-OCDE crece en carbón, a tasas altas en los últimos años, y renovables a tasa mucho menor. En este efecto tuvo gran influencia en ese período la caída de la producción en los países del este de Europa y Rusia, aunque desde 2002 se ha registrado una importante recuperación de la producción y comercialización de petróleo y gas.

En 2006 la producción de petróleo en áreas fuera de la OPEP creció menos de la mitad que en la

media anual de los últimos 10 años. En la OCDE siguió bajando la producción por cuarto año consecutivo. La producción de petróleo de la OPEP, con oscilaciones, se mantiene por encima del 43% del total, habiendo crecido significativamente en los últimos años, mientras la producción en la OCDE desciende ligeramente hasta el 23% del total.

La producción de gas natural subió un 3% en 2006, ligeramente por encima de la media de los últimos 10 años, destacando el incremento en Rusia. En Estados Unidos creció un 2,3%, la mayor tasa desde 2001. En el Reino Unido sigue el descenso por sexto año consecutivo.

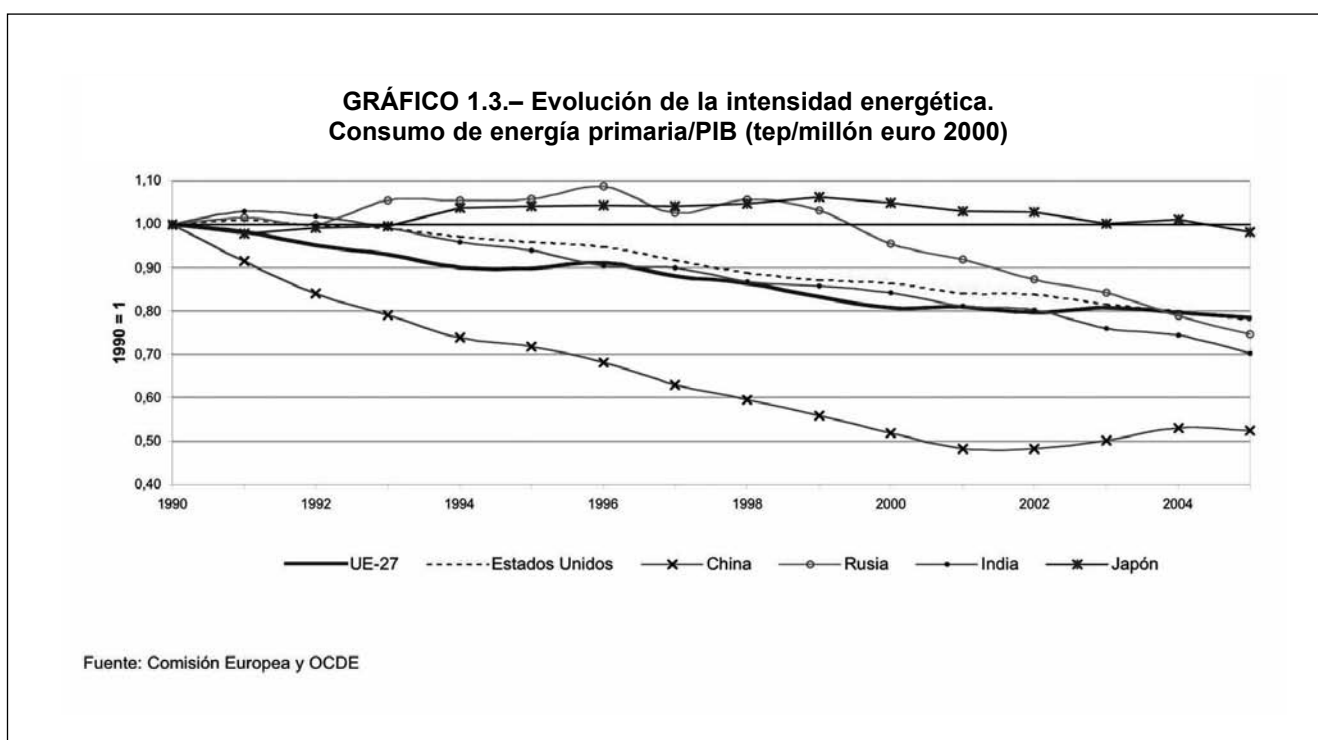
La OCDE absorbe alrededor del 80% de los intercambios internacionales netos de energía, aunque éstos suponen sólo alrededor del 20% del consumo total mundial. La Unión Europea es el principal importador neto de energía en el mundo, con un crecimiento medio del 2,5% desde 1985 y el 47% de todos los intercambios netos. Destacan en este aspecto los países no-OCDE del área de Asia, que han

pasado de niveles importadores casi inexistentes en 1980 a alcanzar tasas de crecimiento del 20% anual.

El comercio internacional de gas natural creció un 3,1% en 2006, la mitad de la media anual de la última década. Las exportaciones netas bajaron en Rusia, Canadá y Argentina. Los intercambios por gasoducto se estancaron, pero crecieron los de GNL un 11,8%, muy por encima de dicha media y especialmente en el área de Asia y en Europa, siendo Egipto, Nigeria, Qatar y Australia los que más incrementaron estas exportaciones.

La intensidad energética, medida por el ratio del consumo energético primario dividido por el PIB mejoró

en el mundo de forma continua entre 1990 y 2001, con un descenso de intensidad total del 13,7% en el período, aunque en esta mejora tuvieron influencia algunos períodos de crisis económica en algunas zonas y las favorables condiciones climáticas. Sin embargo el ratio creció ligeramente después, con un aumento de intensidad del 1,6% entre 2001 y 2004 y volvió a mejorar ligeramente en 2005. En la OCDE la eficiencia ha mejorado de forma continua cerca del 1% anual desde 1990, mientras que en países no-OCDE se registró una evolución hacia peor eficiencia en 2001-2004, de forma particularmente significativa en Asia, aunque ha mejorado en 2005. La evolución de este indicador en los principales países consumidores se indica en el gráfico 1.3.



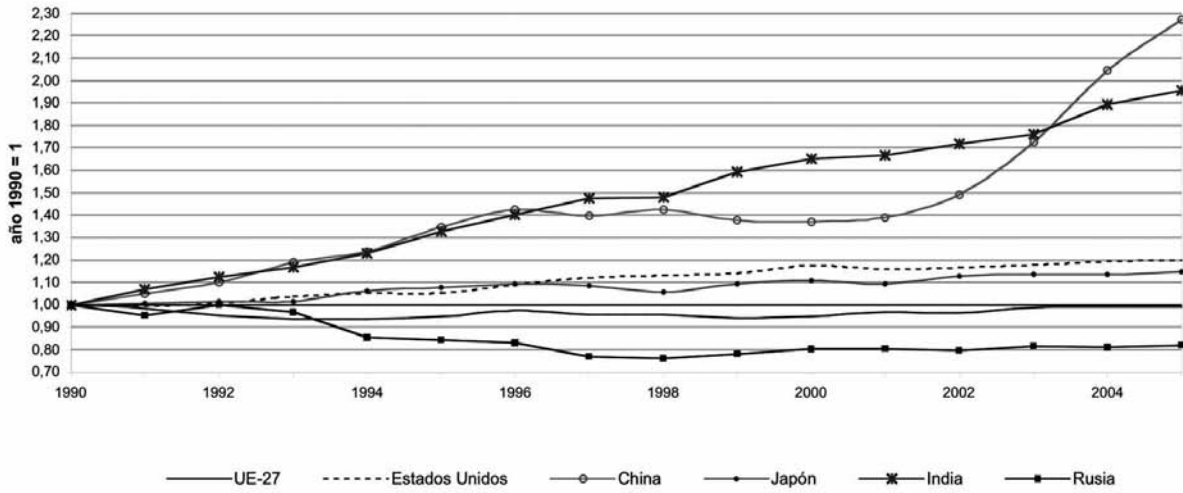
Como consecuencia de lo anterior, las emisiones de CO₂ procedentes del consumo de energía en el mundo fueron en 2005 un 29% superiores a las de 1990, a pesar del fuerte descenso en el área de Rusia y este de Europa en el período debido a la reducción del consumo por la crisis económica. En los países desarrollados se registran sólo ligeros aumentos o estabilización desde 1990, mientras que en Asia se registra un crecimiento significativo, especialmente en China e India, como se indica en el gráfico 1.4. En Europa occidental se registró una práctica estabilización entre esos años, debido al menor uso del carbón en generación eléctrica y usos finales. Por países, en 2005 el principal emisor fue Estados Unidos, seguido de China (gráfico 1.6),

aunque este último país probablemente hoy será el mayor emisor dada la evolución indicada.

El principal sector emisor es el de generación eléctrica, con un 35% del total, mientras en 1980 era el 28%. En cambio, en la industria suponen un 17% frente al 26% en 1980.

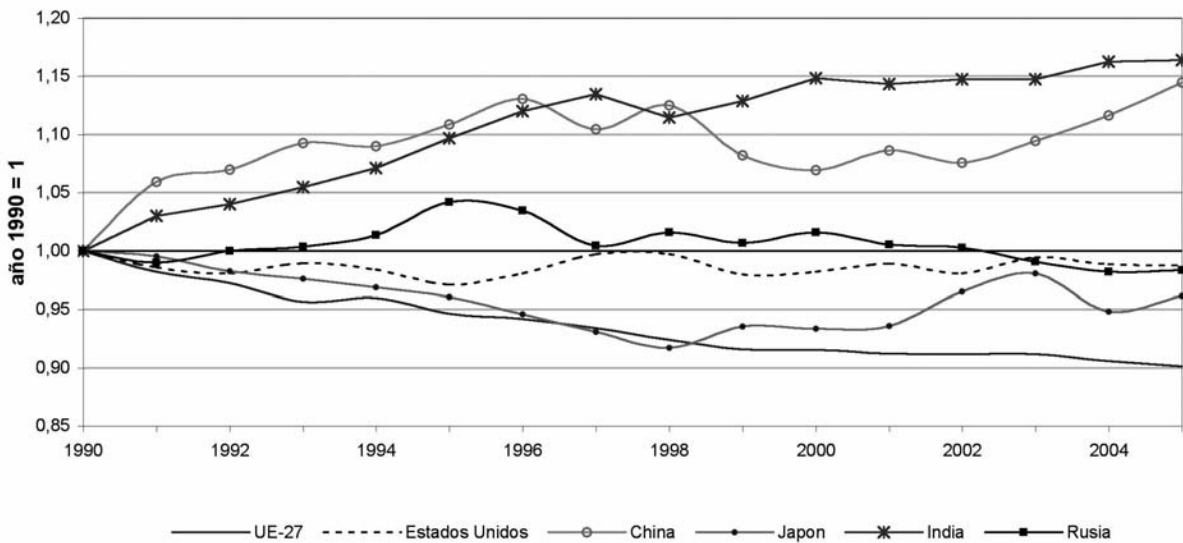
En el gráfico 1.5 se indica la evolución de la intensidad en carbono del consumo energético, donde se observa que en áreas desarrolladas, la tendencia es de descenso o de relativa estabilización, mientras en los países en desarrollo de Asia tiende a crecer, fundamentalmente derivado del crecimiento del consumo de carbón en generación eléctrica.

GRÁFICO 1.4.- Evolución de las emisiones de CO₂ procedentes del consumo de energía

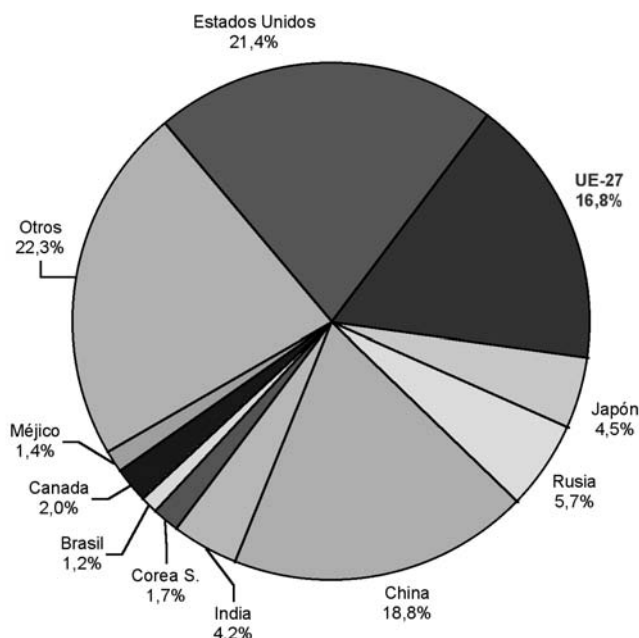


Fuente: Comisión Europea y OCDE

**GRÁFICO 1.5.- Evolución de la intensidad en carbono del consumo energético.
Emisiones de CO₂/consumo de energía primaria**



Fuente: Comisión Europea y OCDE

GRÁFICO 1.6.– Estructura de las emisiones de CO₂ procedente de la energía en 2005

Fuente: Comisión Europea y OCDE

Área de la OCDE

En el conjunto de los países de la OCDE, el consumo primario de energía creció el 0,8% en 2005 respecto al del año anterior, mientras la producción de energías primarias bajó el 0,7%.

El consumo de energía final (excluyendo el de los sectores transformadores), creció un 0,6% en 2005 respecto al año anterior, muy por debajo del 1,4% anual medio desde 2000. Presenta evoluciones dispares entre sectores, en la *industria* el consumo bajó el 1,3% en 2005, registrando una tasa media del 0,4% anual desde 2000, por lo que existen significativas ganancias de eficiencia, más del 6% en dicho período. El consumo de este sector en la OCDE es ya menos del 40% del consumo de la industria mundial y la situada en Asia, excluyendo Japón, consume más de un tercio del total.

A pesar de la moderación en los últimos años, el consumo energético en el *transporte* en la OCDE creció el 1% en 2005, por debajo de la media anual del 2% desde 2000 y supone el 65% del consumo mundial en transporte, aunque esta participación decrece también a favor de las nuevas economías emergentes, especialmente las de Asia.

Finalmente, en los sectores *doméstico y terciario*, aún con las oscilaciones debidas a las condiciones climáticas, se ha registrado un aumento del 1,9% en 2005, similar al 2% anual desde 2000 en la OCDE, que consume el 40% del total mundial de este sector.

Por energías finales, el mix de combustibles en la OCDE desde 2000 está cambiando hacia un mayor peso del gas y de las energías renovables finales, aunque éstas últimas apenas superan el 3% de la demanda final. El petróleo sigue siendo la fuente predominante, superando el 50% de la demanda final total. La demanda eléctrica continúa creciendo de forma estable a tasas similares al conjunto de la energía final y su consumo por unidad de PIB ha bajado un 2,1% desde 2000, mientras que el consumo por habitante ha crecido más del 4,5% desde dicho año.

Unión Europea-27

En el período 1990-2005, el consumo total de energía aumentó el 0,6% medio anual, por debajo del crecimiento medio del PIB, por lo que se ha producido una mejora de la eficiencia energética, con descenso del 1,6% anual en el ratio Energía primaria/PIB (cuadro 1.1).

**CUADRO 1.1
BALANCE ENERGÉTICO DE LA UNIÓN EUROPEA-27**

Mtep	1990	2005	% 05/90 anual
Producción	933,62	897,81	-0,3
Carbón	365,37	196,32	-4,1
Petróleo	128,83	133,64	0,2
Gas natural	162,45	188,75	1,0
Nuclear	202,59	257,36	1,6
Renovables	72,69	119,92	3,4
Residuos industriales	1,69	1,83	0,5
Importaciones-Exportaciones	751,39	978,60	1,8
Carbón	81,78	126,73	3,0
Petróleo	531,02	593,26	0,7
Gas natural	135,12	256,74	4,4
Electricidad	3,32	0,97	-7,9
Renovables	0,14	0,90	13,0
Consumo de energía primaria	1653,03	1816,15	0,6
Carbón	451,83	319,98	-2,3
Petróleo	625,64	669,80	0,5
Gas natural	294,90	445,45	2,8
Nuclear	202,59	257,36	1,6
Renovables	73,04	120,75	3,4
Otros	5,01	2,80	-3,8
Generación eléctrica (TWh)	2583,60	3309,06	1,7
Carbón	927,49	939,58	0,1
Productos Petrolíferos	214,97	138,97	-2,9
Gas natural	215,89	693,94	8,1
Nuclear	794,87	997,70	1,5
Renovables	310,02	464,38	2,7
Otros	120,35	74,49	-3,1
Consumo de energía final	1069,35	1170,18	0,6
Carbón	129,27	53,51	-5,7
Productos Petrolíferos	442,62	495,30	0,8
Gas natural	227,90	287,66	1,6
Electricidad	184,14	237,14	1,7
Renovables	37,16	54,47	2,6
Calor y residuos industriales	48,25	42,10	-0,9
Consumos finales no energéticos	95,81	112,62	1,1
Consumo final por sectores:			
Industria	367,58	327,66	-0,8
Transporte	279,52	361,55	1,7
Doméstico	266,93	309,95	1,0
Servicios	155,32	171,02	0,6
Emissiones de CO₂ (Mt)	4599	4554	-0,1
Intensidad energética primaria (tep/M€ 2000)	231	182	-1,6
CO₂ intensity (tCO₂/toe)	2,78	2,51	-0,7
Dependencia de las importaciones %	44,5	52,4	1,1
Consumo primario por habitante (ktep/h)	3,5	3,7	0,4
Emissiones CO₂ per capita (ton CO₂/h)	9,7	9,3	-0,3

Por energías, en el período citado, el consumo de gas natural ha crecido el 2,8% anual, muy por encima de las demás energías fósiles. Esta evolución se debe a la demanda en generación eléctrica, con aumento del 8,1% anual, a la extensión de las redes de gasoductos que ha permitido el acceso del gas a nuevos mercados (+38% en el sector doméstico y terciario y +27% en la industria) y a la normativa de protección del medio ambiente. Desciende la demanda de carbón, a tasas del 2,3% anual, tanto en su uso en generación eléctrica como en sectores consumidores finales, debido a la progresiva supresión de las ayudas públicas, lo que ha llevado a su sustitución por otras energías. Las energías renovables ganan peso en la estructura de forma continua, alcanzando ya el 6,6% del consumo energético primario.

El balance conjunto de energía final de la UE-27 indica el significativo crecimiento de la demanda del transporte, que ha venido creciendo el 1,7% anual desde 1990, aunque en la segunda mitad de los 80 lo hizo al 4,7% anual, lo que indica la mejora en la intensidad energética de este sector, que ya supera el 30% de la demanda final total, frente al 14,6% en 1985. Entre 1990 y 2005, el consumo del transporte aumentó un 29%, lo que supuso el 70% del crecimiento de la demanda final total.

La evolución por sectores es muy dispar entre los países de EU-15 y los nuevos países miembros del este de Europa. En EU-15, la demanda de la industria bajó desde 1990 hasta 1994, creciendo a partir de entonces a tasas medias del 1,5% anual, sin embargo la producción industrial lo hizo al 2,6%, por lo que ha habido una ganancia de eficiencia energética en el sector del 1,9% medio desde 1990, en parte por la reconversión de tecnologías básicas a otras de mayor valor añadido. En el sector doméstico y terciario la demanda crece cerca del 1% anual desde 1990, mayor también en EU-15 que en el resto de países, debido al mayor equipamiento de los hogares y al tamaño de los mismos, aunque esta evolución está muy condicionada por las condiciones climáticas.

Por energías finales, además del fuerte crecimiento del gas, destaca la demanda eléctrica, que crece más que la demanda final total, 1,7% anual desde 1990, aunque se observa ganancia de eficiencia en los usos finales. En EU-15, desde 1990 el consumo eléctrico del sector servicios ha aumentado el 2,9% anual, el doméstico el 2,2% y en la industria el 1,2%.

La demanda final de productos petrolíferos en EU-27 aumentó un 0,8% desde 1990, debido especialmente a los combustibles del transporte, especialmente queroseno aviación y gasóleo de automoción, este último debido al fuerte aumento del parque de vehí-

culos diesel. No obstante, en los últimos años se ha registrado una moderación del crecimiento.

En cuanto a generación eléctrica, la creciente liberalización en toda Europa de este mercado y el del gas, va a favorecer el uso de centrales de gas de ciclo combinado, mientras que el apoyo público a la eficiencia y a las energías renovables, está fomentando el crecimiento de la generación con éstas y la cogeneración, frente a un menor crecimiento de la generación nuclear.

Desde 1990, las emisiones de CO₂ han tenido un descenso medio del 0,1% mientras la economía lo ha hecho a tasas muy superiores, esta evolución se debe a tres factores: la continua mejora tecnológica que reduce el consumo energético específico, la creciente contribución de combustibles no fósiles, especialmente renovables y la penetración del gas natural en sustitución de carbón y productos petrolíferos. En la última década, destacan las emisiones del transporte, que crecen de forma continua (cerca del 30% del total), bajan ligeramente en el sector doméstico-terciario y bajan en el industrial. En términos relativos descienden la intensidad de carbono, las emisiones per cápita y por unidad de PIB.

El grado de autoabastecimiento energético baja desde el 56% en 1990 hasta 48% en 2005, debido a la creciente importación de todas las fuentes energéticas primarias, especialmente gas y el carbón, así como más del 80% del petróleo. En el período 1990-2005 aumentó significativamente la producción de todas las energías excepto de carbón y petróleo.

1.3. PRECIOS ENERGÉTICOS

Durante 2007 el crudo Brent Dated, siguió la tendencia creciente iniciada en abril de 2003 (tendencia continuada durante 2008, alcanzando un nuevo máximo histórico de 129,9 \$/ barril el 23 de mayo de 2008), debido a la tensión por el programa nuclear de Irán, la especulación en los mercados y una producción insuficiente para reponer las reservas de los países de la OCDE, que han estado meses descendiendo. El Brent comenzó enero de 2007 con una media mensual de 53,7 \$/Bbl y finalizó diciembre con una media de 91,0 \$/Bbl.

En 2008 presionan al alza los conflictos con Venezuela e Irán, la bajada del dólar y la disminución de las reservas de destilados en EE.UU. mientras que inciden a la baja el enfriamiento económico norteamericano, que algunos analistas ven encaminarse hacia la recesión, y la disminución del consumo provocada por los altos precios. En el primer tercio del año prevalece la tendencia alcista, y la crisis económica tendría que profundizarse mucho para forzar los precios sustancialmente a la baja.

CUADRO 1.2

Cotización del crudo tipo Brent Dated				
Dólares por barril				
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. Día cotización	Media anual €/Bbl
2007	72,39	90,97	96,02 (28/12/07)	52,60
2006	65,14	62,32	58,93 (29/12/06)	51,89
Dif. absoluta	7,25	28,65	37,81	0,71
Dif. %	11,12%	45,97%	64,16%	1,37%

Fuente: SGE

La evolución de las cotizaciones internacionales del gasóleo de automoción en 2007 fue similar a la del crudo: sólo bajó de julio a agosto y de noviembre a diciembre. El resto de los meses no hizo otra cosa que subir. En cambio, las medias mensuales de la gasolina descendieron de mayo a agosto, y también de noviembre a diciembre.

La cotización anual media del dólar pasó de 79,72 céntimos de euro en 2006 a 73,08 en 2007, lo que supuso una importante depreciación y contribuyó a mitigar la subida del crudo y sus derivados. Véase, por ejemplo, que si en dólares por barril la subida del crudo fue del 11,12%, en euros por barril tan sólo alcanzó el 1,37%.

CUADRO 1.3

Cotización de la Gasolina sin plomo I.O. 95 (\$/Tm), mercados FOB NWE-Italy			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. Día cotización
2007	684,9	792,6	845,9 (28/12/07)
2006	608,2	547,2	532,3 (29/12/06)
Dif. Absoluta	76,7	245,4	313,6
Dif. %	12,62%	44,85%	60,20%

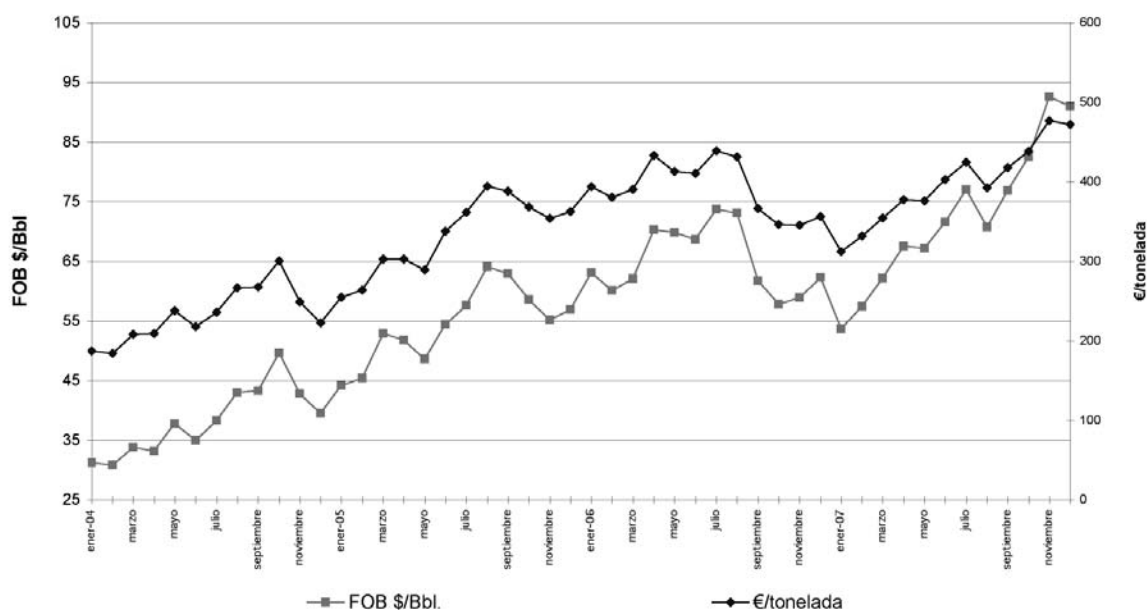
Cotización del Gasóleo automoción \$/Tm, mercados FOB NWE-Italy

Año	Media anual	Media diciembre	Ult. Día cotización
2007	657,0	827,3	859,3 (28/12/07)
2006	596,0	559,7	529,4 (29/12/06)
Dif. Absoluta	61,1	267,6	329,9
Dif. %	10,25%	47,80%	63,61%

Fuente: SGE

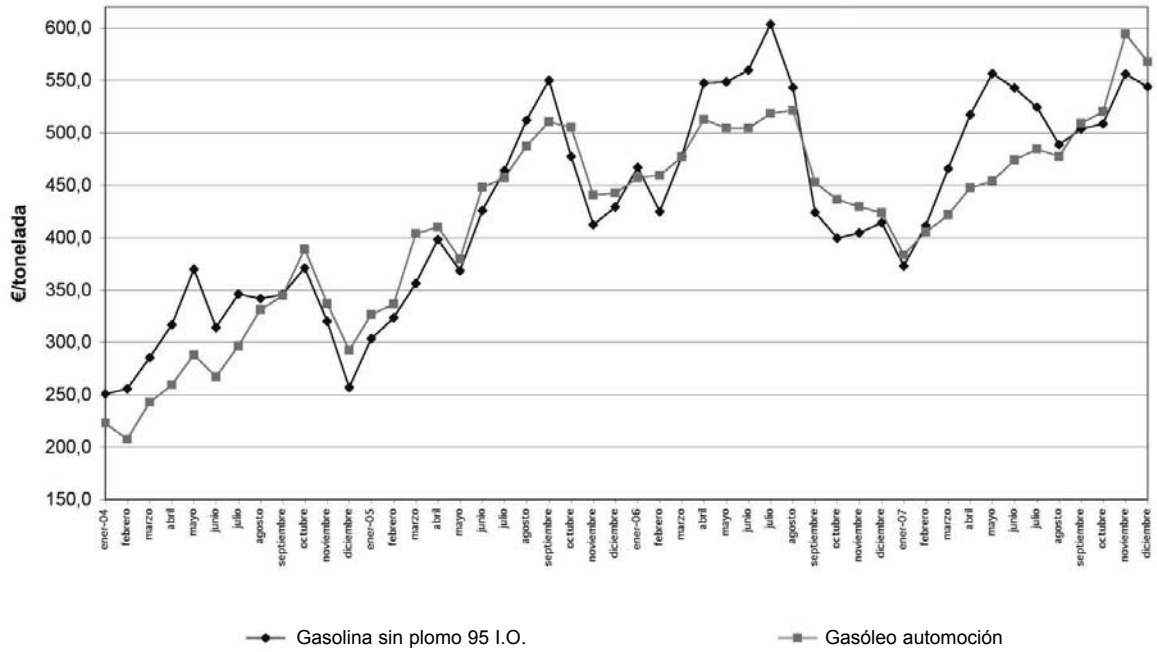
La evolución de las cotizaciones del crudo y productos petrolíferos en los últimos años se representan en los gráficos 1.7 y 1.8. Los precios del gas importado en Europa se indican en el Gráfico 1.9, observándose una tendencia alcista en los últimos años. Los precios medios del carbón térmico importado en Europa se indican en el gráfico 1.10, registrándose un ligero aumento en 2006.

GRÁFICO 1.7.- Precio del petróleo crudo Brent



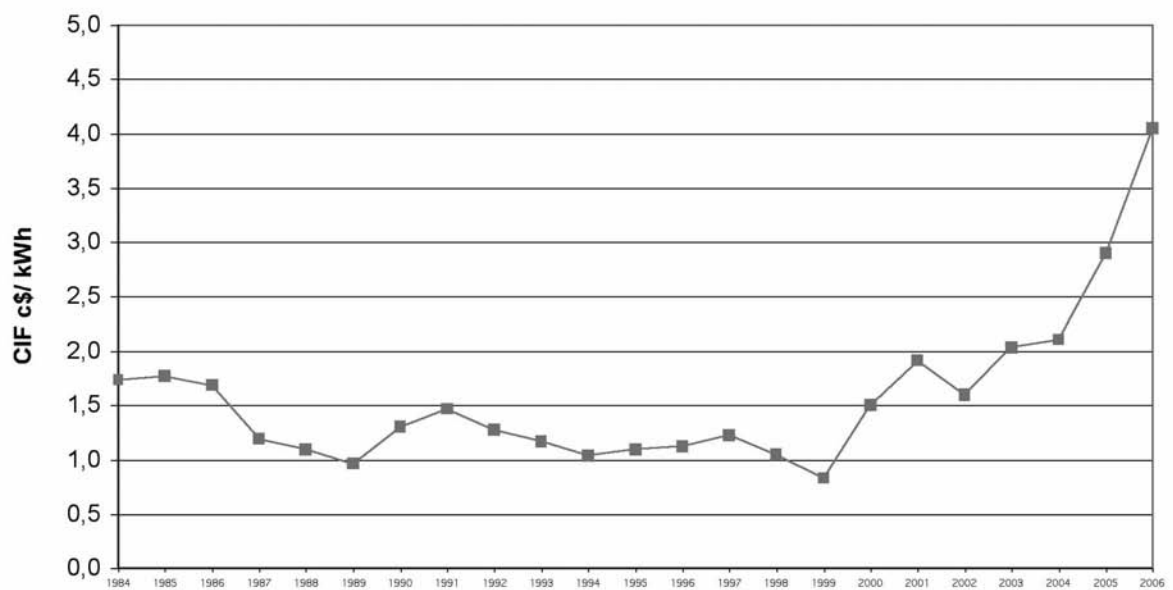
Fuente: SGE

GRÁFICO 1.8.– Precios de productos petrolíferos en Europa



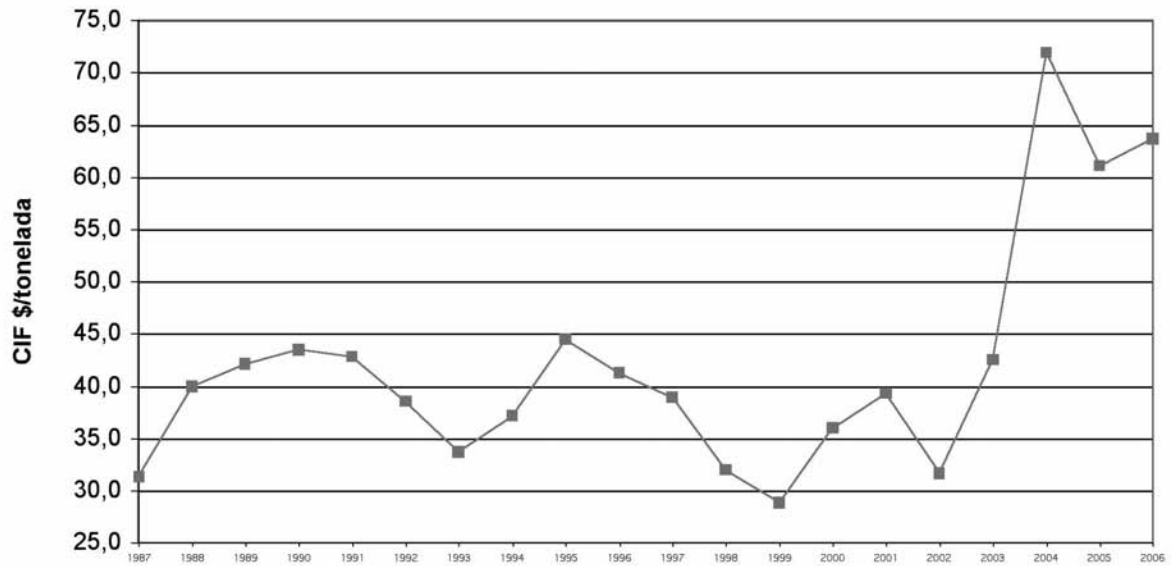
Fuente: SGE

GRÁFICO 1.9.– Precios del gas natural en la UE



Fuente: BP Stat. Review

GRÁFICO 1.10.- Precios del carbón térmico en Europa



Fuente: BP Stat. Review

2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA

2.1. DEMANDA DE ENERGÍA FINAL

El consumo de energía final en España durante 2007, incluyendo el consumo para usos no energéticos fue de 108197 Kiloneladas equivalentes de petróleo (Ktep), un 3,3% superior al de 2006. Por tanto, tras el descenso registrado en el año anterior, el consumo final ha vuelto a registrar tasas de crecimiento similares a las de los años precedentes a éste. Las condiciones climáticas medias han sido más suaves que las del año anterior, aunque en el último trimestre se han registrado temperaturas más bajas.

Por sectores, se ha producido un significativo aumento de la demanda energética en la industria, 4,1%, derivada del aumento de actividad, como indica el Índice de Producción Industrial, que ha crecido el 2,3% en el año. En los sectores residencial y terciario, la demanda ha crecido el 3%, a pesar de las favorables condiciones climáticas. La demanda en el transporte ha ralentizado su crecimiento respecto a años anteriores, 2,8%.

La demanda de energía eléctrica ha aumentado un 2,7% en 2007, tasa ligeramente inferior a la del año anterior, pero ambas mucho menores que las de los años precedentes. En esta evolución han tenido influencia las medidas de eficiencia energética promovidas desde las Administraciones Públicas, junto con las favorables condiciones climáticas citadas. En relación con los combustibles, hay que destacar los aumentos del 8,2% en el consumo final de gas, y del 1,5% en el consumo final de productos petrolíferos, a pesar del crecimiento citado de la demanda del transporte y debido al menor consumo de algunas materias primas en la industria.

En el transporte destaca el aumento del 5,5% en el consumo de querosenos de aviación, reflejando el crecimiento continuo del transporte aéreo en los últimos años y destaca también el aumento del 4% en gasóleos A y B, tasa similar a la de los dos años anteriores pero muy por debajo de las de los años

precedentes, mientras la demanda de gasolinas continúa bajando, un 5%.

En los cuadros 2.1.1 y 2.1.2 se indica el consumo de energía final en los dos últimos años, así como su estructura (gráfico 2.1) y crecimientos por tipos de energía, que se detallan a continuación:

Carbón

El consumo final de carbón fue de 2498 Ktep. (Cuadro 2.1.3), un 10,3% superior al de 2006, cambiando la tendencia decreciente de los últimos años. El consumo final de carbón se concentra fundamentalmente en el sector industrial de siderurgia, que consume más del 70% del total, repartiéndose el resto entre otras industrias, en particular la cementera, y el sector residencial, cuyo consumo está a extinguir debido a la sustitución por otros combustibles. En siderurgia la demanda de carbón subió un 9,5% y en cemento aumentó un 70,9%, bajando la demanda en el resto de sectores industriales.

Productos petrolíferos

El consumo final de productos petrolíferos fue 61826 ktep, con un aumento del 1,5% respecto al de 2006, mostrándose en el cuadro 2.1.4 el desglose por productos. Por sectores, destaca el crecimiento de la demanda del transporte, en especial de las de querosenos y gasóleo auto, aunque en este último caso a tasas muy inferiores a las de años anteriores al 2005, debido al menor aumento del tráfico de mercancías y a pesar de la dieselización del parque de turismos, que continúa creciendo de forma continua.

La demanda de querosenos sigue creciendo por encima de la de los demás productos, aunque también a tasas menores que en años anteriores a 2006, debido al crecimiento de la demanda de movilidad aérea turística. En gasolinas, el cambio tecnológico indicado en los turismos nuevos ha provocado

que el parque de automóviles que emplean este combustible se haya estancado y la demanda del mismo tienda a bajar, con un nuevo descenso del 5% en 2007.

Finalmente, en el sector doméstico y terciario, bajó la demanda de gasóleo C para calefacción y también la de GLP, debido a las condiciones climáticas del año y de su sustitución por gas natural.

Gas

Durante 2007 el consumo final de gas fue de 17779 ktep (Cuadro 2.1.5), un 8,2% superior al de 2006, continuando la tendencia de fuerte crecimiento de los años anteriores a 2006 y, en el sector residencial y terciario, afectado por las condiciones climáticas de los últimos meses del año. En el sector industrial, también ha aumentado la demanda final de gas, excluyendo la generación eléctrica por cogeneración. El gas ha ganado peso en la estructura del consumo de energía final, alcanzando el 16,4% en 2007.

Energía Eléctrica

El consumo de electricidad para usos finales, en 2007 (cuadro 2.1.6), fue equivalente a 22122 Ktep con un incremento del 2,7% respecto al consumo del año anterior. En la Península, el incremento de la demanda fue del 2,7%, mientras que en los sistemas extrapeninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) creció el 3,1%. Estas tasas son ligeramente menores que las del año anterior y muy inferiores a las de los años precedentes y son atribuibles a la mejora de la intensidad energética, junto con temperaturas medias más suaves. En 2007 volvió a aumentar significativamente la aportación al sistema de los autoprodutores, debido a la mejora de la actividad en cogeneración, tras el ligero descenso del año anterior.

Intensidad energética final

El cuadro 2.1.7 recoge la evolución de la intensidad energética, expresada como consumo de energía final por unidad de PIB, desde 1980. En 2007 ha mejorado un 0,7% y desde 2004 se observa una tendencia de descenso sostenido de este ratio, un 6,8% en total, rompiendo la tendencia de aumento de los años precedentes. (gráfico 2.2).

En los cuadros de este Informe en los que, como en este caso, aparece una serie histórica a fin de analizar la evolución de una magnitud, no se incluyen las energías renovables para usos finales, para mantener la homogeneidad, ya que éstas han empezado a contabilizarse en los últimos años.

2.2. DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA

El consumo de energía primaria en España en 2007 fue de 146779 Ktep (Cuadro 2.2.1), con aumento del 1,8% sobre el de 2006, tras el ligero descenso de este último año. Esta demanda se obtiene como resultado de sumar al consumo de energía final no eléctrico los consumos en los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica) y las pérdidas.

En el aumento registrado en 2007, muy inferior al de la energía final, ha tenido relevancia el aumento de las producciones hidroeléctricas, eólicas y con gas, lo que ha compensado en parte el descenso de la generación nuclear y ha permitido un menor recurso a la generación termoeléctrica con productos petrolíferos. Destaca el aumento de la generación con gas en las nuevas centrales de ciclo combinado, de mayor rendimiento que las clásicas.

Por fuentes de energía primaria, cabe destacar en 2007:

- El consumo total de carbón fue de 20236 Ktep, con un aumento del 9,5% sobre el de 2006, correspondiendo fundamentalmente al consumo de centrales eléctricas. Este aumento se debe al mayor uso en generación, dado el descenso en la generación nuclear y a pesar del aumento en la generación con energías renovables.
- El consumo total de petróleo fue de 70848 Ktep, similar al del año anterior, compensando el aumento de los consumos finales con el menor consumo en generación eléctrica, aunque su peso en la estructura de generación es poco significativo.
- La demanda total de gas natural fue de 31602 Ktep con un aumento del 4,3% respecto a 2006, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 21,5%, destacando el incremento de su uso en generación eléctrica en las nuevas centrales de ciclo combinado. Ha aumentado el consumo tanto en usos finales como en cogeneración.
- Las energías renovables, sin incluir la hidráulica, contribuyen al balance total con 7887 Ktep, el 5,4% del total y con crecimiento en el año del 12,5%. Este consumo corresponde a usos directos finales, en especial la biomasa, así como al consumo en generación eléctrica a partir de eólica, biomasa, solar, etc.
- La energía hidroeléctrica fue un 6,4% superior a la de 2006, recuperándose en parte después del fuerte descenso del año anterior.
- La producción de energía eléctrica de origen nuclear bajó un 8,4% en 2006, debido a la menor disponibilidad de algunos grupos.

En el cuadro 2.2.2 y gráfico 2.4 se recoge la evolución del consumo de energía primaria por unidad de PIB desde 1980. En 2007 ha mejorado un 2,1% y desde 2004 se observa una tendencia de descenso sostenido de este ratio, un 7,4% en total, rompiendo la tendencia de aumento en los años anteriores. Esto se ha debido tanto a la evolución de las intensidades finales como la mejora de eficiencia de las nuevas tecnologías de generación eléctrica. Este indicador de intensidad energética es menos representativo de la actividad económica y sufre más oscilaciones que el de energía final por unidad de PIB antes citado, al depender, en parte, de la hídricidad del año.

2.3. PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA Y GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO

Como se indica en el cuadro 2.3.2 y gráfico 2.5, la producción interior de energía primaria en 2007 fue de 30612 Ktep, un 2,3% inferior a la del año anterior, con descensos en las fuentes fósiles y nuclear y aumentos en renovables.

La producción de carbón, expresada en miles de toneladas equivalentes de petróleo, bajó un 6%. Expresada en toneladas, bajó la producción tanto en hulla y antracita como en lignitos pardo y negro, alcanzando 17,1 Mt en total (cuadro 2.3.1).

La producción de petróleo y gas, que en conjunto supone el 0,6% de la producción nacional de energía, se mantiene en niveles muy bajos con respecto al consumo.

Como se ha indicado, la producción de energía hidroeléctrica aumentó un 6,4% y la producción de energía nuclear bajó un 8,4%, mientras la de otras energías renovables creció un 12,5%, fundamentalmente debido a la generación eólica.

El aumento de la demanda y descenso de la producción interior, ha hecho que el grado de autoabastecimiento energético, expresado en Ktep, se sitúe en el 20,9%, como se indica en el cuadro 2.3.3.

En el gráfico 2.6 se indica un diagrama de Sankey del consumo de energía en España, desde la producción e importación de energías primarias hasta su transformación y consumos finales.

CUADRO 2.1.1.- Consumo de energía final

	2006		2007		2007/06
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
CARBÓN	2.265	2,2	2.498	2,3	10,3
PRODUCTOS PETROLÍFEROS	60.919	58,1	61.826	57,1	1,5
GAS	16.430	15,7	17.779	16,4	8,2
ELECTRICIDAD	21.540	20,6	22.122	20,4	2,7
ENERGÍAS RENOVABLES	3.612	3,4	3.972	3,7	9,9
– Biomasa	3.323	3,2	3.452	3,2	3,9
– Biogas	37	0,0	37	0,0	0,0
– Biocarburantes	171	0,2	382	0,4	123,0
– Solar térmica	73	0,1	93	0,1	26,7
– Geotérmica	8	0,0	8	0,0	0,0
TOTAL	104.767	100,0	108.197	100,0	3,3

Nota: El consumo final incluye los usos no energéticos:

- productos petrolíferos: 6863 ktep en 2006 y 6652 ktep en 2007.
- gas: 441 ktep en 2006 y 477 ktep en 2007.

Metodología: A.I.E.

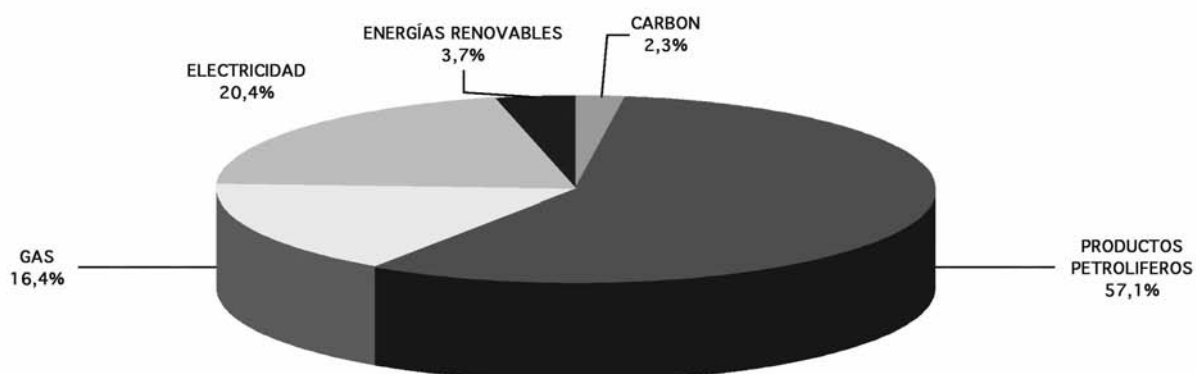
Fuente: SGE (Secretaría General de la Energía.)

CUADRO 2.1.2.- Consumo de energía final. Sectorización

	2006		2007		2007/06
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
INDUSTRIA	35.373	33,8	36.812	34,0	4,1
TRANSPORTE	39.975	38,2	41.084	38,0	2,8
USOS DIVERSOS	29.420	28,1	30.302	28,0	3,0
TOTAL	104.767	100,0	108.197	100,0	2,7

Metodología: A.I.E.
Fuente: SGE

GRÁFICO 2.1.- Consumo de Energía Final 2007



CUADRO 2.1.3.- Consumo final de carbón

	2006	2007	2007/06
	ktep.	ktep.	%
Siderurgia	1.571	1.720	9,5
Cemento	135	231	70,9
Resto de industria	534	517	-3,3
Usos domésticos	25	31	26,2
TOTAL	2.265	2.498	10,3

Metodología: A.I.E.
Fuente: SGE

CUADRO 2.1.4.- Consumo final de productos petrolíferos

	2006	2007	2007/06
	ktep.	ktep.	%
G.L.P.	2.346	2.330	-0,7
GASOLINAS	7.426	7.053	-5,0
KEROSENO	5.762	6.079	5,5
GAS-OIL	35.398	36.592	3,4
– Gasoleo A+B	31.426	32.690	4,0
– Gasoleo C	3.972	3.902	-1,8
OTROS PRODUCTOS	9.988	9.773	-2,1
TOTAL	60.919	61.826	1,5

Nota: El consumo final incluye los usos no energéticos.

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE

CUADRO 2.1.5.- Consumo final de gas

	2006	2007	2007/06
	ktep.	ktep.	%
GAS NATURAL	16.392	17.736	8,2
GAS MANUFACTURADO	39	43	10,3
TOTAL	16.430	17.779	8,2

Nota: El consumo final incluye los usos no energéticos.

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE

CUADRO 2.1.6.- Consumo final de electricidad

	2006	2007	2007/06
	ktep.	ktep.	%
PENINSULAR	20.369	20.915	2,7
EXTRAPENINSULAR	1.171	1.207	3,1
TOTAL	21.540	22.122	2,7

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE

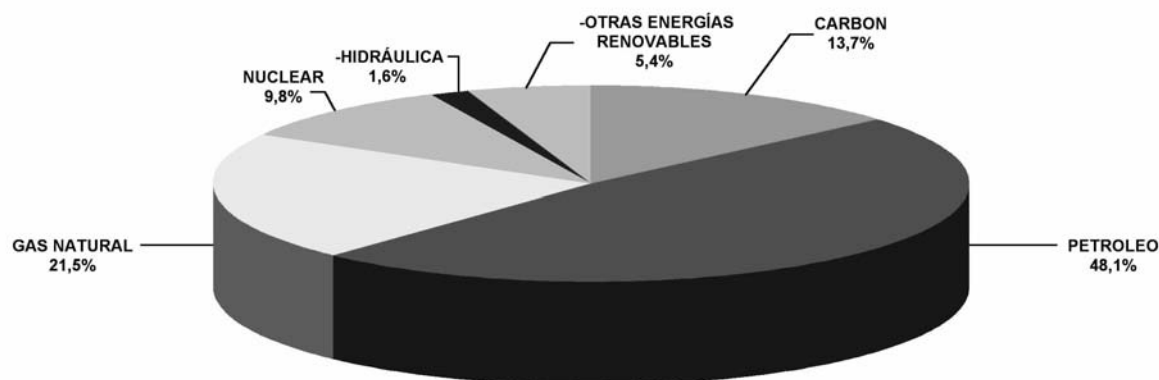
CUADRO 2.2.1.- Consumo de energía primaria

	2006		2007		2007/06
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
CARBÓN	18.477	12,8	20.236	13,8	9,5
PETRÓLEO	70.759	49,1	70.848	48,3	0,1
GAS NATURAL	30.298	21,0	31.602	21,5	4,3
NUCLEAR	15.669	10,9	14.360	9,8	-8,4
ENERGÍAS RENOVABLES	9.211	6,4	10.228	7,0	11,0
– HIDRÁULICA	2.200	1,5	2.341	1,6	6,4
– OTRAS ENERGÍAS RENOVABLES	7.011	4,9	7.887	5,4	12,5
– Eólica	2.012	1,4	2.368	1,6	17,7
– Biomasa y residuos	4.732	3,3	4.995	3,4	5,6
– Biocarburantes	171	0,1	382	0,3	123,0
– Geotérmica	8	0,0	8	0,0	0,0
– Solar	88	0,1	135	0,1	53,3
SALDO ELECTR.(Imp.-Exp.)	-282	-0,2	-495	-0,3	
TOTAL	144.132	100,0	146.779	100,0	1,8

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE

GRÁFICO 2.3.- Consumo de energía primaria 2007



CUADRO 2.3.1.- Producción nacional de carbón

	2006	2007	2007/06	2006	2007	2007/06
	Miles de toneladas		%	Miles de tep.		%
HULLA Y ANTRACITA	8.354	7.869	-5,8	3.940	3.731	-5,3
LIGNITO NEGRO	3.223	3.131	-2,8	1.007	960	-4,6
LIGNITO PARDOS	6.822	6.180	-9,4	1.296	1.174	-9,4
TOTAL	18.399	17.180	-6,6	6.243	5.865	-6,0

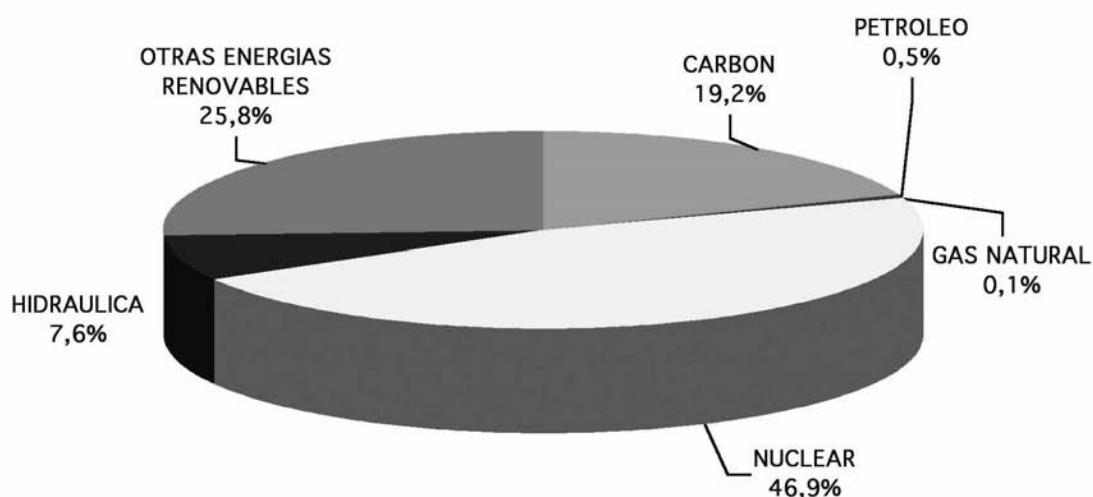
Fuente: SGE

CUADRO 2.3.2.- Producción nacional de energía

	2006		2007		2007/06
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
CARBÓN	6.243	19,9	5.865	19,2	-6,0
PETRÓLEO	140	0,4	143	0,5	2,1
GAS NATURAL	55	0,2	16	0,1	-71,5
NUCLEAR	15.669	50,0	14.360	46,9	-8,4
HIDRÁULICA	2.200	7,0	2.341	7,6	6,4
OTRAS ENERGÍAS RENOVABLES	7.011	22,4	7.887	25,8	12,5
TOTAL	31.317	100,0	30.612	100,0	-2,3

Metodología: A.I.E.
Fuente: SGE

GRÁFICO 2.5.- Producción nacional de energía 2007



CUADRO 2.3.3.- Grado de autoabastecimiento (1)

	2006	2007
CARBÓN	33,8	29,0
PETRÓLEO	0,2	0,2
GAS NATURAL	0,2	0,0
NUCLEAR	100,0	100,0
HIDRÁULICA	100,0	100,0
ENERGÍAS RENOVABLES	100,0	100,0
TOTAL	21,7	20,9

(1): Relación entre producción interior y consumo total de energía.

Metodología: A.I.E.
Fuente: SGE

CUADRO 2.1.7.- Consumo de energía final por unidad de PIB. (tep./Millón de Euros ctes. de 2000)

	1980	1983	1986	1989	1992	1995	1998	2001	2004	2005	2006	2007
PIB	353,20	363,60	391,70	459,20	494,30	515,40	572,80	653,30	713,80	739,00	767,40	796,56
Carbón/PIB	9,92	14,62	12,21	9,48	7,10	5,24	4,46	3,89	3,37	3,28	2,95	3,14
P. Petrolíferos/PIB	106,84	93,18	89,92	86,21	85,94	91,10	93,72	87,32	86,33	83,54	79,38	77,62
Gas/PIB	3,45	3,05	5,12	8,96	10,43	12,71	16,91	19,98	22,89	23,85	21,41	22,32
Electricidad/PIB	21,94	22,68	23,09	22,67	23,24	24,18	24,95	26,42	27,83	28,19	28,07	27,77
Energía final/PIB	142,15	133,53	130,34	127,32	126,71	133,23	140,04	137,62	140,42	138,87	131,81	130,84
Índice. (Año 1980=100)	100,00	93,94	91,69	89,57	89,14	93,72	98,51	96,81	98,78	97,69	92,73	92,05

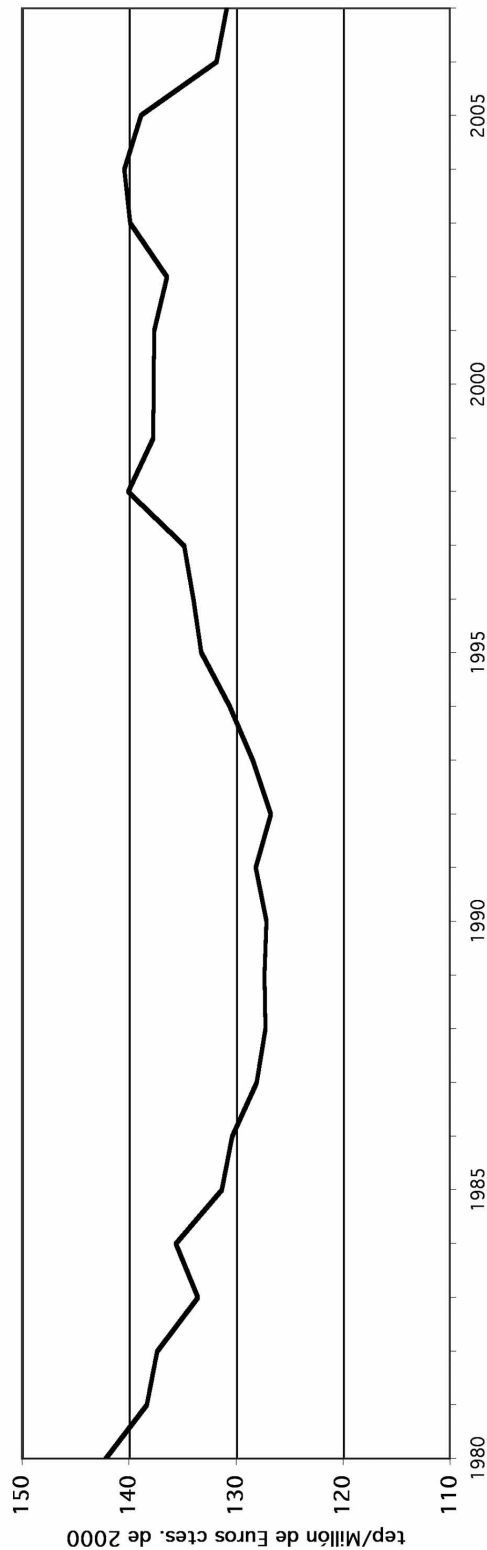
Metodología: A.I.E.

No incluye energías renovables.

PIB en miles de millones de Euros constantes de 2000.

Fuente: SGE

GRÁFICO 2.2.- Intensidad energética. (Energía Final/PIB)



CUADRO 2.2.2.- Consumo de energía primaria por unidad de PIB. (tep./Millón de Euros ctes. de 2000)

	1980	1983	1986	1989	1992	1995	1998	2001	2004	2005	2006	2007
PIB	353,20	363,60	391,70	459,20	494,30	515,40	572,80	653,30	713,80	739,00	767,40	796,56
Carbón/PIB	37,76	48,50	47,73	41,75	39,00	36,32	31,95	30,77	30,82	30,47	25,87	27,29
Petroleo/PIB	141,76	117,01	103,84	100,23	102,09	105,96	107,66	101,98	99,49	97,11	92,21	88,94
Gas natural/PIB	4,44	6,06	5,96	9,81	11,84	14,56	20,63	25,11	34,56	39,41	39,48	39,67
Nuclear/PIB	3,83	7,64	24,92	31,85	29,41	28,03	26,84	25,41	23,22	20,29	20,42	18,03
Hidráulica/PIB	7,20	6,42	5,83	3,57	3,49	3,88	5,62	6,33	5,78	4,77	5,51	5,96
Saldo electr./PIB	-0,34	-0,02	-0,28	-0,34	0,11	0,75	0,51	0,46	-0,36	-0,16	-0,37	-0,62
Energía primaria/PIB.	194,65	185,61	188,01	186,87	185,94	189,50	193,22	190,06	193,52	191,89	183,11	179,28
Índice. (Año 1980=100)	100,00	95,36	96,59	96,00	95,52	97,36	99,26	97,64	99,42	98,58	94,07	92,10

Metodología: A.I.E.

PIB en miles de millones de Euros constantes de 2000.

Fuente: SGE

GRÁFICO 2.4.- Intensidad energética. (Energía Primaria/PIB)

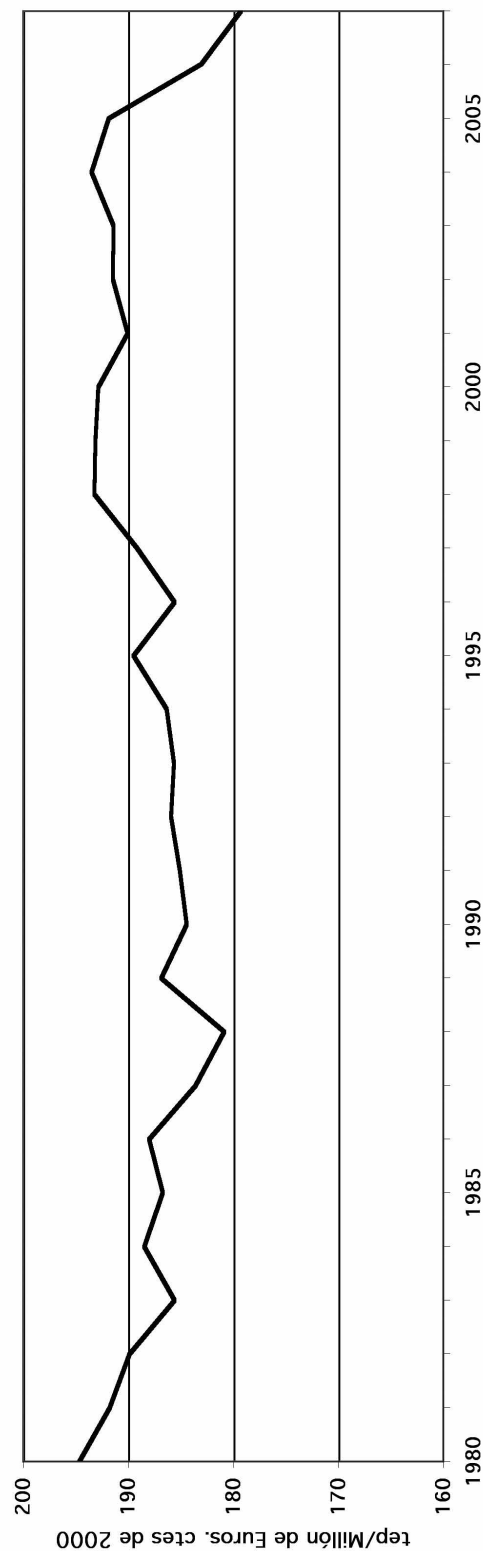
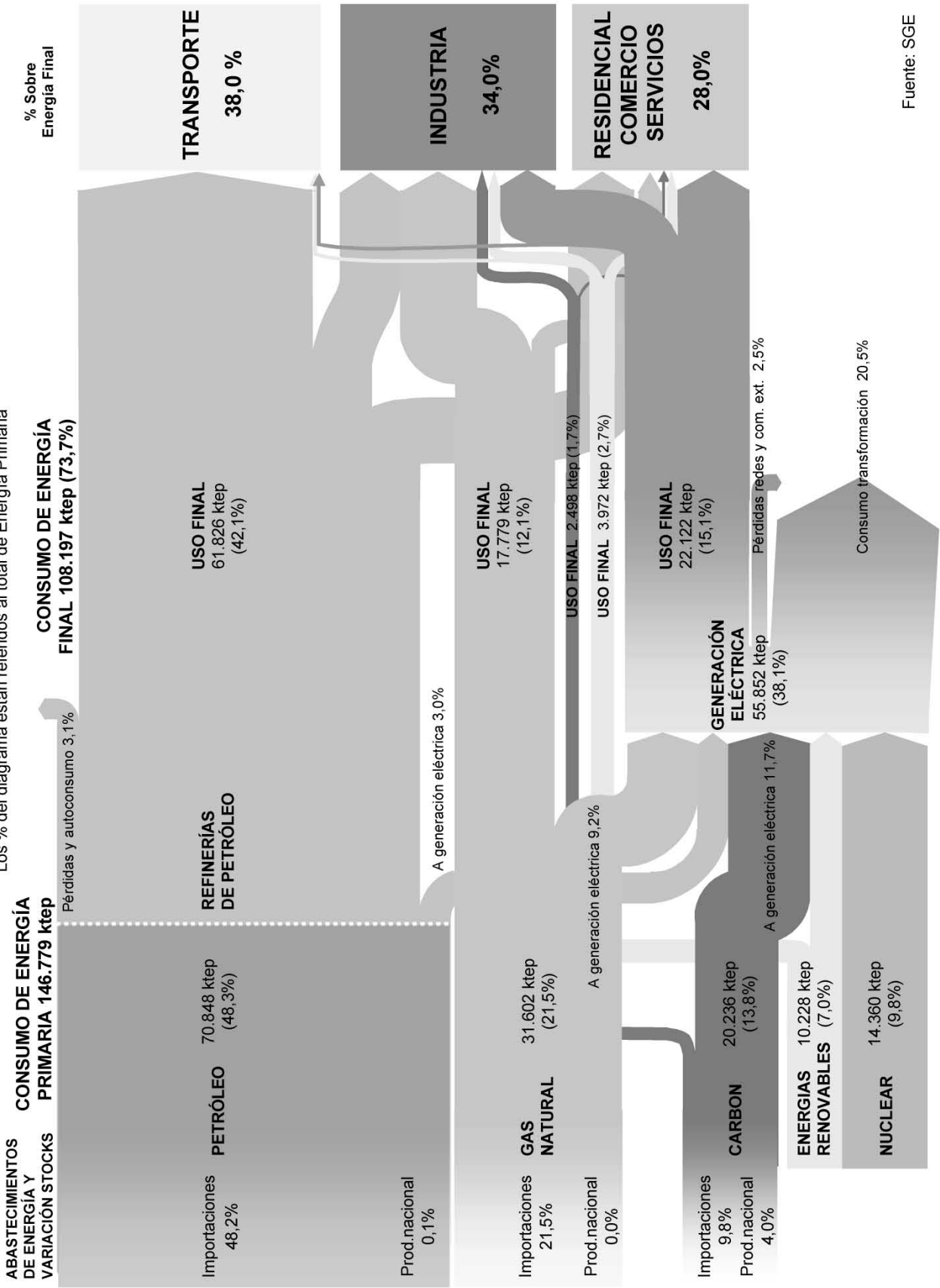


GRÁFICO 2.6: DIAGRAMA DE SANKEY DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA EN 2007 (Metodología AIE)

Los % del diagrama están referidos al total de Energía Primaria



Fuente: SGE

3. SECTOR ELÉCTRICO

3.1. DEMANDA ELÉCTRICA

La demanda nacional de energía eléctrica en barras de central (demanda b.c.) en 2007 fue de 290039 GWh, que supone un incremento del 2,7% respecto a la del año anterior (Cuadro 3.1.1).

En el sistema peninsular, la demanda b.c. creció un 2,7% en dicho año, correspondiendo a las centrales del sistema de Red Eléctrica de España (REE) un crecimiento del 2,7%, y al Régimen Especial un 8,8%. Este último dato corresponde a estimaciones basadas en la nueva potencia entrada en servicio y en los datos de energía eléctrica cedida a la red por autoproducciones. En los sistemas extrapeninsulares, la demanda b.c. fue un 3,1% superior a la del año anterior.

Estas tasas, ligeramente inferiores a las del año anterior y mucho menores que las de los años precedentes, son imputables a la mejora de eficiencia del consumo eléctrico y a que las temperaturas extremas han sido más suaves en estos dos últimos años que en los anteriores.

Partiendo de la demanda en barras de central y una vez deducidas las pérdidas en transporte y distribución y el consumo del sector energético, se llega a la demanda final de electricidad que aparece desglosada en el Cuadro 3.1.2, donde se pone de manifiesto el aumento de la actividad económica en el año; el consumo industrial creció un 3,5%, el del transporte bajó y el de los sectores doméstico y terciario, creció un 2,1%, este último incremento ha sido menor que

CUADRO 3.1.1.- Demanda de energía eléctrica en barras de central

SISTEMA	2006 (Gwh)	2007 (Gwh)	2007/06 %
1.-PENINSULAR	267.240	274.400	2,7
1.1.-Sistema de R.E.E.	254.789	261.666	2,7
-Centrales propias	206.707	210.728	1,9
-Saldo de I.I. (1)	-3.280	-5.750	
-Adquirida al régimen especial	51.362	56.688	10,4
1.2.-Régimen especial	63.813	69.422	8,8
-Vendida a R.E.E.	51.362	56.688	10,4
-Disponibile para autoconsumo.	12.451	12.734	2,3
2.-EXTRAPENINSULAR	15.174	15.638	3,1
2.1.-Canarias:	8.953	9.207	2,8
-UNELCO	8.398	8.621	2,7
-Régimen especial	554	585	5,6
2.2.-Baleares	5.856	5.999	2,4
-GESA	5.695	5.858	2,9
-Régimen especial	161	141	-12,3
2.3.-Ceuta y Melilla	366	433	18,4
3.-DEMANDA TOTAL NACIONAL (bc) (1+2)	282.414	290.039	2,7

(1) Import. - Export.

Fuente: Red Eléctrica de España S.A. y CNE.

el de años anteriores, debido a las condiciones climáticas citadas, aunque ha continuado el crecimiento del sector terciario de la economía y al aumento del equipamiento de los hogares.

Las emisiones de CO₂ atribuibles al consumo final de electricidad han sido 0,44 KtCO₂/Gwh en 2006 y 0,45 KtCO₂/Gwh en 2007.

CUADRO 3.1.2.- Consumo final de electricidad

	2006 (Gwh)	2007 (Gwh)	2007/06 %
-TOTAL NACIONAL	250.469	257.234	2,7
-PENINSULAR	236.852	243.196	2,7
-EXTRAPENINSULAR	13.617	14.038	3,1
-INDUSTRIA	107.154	110.899	3,5
-TRANSPORTE	7.358	5.501	-25,2
-RESTO	137.957	140.834	2,1
Emisiones de CO ₂ sobre consumo final de electricidad (KtCO ₂ /Gwh)	0,44	0,45	

Fuente: SGE (Secretaría General de La Energía.)

En el Cuadro 3.1.3 se recoge la evolución mensual de la demanda en el sistema de REE. En todos los meses creció la demanda excepto en enero, febrero y julio, destacando los aumentos en abril y noviembre, relacionados con condiciones climáticas puntuales más severas que las de los mismos meses del año anterior.

CUADRO 3.1.3.- Demanda eléctrica peninsular en b.c. (1)

MES	2006 (Gwh)	2007 (Gwh)	2007/06	
			Mensual	Acumu.
Enero	23.436	23.117	-1,4	-1,4
Febrero	21.231	21.147	-0,4	-0,9
Marzo	21.905	22.531	2,9	0,3
Abril	18.664	20.192	8,2	2,1
Mayo	20.379	20.775	1,9	2,0
Junio	20.855	21.023	0,8	1,8
Julio	23.038	22.791	-1,1	1,4
Agosto	20.604	21.085	2,3	1,5
Septiembre	20.826	20.837	0,1	1,3
Octubre	20.424	21.152	3,6	1,6
Noviembre	20.559	22.411	9,0	2,2
Diciembre	22.867	23.589	3,2	2,3
TOTAL	254.788	260.651		2,3

(1) Incluye compras al régimen especial.

Fuente: Red Eléctrica de España S.A. y CNE.

El comportamiento de la demanda en las distintas zonas que integran el mercado peninsular se encuentra recogido en el cuadro 3.1.4., destacando los crecimientos de la demanda en las zonas aragonesa, andaluza y centro-norte.

CUADRO 3.1.4.- Demanda eléctrica peninsular en b.c. por zonas (1)

ZONAS	2006 (Gwh)	2007 (Gwh)	2007/06 %
Catalana	43.743	43.014	-1,7
Centro-Levante	66.236	65.967	-0,4
Centro-Norte	27.207	27.818	2,2
Noroeste	24.458	24.020	-1,8
Aragonesa	5.592	6.524	16,7
Andaluza	36.190	37.620	4,0
TOTAL	203.426	204.963	0,8

(1) Sin incluir compras al régimen especial.

Fuente: Red Eléctrica de España.

El Cuadro 3.1.5 recoge la evolución del Índice de Producción Industrial (IPI), que aumentó un 2,3% respecto al del año anterior, con evolución irregular en sus componentes, destacando el aumento en industria manufacturera y bienes de equipo. El consumo eléctrico del sector industrial ha crecido a tasas ligeramente mayores que la producción por lo que la intensidad energética de la industria ha crecido, después del significativo descenso del año anterior.

CUADRO 3.1.5.- Índice de Producción Industrial (Base 2000). Media anual

	2006	2007	2007/06 %
POR RAMAS DE ACTIVIDAD			
Índice general	106,2	108,6	2,3
Industrias extractivas	90,2	89,1	-1,2
Industria manufacturera	104,8	107,4	2,5
Producción y distribución de energía eléctrica gas y agua	120,8	122,5	1,4
POR DESTINO ECONÓMICO DE LOS BIENES			
Bienes de consumo	104,3	106,2	1,8
Bienes de equipo	101,5	108,0	6,4
Bienes intermedios	106,5	107,9	1,3
Energía	116,5	117,2	0,6

Fuente: INE

3.2. OFERTA ELÉCTRICA

3.2.1. Explotación del sistema eléctrico nacional

En el cuadro 3.2.1.1 se indica la potencia de generación eléctrica total instalada a 31-12-2007, incluyendo autoprodutores, cuya potencia agregada continúa creciendo. Destaca la entrada en servicio en el año de parques eólicos y las nuevas centrales de gas de ciclo combinado.

CUADRO 3.2.1.1.- Potencia instalada a 31-12-2007. Total nacional

	Potencia MW	Estructura %	Participación en generación %
Régimen ordinario	65.442	73,3	76,8
Hidráulica	16.658	18,7	8,4
–Convencional y mixta	14.112		
–Bombeo puro	2.546		
Nuclear	7.716	8,6	17,7
Carbón	11.866	13,3	24,0
–Hulla y antracita nacional	5.880		
–Lignito negro	1.501		
–Lignito pardo	2.031		
–Carbón importado	2.454		
Fuel oil-Gas oil	5.865	6,6	4,2
Gas natural	23.337	26,1	22,5
–Ciclo combinado	20.958		
Régimen especial	23.876	26,7	23,2
Hidráulica	1.901	2,1	1,3
Eólica	13.786	15,4	8,8
Solar fotovoltaica	623	0,7	0,2
Carbón	130	0,1	0,1
Gas natural	5.183	5,8	9,2
Fuel oil-Gas oil	1.456	1,6	2,2
Biomasa y Residuos	797	0,9	1,4
Total nacional	89.318	100,0	100,0

Fuente: SGE, Red Eléctrica de España y CNE.

La producción eléctrica, en bornes de generador, en el conjunto nacional ascendió en 2007 a 312138 GWh, un 3% superior a la del año anterior. La estructura de generación, como puede observarse en el Cuadro 3.2.1.2, muestra un aumento significativo de la producción con energías renovables, tanto hidroeléctrica como eólica, solar fotovoltaica y biomasa.

La producción en centrales nucleares bajó un 8,4%, debido a que se realizó la parada programada de recarga de la mayoría de los grupos. Debido a esto,

en la producción con centrales de carbón, se produjo un aumento del 8,2%, con lo que la participación de dicha producción dentro del conjunto total nacional alcanzó el 24%.

La producción en centrales de fuel-oil en el Régimen Ordinario ha bajado un 9,9%, y sigue bajando su peso en la estructura de generación. El aumento en las de gas es debido a la entrada en operación de las nuevas centrales de gas de ciclo combinado y también en cogeneración, que ha recuperado su actividad después del descenso del año anterior. Destaca el crecimiento de la generación eólica, que ha supuesto el 8,8% del total.

En el cuadro 3.2.1.3 se muestra el balance eléctrico total nacional por fuentes de energía, apreciándose que sube en hidroeléctrica y renovables, así como en gas y carbón y baja en nuclear y productos petrolíferos.

En conjunto, las energías renovables han aportado el 20,2% de la generación bruta total, frente al 18,9% del año anterior.

Las emisiones de CO₂ procedentes de la generación eléctrica bruta han sido 0,36 KtCO₂/Gwh en 2006 y 0,37 KtCO₂/Gwh en 2007.

La producción eléctrica neta, en barras de central, total nacional fue, en 2007 de 300138 GWh, con un aumento del 3,2% en relación con dicho valor en 2006. Los consumos en generación han sido similares a los del año anterior, equilibrando la mayor participación de las centrales de carbón con las hidroeléctricas y eólicas, y finalmente, la energía eléctrica en barras de central, disponible para el mercado nacional aumentó un 2,7% en relación con la de 2006, debido al menor consumo en bombeo y al fuerte aumento de las exportaciones.

El consumo de combustibles para generación eléctrica, en unidades físicas y energéticas, se indica en el Cuadro 3.2.1.4. El consumo de carbón en toneladas aumentó un 3,3% y el de productos petrolíferos bajó un 12,6%, mientras el de gas en tep bajó ligeramente. Debido a esta estructura de generación, con mayor recurso a algunos combustibles fósiles en centrales convencionales, el consumo de combustibles para generación, medido en tep, aumentó globalmente un 2,6%.

Para generar la energía eléctrica producida en 2007 ha sido preciso consumir, en los diferentes tipos de instalaciones de generación eléctrica, 55852 Ktep, un 0,2% superior al del año anterior, como se indica en el Cuadro 3.2.1.5. Esta tasa es distinta de la variación de la producción, debido a los diferentes rendimientos de las distintas fuentes de generación.

Las nuevas líneas de transporte de energía eléctrica y subestaciones que entraron en servicio en 2007 se indican en el Capítulo 11 de este Informe.

CUADRO 3.2.1.2.-Balance de energía eléctrica según centrales. Total nacional

	2006		2007		2007/06
	Gwh	Estructura %	Gwh	Estructura %	%
Régimen ordinario	236.201	78,0	239.608	76,8	1,4
Hidroeléctrica	25.330	8,4	26.352	8,4	4,0
Nuclear	60.126	19,8	55.102	17,7	-8,4
Carbón	69.343	22,9	75.043	24,0	8,2
-Hulla y antracita nacional	32.412	10,7	35.751	11,5	10,3
-Lignito negro	8.641	2,9	8.313	2,7	-3,8
-Lignito pardo	12.826	4,2	13.637	4,4	6,3
-Carbón importado	15.464	5,1	17.342	5,6	12,1
Fuel oil-Gas oil	14.429	4,8	12.998	4,2	-9,9
Gas natural	66.973	22,1	70.113	22,5	4,7
-Ciclo combinado	63.506	21,0	68.139	21,8	7,3
Régimen especial	66.763	22,0	72.530	23,2	8,6
Hidráulica	4.193	1,4	4.159	1,3	-0,8
Eólica	23.401	7,7	27.534	8,8	17,7
Solar fotovoltaica	169	0,1	486	0,2	188,5
Carbón	507	0,2	463	0,1	-8,6
Gas natural	27.733	9,2	28.600	9,2	3,1
Fuel oil-Gas oil	6.631	2,2	6.765	2,2	2,0
Biomasa y Residuos	4.130	1,4	4.524	1,4	9,5
Producción bruta	302.964	100,0	312.138	100,0	3,0
Consumos en generación	12.008		12.000		-0,1
Producción neta	290.956		300.138		3,2
Consumo en bombeo	5.262		4.350		
Saldo de intercambios	-3.279		-5.750		
Demanda (bc)	282.415		290.038		2,7

Fuente: SGE

CUADRO 3.2.1.3.- Balance de energía eléctrica por fuentes de energía. Total nacional

	2006		2007		2007/06
	Gwh	Estructura %	Gwh	Estructura %	%
Régimen ordinario	236.201	78,0	239.608	76,8	1,4
Hidroeléctrica	25.330	8,4	26.352	8,4	4,0
Nuclear	60.126	19,8	55.102	17,7	-8,4
Carbón	67.256	22,2	74.189	23,8	10,3
-Hulla y antracita nacional	18.742	6,2	20.310	6,5	8,4
-Lignito negro	3.995	1,3	3.994	1,3	0,0
-Lignito pardo	4.499	1,5	4.379	1,4	-2,7
-Carbón importado	40.020	13,2	45.506	14,6	13,7
Fuel oil-Gas oil	17.268	5,7	14.505	4,6	-16,0
Gas natural	66.221	21,9	69.460	22,3	4,9
Régimen especial	66.763	22,0	72.530	23,2	8,6
Hidráulica	4.193	1,4	4.159	1,3	-0,8
Eólica	23.401	7,7	27.534	8,8	17,7
Solar fotovoltaica	169	0,1	486	0,2	188,5
Carbón	507	0,2	463	0,1	-8,6
Gas natural	27.733	9,2	28.600	9,2	3,1
Fuel oil-Gas oil	6.631	2,2	6.765	2,2	2,0
Biomasa y Residuos	4.130	1,4	4.524	1,4	9,5
Producción bruta	302.964	100,0	312.138	100,0	3,0
Emissiones de CO ₂ sobre producción bruta (KtCO ₂ /Gwh)	0,36		0,37		

Fuente: SGE

CUADRO 3.2.1.4.- Consumo de combustibles en generación de electricidad. Total nacional

	2.006	2007	2007/06	2006	2007	2007/06
	Miles de toneladas (1)			Miles de tep.		
			%			%
Carbón	37.273	38.505	3,3	15.429	16.945	9,8
-Hulla + antracita nacional	8.610	9.247	7,4	3.860	4.161	7,8
-Carbón importado	17.387	19.219	10,5	9.184	10.436	13,6
-Lignito negro	3.480	3.251	-6,6	1.026	1.025	0,0
-Lignito pardo	7.796	6.787	-12,9	1.360	1.323	-2,7
Productos petrolíferos	5.247	4.588	-12,6	5.087	4.453	-12,5
Gas natural	151.818	150.554	-0,8	13.664	13.550	-0,8
Gas siderúrgico	2.507	2.744	9,4	251	274	9,5
Biomasa y Residuos	5.209	5.923	13,7	1.372	1.506	9,7
Total				35.803	36.728	2,6

(1) Gas natural y gas siderúrgico en millones de termias PCS

Fuente: SGE

CUADRO 3.2.1.5.- Consumo de energía primaria en generación de electricidad. Total nacional

	2006		2007		2007/06
	ktep.	Estructura %	ktep.	Estructura %	%
Hidroeléctrica	2.200	3,9	2.341	4,2	6,4
Nuclear	15.669	28,1	14.360	25,7	-8,4
Carbón	15.709	28,2	17.232	30,9	9,7
-Nacional	6.274	11,3	6.522	11,7	4,0
-Importado	9.435	16,9	10.710	19,2	13,5
Petróleo	5.087	9,1	4.453	8,0	-12,5
Gas natural	13.664	24,5	13.550	24,3	-0,8
Eólica	2.013	3,6	2.368	4,2	17,7
Solar	15	0,0	42	0,1	186,3
Biomasa y Residuos	1.372	2,5	1.506	2,7	9,7
Total	55.727	100,0	55.852	100,0	0,2

Fuente: SGE

3.2.2. Explotación del sistema peninsular

En el Cuadro 3.2.2.1 se detalla la potencia instalada a 31 de diciembre de 2007, en el Sistema Eléctrico Peninsular. Este Sistema está constituido por las centrales integradas en el sistema de Red Eléctrica de España, S.A., así como por un conjunto variado de autoprodutores que se integran en el Régimen Especial.

La producción de energía eléctrica, en bornes de generador, en el Sistema Peninsular, ascendió en 2007 a 295545 GWh, un 2,7% superior a la producción de 2006.

Los consumos en generación fueron similares a los del año anterior, pues aunque hubo una mayor generación

con carbón, creció la producción hidroeléctrica y eólica. La producción eléctrica neta aumentó un 3,2%, alcanzando 284493 GWh, en barras de central.

El consumo por bombeo bajó en el año, mientras el saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica continúa siendo exportador y con fuerte crecimiento en el año. En consecuencia, la energía eléctrica, en barras de central, disponible para el mercado, creció un 2,7%. En el Cuadro 3.2.2.2 se muestra el balance eléctrico del Sistema Peninsular, según centrales, de los dos últimos años.

La estructura de generación muestra, de forma similar a como se ha señalado para el conjunto total nacional, que se produjo un aumento de la producción de energía hidroeléctrica, eólica y con carbón,

CUADRO 3.2.2.1.- Potencia instalada a 31-12-2007.
Total peninsular

	Potencia MW	Estructura %	Participación en generación %
Régimen ordinario	61.497	72,3	75,7
Hidráulica	16.657	19,6	8,9
-Convencional y mixta	14.111		
-Bombeo puro	2.546		
Nuclear	7.716	9,1	18,6
Carbón	11.356	13,3	24,3
-Hulla y antracita nacional	5.880		
-Lignito negro	1.501		
-Lignito pardo	2.031		
-Carbón importado	1.944		
Fuel oil-Gas oil	2.431	2,9	0,1
Gas natural	23.337	27,4	23,7
-Ciclo combinado	20.958		
Régimen especial	23.579	27,7	24,3
Hidráulica	1.901	2,2	1,4
Eólica	13.637	16,0	9,2
Solar fotovoltaica	607	0,7	0,2
Carbón	130	0,2	0,2
Gas natural	5.183	6,1	9,7
Fuel oil-Gas oil	1.360	1,6	2,2
Biomasa y Residuos	761	0,9	1,5
Total nacional	85.076	100,0	100,0

Fuente: SGE, Red Eléctrica de España y CNE.

mientras la producción nuclear bajó y la producción con gas del Régimen Ordinario aumentó un 4,7%. La producción en centrales con fuel del Régimen Ordinario ha bajado hasta niveles poco significativos.

El balance eléctrico peninsular según fuentes de energía se muestra en el Cuadro 3.2.2.3, mientras el consumo de combustibles en unidades físicas se indica en el cuadro 3.2.2.4.

Energía Hidroeléctrica

En el Cuadro 3.2.2.6 se muestra la energía hidroeléctrica producible por meses, observándose que ésta fue en general superior a la de 2006 en el primer semestre y muy inferior en los últimos meses del año, aunque siempre por debajo de la media histórica en acumulado, quedando en diciembre muy por debajo de ésta.

La gestión de reservas, conjuntamente con la evolución, antes indicada, del producible hidráulico, dio como resultado una producción hidroeléctrica total en bornes de generador en el sistema peninsular de 26352 GWh, en el Régimen Ordinario, un 4% supe-

rior a la del año 2006 y de 4159 GWh en el Régimen Especial, ligeramente inferior al año anterior.

Carbón

La producción eléctrica, en bornes de generador, en centrales de carbón del Régimen Ordinario del Sistema Peninsular fue, en 2007, de 71834 GWh, siendo la participación en la producción total del 24,3%, peso que ha aumentado respecto al año anterior, como consecuencia del aumento de demanda y menor generación nuclear, que no han sido compensadas con el aumento de la generación con renovables.

El consumo de carbón alcanzó 37318 Kt, superior en un 3,4% al del año anterior, destacando, en toneladas, el aumento del 7,4% en hulla y antracita nacional, el descenso del 6,6% en lignito negro y del 12,9% en lignito pardo, junto con el aumento del 11,3% en carbón importado como se indica en el Cuadro 3.2.2.4.

Las existencias de carbón en los parques de las centrales térmicas del Sistema Peninsular, a 31 de diciembre de 2007 (Cuadro 3.2.2.7), ascendían a 6013 Kt, un 21,2% inferior a las existencias al 31 de diciembre de 2006.

Fuel-oil y gas natural

En 2007, en el Régimen Ordinario peninsular, se generaron 423 GWh, en bornes de generador, en centrales de fuel-oil, con descenso del 82,6% y 70113 GWh en centrales de gas natural, con aumento del 4,7% y alcanzando ya el 23,7% de la generación bruta peninsular.

El consumo de productos petrolíferos en generación de dicho Régimen ascendió, en 2007, a 1400 Kt, un 33,7% inferior al de 2006. El de gas natural fue de 150554 millones de termias PCS, un 0,8% inferior al valor del año anterior.

Otras energías renovables

Este apartado ha registrado en el año un fuerte crecimiento respecto al del año anterior, destacando la producción eólica, 27179 GWh, un 17,8% superior a la del año anterior y debido a la entrada en servicio de nueva potencia. En biomasa y Residuos, el producción fue 4376 GWh, un 10,5% superior a la del año anterior.

En conjunto, las energías renovables han aportado el 21,2% de la generación bruta peninsular, frente al 19,8% del año anterior.

Nuclear

En el Capítulo 4 del presente Informe se efectúa un análisis detallado tanto de la explotación de las centrales nucleares en 2007 como del resto de las actividades relacionadas con la generación eléctrica de origen nuclear.

CUADRO 3.2.2.2.-Balance de energía eléctrica según centrales. Total peninsular

	2006		2007		2007/06
	Gwh	Estructura %	Gwh	Estructura %	%
Régimen ordinario	220.873	77,0	223.824	75,7	1,3
Hidroeléctrica	25.330	8,8	26.352	8,9	4,0
Nuclear	60.126	21,0	55.102	18,6	-8,4
Carbón	66.006	23,0	71.834	24,3	8,8
-Hulla y antracita nacional	32.412	11,3	35.751	12,1	10,3
-Lignito negro	8.641	3,0	8.313	2,8	-3,8
-Lignito pardo	12.826	4,5	13.637	4,6	6,3
-Carbón importado	12.127	4,2	14.133	4,8	16,5
Fuel oil-Gas oil	2.438	0,8	423	0,1	-82,6
Gas natural	66.973	23,3	70.113	23,7	4,7
-Ciclo combinado	63.506	22,1	68.139	23,1	7,3
Régimen especial	65.964	23,0	71.721	24,3	8,7
Hidráulica	4.193	1,5	4.159	1,4	-0,8
Eólica	23.072	8,0	27.179	9,2	17,8
Solar fotovoltaica	163	0,1	465	0,2	185,3
Carbón	507	0,2	463	0,2	-8,6
Gas natural	27.733	9,7	28.600	9,7	3,1
Fuel oil-Gas oil	6.334	2,2	6.480	2,2	2,3
Biomasa y Residuos	3.962	1,4	4.376	1,5	10,5
Producción bruta	286.837	100,0	295.545	100,0	3,0
Consumos en generación	11.063		11.052		-0,1
Producción neta	275.774		284.493		3,2
Consumo en bombeo	5.262		4.350		
Saldo de intercambios	-3.279		-5.750		
Demanda (bc)	267.233		274.393		2,7

(1) Biomasa, R.S.U., eólica y solar fotovoltaica.
Fuente: SGE

CUADRO 3.2.2.3.- Balance de energía eléctrica por fuentes de energía. Total peninsular

	2006		2007		2007/06
	Gwh	Estructura %	Gwh	Estructura %	%
Régimen ordinario	220.873	77,0	223.824	75,7	1,3
Hidroeléctrica	25.330	8,8	26.352	8,9	4,0
Nuclear	60.126	21,0	55.102	18,6	-8,4
Carbón	64.012	22,3	70.995	24,0	10,9
-Hulla y antracita nacional	18.743	6,5	20.310	6,9	8,4
-Lignito negro	3.995	1,4	3.994	1,4	0,0
-Lignito pardo	4.499	1,6	4.379	1,5	-2,7
-Carbón importado	36.775	12,8	42.312	14,3	15,1
Fuel oil-Gas oil	5.184	1,8	1.915	0,6	-63,1
Gas natural	66.221	23,1	69.460	23,5	4,9
Régimen especial	65.964	23,0	71.721	24,3	8,7
Hidráulica	4.193	1,5	4.159	1,4	-0,8
Eólica	23.072	8,0	27.179	9,2	17,8
Solar fotovoltaica	163	0,1	465	0,2	185,3
Carbón	507	0,2	463	0,2	-8,6
Gas natural	27.733	9,7	28.600	9,7	3,1
Fuel oil-Gas oil	6.334	2,2	6.480	2,2	2,3
Biomasa y Residuos	3.962	1,4	4.376	1,5	10,5
Producción bruta	286.837	100,0	295.545	100,0	3,0

Fuente: SGE

CUADRO 3.2.2.4.- Consumo de combustibles en generación de electricidad. Total peninsular

	Miles de toneladas (1)			Miles de tep.		
	2006	2007	% 2007/06	2006	2007	% 2007/06
Carbón	36.086	37.318	3,4	14.705	16.231	10,4
-Hulla + antracita nacional	8.610	9.247	7,4	3.860	4.161	7,8
-Carbón importado	16.200	18.032	11,3	8.459	9.722	14,9
-Lignito negro	3.480	3.251	-6,6	1.026	1.025	0,0
-Lignito pardo	7.796	6.787	-12,9	1.360	1.323	-2,7
Productos petrolíferos	2.113	1.400	-33,7	1.974	1.285	-34,9
Gas natural	151.818	150.554	-0,8	13.664	13.550	-0,8
Gas siderúrgico	2.507	2.744	9,4	251	274	9,5
Biomasa y Residuos	4.905	5.656	15,3	1.314	1.455	10,7
Total				31.907	32.796	2,8

(1) Gas natural y gas siderúrgico en millones de termias PCS

Fuente: SGE

CUADRO 3.2.2.5.- Consumo de energía primaria en generación de electricidad. Total peninsular

	2006		2007		2007/06
	ktep.	%	ktep.	%	%
Hidroeléctrica	2.200	4,2	2.341	4,5	6,4
Nuclear	15.669	30,2	14.360	27,7	-8,4
Carbón	14.984	28,9	16.519	31,8	10,2
-Nacional	6.274	12,1	6.522	12,6	4,0
-Importado	8.710	16,8	9.997	19,3	14,8
Petróleo	1.974	3,8	1.285	2,5	-34,9
Gas natural	13.664	26,4	13.550	26,1	-0,8
Eólica	1.984	3,8	2.337	4,5	17,8
Solar	15	0,0	40	0,1	174,0
Biomasa y Residuos	1.314	2,5	1.455	2,8	10,7
Total	51.803	96,1	51.887	95,4	0,2

Fuente: SGE

CUADRO 3.2.2.6.- Índice de energía hidroeléctrica producible

	2006		2007	
	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.
Enero	0,31	0,31	0,37	0,37
febrero	0,44	0,38	0,80	0,59
Marzo	1,00	0,57	0,84	0,66
Abril	0,61	0,58	0,85	0,70
Mayo	0,57	0,57	0,94	0,74
Junio	0,19	0,53	0,83	0,75
Julio	0,75	0,54	0,73	0,75
Agosto	0,75	0,55	0,87	0,75
Septiembre	0,87	0,56	0,72	0,75
Octubre	1,84	0,63	0,59	0,74
Noviembre	1,98	0,75	0,29	0,70
Diciembre	1,35	0,82	0,17	0,64

Fuente: Red Eléctrica de España

CUADRO 3.2.2.7.- Existencias de carbón en las centrales térmicas peninsulares

	Existenc. en miles de toneladas a:		Variación	
	31-12-2006	31-12-2007	Miles de t.	%
Hulla +				
Antracita nac.	3.701	3.289	-412	-11,1
Hulla importada	2.969	1.919	-1.049	-35,3
Lignito pardo	82	2	-80	-97,2
Lignito negro	884	803	-81	-9,2
Total	7.635	6.013	-1.622	-21,2

Fuente: Red Eléctrica de España

3.2.3. Explotación del sistema extrapeninsular

El Cuadro 3.2.3.1 muestra la potencia instalada en el parque de generación eléctrica extrapeninsular, a 31 de diciembre de 2007.

La producción eléctrica, en bornes de generador, en el conjunto del sistema extrapeninsular, en 2007, fue de 16592 GWh, lo que representa un incremento del 2,9% en relación con 2006.

Los consumos en generación aumentaron un 0,8%, por lo que la producción neta, o energía eléctrica

disponible en barras de central, ha sido, en 2007, de 15671 GWh, un 3% superior al valor del año 2006.

En el Cuadro 3.2.3.2 se muestra el balance eléctrico extrapeninsular, por centrales, de los dos últimos años. La demanda se sigue cubriendo, mayoritariamente, por la producción de las centrales que emplean productos petrolíferos. El resto, salvo una muy pequeña aportación hidroeléctrica, se completa con la producción con carbón en la central de Alcudia (Baleares) y unidades que emplean energías renovables.

El cuadro 3.2.3.3 muestra el balance eléctrico extrapeninsular según combustibles y el consumo de éstos.

CUADRO 3.2.3.1.- Potencia instalada a 31-12-2007. Extrapeninsular

	Baleares MW	Canarias MW	Ceuta MW	Melilla MW	Total MW
Régimen ordinario	1611	2231	46	62	3950
Hidráulica	0	1	0	0	1
Térmica	1611	2230	46	62	3949
-Carbón	510	0	0	0	510
-Fuel oil-Gas oil	1101	2230	46	62	3439
Régimen especial	45	239	0	2	286
Fuel oil-Gas oil	8	88	0	0	96
Eólica	3	145	0	0	148
R.S.U.	33	0	0	2	35
Solar fotovoltaica	1	5	0	0	7
Total	1656	2469	46	64	4235

Fuente: SGE y Red Eléctrica de España

CUADRO 3.2.3.2.- Balance eléctrico extrapeninsular según centrales. (Gwh)

	Baleares		Canarias		Ceuta y Melilla		Total		2007/06
	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	%
Régimen ordinario	6.038	6.216	8.903	9.122	387	446	15.328	15.784	3,0
Hidráulica	0	0	0	0	0	0	0	0	
Térmica	6038	6216	8903	9122	387	446	15328	15784	3,0
-Carbón	3337	3209	0	0	0	0	3337	3209	-3,8
-Fuel oil-Gas oil	2701	3007	8903	9122	387	446	11991	12575	4,9
Régimen especial	199	170	599	629	2	10	800	808	1,0
Fuel oil-Gas oil	26	25	271	261	0	0	297	285	-3,9
Eólica	5	6	328	349	0	0	333	355	6,5
R.S.U.	168	137	0	0	2	10	170	147	-13,2
Solar fotovoltaica	0	2	0	19	0	0	0	21	
Producción bruta	6.237	6.385	9.502	9.750	389	456	16.128	16.592	2,9
Consumos en generación	371	380	521	517	22	25	914	921	0,8
Demanda (bc)	5.866	6.006	8.981	9.234	367	431	15.214	15.671	3,0

Fuente: SGE

**CUADRO 3.2.3.3.- Consumo de combustibles y de energía primaria en generación eléctrica.
Total extrapeninsular**

	Balears		Canarias		Ceuta y Melilla		Total		2007/06
	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	%
Consumo de combustibles. (Miles de toneladas)									
Carbón	1.187	1.169	0	0	0	0	1.187	1.169	-1,6
Prod. Petrolíferos	747	793	2302	2305	85	88	3.133	3.187	1,7
R.S.U.	304	248	0	0	0	19	304	267	-12,2
Total	2238	2210	2302	2305	85	107	4624	4.622	0,0
Consumo de energía primaria. (Miles de tep.)									
Carbón	725	714	0	0	0	0	725	714	-1,6
Prod. Petrolíferos	751	801	2.280	2.283	82	85	3.113	3.168	1,8
R.S.U.	58	47	0	0	0	4	58	51	-12,3
Eólica	0	1	28	30	0	0	28	31	8,0
Solar	0	0	0	2	0	0	0	2	
Total	1.534	1.562	2.308	2.313	82	89	3.924	3.963	1,0

Fuente: SGE

3.3. ESTRUCTURA DE TARIFAS

En 2007 por primera vez, se han realizado tres revisiones de tarifas: en enero, julio y octubre, actualizando las tarifas de suministro y de acceso, así como las tarifas y primas de régimen especial.

Esta información ha sido publicada, en la normativa citada a continuación:

- Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007.
- Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007.
- Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

Por su parte, a partir de octubre, y de acuerdo con la ley, la actualización del precio de las tarifas deja de ser aprobado por el gobierno, pasando a ser aprobado por el Ministro previo acuerdo de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos.

3.3.1. Actualización de las tarifas en 2007

A lo largo del año 2007 tuvieron lugar tres revisiones de tarifas:

A partir del 1 de enero de 2007:

El Real Decreto 1634/2006, para el caso de las tarifas integrales, plantea las subidas siguientes a partir del 1 de enero de 2007:

- Tarifas de Baja Tensión (<1kV): 3,59%
 - la tarifa social doméstica: 2,00%
 - la tarifa doméstica: 2,8%
 - las tarifas de pequeñas industrias y servicios: 4,26%
 - las tarifas de riegos: 4,26%
- Tarifas de Alta Tensión: 6,4%
 - Consumidores de corta utilización: 5,43%
 - Consumidores media utilización: 5,90%
 - Consumidores larga utilización: 9,05%
 - Tarifa horaria de potencia: 8,51%
 - G.4: 6,72%
 - Riegos: 5,90%

Cabe destacar que se divide la tarifa doméstica 2.0 en tres tramos de potencia, de tal forma que hasta una potencia de 5KW se realiza un incremento social del 2%, de 2,5 a 5 KW, se incrementa la media del 2,8% y por encima de 5 KW y hasta 10 KW el incremento es del 3,3%. Además, en todas estas tarifas si se instala un contador discriminador de dos periodos (punta 10 horas al día y valle el resto) y se realiza gestión de la demanda se pueden lograr rebajas entre el 2% y el 8%. Esto supone un incentivo a la instalación de contadores electrónicos.

Por su parte, la tarifa 3.0 distingue dos tramos de potencia, el primero de 10 a 15 KW y el segundo por encima de 15 KW, experimentando una subida media del 4,2%.

La actual tarifa nocturna se sube un 5% y se congela para nuevos consumidores, ya que es adaptada a la nueva doméstica con discriminación horaria, en la que se amplía el periodo valle.

En relación con las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, éstas se reducen en media del conjunto de todas ellas en el 10%, planteándose las reducciones siguientes:

- Tarifas de acceso de Baja Tensión (<1kV): -3,83%
 - Tarifa doméstica sin discriminación: 4,46%
 - Tarifa doméstica con discriminación: 0,36%
(En esta tarifa se reestructuran los periodos tarifarios en línea con las tarifas de suministro de baja tensión)
 - Resto de tarifas de acceso de baja tensión: -8,12%
- Tarifas de acceso de Alta Tensión:
 - Tarifas del 1 a 36 KV (PYMES y pequeños servicios): -0,98%
 - Resto de tarifas generales: -46,83%
 - Tarifa de conexiones internacionales (escalón 6.5): 0%

A partir del 1 de julio de 2007:

Estas tarifas fueron igualmente revisadas a través del Real Decreto 871/2007. En el caso de las tarifas integrales, se plantearon las subidas siguientes:

- Tarifas de Baja Tensión (<1kV): 1,71%
 - Consumidores domésticos: 0,00%
 - Pequeñas industrias y servicios:
 - Tarifa 3.0.1 (>10,0kW ≤15,0kW): 5,00%
 - Tarifa 3.0.2(>15,0kW, Integra la 3.0.2 y 4.0): 4,14%
 - Tarifa de riegos (Transitoria): 5,00%
- Tarifas de Alta Tensión(>1 kV): 1,89%
 - Tarifas generales (Sin interrumpibilidad): 1,90%
 - Tarifa horaria de potencia: 1,90%
 - Tarifa G.4: 1,90%
 - Tarifas de riegos (transitorias): 5,00%

Esta situación, supone un incremento medio de las tarifas integrales del 1,75%.

Por su parte, las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica no fueron modificadas.

Cabe señalar que en el mencionado Real Decreto, se contempla que a partir del 1 de julio de 2008 se suprimen las tarifas generales de alta tensión y la tarifa horaria de potencia.

A partir del 1 de octubre de 2007:

Por otro lado, la Orden ITC/2794/2007, propuso una congelación de las tarifas, optando por un ajuste de tarifas progresivo que pueda ser asimilado por las economías domésticas en el medio plazo.

Cabe señalar que se definen las nuevas temporadas eléctricas, así como los nuevos periodos aplicables a las tarifas de suministro y de acceso, adaptados a las curvas de demanda registradas en los últimos años, partiendo del informe elaborado a estos efectos por Red Eléctrica de España, S.A.

El calendario transitorio de implantación de los nuevos periodos horarios, que se extiende hasta la fecha de desaparición de tarifas de alta tensión, evita a los consumidores de alta tensión que estén en tarifa un doble cambio en sus contadores, el 1 de enero de 2007 y el 1 de julio de 2008, cuando obligatoriamente se tengan que pasar al libre mercado.

3.3.2. Evolución de las Tarifas Eléctricas

a) Evolución en España

La evolución de los precios desde 1997 se detalla en el cuadro 3.3.1 comparándolos con el valor de IPC correspondiente a cada uno de esos años. En términos reales, desde el año 1996, el incremento anual ha disminuido en casi 26 puntos, mientras que el IPC ha aumentado 46.

b) Comparación con otros países

Para la comparación con otros países, se han utilizado los datos vigentes a 1 de julio de 2007 en los diferentes países de Europa, facilitados por EUROSTAT y correspondientes a diferentes consumidores tipo domésticos e industriales. En los cuadros 3.3.2 y 3.3.3, se detallan estos precios, calculados en cent euro/kWh, incluyendo todos los impuestos y tasas.

- En consumidores tipo doméstico: Todos los precios en España para los consumidores domésticos, se encuentran por debajo de la media comunitaria excepto los consumidores tipo Db.
- En consumidores tipo industrial: Como en el caso de los consumidores domésticos, los precios en España para los consumidores industriales, se encuentran debajo de la media comunitaria.

CUADRO 3.3.1.- Evolución de las tarifas integrales

R.D. TARIFAS		INCREMENTO ANUAL						
		R.D. TARIFAS		R.D. TARIFAS		IPC		
Año	Nº	% Nominal	1996 = 100		1996 = 100		1996 = 100	
			Acumulado	% Real	Acumulado	%	Acumulado	
1997	RD 2657/96	-2,92	97,08	-4,92	95,08	2,00	102,00	
1998	RD 2016/97	-3,63	93,56	-5,03	90,30	1,40	103,43	
1999	RD 2821/98, RD-L 6/99	-2,57	91,15	-5,47	85,36	2,90	106,43	
2000	RD 2066/99	-0,93	90,30	-4,93	81,15	4,00	110,68	
2001	RD 3490/00	-2,22	88,30	-4,92	77,16	2,70	113,67	
2002	RD 1483/01	0,41	88,66	-3,59	74,39	4,00	118,22	
2003	RD 1436/02	1,69	90,16	-0,91	73,71	2,60	121,29	
2004	RD 1802/03	1,54	91,55	-1,66	72,49	3,20	125,18	
2005	RD 2392/04	1,71	93,12	-1,99	71,05	3,70	129,81	
2006	RD 1556/05, RD 809/06	6,75	99,40	2,75	73,00	4,00	135,00	
2007	RD 1634/06, RD 871/07	6,04	105,40	1,74	74,27	4,30	140,80	
2008(*)	ORDEN ITC/3860/2007	3,34	108,92	-0,26	74,08	3,60	145,87	
TOTAL			8,92		-25,92		45,87	

(*) IPC Previsto.

Fuente: SGE

CUADRO 3.3.2.- Precios consumidores tipo industriales

Precios en Euro/kWh, CON TASAS, INCLUYENDO IVA

PAIS	CONSUMIDORES TIPO									
	la	lb	lc	ld	le	lf	lg	lh	li	
	30 Kw 1000 h	50 Kw 1000 h	100 Kw 1600 h	500 Kw 2500 h	500 Kw 4000 h	2,5 Mw 4000 h	4 Mw 6000 h	10 Mw 5000 h	10 Mw 7000 h	
BELGICA	12,42	12,17	11,72	9,64	8,68	8,11	7,04	6,94	6,52	
BULGARIA	6,39	5,93	6,14	5,78	5,06	5,06	4,86	4,50	3,37	
REP. CHECA	12,31	11,21	10,44	8,75	7,58					
DINAMARCA	8,19	7,81	7,41	7,08	7,04					
ALEMANIA										
ESTONIA	6,20	5,88	5,62	5,37	5,43	4,92	3,77	3,52	3,00	
IRLANDA	17,55	17,31	18,17	11,76	11,25	11,15	10,80	10,28	10,20	
GRECIA	10,70	10,66	9,84	7,91	7,26	7,26	6,09	5,71	5,00	
ESPAÑA	10,67	10,67	8,15	7,14	6,63					
FRANCIA	8,55	8,55	7,83	6,40	5,41	5,41	4,63			
ITALIA	12,33	13,73	12,12	11,35	11,07	10,55	9,97	9,33	8,98	
CHIPRE	12,55	12,51	16,67	12,05	10,92	10,91	10,31	10,49	10,03	
LETONIA	7,70	7,68	6,03	5,29	5,23	4,43	4,40	4,41	4,39	
LITUANIA	8,75	8,71	7,14	5,67	5,48	5,48	5,36	5,50	5,40	
LUXEMBURGO										
HUNGRÍA	12,79	12,79	14,50	11,55	9,62	9,61	8,36	8,36	7,30	
MALTA	14,05	14,02	10,60	10,44	8,97	6,31	5,87			
HOLANDA										
AUSTRIA	10,84	10,84	9,94	8,21	7,72	6,48	6,25	6,33	5,95	
POLONIA	8,92	8,73	8,46	7,23	5,71	5,84	5,11			
PORTUGAL	13,52	12,90	10,73	9,38	8,60	8,58	7,68	6,59	6,12	
RUMANIA	11,61	11,71	11,56	10,24	9,87	8,11	7,49	8,16	5,54	
ESLOVENIA	13,28	13,24	9,35	8,17	7,48	6,97	6,72			
ESLOVAQUIA	14,88	12,93	11,91	10,29	9,72	9,39	8,88	8,25	7,83	
FINLANDIA										
SUECIA										
REINO UNIDO										
CROACIA										
TURQUIA										
NORUEGA	6,19	5,83	5,45	5,77	5,06	4,21	3,68	3,33	3,22	
Media (UE 27)	11,15	10,95	10,21	8,56	7,84	7,40	6,80	6,74	6,19	

CUADRO 3.3.2.- Precios de la electricidad para usos domésticos*Precios en cent Euro /kWh, CON TASAS INCLUYENDO IVA (Julio 2007)*

PAISES	CONSUMIDORES TIPO				
	Da 600 kWh	Db 1,2 MWh	Dc 3,5 MWh	Dd 7,5 MWh	De 20 MWh
BELGICA	0,253	0,204	0,157	0,148	0,115
BULGARIA	0,067	0,067	0,068	0,070	0,070
REP. CHECA	0,193	0,171	0,105	0,085	0,070
DINAMARCA	0,365	0,292	0,245	0,231	0,224
ALEMANIA					
ESTONIA	0,091	0,077	0,075	0,072	0,068
IRLANDA	0,347	0,255	0,166	0,151	0,107
GRECIA	0,093	0,084	0,073	0,086	0,067
ESPAÑA	0,151	0,151	0,123	0,113	0,084
FRANCIA	0,170	0,150	0,121	0,117	0,097
ITALIA	0,128	0,129	0,234	0,223	
CHIPRE	0,149	0,142	0,134	0,133	0,100
LETONIA	0,073	0,073	0,073	0,073	0,060
LITUANIA	0,096	0,096	0,078	0,079	0,059
LUXEMBURGO					
HUNGRIA	0,154	0,154	0,133	0,136	0,109
MALTA	0,047	0,057	0,093	0,118	0,139
HOLANDA					
AUSTRIA	0,239	0,191	0,156	0,143	0,115
POLONIA	0,155	0,152	0,125	0,123	0,085
PORTUGAL	0,155	0,174	0,150	0,133	0,097
RUMANIA	0,061	0,126	0,115	0,112	0,087
ESLOVENIA	0,144	0,126	0,113	0,103	0,082
ESLOVAQUIA	0,246	0,191	0,160	0,126	0,098
FINLANDIA	0,212	0,150	0,113	0,098	0,076
SUECIA					
REINO UNIDO	0,172	0,157	0,127	0,128	0,084
CROACIA					
NORUEGA	0,498	0,287	0,149	0,110	0,089
Media (27)	0,163	0,146	0,128	0,122	0,095

Otras actuaciones de interés derivadas de la normativa de tarifas

En el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre por el que se establece la tarifa eléctrica para 2007, Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007 y la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, además se regula lo siguiente:

Retribución de las actividades reguladas*Costes considerados.*

En el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre se revisan las tarifas para la venta de energía eléctrica y las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas para el año 2007. Asimismo se revisa la cuantía destinada a partir de 1 de enero de 2007 a las actividades reguladas y las cuotas destinadas

a satisfacer los costes permanentes, los costes por diversificación y seguridad de abastecimiento, las exenciones de dichas cuotas para determinados distribuidores, y la aplicación de las tarifas a dichos distribuidores.

Para mejorar la competitividad, los servicios y la calidad del suministro eléctrico que reciben los ciudadanos y las empresas, se incrementa la retribución de la distribución en 500 millones de euros a la vez que se mejoran los objetivos de calidad exigidos en la prestación del servicio. No obstante, se contempla la posibilidad de que el Gobierno a partir del 1 de julio de 2007 proceda a efectuar revisiones trimestrales de las tarifas con el objetivo de ir adaptando las tarifas a los precios del mercado.

Se fijan los costes reconocidos para la retribución de las actividades reguladas, transporte, distribución y comercialización de las empresas sujetas al sistema de liquidación para el mismo año, así como los correspondientes a las empresas insulares y extra-peninsulares y los de las empresas distribuidoras acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, actualizados de acuerdo con lo establecido en la normativa.

Asimismo, se incluyen las cuantías correspondientes a las anualidades que resultan para recuperar linealmente el valor actual neto de los déficit de ingresos de las liquidaciones de actividades reguladas generados en años anteriores. Adicionalmente se prevé provisionalmente para el cálculo de las tarifas de 2007 una partida de coste, con carácter provisional, destinado al plan de viabilidad para Elcogás, S.A. y otra partida para incentivar el consumo de carbón autóctono, ambas partidas tienen carácter provisional.

A estos costes se adicionan los correspondientes a la previsión de los costes de generación, los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes, que se establecen como porcentajes sobre la facturación, teniendo en cuenta que se considera un incremento de demanda para 2007 del 3,55%.

Para cubrir estos costes con los ingresos vía tarifas hubiera sido necesario aprobar una subida elevada de las mismas. Por ello se reconoció ex - ante la existencia de un déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas entre el 1 de enero de 2007 y el 31 de marzo de 2007.

Paralelamente, como ya se ha citado, con el objetivo de ir adaptando las tarifas a los precios del mercado de forma paulatina, se facultó al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para que el 1 de abril de 2007 proceda a efectuar una nueva revisión de las tarifas del año 2007. En este contexto, los costes reconoci-

dos a las actividades reguladas de las empresas peninsulares sujetas a liquidación, de acuerdo con lo establecido en el artículo 16 apartados 2, 3 y 4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, son los siguientes:

Costes de transporte:	993.166 miles de euros
Costes de distribución:	3.571.093 miles de euros
Costes de gestión comercial:	286.598 miles de euros
TOTAL:	4.840.857 miles de euros

Para las empresas de los sistemas insulares y extra-peninsulares no acogidas a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley del Sector Eléctrico para el año 2007, estos costes son los siguientes:

Costes de transporte:	96.607 miles de euros
Costes de distribución:	283.382 miles de euros
Costes de gestión comercial:	19.421 miles de euros
TOTAL:	399.410 miles de euros

El margen de los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley del Sector Eléctrico previsto asciende en el año 2007 a 178.530 miles de euros.

Se incluyen además como costes de distribución una partida de 90.000 miles de Euros destinada a la realización de planes de mejora de calidad de servicio en régimen de cofinanciación con las Comunidades Autónomas. De ellos 10.000 miles de Euros se destinarán al desarrollo de planes para el desbrozado y limpieza de los terrenos que se encuentran bajo las líneas aéreas.

Costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento

Se establecen los porcentajes sobre la facturación que deben ser recaudados en concepto de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento, distinguiendo en sus cuantías, los correspondientes a tarifas finales de suministro de los correspondientes a tarifas de acceso o peajes, con objeto de que se cubran los costes a que atienden los mismos.

Para los distribuidores que adquieran su energía a tarifa de acuerdo con la Disposición Transitoria Undécima de la Ley del Sector Eléctrico, se mantiene su régimen retributivo, como en el año 2006. Así:

- Se mantiene la excepción con carácter general de la entrega de los porcentajes en concepto de moratoria nuclear y costes de transición a la competencia por las facturaciones correspondientes a los suministros a tarifa.

- b) Se clasifican estas empresas, a efectos de la entrega de los porcentajes en concepto de costes permanentes y de diversificación y abastecimiento, en función de la cantidad de energía adquirida y distribuida, en tres grupos:

Adicionalmente, a partir de la citada normativa se introducen las siguientes novedades:

Información a remitir al Ministerio

Se mantiene la obligación de aportar información al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, cumpliendo lo establecido en la Disposición Transitoria Sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, la información que requiere la Directiva sobre transparencia de precios aplicables a los consumidores industriales de gas y electricidad, y para poder garantizar la retribución económica según lo establecido en la disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Inspecciones especiales

Se establece como en años anteriores las inspecciones y comprobaciones que deberá efectuar la Comisión Nacional de Energía, tal como contempla la Ley, sobre las facturaciones de las empresas eléctricas que permitan la comprobación de datos que requiere el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para el eficaz ejercicio de sus funciones así como para el ejercicio de funciones propias de la Comisión.

Otras Revisiones de tarifas y precios

– Revisiones de primas y precios del régimen especial

De acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial, se procedió en la Orden ITC/2794/2007, a la actualización trimestral de las tarifas y primas para las instalaciones de los subgrupos siguientes:

- Grupos a.1.1 y a.1.2 (cogeneraciones que utilicen gas natural, gasóleo, fuel-oil o GLP),
- Grupo c.2 (instalaciones de residuos)
- Instalaciones de cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos

La actualización se realizó con la metodología establecida en el anexo VII del citado real decreto, que tiene en cuenta las variaciones de los valores de referencia de los índices de precios de combustibles y el índice nacional de precios al consumo (IPC).

– Coste y verificación de instalaciones fotovoltaicas

Se actualizan los valores de los precios de las verificaciones y actuaciones sobre los puntos de

medida a realizar por el Operador del Sistema, así como los precios de la primera verificación de las instalaciones fotovoltaicas, con la media de la variación anual del índice de precios al consumo resultante en el periodo noviembre 2005-octubre 2006 de 2,5%.

– Novedades

- Reformas estructurales destinadas a mejorar el funcionamiento del mercado de producción, introduciendo:
 - La realización de subastas virtuales de capacidad de generación obligatorias para ciertos Operadores Dominantes (fomento de la competencia efectiva).
 - La regulación básica de servicios de gestión de la demanda en mercado: interrumpibilidad y compensación de reactiva.
 - La elaboración de informes mensuales sobre el funcionamiento de los mercados por parte del Operador del Mercado y el Operador del Sistema.
- Se amplía la posibilidad en la prestación del servicio de regulación secundaria reduciendo el límite mínimo para ofrecer regulación a 300 MW. Paralelamente se habilita al OS una propuesta de revisión del sistema de regulación secundaria.
- Se eliminan los pagos por garantía de potencia a las centrales nucleares a partir del 1 de enero de 2007, y por otro lado, a partir del 1 de octubre de 2007, dicha garantía es sustituida por el concepto de Pagos por Capacidad, bajo el cual se incluyen ahora dos tipos de servicios claramente diferenciados:
 - Servicio a medio plazo, que irá destinado a contratar disponibilidad de potencia en un horizonte temporal determinado con aquellas tecnologías que, con mayor probabilidad, pudieran estar indisponibles en los periodos de demanda punta. Este servicio se deja para un posterior desarrollo mediante Orden Ministerial.
 - Incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo, que irá destinado exclusivamente a promover la construcción de nuevas instalaciones de generación a través de pagos que facilitarán a sus promotores la recuperación de los costes de inversión. Este servicio se desarrolla en toda su extensión, aplicando un incentivo a la inversión para las nuevas instalaciones en función del índice de cobertura y para las ya construidas, pero con posterioridad 1 de enero de 2008 se aplica un pago de 20.000 Euros/MW y año.
- En línea con la normativa comunitaria, se congela la tarifa horaria de potencia y el com-

plemento por interrumpibilidad de consumidores acogidos a las tarifas generales de alta tensión hasta que se eliminen dichas tarifas.

- Se modifican los límites zonales e individuales de los índices de calidad de suministro establecidos en el Real Decreto 1955/2000, para el cumplimiento de la calidad de suministro individual.
- Se habilita al MITYC para:
 - Definir un sistema de incentivos para la operación del sistema
 - Establecer un incentivo al consumo de carbón autóctono que se devengará desde el 1 de enero
 - Regular la gestión de la demanda y compensación de reactiva en mercado
- Se habilita al Operador del sistema a limitar los puntos de conexión por razones de seguridad del suministro.
- Se establecen mandatos a la CNE para realizar propuestas sobre:
 - La elaboración de un Plan de sustitución de contadores: discriminación horaria y telemedida Desde el 1 de julio obligatorios para los nuevos suministros y plan de sustitución del parque actual en 5 años.
 - Directrices para discriminar entre extensión natural de red y acometida o línea directa, así como un estudio del coste de las acometidas.
 - Revisión de la retribución por garantía de potencia
 - Desarrollo de un sistema de incentivos a la localización de la generación.
 - Cálculo de la retribución inicial para los pequeños distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria undécima de la Ley.

3.4. REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR

En el ámbito normativo del Sector Eléctrico Español, destaca la publicación de la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a 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.

Algunos de los aspectos más destacados de esta Ley son los siguientes:

- La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector Eléctrico, modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, establece en el artículo 18 las tarifas de último recurso.

La actividad de suministro a tarifa dejará de formar parte de la actividad de distribución el 1 de enero de 2009, el suministro pasará a ser ejercido en su totalidad por comercializadores en libre competencia, y serán los consumidores de electricidad quienes elegirán libremente a su suministrador.

A partir de esa fecha, se crean las tarifas de último recurso, que son los precios máximos establecidos por la Administración para determinados consumidores. Esta actividad será realizada por las empresas comercializadoras de último recurso a las que se imponga tal obligación.

- Se refuerza la separación entre actividades, contemplando además de la separación jurídica, la separación funcional y de gestión entre ellas dentro de un mismo grupo de empresas. Para evitar imponer una carga administrativa y financiera desproporcionada a las pequeñas empresas de distribución, tal como contempla la directiva, se exime a los pequeños distribuidores, de menos de 100.000 clientes, de los requisitos de separación legal y funcional de actividades.
- Se realiza una diferenciación en la red de transporte, en la que se introduce una separación entre transporte primario y secundario. Adicionalmente, como actividad regulada que es el transporte, con carácter de monopolio natural, se asigna en régimen de exclusividad esta figura de transportista a una única sociedad.
- Como complemento al objetivo que persigue la Directiva del acceso eficaz y no discriminatorio a las redes de los distribuidores, se crea la Oficina de Cambios de Suministrador, una sociedad independiente responsable de la supervisión y, en su caso, gestión centralizada de las comunicaciones y registro formal de los cambios de suministrador de energía eléctrica.
- Se elimina la figura del agente externo, que pasa a ser incluida en la figura del comercializador.
- Se flexibilizan los requisitos para realizar intercambios intracomunitarios en línea con los avances del mercado interior de la electricidad.
- Asimismo se desarrollan diferentes modalidades de contratación en el mercado. Así, el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007, establece en su Disposición adicional vigésima, las emisiones primarias de energía que se han venido celebrando de forma trimestral a lo largo de 2007 con el fin de fomentar la contratación a plazo. En esta misma línea, se han desarrollado las subastas para las compras de energía de las distribuidoras.

Otras disposiciones publicadas durante el año 2007, se relacionan a continuación:

- ORDEN ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular. (B.O.E. nº 50 de 27 de febrero de 2007).
- ORDEN ITC/843/2007, de 28 de marzo, por la que se modifica la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internaciones de energía eléctrica. (B.O.E. nº 80 de 3 de abril de 2007).
- RESOLUCIÓN de 19 de abril de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se regulan las emisiones primarias de energía previstas en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007. (B.O.E. nº 98 de 24 de abril de 2007).
- RESOLUCIÓN de 19 de abril de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se establecen las características de la primera subasta a que hace referencia la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular. (B.O.E. nº 98 de 24 de abril de 2007).
- REAL DECRETO 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración. (B.O.E. nº 114 de 12 de mayo de 2007).
- RESOLUCIÓN de 11 de mayo de 2007 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen determinados aspectos de la primera emisión primaria de energía eléctrica. (B.O.E. nº 116 de 15 de mayo de 2007).
- REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. (B.O.E. nº 126 de 26 de mayo de 2007).
- RESOLUCIÓN de 29 de mayo de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban las reglas y el contrato tipo de la primera subasta a que hace referencia la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular. (B.O.E. nº 130 de 31 de mayo de 2007).
- ORDEN ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia. (B.O.E. nº 131 de 1 de junio de 2007).
- ORDEN ITC/1673/2007, de 6 de junio, por la que se aprueba el programa sobre condiciones de aplicación de aportación de potencia al sistema eléctrico de determinados productores y consumidores asociados que contribuyan a garantizar la seguridad de suministro eléctrico. (B.O.E. nº 140 de 12 de junio de 2007).
- ORDEN ITC/1865/2007, de 22 de junio, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2007 y en el primer semestre de 2008. (B.O.E. nº 152 de 26 de junio de 2007).
- RESOLUCIÓN de 26 de junio de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se modifican las reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica. (B.O.E. nº 155 de 29 de junio de 2007).
- RESOLUCIÓN de 26 de junio de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban diversos procedimientos de operación para su adaptación a la nueva normativa eléctrica. (B.O.E. nº 155 de 29 de junio de 2007).
- REAL DECRETO 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007. (B.O.E. 30 de junio de 2007).
- LEY 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a 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. (B.O.E. nº 160 de 5 de julio de 2007).
- ORDEN PRE/2017/2007, de 6 de julio, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta. (B.O.E. nº 162 de 7 de julio de 2007).
- REAL DECRETO 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial. (B.O.E. nº 183 de 1 de agosto de 2007).
- ORDEN ITC/2334/2007, de 30 de julio, por la que se desarrolla el Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006, en lo referente al dere-

- cho de cobro correspondiente a la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005 y su régimen de cesión. (B.O.E. nº 183 de 1 de agosto de 2007).
- RESOLUCIÓN de 24 de julio de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban las reglas y el contrato tipo de la segunda subasta a que hace referencia la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular. (B.O.E. nº 183 de 1 de agosto de 2007).
 - RESOLUCIÓN de 24 de julio de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se establecen las características de la segunda subasta a que hace referencia la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular. (B.O.E. nº 184 de 2 de agosto de 2007).
 - RESOLUCIÓN de 24 de julio de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen determinados aspectos de la segunda emisión primaria de energía eléctrica. (B.O.E. nº 184 de 2 de agosto de 2007).
 - ORDEN ITC/2370/2007, de 26 de julio de 2007, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción. (B.O.E. nº 185 de 3 de agosto de 2007).
 - REAL DECRETO 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. (B.O.E. nº 224 de septiembre de 2007).
 - ORDEN ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. (B.O.E. nº 234 de 29 de septiembre de 2007).
 - RESOLUCIÓN de 16 de octubre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, para la aplicación de la Orden PRE/2017/2007, de 6 de julio, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta. (B.O.E. nº 257 de 26 de octubre de 2007).
 - ORDEN ITC/3315/2007, de 15 de noviembre, por la que se regula, para el año 2006, la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente. (B.O.E. nº 275 de 16 de noviembre de 2007).
 - RESOLUCIÓN de 7 de noviembre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de interrumpibilidad. (B.O.E. nº 275 de 16 de noviembre de 2007).
 - RESOLUCIÓN de 18 de octubre de 2007, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se modifica la de 4 de octubre de 2007, por la que se aprueban el pliego de bases y los documentos relacionados con el procedimiento de subasta del déficit reconocido ex ante en las liquidaciones de las actividades reguladas. (B.O.E. nº 275 de 16 de noviembre de 2007).
 - RESOLUCION de 15 de noviembre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el modelo de contrato del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción. (B.O.E. nº 279 de 21 de noviembre de 2007).
 - RESOLUCIÓN de 8 de noviembre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen determinados aspectos de la tercera emisión primaria de energía eléctrica. (B.O.E. nº 280 de 22 de noviembre de 2007).
 - RESOLUCIÓN de 12 de noviembre de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se establecen las características de la tercera subasta a que hace referencia la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular. (B.O.E. nº 280 de 22 de noviembre de 2007).
 - RESOLUCIÓN de 22 de noviembre de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban las reglas y el contrato tipo de la tercera subasta a que hace referencia la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular. (B.O.E. nº 285 de 28 de noviembre de 2007).
 - REAL DECRETO-LEY 11/1007, de 7 de diciembre, por el que se detrae de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica el mayor

ingreso derivado de la asignación gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. (B.O.E. N° 294 de 8 de diciembre de 2007).

- RESOLUCIÓN de 10 de diciembre de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se modifica la de 26 de junio de 2007, por la que se aprueban diversos procedimientos de operación para su adaptación a la nueva normativa eléctrica. (B.O.E. n° 301 de 17 de diciembre de 2007).
- RESOLUCIÓN de 26 de diciembre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija, para el año 2008, el calendario aplicable al sistema estacional tipo 5 de discriminación horaria en el sistema integrado peninsular y en los sistemas extrapeninsulares de Ceuta, Melilla, archipiélago balear y archipiélago canario, de la tarifa eléctrica. (B.O.E. n° 313 de 31 de diciembre de 2007).
- RESOLUCIÓN de 27 de diciembre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía aplicable para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo. (B.O.E. n° 313 de 31 de diciembre de 2007).
- ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008. (B.O.E. n° 312 de 29 de diciembre de 2007).
- RESOLUCIÓN de 28 de diciembre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija el precio medio de la energía a aplicar en el cálculo de la retribución del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción durante el primer trimestre de 2008. (B.O.E. n° 313 de 31 de diciembre de 2007).

3.5. EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE LA ELECTRICIDAD

El mercado de producción de energía eléctrica, se estructura en los siguientes mercados:

- Mercado diario e intradiario
- Mercados no organizados (Contratación bilateral)
- Servicios de ajuste del sistema (Resolución de restricciones técnicas del sistema, Servicios complementarios y Gestión de Desvíos)
- Mercados a plazo.(Subastas VPP y CESUR)

Mercado diario e intradiario.

Este mercado es gestionado por OMEL (operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.).

Desde el 1 de enero de 1998 todos los días se ha celebrado la sesión correspondiente al mercado diario, donde una vez realizadas las ofertas de venta o adquisición de energía y éstas han sido aceptadas por el operador del mercado, se procede a realizar la casación para cada hora, partiendo de la oferta más barata hasta igualar la demanda.

El resultado de esta casación determina el precio marginal para cada hora, que es el correspondiente a la oferta de energía eléctrica realizada por la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado diario en el sistema eléctrico español en el 2007, ha ascendido a 199.776 GWh y 8.141.590 kEur, lo que supone un aumento del 69,6% y 24,1%, respectivamente, respecto al año anterior. El aumento del volumen de energía procede de la comparación en el mismo periodo del año anterior, donde se consideraba desde el 3 de marzo de 2006 el proceso de asimilación a contratos bilaterales entre distribución y producción en régimen ordinario, establecido en el artículo 1 del Real Decreto Ley 3/2006, proceso que no es de aplicación a partir del 1 de marzo de 2007, como consecuencia de la publicación de la Orden ITC/400/2007.

Además de este mercado diario, donde se realizan la mayoría de transacciones, posteriormente con objeto de atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir, se abren las sesiones del mercado intradiario. El mercado intradiario inició su funcionamiento el día 1 de abril de 1998. Durante los tres primeros meses la contratación se realizó en dos sesiones. En la actualidad cuentan con 6 sesiones.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado intradiario en el mismo periodo se ha situado en 26.072 GWh y 988.402 kEur, lo que supone un aumento del 23,3% y del 2,54%, respecto al año anterior.

Para el conjunto del mercado de producción, la contratación neta de energía, exceptuando la contratación bilateral, ha ascendido a 204.821 GWh y 9.371.850 kEur, lo que ha supuesto un aumento del 31,2% en energía y una disminución del 8,9% en volumen económico, con respecto al año anterior.

El precio medio aritmético del mercado diario en el sistema eléctrico español correspondiente al periodo ha sido de 3,935 cEur/kWh.

El precio medio aritmético del mercado intradiario en el sistema eléctrico español correspondiente al periodo ha sido de 3,921 cEur/kWh.

Los precios medios mensuales aritméticos del mercado diario en el sistema eléctrico español en el periodo comprendido entre enero de 2007 y diciembre de 2007, han variado desde el mayor correspondiente al mes de diciembre de 2007 (5,811 cEur/kWh), al menor correspondiente al mes de marzo de 2007 (2,968 cEur/kWh). Para el 12,1% de las sesiones del mercado, la diferencia entre precios máximos y mínimos oscila entre 1 y 2 cEur/kWh. No obstante, en periodos de precios bajos, la diferencia entre precios máximos y mínimos es de menor entidad. El precio medio aritmético del periodo es de 3,935 cEur/kWh.

El volumen de contratación en el programa resultante de la casación del mercado diario en el sistema eléctrico español ha ascendido durante el 2007 a 8.141.590 kEur y a 199.776 GWh. La energía en el programa resultante de la casación en el mercado diario tiene un máximo en diciembre de 2007, con 21.517 GWh.

Durante el 2007, la contratación de intercambios internacionales (ventas y compras) ha supuesto en el mercado diario un total de 11.387 GWh, a los que hay que añadir 4.306 GWh de los contratos bilaterales.

Mercado de servicios de ajuste del sistema

Este mercado es gestionado por el Operador del Sistema (REE) y su función principal es garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, es decir, que el suministro de energía eléctrica se produzca en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad que están establecidas, y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda.

Dentro de este mercado, cabe señalar los siguientes conceptos

- Resolución de restricciones técnicas del sistema: Sobre el programa diario base de funcionamiento, se realiza por el operador del sistema una evaluación de seguridad. Si el citado programa no cumple los requisitos de seguridad establecidos, un procedimiento del operador del sistema determina las unidades de venta y ofertas de compra-venta existentes que deben agregarse o eliminarse del programa base de funcionamiento. El resultado es el programa diario viable provisional.
- Asignación de regulación secundaria: Sobre la base del programa diario viable provisional, el operador del sistema asigna, mediante subasta basada en el precio marginal, la banda de regu-

lación secundaria a subir o a bajar a las unidades participantes. El resultado es el programa diario viable definitivo.

- Desvíos entre sesiones del mercado intradiario: la garantía del equilibrio físico en la red entre los flujos de producción y consumo de electricidad corresponde al operador del sistema mediante la aplicación de servicios complementarios y gestión de desvíos, salvo que fuera necesaria la instrucción directa a las unidades de producción, lo que constituye la aplicación de procedimientos especiales o de emergencia.

Durante el año 2007, los procesos de operación técnica gestionados por el operador del sistema español, gestión de desvíos y servicios complementarios, han requerido la contratación de una potencia horaria media mensual de banda por valor de 1.240 MW, y una contratación mensual media de energía por valor de 774 GWh.

En volumen económico, estos servicios han supuesto una contratación de 209 M€ para la banda y de 373,8 M€ para retribuir a las energías de gestión de desvíos y servicios complementarios.

El coste de estos servicios para el consumidor, adicional al precio del mercado diario, ha sido de 375,1 M€. No obstante, las variaciones en los distintos meses son significativas.

Mercados a plazo

- De acuerdo con el Convenio Internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, de 1 de octubre de 2004, el Real Decreto-Ley 5/2005, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública, modificó la Ley 54/1997, del sector eléctrico, con objeto de posibilitar la Creación del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), ampliando el concepto del mercado de producción y abriendo la posibilidad a los distribuidores de que puedan adquirir la energía para su venta a tarifa mediante la contratación bilateral.

Asimismo, existe un reconocimiento mutuo entre España y Portugal, de la capacidad de los sujetos del sector eléctrico nacional para actuar en los mercados de energía eléctrica.

Cabe señalar que la Orden ITC/3990/2006, habilitó a los distribuidores de más de 100.000 clientes a participar en el mercado a plazo gestionado por OMIP-OMIClear, estando obligados a adquirir energía en el mercado a plazo, y posibilitando la entrega física asociada a estos contratos en OMEL.

Para el año 2007, se elevó la obligación de adquisición de energía a adquirir en el mercado a plazo gestionado por OMIP-OMIClear, del 5% al 10% de la energía vendida a clientes a tarifa.

- Como novedad introducida para el fomento de la contratación a plazo, con carácter trimestral y desde junio de 2007, se han venido celebrando tanto las emisiones primarias de energía como las subastas para compra de energía de los distribuidores.

En relación con las emisiones primarias de energía (VPPs), cabe señalar que la Disposición Adicional Vigésima del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre y Resolución de 19 de abril de 2007 de la Secretaría General de Energía regula las cinco primeras subastas.

Los vendedores tienen carácter de operadores dominantes (ENDESA e IBERDROLA), y lo que se persigue en último término, es reducir el poder de mercado de los operadores como condición necesaria para una competencia efectiva. Una característica de los compradores, es que no pueden ser operadores principales.

- Por otro lado, las subastas de adquisición de energía de los distribuidores (CESUR), están reguladas en la Orden ITC/400/2007. Se aplica a las adquisiciones de energía eléctrica por parte de las empresas distribuidoras (en el futuro, de las comercializadoras de último recurso), exceptuadas las empresas distribuidoras incluidas en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Lo sujetos del mercado que actuarán como vendedores son los siguientes: los productores de energía eléctrica, tanto de régimen ordinario como de régimen especial, los comercializadores, los consumidores que actúen directamente en el mercado, así como sus respectivos representantes.

El periodo máximo de entrega de la energía contratada será de un año y coincidirá con los periodos de vigencia de las tarifas reguladas.

La primera subasta se realizó en junio de 2007 con un periodo de entrega de la energía contratada que incluía los meses de julio, agosto y septiembre de 2007.

La Comisión Nacional de Energía es la entidad supervisora de estas subastas, por otro lado, cabe señalar que son realizadas por una entidad independiente que es designada por la propia Comisión, con carácter anual, de acuerdo con los procedimientos previstos en la legislación de contratos de las Administraciones Públicas.

3.6. INFORMACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA EL SECTOR ELÉCTRICO

La actividad eléctrica en España en 2007, ha estado marcada por los siguientes hechos:

- La demanda ha aumentado como se indica en el primer apartado de este capítulo.
- El precio medio ponderado de la energía en el mercado mayorista ha descendido un 29,2%. Ello es consecuencia, no solo de la moderación de la demanda, sino también de la caída de los precios de los derechos de emisión de gases del efecto invernadero que son parte integrante del coste de aprovisionamiento de la actividad de generación eléctrica.
- Los ingresos relativos a 2007 se han visto aumentados por la reducción de las minoraciones derivadas de la aplicación del Real Decreto Ley 3/2006 –que establece la no consideración del efecto bilateralidad para 2007 y la reducción del precio de los derechos de emisión de CO₂– que afectan directamente a los ingresos de la actividad.
- Se establece la posibilidad de revisiones trimestrales de tarifas por el Real Decreto 1634/2006 por el que se fija la tarifa eléctrica. Además se reconoce un déficit “ex ante” de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas de 1500 millones de euros.
- Con el objetivo de mejorar la calidad en la prestación del servicio, se aumenta en 500 millones de euros la retribución asignada a la actividad de Distribución.
- Los sistemas extrapeninsulares han ocasionado un sobrecoste en Generación que a 31-12-2007 ascendía a 1.827 millones de euros.

Estados financieros

Se presenta a continuación los Balances y Cuentas de Pérdidas y Ganancias, consolidados de las empresas integradas en UNESA, elaborados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) adoptadas por la Unión Europea y vigentes a 31 de diciembre de 2007. Se presentan separados para las actividades de Generación y Comercialización conjuntamente (actividades liberalizadas que se desarrollan en competencia) y la actividad regulada de Distribución; con independencia de las actividades de diversificación realizadas por las empresas eléctricas y las realizadas fuera de España.

CUADRO 3.6.1.- Balance por actividades consolidado de empresas de UNESA

CONCEPTOS	EJERCICIO 2007 (P) (Mill. euros)					
	Generación + Comercialización		Distribución		Total UNESA	
	2007	%	2007	%	2007	%
ACTIVO						
Inmovilizado	38528	63,00	22625	37,00	61153	100
Activo intangible	2017	80,78	480	19,22	2497	100
Inmovilizaciones materiales	31791	61,00	20329	39,00	52120	100
Inversiones financieras	4720	72,22	1816	27,78	6536	100
Activo circulante	6017	62,83	3560	37,17	9577	100
Existencias	959	95,33	47	4,67	1006	100
Clientes	3790	52,33	3453	47,67	7243	100
Otro activo circulante	1268	95,48	60	4,52	1328	100
TOTAL ACTIVO	44545	62,98	26185	37,02	70730	100
PASIVO						
Fondos propios	13876	75,55	4490	24,45	18366	100
Ingresos diferidos	220	5,32	3916	94,68	4136	100
Provisiones para riesgos y gastos	2229	53,49	1938	46,51	4167	100
Acreedores a largo plazo	15744	66,05	8094	33,95	23838	100
Acreedores a corto plazo	12475	61,69	7748	38,31	20223	100
TOTAL PASIVO	44544	62,98	26186	37,02	70730	100

Análisis de resultados

El Beneficio Neto de la actividad eléctrica desarrollada en territorio nacional ascendió a 3.744 millones de euros, lo que ha supuesto un incremento del 8,9% con respecto al obtenido en 2006, año en que se obtuvieron plusvalías por venta de activos de 372 mill. €, en comparación con las de 2007 que han sido de 453 mill. €.

El Beneficio Neto de la actividad de Generación-Comercialización, es de 2.433 mill. €, refleja un aumento del 7,3%, que responde fundamentalmente a la imputación de 339 mill. € en concepto de "resultado por venta de activos". La eliminación de estos resultados, hubiera arrojado una disminución del 2,5%. Esta actividad aporta el 65,0% de la magnitud analizada, mientras que el 35% restante lo aporta Distribución.

A esta actividad, se le ha reconocido una retribución regulada que supera en más de 500 millones de euros a la obtenida el año anterior, por lo que su Beneficio Neto aumenta un 11,8%. Si no se hubiera considerado el resultado por venta de activos, el porcentaje de aumento hubiera sido del 38,1%.

La Cifra de Negocios de la actividad eléctrica nacional ha registrado un incremento del 2,3%. No obstante, la evolución de cada una de las actividades ha sido muy diferente, ya que mientras que en las actividades liberalizadas de Generación y Comercialización, disminuye un 0,3% (consecuencia de que la reducción del 29,2% del precio medio del pool es paliada por el aumento de ventas en la actividad de Comercialización), en la actividad de Distribución aumenta un 12,2%, efecto del aumento de 500 millones de euros en la cifra asignada a la retribución.

CUADRO 3.6.2.- Balance por actividades consolidado de empresas de UNESA

CONCEPTOS	EJERCICIO 2006 (Mill. euros)					
	Generación + Comercialización		Distribución		Total UNESA	
	2006	%	2006	%	2006	%
ACTIVO						
Inmovilizado	35364	62,59	21135	37,41	56499	100
Activo intangible	2270	83,24	457	16,76	2727	100
Inmovilizaciones materiales	28238	60,07	18773	39,93	47011	100
Inversiones financieras	4856	71,82	1905	28,18	6761	100
Activo circulante	4927	56,20	3840	43,80	8767	100
Existencias	1167	96,45	43	3,55	1210	100
Clientes	2940	45,02	3591	54,98	6531	100
Otro activo circulante	820	79,92	206	20,08	1026	100
TOTAL ACTIVO	40291	61,73	24975	38,27	65266	100
PASIVO						
Fondos propios	12460	76,73	3778	23,27	16238	100
Ingresos diferidos	408	12,76	2790	87,24	3198	100
Provisiones para riesgos y gastos	2550	53,98	2174	46,02	4724	100
Acreedores a largo plazo	13466	63,17	7852	36,83	21318	100
Acreedores a corto plazo	11407	57,65	8381	42,35	19788	100
TOTAL PASIVO	40291	61,73	24975	38,27	65266	100

A pesar del reducido incremento de la cifra de negocios, el Margen de Contribución de la actividad eléctrica nacional del año 2007, 12.236 millones de euros, ha registrado un incremento del 10,3% y ello a pesar del aumento del 3,4% en la cifra de combustible. El factor determinante del crecimiento del Margen, es la reducción de la cifra del coste de los derechos de emisión de CO₂ en que ha sido necesario incurrir en el proceso productivo, la cual ha experimentado una reducción de 887 millones de euros (-81,4%).

El Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) ha aumentado un 2,2%. Esta variación tan reducida en comparación con la del Margen de Contribución, es debida a la menor cuantía imputada como "Otros ingresos" que recoge los menores derechos de emisión de CO₂ recibidos de forma gratuita.

El Resultado Neto de Explotación (EBIT) de la actividad eléctrica nacional, registra un incremento del

3,5%., ello es debido al descenso en la dotación para amortización, como consecuencia de la aplicación de las nuevas normas de contabilidad.

El Resultado Neto de Explotación (EBIT) de la actividad eléctrica de Generación-Comercialización ha disminuido un 82% a pesar de que las dotaciones de amortizaciones han disminuido.

El Resultado Neto de Explotación (EBIT) de la actividad de Distribución ha aumentado un 35,4%.

Durante 2007 se han obtenido Resultados Extraordinarios por venta de activos no corrientes por importe de 453 millones de euros, lo que significa un aumento de plusvalías de 81 millones de euros. La mayor parte corresponde a la venta de activos financieros cuyo importe se ha reclasificado por razones contables. La rentabilidad de los activos (R.O.A.) de las actividades eléctricas nacionales se sitúa en el 5,7%.

CUADRO 3.6.3.

RATIOS 2007 (P)

	Generación + Comercialización	Distribución	Total
Rdo. Neto explotación d.imp./ventas	17,9	30,9	23
Ventas/Activos netos (veces)	0,3	0,2	0,2
R.O.A.: Rentabilidad del Activo Neto (%)	5,7	5,7	5,7
Rentab. S./ fondos propios (R.O.E.: Rdo. d. imp/f. propios) %	17,3	15,6	16,6
Endeudamiento 8%): Acreedores/Acreedores + F. Propios	66,7	65,3	66,2

RATIOS 2006

	Generación + Comercialización	Distribución	Total
Rdo. Neto explotación d.imp./ventas	17,6	27,2	21,6
Ventas/Activos netos (veces)	0,4	0,2	0,3
R.O.A.: Rentabilidad del Activo Neto (%)	6,2	4,7	5,6
Rentab. S./ fondos propios (R.O.E.: Rdo. d. imp/f. propios) %	17,6	17,8	17,7
Endeudamiento 8%): Acreedores/Acreedores + F. Propios	65,9	71,2	67,9

Las Inversiones en activos en 2007 se han elevado a 6.570 millones de euros de los que la actividad de Distribución ha absorbido el 38%. El resto ha sido destinado, al mantenimiento y ampliación de potencia instalada en Ciclos Combinados e instalaciones eólicas.

Impacto del déficit de tarifas

A pesar de que el precio medio ponderado de la energía en el mercado (pool), se ha visto reducido en un 29,2%, el nivel de precios registrados en el mercado, en comparación con el coste de Generación previsto en el cálculo de tarifas, ha motivado la consecución de un déficit estimado por la CNE de 745 millones de euros. (Anexo I del Informe 34/2007).

Con el objetivo de reducir el déficit de ingresos de las actividades reguladas, a partir del 3 de marzo de 2006, entró en vigor el R.D.L. 3/2006 por el se establece que el importe a reconocer a cada empresa para financiar el déficit, se minorará por el valor de los derechos de emisión recibidos de forma gratuita. La CNE ha procedido a estimar el importe de

tales derechos correspondientes al ejercicio 2007, estableciéndose un valor de 51 millones de euros. (Anexo I del Informe 34/2007).

El déficit de tarifas correspondiente a 2007, ha sido de menor cuantía de los que se venían reflejando en los últimos años. Desde su inicio, en el año 2000, se alcanza una cifra superior a 13.000 mill. € (incluyendo el déficit ex - ante de 2008, que ascenderá a 3.450 mill. €).

El déficit representativo del periodo 2000-2005 ha sido hecho efectivo por las empresas, utilizando la figura de la cesión del derecho de cobro a terceros. Quedan pendientes de titulización, los desajustes de la tarifa relativos a 2006, 2007 y 2008.

Resultados del ejercicio

El Resultado Financiero de la actividad eléctrica nacional ha visto incrementado su saldo negativo en 84 millones de euros, un 10,6% respecto al obtenido el año anterior.

Ello es consecuencia de:

CUADRO 3.6.4.- Cuenta de pérdidas y ganancias (Normativa NIIF)

CONCEPTOS	GENERACIÓN			DISTRIBUCIÓN			TOTAL UNESA		
	2007 (P)	2006	%	2007 (P)	2006	%	2007 (P)	2006	%
Cifra de negocios	14111	14155	-0,3	4861	4332	12,2	18972	18487	2,6
Aprovisionamientos derechos de emisión	-6376	-6121	4,2	-158	-185	-14,6	-6534	-6306	3,6
	-202	-1089	-81,5	0	0		-202	-1089	-81,5
Margen Bruto	7533	6945	8,5	4703	4147	13,4	12236	11092	10,3
Otros Ingresos de explotación	548	1294	-57,7	278	251	10,8	826	1545	-46,5
TREI	56	55	1,8	239	226	5,8	295	281	5,0
Gastos externos	-1932	-1673	15,5	-1350	-1256	7,5	-3282	-2929	12,1
Gastos de personal	-922	-923	-0,1	-963	-1050	-8,3	-1885	-1973	-4,5
Ebitda	5283	5698	-7,3	2907	2318	25,4	8190	8016	2,2
Amortizaciones y provisiones	-1643	-1735	-5,3	-944	-868	8,8	-2587	-2603	-0,6
Ebit	3640	3963	-8,2	1963	1450	35,4	5603	5413	3,5
Rdo. Financiero	-507	-428	18,5	-371	-367	1,1	-879	-879	0,0
Rdo. Sociedades participación	37	59	-37,3	10	8	25,0	47	47	0,0
Rdo. Venta activos	339	19	1684,2	114	353	-67,7	453	453	0,0
Rdo. Antes de impuestos	3509	3613	-2,9	1716	1444	18,8	5224	5034	3,8
Impuesto Sociedades	-1076	-1346	-20,1	-405	-272	48,9	-1481	-1618	-8,5
Rdo. del Ejercicio	2433	2267	7,3	1311	1172	11,9	3744	3439	8,9

- Los mayores tipos de interés utilizados para el cálculo del valor actual de las obligaciones por expedientes de regulación de empleo, efecto de los mayores tipos de interés del mercado.
- La existencia de un activo financiero que se corresponde con el déficit de la tarifa de los años 2006 y 2007.
- Compensaciones por sobrecostes de la generación extrapeninsular.

Como consecuencia, el Resultado Ordinario antes de impuestos y de venta de activos, asciende a 4.771 millones de euros que es un 1,8% superior a los de 2006. Las desinversiones en activos financieros, tales como la participación financiera en REE y otras, han arrojado un saldo positivo de 453 mill. €. Finalmente, el tipo medio del impuesto de sociedades ha sido de 28,3%, que es inferior en 3,7 puntos al de 2006.

Endeudamiento

La deuda financiera de las actividades eléctricas desarrolladas en España a 31 de diciembre de 2007 asciende a 32.100 millones de euros, lo que repre-

senta incremento de 1.630 millones de euros, un 4,4% respecto al año anterior.

El aumento de ingresos no ha sido suficiente para hacer frente al proceso inversor, que ha supuesto el desembolso de 6.570 millones de euros; 4.060 mill. € en Generación y 2.510 mill. € en Distribución.

Más del 80% de los recursos obtenidos por la actividad eléctrica nacional (EBITDA), han sido invertidos en el propio sector. No obstante, hay que señalar, que del Resultado Bruto de Explotación hay que deducir los déficits de tarifas, cuya recuperación se realizará en los ejercicios posteriores, por lo que los fondos disponibles no resultan suficientes para la inversión y las empresas han tenido que acudir a la deuda para su financiación. En consecuencia, el incremento de la deuda financiera responde a las necesidades de fondos para acometer nuevas inversiones y también, a la necesidad de financiar el déficit de tarifas generado en el Sistema, que en 2007 ascendió a 1.100 millones de euros.

En cuanto a la composición de la deuda por tipos de instrumentos financieros, El mayor aumento corresponde a pagarés que suponen el 10,4% del total,

seguido del aumento de préstamos y créditos que significan el 49,1% y el 40,5% restante corresponde a obligaciones y bonos. Respecto a la composición por divisas, la mayor parte está denominada en euros. La tasa de coste de la deuda financiera imputada a la actividad eléctrica nacional en 2007, ha sido del 4,5%.

La rentabilidad de la inversión de la actividad eléctrica desarrollada en territorio español se ha situado en el 5,7%. Ello es debido al buen comportamiento de la actividad de Comercialización y al excelente

Resultado de la Actividad de Distribución, así como a la caída del tipo medio del impuesto de sociedades de 3,7 puntos porcentuales.

El coste medio ponderado de los capitales, tanto propios como ajenos, que ha financiado el activo total de las empresas eléctricas, se sitúa en torno al 7,4% por encima de la rentabilidad obtenida de la explotación de sus activos. Este incremento, está influido por el incremento de la capitalización bursátil y por tanto, el mayor peso del coste del capital propio en la financiación de la inversión.

4. SECTOR NUCLEAR

4.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR

En España hay 8 unidades nucleares en funcionamiento, situadas en 6 emplazamientos, que suponen una potencia instalada de 7.716 MWe, lo que representa el 8,6% de la potencia total de generación eléctrica.

La producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2007 ha sido de 55.102 GWh, lo que ha supuesto una contribución del 17,7% al total de la producción nacional. En 2007 esta producción eléctrica ha disminuido un 8,4 % respecto a la del año anterior, debido a las paradas prolongadas de las centrales nucleares de Vandellós II y de Cofrentes, para llevar a cabo trabajos planificados, y por coincidir en este año las paradas de recarga de 7 de las 8 unidades existentes.

CUADRO 4.1.- Potencia eléctrica y producción de origen nuclear en 2007

Central	Tipo	Año entrada en servicio (1ªconexión)	Potencia Instalada (MWe)	Producción Bruta (GWh)
S. M. Garoña	BWR	1971	466	3478
Almaraz I	PWR	1981	974	8523
Ascó I	PWR	1983	1028	7917
Almaraz II	PWR	1983	983	7430
Cofrentes	BWR	1984	1085	6241
Ascó II	PWR	1985	1027	7467
Vandellós II	PWR	1987	1087	5532
Trillo	PWR	1988	1066	8515
TOTAL			7716	55102

PWR = reactor de agua a presión
BWR = reactor de agua en ebullición.
Fuente: SGE

El Factor de carga (relación entre la energía eléctrica producida en un período de tiempo y la que se

hubiera podido producir en ese mismo período funcionando a la potencia nominal) del parque nuclear español durante 2007 ha sido del 81,30%, y el Factor de disponibilidad (relación entre el tiempo que la central ha estado acoplada a la red en el tiempo total considerado), del 82,33%.

4.2. PRIMERA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

En 2007, la fábrica de combustible nuclear de Juzbado (Salamanca), propiedad de ENUSA Industrias Avanzadas, S.A., ha fabricado elementos combustibles, tanto para el mercado nacional (23%), como para la exportación (77%). Durante dicho año se fabricaron 821 elementos, conteniendo 264,7 toneladas de uranio, de ellos, 517 corresponden al tipo PWR (reactor de agua a presión) y 304 al BWR (reactor de agua en ebullición). De estos, para la exportación se han destinado 633 elementos combustibles, conteniendo 177,9 toneladas de uranio. Los destinos de los elementos fabricados han sido Bélgica, Finlandia, Francia, Alemania, Suecia y EEUU.

Por lo que respecta a las centrales nucleares españolas, ENUSA en 2007 ha gestionado y suministrado un total de 188 elementos combustibles, conteniendo 86,8 toneladas de uranio, para las centrales de Almaraz I y II, y Ascó I.

Las cantidades contratadas por ENUSA en el 2007 para las centrales nucleares españolas han sido: 1.521 toneladas de concentrados de uranio (U_3O_8), 1.283 toneladas en servicios de conversión y 912.000 UTS (Unidades de Trabajo de Separación) en servicios de enriquecimiento.

4.3. SEGUNDA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

El combustible irradiado almacenado en las centrales nucleares a finales de 2007 se indica en el cuadro 4.2.

CUADRO 4.2.- Combustible irradiado almacenado en las centrales nucleares

Unidad	Uranio almacenado a 31-12-07 (Kg)
José Cabrera (1)	95.750
Sta. M ^a de Garoña	312.895
Almaraz I	471.114
Almaraz II	467.391
Ascó I	444.091
Ascó II	409.179
Cofrentes	551.493
Vandellós II	357.958
Trillo	253.078 + 130.935 (Almacén temporal en el emplazamiento)

(1) Central fuera de servicio desde abril de 2006

Fuente: SGE

Residuos radiactivos de baja y media actividad

La instalación de El Cabril, situada en la provincia de Córdoba y propiedad de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (ENRESA), destinada al almacenamiento de residuos radiactivos sólidos de media y baja actividad (RBMA), durante el 2007 ha recepcionado 152 expediciones, siendo el número total de bultos y unidades de contención recepcionados de 3.581 y el volumen de RBMA recibido de 579 m³. A 31 de diciembre de 2007 el porcentaje de ocupación de plataformas del 56%.

4.4. INDUSTRIA DE FABRICACIÓN DE EQUIPOS

La empresa Equipos Nucleares, S.A. (ENSA) es la principal compañía española para el suministro de grandes componentes para las instalaciones nucleares y cuenta con una planta de fabricación ubicada en Maliaño (Cantabria).

En el ámbito nacional, durante el 2007 ENSA hizo entrega de cuatro nuevos contenedores del modelo ENSA-DPT para el almacén temporal individualizado (ATI) de C.N. Trillo, e inició la fabricación de seis contenedores más. Asimismo y destinados al ATI de C.N. José Cabrera, se continuó la fabricación de ocho cápsulas de confinamiento de acero inoxidable denominadas MPC y se terminó el contenedor de transferencia de acero al carbono y plomo denominado HI-TRAC.

También ha sido adjudicado a ENSA el diseño, apoyo al licenciamiento, fabricación y montaje en C.N. Cofrentes de los bastidores para elementos combus-

tibles gastados. La fabricación finalizará a mediados de 2008, fecha en la que comenzará su montaje en planta, que se extenderá hasta principios de 2009. Asimismo, ENSA ha sido adjudicataria, en UTE con la compañía Técnicas Reunidas, de la fabricación de dos cambiadores de calor para C.N. Vandellós II y continúa fabricando cabezales para elementos combustibles suministrados por ENUSA a diversas centrales nucleares.

En el campo de la I+D, ENSA sigue con su proyecto de diseño de un contenedor universal para combustible gastado destinado principalmente al mercado internacional, si bien podría también tener uso en el mercado nacional.

Por lo que respecta a las actuaciones en el ámbito internacional, en el 2007 cabe destacar la entrega de cuatro generadores de vapor para la central nuclear de Diablo Canyon en EEUU; la obtención de diversos pedidos, entre ellos, de General Electric, relativo a una vasija ESBWR (Reactor Económico Simplificado de Agua en Ebullición) de 1.000 toneladas, para la central de North Anna en EEUU, dos generadores de vapor para la central de Waterford, en EEUU; 20 contenedores de combustible gastado a suministrar a TN Inc. (Areva), para la central de Peach Bottom, en EEUU; el diseño de bastidores para combustible gastado para la futura flota de reactores ESBWR y el diseño y suministro, conjuntamente con IBERINCO, de cambiadores de calor para la central de Flamanville en Francia.

Por otro lado, continúa la participación en el diseño (barrera de presión y suministro de componentes principales, como la vasija del reactor, vasijas de precalentadores y compresores y tubería principal) para el PBMR (Pebble Bed Modular Reactor), que es un nuevo reactor de 4^a generación diseñado en Sudáfrica, y la fabricación y suministro de bastidores para la Central Nuclear de Ling-Ao (China). Además, se mantienen acuerdos de colaboración y desarrollo tecnológico para contenedores, bastidores e internos del reactor con Xian y para generadores de vapor con SBW, ambas en China.

4.4. EVOLUCIÓN DEL EQUIPAMIENTO ENERGÉTICO Y DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURAS

4.5.1. Parque nuclear

C.N. Cofrentes: Incremento de la capacidad de almacenamiento de combustible gastado

Debido a la prevista saturación de la capacidad de almacenamiento de la piscina de combustible irradiado, el 3 de diciembre de 2007 el titular de esta central presentó al MITYC una solicitud de autoriza-

ción de modificación de diseño consistente en la sustitución de los batidores de la piscina Este de almacenamiento de combustible irradiado, de acero inoxidable, por otros de alta densidad con acero borado como material absorbente, que permitan incrementar la capacidad de almacenamiento de dicha piscina.

C.N. José Cabrera: actividades de preparación al desmantelamiento

Esta central nuclear cesó definitivamente su explotación el 30 de abril de 2006, de acuerdo con la Orden del Ministerio de Economía de 14 de octubre de 2002, mediante la que se le concedió la última autorización de explotación hasta la citada fecha. Mediante Orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de 20 de abril de 2006 se declaró el cese definitivo de la explotación de la central y se establecieron las condiciones a las que debían ajustarse las actividades a realizar en la instalación hasta la autorización de desmantelamiento.

Está previsto que el combustible gastado de esta central nuclear se retire de las piscinas a un almacén temporal individualizado (ATI), a construir en la instalación. La autorización de ejecución y montaje de esta instalación fue concedida mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 15 de diciembre de 2006, previo informe favorable del Consejo de Seguridad Nuclear y Declaración de Impacto Ambiental formulada por Resolución de la Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y el Cambio Climático del Ministerio de Medio Ambiente de 31 de octubre de 2006. Las obras de esta ATI se han realizado y concluido en 2007.

Este sistema de almacenamiento temporal está constituido por una losa de hormigón armado y los siguientes equipos principales:

- 12 módulos de almacenamiento de acero y hormigón denominados HI-STORM.
- 12 cápsulas de confinamiento de acero inoxidable denominadas MPC.
- 1 contenedor de transferencia de acero al carbono y plomo denominado HI-TRAC.

El 26 de abril de 2007 el titular presentó al MITYC la solicitud de autorización para la puesta en marcha del ATI y para la carga de contenedores, elaborando la documentación de apoyo a la misma requerida por el CSN durante el proceso de evaluación.

Por otra parte, el 29 de marzo de 2007 ENRESA presentó al MITYC, de acuerdo con lo previsto en la Ley 9/2006 de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, la solicitud con el documento base

para el inicio del proceso de evaluación de impacto ambiental del desmantelamiento y clausura de la central nuclear, que ha sido remitido al Ministerio de Medio Ambiente para iniciar las consultas previas a su evaluación.

Centrales nucleares definitivamente paralizadas

Por lo que se refiere a las centrales nucleares definitivamente paralizadas por la Ley 40/1994, de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional, cuyo proceso de desinversión de equipos y componentes fue concluido en 2005, a 31 de diciembre de 2007 el importe pendiente de compensación al "Fondo de Titulización de la Moratoria Nuclear" se elevaba a 504,511 M€; de los que 262,901 M€ correspondían a C.N. Lemóniz, 233,994 M€ a C.N. Valdecaballeros y 7,616 M€ a C.N. Trillo II.

4.5.2 Modificación de la instalación de almacenamiento de residuos radiactivos sólidos de Sierra Albarrana (C.A. El Cabril), para la instalación complementaria para almacenamiento de residuos radiactivos de muy baja actividad

El 14 de febrero de 2006 la Dirección General de Política Energética y Minas, con el informe previo del Consejo de Seguridad Nuclear y la correspondiente Declaración de Impacto Ambiental por parte del Ministerio de Medio Ambiente, autorizó a ENRESA a llevar a cabo una modificación del C.A. El Cabril para la construcción de una instalación complementaria destinada al almacenamiento de residuos radiactivos de muy baja actividad,

El objeto de esta modificación es disponer de una instalación adicional donde se pueda almacenar un tipo de residuos radiactivos, como pueden ser los procedentes del desmantelamiento de instalaciones nucleares o los resultantes de eventuales incidentes provocados por la existencia inadvertida de fuentes radiactivas en la chatarra que algunas industrias relacionadas con el procesamiento de materiales metálicos utilizan en su proceso productivo.

Esta instalación complementaria lleva parejo la autorización de ejecución y montaje de cuatro celdas de almacenamiento que, ocupando una superficie de unas 10 hectáreas, tendrán una capacidad de almacenamiento de 130.000 m³. Las obras para la construcción de la primera celda de almacenamiento (celda 29) han finalizado.

A lo largo de 2007, ENRESA ha continuado con la elaboración de la documentación requerida para la autorización de modificación de diseño: propuesta de modificación de las Especificaciones Técnicas de

Funcionamiento, Estudio de Seguridad, Plan de Emergencia Interior y Propuesta de modificación de los Criterios de Aceptación de Unidades de Almacenamiento. Esta documentación está en proceso de evaluación por parte del CSN.

4.5.3. Desmantelamiento de instalaciones

Plan Integrado para la Mejora de las Instalaciones del CIEMAT (PIMIC)

Por Orden del MITYC ITC/4035/2005, de 14 de noviembre de 2005, se autorizó el desmantelamiento de las instalaciones paradas y en fase de clausura del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) situadas en Madrid. Las actividades autorizadas consisten en el desmantelamiento de varias instalaciones nucleares y radiactivas que no están operativas, la recuperación de terrenos, la mejora de la seguridad y el saneamiento de las infraestructuras, dentro de lo que se denomina Plan Integrado para la Mejora de las Instalaciones del CIEMAT (PIMIC).

Las principales actividades ejecutadas durante 2007 han consistido en la adecuación de los sistemas de ventilación de los edificios 11 y 18, el mantenimiento y mejora de instalaciones auxiliares requeridas para llevar a cabo el Plan, la campaña de caracterización adicional, el proceso de desclasificación de materiales, la modificación del sistema de tratamiento de efluentes líquidos de la IN-01, y el desmantelamiento de las instalaciones de la zona Este (desmontaje de componentes y sistemas en el ámbito de las actividades de desmantelamiento de partes activas en los edificios 13, 55 y 18). En la zona Oeste, se han llevado a cabo actividades de desmontaje de componentes y sistemas en el edificio del reactor.

Se han generado 401 UMA (Unidad de Manejo Autorizado) de material desclasificable, actualmente almacenadas en las zonas habilitadas al efecto, 280 UMA de materiales radiactivos de baja y media actividad, y de materiales radiactivos de muy baja actividad, y se han realizado en 2007 dos expediciones de residuos radiactivos, en total 16 CMT (Contenedor metálico de transporte) producidos en el marco de este proyecto hacia el centro de almacenamiento de El Cabril.

4.6. I+D

Con el fin de coordinar los diferentes planes y programas nacionales de I+D, así como la participación en los programas internacionales, a finales del 1999, el entonces Ministerio de Industria y Energía, en colaboración con el Consejo de Seguridad Nuclear, el Sector Eléctrico y los principales agentes implicados

en el sector nuclear, decidieron constituir el denominado Comité Estratégico de I+D Nuclear (CEIDEN).

Al objeto de ampliar esta colaboración a todos los actores implicados en la I+D nuclear, el 24 de abril del 2007 se creó la "Plataforma Tecnológica de I+D de energía nuclear de fisión CEIDEN". Ésta abre la participación a todas aquellas entidades nacionales que estén interesadas y puedan aportar sus conocimientos y experiencia a la I+D de la energía nuclear de fisión.

En el Consejo Gestor de esta Plataforma están representados el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el Consejo de Seguridad Nuclear, el Ministerio de Educación y Ciencia, el CIEMAT, Universidades y representantes de empresas vinculadas al sector de la energía nuclear. Hasta la fecha, se han incorporado a esta Plataforma Nacional 45 miembros.

La Plataforma CEIDEN tiene actualmente varios programas o proyectos en curso. La mayoría de éstos se iniciaron en la etapa anterior (cuando el CEIDEN era un Comité estratégico de I+D Nuclear) y siguen su desarrollo enriquecidos con las incorporaciones de nuevas entidades. Estos programas son:

- 1) Criterios de diseño y seguridad para el almacenamiento y transporte en seco de combustible gastado.
- 2) Proyecto de extracción de materiales de los internos de la vasija de la CN José Cabrera para su estudio.
- 3) Iniciativa Jules Horowitz Reactor.
- 4) Reactores Avanzados.
- 5) Formación.

Recientemente se ha propuesto la creación de un Grupo representantes de las entidades que participan en foros internacionales relacionados con la I+D dentro del ámbito de la energía nuclear de fisión. De esta manera se busca propiciar la coordinación de las actuaciones y la homogeneización de criterios de los representantes españoles, asegurando además que se tiene información actualizada en la Plataforma de lo que ocurre en el contexto internacional.

4.7. NORMATIVA APROBADA Y EN ELABORACIÓN

4.7.1. Normativa nacional aprobada

- ***Ley 33/2007, de 7 de noviembre, de reforma de la Ley 15/1980, de 22 de abril, de creación del Consejo de Seguridad Nuclear (BOE 8-11-07)***

Las novedades más destacables de la revisión que esta Ley hace de la Ley 15/1980, de creación del CSN, son los siguientes:

- Supone un incremento sustancial de las posibilidades de interrelación de los ciudadanos con el CSN, ya que se contempla la aplicación de la Ley 27/2006, de 18 de julio, por la que se regulan los derechos de acceso a la información, de participación pública y de acceso a la justicia en materia de medio ambiente.
- Se crea un Comité Asesor para la información y participación pública, que estará presidido por la Presidenta del CSN y contará con una amplia representación de los ámbitos institucional, sectorial, social y científico.
- Se precisan los requisitos que ha de cumplir la contratación de servicios externos por parte del CSN.
- Se establece que cualquier persona que trabaje en una instalación nuclear o radiactiva deberá poner en conocimiento del titular cualquier hecho que pueda afectar al funcionamiento seguro de las mismas y, en caso de que el titular no tome medidas correctoras, el trabajador deberá ponerlo en conocimiento del CSN.

En esta Ley 33/2007 se realiza también una revisión de la Ley 25/1964, sobre energía nuclear, en relación con los siguientes aspectos y, entre ellos, se modifica el Capítulo relativo a infracciones y sanciones en materia de energía nuclear, cuya última revisión fue llevada a cabo en la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, profundizándose en la tipificación de las infracciones, estableciendo de una forma más precisa los distintos niveles de sanción en función de la categoría de la instalación y del riesgo potencial de la actividad que se realiza, e incrementándose de forma significativa los valores de las multas.

4.7.2. Normativa nacional en elaboración

- **Modificación del Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas**

Durante 2007 se ha llevado a cabo de forma casi completa la tramitación del Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el vigente Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas, aprobado por el Real Decreto 1836/1999. Esta tramitación ha estado condicionada por la aprobación de la Ley 33/2007, de reforma de la Ley 15/1980, de creación del CSN.

Por lo que se refiere al ámbito de la seguridad nuclear, se incide en el ejercicio efectivo de la denominada “cultura de la seguridad”; se determina, en desarrollo de lo establecido en la Ley del CSN, la obligación del titular de establecer un procedimiento para que el personal de la instalación, así como el de las empresas contratadas y

el de las externas que prestan sus servicios en la misma, pueda comunicar las deficiencias o disfunciones que, a su juicio, pudieran afectar a la seguridad nuclear o radiológica; y se establece que las Administraciones competentes, con carácter previo a la concesión de autorización o modificación significativa de cualquier instalación no nuclear que por sus características y situación pudiera suponer un impacto sobre la seguridad de las instalaciones nucleares y radiactivas existentes, informen al CSN, con el fin de que exista un intercambio de información sobre requisitos de seguridad.

En lo relativo al régimen de concesión de autorizaciones, se establece la intervención de la Comunidad Autónoma en la que se ubique la instalación en el proceso de concesión de autorizaciones; se desarrolla el contenido de la documentación requerida en el procedimiento de autorización del desmantelamiento y clausura de instalaciones nucleares y se desarrolla, igualmente, el régimen de concesión de licencias de operador y supervisor. En cuanto a la protección física de materiales y de instalaciones nucleares y radiactivas, se incluyen nuevos requisitos con vistas a la concesión de las autorizaciones correspondiente.

Asimismo, por lo que respecta a los Comités de Información de las centrales nucleares, se amplía el número de componentes para dar representación no sólo a los municipios en los que esté ubicada la instalación, sino también a los comprendidos en la Zona I de los Planes de Emergencia Nuclear, y a la Dirección General de Protección Civil. También se contempla la posibilidad de que puedan formar parte de este Comité otros representantes designados por el MITYC, a iniciativa propia o a propuesta del Comité.

- **Revisión de legislación sobre responsabilidad civil por daños nucleares**

Antecedentes:

El régimen jurídico internacional que regula la reparación de daños causados por accidente nuclear tiene su base en dos convenios, desarrollados respectivamente a instancias del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), de Naciones Unidas (Convenio de Viena) y de la Agencia de Energía Nuclear de la OCDE (NEA-OCDE) (Convenio de París de 1960, complementado por el Convenio de Bruselas de 1963).

Con la excepción de unos pocos Estados industrializados, la comunidad internacional se ha adherido en su mayoría a uno de los sistemas

establecidos por el OIEA o la NEA. España participa en el sistema de la NEA y ha ratificado los Protocolos de enmienda de los Convenios de París y Bruselas que se aprobaron en 2004, tras un largo proceso que se inició en 1997.

Los Convenios de París y Bruselas establecen que la responsabilidad por daño nuclear es objetiva, es decir, independiente de cualquier actuación del responsable, determinan los valores mínimos de responsabilidad atribuible a los operadores, que eventualmente puede completarse mediante fondos públicos, y delimitan el plazo de tiempo en el que se han de reclamar las compensaciones por los daños. Además, obligan a que la responsabilidad debe quedar cubierta mediante una garantía financiera, ya sea mediante una póliza de seguro o mediante otra garantía solvente que se considere válida.

Los aspectos más significativos de los Protocolos de enmienda aprobados en 2004 de los Convenios de París y Bruselas son los siguientes:

- Aumento de las cantidades mínimas por las que un explotador será responsable en los términos del Convenio de París.
- Introducción de una definición más amplia y detallada de daño nuclear.
- Extensión del ámbito de aplicación geográfico del Convenio de París.
- Extensión del periodo de reclamación de las víctimas.
- Aumento de las cantidades asignadas a los tramos de compensación complementaria del Convenio de Bruselas.

Estos Convenios establecen tres tramos de responsabilidad:

Primero: Hasta, al menos, 700 M€, a cubrir por el titular de la instalación.

Segundo: Desde la cifra anterior que cubra el titular de la instalación, hasta 1.200 M€, a cubrir por el Estado, siempre que tal responsabilidad no le sea atribuida al titular de la instalación.

Tercero: Desde 1.200 a 1.500 M€, a cubrir con fondos públicos que se aportan entre todos los Estados Parte de los Convenios.

Situación actual:

En la actualidad, la responsabilidad civil por daños nucleares en España está regulada por los

Capítulos VII, VIII, IX y X de la Ley 25/1964, sobre energía nuclear, y por el Decreto 2177/1967, por el que se aprueba el Reglamento sobre cobertura de riesgos nucleares. La cobertura exigible al operador establecida en la Ley 25/1964 fue actualizada en 2007, como más adelante se comenta, mediante la disposición adicional primera de la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997 (BOE 5-7-07), fijándose una responsabilidad de los titulares de las instalaciones nucleares por daños a las personas y a los bienes de hasta 700 M€. Esta cobertura es establecida por los titulares de las instalaciones mediante la correspondiente póliza de seguros.

Anteproyecto de Ley por el que se reforma el régimen vigente de responsabilidad civil por daños nucleares

Al objeto de incorporar al ordenamiento jurídico español las nuevas obligaciones resultantes de la enmienda de 2004 de los Convenios de París y de Bruselas, se está en proceso de elaboración de un anteproyecto de Ley que reemplazará a la regulación existente.

Cabe indicar, no obstante que, ante las dificultades puestas de manifiesto para que los operadores puedan obtener cobertura para ciertos tipos de daños por medio de una póliza de seguros, se contempla que la garantía financiera que exigen los Convenios pueda obtenerse, además de mediante una póliza de seguro en las condiciones que ofrezca el mercado de seguros, mediante una garantía otorgada por el sistema de la tarifa eléctrica como contrapartida al pago de una prima. Esta garantía complementaría a la cobertura de la póliza de seguro para aquellos tipos de daños para los que el mercado de las compañías de seguros no ofrece cobertura.

CUADRO 4.3.- Novedades más relevantes del anteproyecto de Ley

	Situación actual	Revisión prevista
Cantidad máxima de la que responde el titular de una central nuclear	700 M	1.200 M
Definición de daño nuclear	daños a personas y daños a cualquier propiedad	incluye también daños medioambientales
Límite temporal para presentar reclamación	10 años	30 años, para daños a personas, y 10 para otros daños

Asimismo, en el borrador del anteproyecto de Ley se contempla la responsabilidad de los titulares de instalaciones radiactivas y de los responsables de los transportes de fuentes radiactivas por los daños producidos a bienes, personas y medioambiente como consecuencia de la liberación accidental de radiaciones ionizantes.

No obstante, es de esperar que la entrada en vigor de los Protocolos de enmienda de los Convenios de París y Bruselas se retrase de manera significativa con respecto a lo inicialmente previsto, además de por los motivos ya señalados en relación con la falta de cobertura en el mercado de las compañías de seguros, por la obligación impuesta por una Decisión del Consejo de la UE de que el depósito de los instrumentos de ratificación del Convenio de París debe realizarse conjuntamente por todos los Estados de la UE que son Parte del mismo.

Por ello, teniendo en cuenta que estos Protocolos de enmienda fueron ratificados por España el 18 de noviembre de 2005 y que, además, en 2007 se aprobó la Ley 26/2007, de responsabilidad medioambiental (BOE 24-10-07), que excluye expresamente a las instalaciones nucleares de su ámbito de aplicación, se ha considerado conveniente introducir una reforma de carácter transitorio del vigente régimen de responsabilidad civil hasta la entrada en vigor de esta futura Ley anticipando parte de las nuevas obligaciones de los Convenios enmendados.

Con este fin, mediante las disposiciones adicionales primera y segunda de la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997 (BOE 5-7-07), se han introducido, respectivamente, una modificación del artículo 57 de la Ley 25/1964, sobre energía nuclear, al objeto, como ya se ha indicado, de incrementar la responsabilidad de los titulares de las instalaciones nucleares por daños a las personas y a los bienes hasta 700 M€, y una disposición adicional (nueva) de esta misma Ley, por medio de la cual se crea un régimen de responsabilidad civil por los daños nucleares al medioambiente dentro del territorio nacional.

En este nuevo régimen, que quedará derogado cuando se produzca la entrada en vigor de la nueva Ley de responsabilidad civil por daños nucleares, la cobertura de los daños nucleares al medioambiente la proporcionará el propio sistema de la tarifa eléctrica como contraprestación al abono de una prima por parte de los titulares. El valor de las primas para las diferentes instalaciones y actividades nucleares deberá regularse mediante un Real Decreto, actualmente en proceso de elaboración.

- ***Real Decreto sobre protección física de las instalaciones y los materiales nucleares***

La vigente Convención sobre la Protección Física de los Materiales Nucleares (CPFMN), hecha en Viena y Nueva York el 3 de marzo de 1980, fue firmada por España el 7 de abril de 1986 y ratificada el 6 de octubre de 1991. En julio de 2005 tuvo lugar una Conferencia Diplomática en Viena en la que los Estados Parte llegaron a un consenso sobre el texto de la Enmienda de la Convención, que fue aprobado el 8 de julio de 2005 y ratificada por España el 9 de noviembre de 2007.

Los motivos principales que llevaron a los Estados a modificar esta Convención fueron: la preocupación por el incremento del terrorismo internacional, el deseo de evitar los peligros que podrían plantear el tráfico, la apropiación y el uso ilícito de materiales nucleares, y el sabotaje de materiales nucleares e instalaciones nucleares. Por ello y teniendo en cuenta que la protección física contra tales actos ha pasado a ser objeto de una mayor preocupación nacional e internacional, se llevó a cabo esta modificación que implica el reforzamiento de las medidas de protección física de los materiales a instalaciones nucleares, y de la cooperación internacional en este sentido.

Debido a la aprobación de estas modificaciones, se ha considerado necesario actualizar el Real Decreto 158/1995, de 3 de febrero, sobre protección física de los materiales nucleares, por lo que se ha creado a tal efecto un grupo de trabajo en el que, además del MITYC, que lo promueve, están representados el Consejo de Seguridad Nuclear, Presidencia del Gobierno y los Ministerios de Interior, Defensa, Justicia, Fomento y Asuntos Exteriores y Cooperación. Está previsto que dicho Real Decreto se tramite durante el 2008.

- ***Proyecto de Real Decreto, sobre la vigilancia y control de los traslados de residuos radiactivos y combustible nuclear gastado, por el que se modifica del Real Decreto 2088/1994***

El Real Decreto 2088/1994, de 20 de octubre, incorporaba al derecho español la Directiva 92/3/EURATOM del Consejo, de 3 de febrero de 1992, relativa a la vigilancia y al control de los traslados de residuos radiactivos entre Estados miembros o procedentes o con destino al exterior de la Comunidad.

Esta Directiva ha sido modificada por la Directiva 2006/117/EURATOM, del Consejo, de 20 de noviembre de 2006, relativa a la vigilancia y al control de los traslados de residuos radiactivos

y combustible nuclear gastado, con el fin de tener en cuenta la experiencia adquirida, abordar situaciones inicialmente no previstas, tratar de simplificar el procedimiento establecido para el traslado de residuos radiactivos entre Estados miembros y garantizar la coherencia con otras disposiciones comunitarias e internacionales; especialmente con la Convención conjunta sobre seguridad en la gestión del combustible gastado y sobre seguridad en la gestión de desechos radiactivos, de 5 de septiembre de 1997, o la Directiva 2003/122/EURATOM, del Consejo, de 22 de diciembre de 2003, sobre el control de fuentes radiactivas selladas de actividad elevada y de las fuentes huérfanas.

Además de clarificar los procedimientos a seguir, uno de los aspectos más novedosos de esta nueva Directiva es la ampliación de su campo de aplicación al incluirse las transferencias de combustible gastado, no sólo en el caso de que éste vaya a ser destinado al almacenamiento definitivo, sino también cuando se destine al reprocesamiento, lo que no estaba incluido en el ámbito de aplicación de la Directiva a la que sustituye, lo que, desde la perspectiva de la protección radiológica, carecía de justificación.

Mediante este Proyecto de Real Decreto sobre la vigilancia y control de los traslados de residuos radiactivos y combustible nuclear gastado se incorporará a nuestro ordenamiento interno la referida Directiva 2006/117/EURATOM del Consejo. Esta transposición ha de hacerse antes del 25 de diciembre de 2008.

4.7.3. Normativa comunitaria aprobada

- **Decisión del Consejo autorizando a la Comunidad Europea de la Energía Atómica (EURATOM) a la adhesión a una enmienda de la Convención de Protección Física de los Materiales y las Instalaciones Nucleares**

Como se ha señalado anteriormente, en julio de 2005 quedó aprobada una Enmienda de la Convención de Protección Física de los Materiales y las Instalaciones Nucleares, quedando abierta a su ratificación por las Partes, incluyendo EURATOM, que también es Parte de la Convención vigente. En el acto de la firma, la Presidencia de turno de la UE hizo una declaración instando a las Partes a una pronta ratificación de la Enmienda para que las nuevas medidas reforzadas de protección física fuesen una realidad en el plazo más corto posible.

En septiembre de 2006 la Comisión planteó una propuesta de Decisión del Consejo para aprobar la adhesión de EURATOM a la citada enmienda

de la CPFMN. El expediente, que se alargó más de lo previsto al plantearse un conflicto de competencias entre los Estados miembros y la Comisión Europea en cuanto a la existencia de competencias comunitarias relativas a la imposición de penas a los infractores, finalmente quedó concluido mediante la aprobación por el Consejo de su Decisión el 10 de julio de 2007, por la que se aprueba la adhesión de la Comunidad EURATOM a la enmienda de la CPFMN.

4.7.4. Normativa comunitaria en elaboración

- **Decisión del Consejo por la que se concluye con la República Popular China un acuerdo de cooperación en el ámbito de la investigación y desarrollo de los usos pacíficos de la energía nuclear**

La Comisión originalmente preparó una propuesta de Decisión del Consejo para el mandato de negociación de un Acuerdo de cooperación nuclear con China, que fue aprobada por la Comisión en junio de 2001. Tras el proceso de negociación, se alcanzó un principio de acuerdo en octubre de 2004, en base al cual la Comisión pidió la aceptación del Consejo, siendo el texto aprobado en el Comité de Representantes Permanentes el 22 de noviembre de 2004.

Finalmente, a petición de la parte china, dicho texto fue objeto de nuevas modificaciones acordadas y aceptadas por la Comisión en el momento mismo de la firma producida en diciembre de 2004, en el marco de la Cumbre UE-China celebrada en Ámsterdam. Algunos de los cambios introducidos en esta, en principio, última fase de negociación, modificaron de manera significativa algunos aspectos del texto del acuerdo. Una vez introducidos los cambios en el texto, se dio traslado a la parte china a mediados de 2005, sin que se hayan producido avances significativos a lo largo del 2006 ni del 2007. Es de esperar que el acuerdo, incluyendo las modificaciones de última hora, se concluya en el 2008.

- **Decisión del Consejo por la que se revisa el vigente acuerdo de cooperación en el ámbito de los usos pacíficos de la energía nuclear con Canadá**

EURATOM y Canadá concluyeron un acuerdo marco sobre investigación y desarrollo en materia nuclear que entró en vigor el 18 de noviembre de 1959. Este acuerdo original se ha venido modificando y completando su ámbito de aplicación mediante enmiendas parciales en los años 1978, 1981, 1985 y 1991.

La Comisión ha incluido en su programa de trabajo la negociación de un nuevo acuerdo que, sobre la base de la experiencia adquirida, consolide en un nuevo acto refundido las enmiendas que se han venido introduciendo en el pasado. Además, se aprovecharía esta tramitación para introducir aspectos que todavía no están cubiertos en el acuerdo vigente y que revisten un especial interés. En concreto, no se incluyen dentro del marco del acuerdo vigente las transferencias de tecnología sensible, que es aquella vinculada al diseño y operación de reactores de tipo CANDU (debido a que este tipo de reactores son particularmente sensibles desde el punto de vista de la proliferación nuclear).

No obstante, las negociaciones con Canadá a este respecto están todavía en sus inicios y no es seguro que este nuevo expediente se inicie dentro del 2008.

4.8. APLICACIÓN DE SALVAGUARDIAS INTEGRADAS A LAS INSTALACIONES NUCLEARES ESPAÑOLAS

Por ser susceptible de ser utilizado para fines no pacíficos, el material nuclear debe ser objeto de particular protección, entendiéndose por “salvaguardias” el conjunto de medidas establecidas para detectar la desviación de los materiales nucleares para usos no declarados.

Las salvaguardias nucleares las ejercen los Organismos internacionales que tienen asignadas tales competencias en virtud de los compromisos internacionales contraídos por los Estados Parte. En el ámbito de la UE se aplican dos sistemas de salvaguardias en paralelo:

- Salvaguardias de EURATOM: derivan de las obligaciones que se establecen en el Capítulo VII del Tratado EURATOM (Control de seguridad), en virtud de las cuales los Estados miembros deben declarar el material nuclear y el uso previsto del mismo. Las salvaguardias de EURATOM son aplicadas por la Comisión Europea.
- Salvaguardias del Organismo Internacional de la Energía Atómica (OIEA), de Naciones Unidas: derivan de los compromisos contraídos como parte contratante del Tratado sobre la no Proliferación de las Armas Nucleares (TNP). Este Tratado obliga a suscribir un acuerdo con el OIEA para la aplicación de su sistema de salvaguardias a todas las actividades en las que se manejan materiales nucleares. Los Estados miembros de la UE no poseedores de armas nucleares han suscrito con el OIEA un Acuerdo de Salvaguardias

conjunto (INFCIRC/193), cuyas medidas las aplican los inspectores de este Organismo de manera coordinada con las derivadas del Tratado EURATOM. Este acuerdo se ha suplementado en abril de 2004 con la entrada en vigor de un Protocolo Adicional que amplía el ámbito de aplicación de las salvaguardias y da derechos de acceso adicionales a los inspectores del OIEA a las instalaciones y actividades obligadas.

En los últimos años, tanto el OIEA como la Comisión Europea han venido impulsando una reforma de sus respectivos sistemas de salvaguardias con el objeto de mejorar su eficiencia y eficacia.

Para los Estados que disponen de los que se conocen como Acuerdos de Salvaguardias amplios y que además tienen en vigor un Protocolo Adicional, tal como ocurre en los Estados miembros de la UE, el objetivo del OIEA es introducir, a la mayor brevedad, lo que se conoce como “salvaguardias integradas”. Se trata del establecimiento en cada Estado de un conjunto integrado de medidas de salvaguardias óptimo, tomando en consideración todos los medios y fuentes de información disponibles, tales como inspecciones, declaraciones, imágenes por satélite, etc.

A pesar de que el objetivo que persiguen las salvaguardias integradas es optimizar el uso de los recursos, y que de ello a la larga se deben beneficiar los operadores, por suponer una reducción de la intensidad de las inspecciones de acuerdo con el potencial riesgo de proliferación de cada Estado, la transición a las salvaguardias integradas es un proceso complejo y no exento de dificultades, ya que lleva aparejada una importante actualización de las prácticas en uso desde hace muchos años.

El aspecto más relevante en este sentido es que, para satisfacer los objetivos que se ha fijado el OIEA, resulta imprescindible introducir el factor “sorpresa” en, al menos, una parte de las actividades de inspección, las cuales, hasta ahora, se llevan a cabo de forma anunciada para EURATOM, los Estados y los operadores. En el futuro próximo, un número reducido de las inspecciones se realizarán con corto preaviso de tiempo, del orden de 24 horas, e incluso, en algunas instalaciones concretas, serán sin anuncio previo.

La Comisión Europea, en parte siguiendo la estela del camino emprendido por el OIEA, y en parte con iniciativas de cuño propio, también está reformando las modalidades de aplicación de las salvaguardias del Tratado EURATOM. El objetivo es adaptar las salvaguardias del TE al modelo de las salvaguardias integradas, de manera que ambos sistemas puedan seguir aplicándose de forma conjunta, aunque respetando los objetivos y peculiaridades de cada uno.

Con este fin, en diciembre de 2006 se llegó a un entendimiento entre los expertos en salvaguardias de los Estados miembros y de la Comisión Europea, a raíz del cual ésta elaboró un documento de trabajo conteniendo las líneas directrices de la reforma, al objeto de iniciar contactos con el OIEA, de cara a integrar los cambios en el sistema de salvaguardias de EURATOM con los que viene introduciendo el OIEA en los últimos años, para facilitar la puesta en práctica de sus salvaguardias integradas en la UE. Este documento de trabajo fue remitido al Comité de Representantes Permanentes para su toma en consideración el 28 de febrero de 2007.

Asimismo, en enero de 2007 tuvo lugar una reunión del denominado Grupo de Enlace de Alto Nivel creado por el Acuerdo de salvaguardias entre los Estados miembros de la UE no poseedores de armas nucleares, EURATOM y el OIEA, en la que se trató sobre los principios básicos, estrategia y pasos a seguir para coordinar la reforma de las salvaguardias de EURATOM con la introducción de las salvaguardias integradas en el 2008 o en el 2009 en aquellos países de la UE que todavía no las tienen en vigor. Este mismo Grupo se volvió a reunir en noviembre de 2007.

Sin embargo, en el seno del Grupo de trabajo del Consejo en el que se tratan los asuntos de salvaguardias se han puesto de manifiesto ciertas discrepancias, particularmente en relación con el papel que debe mantener la Comisión Europea en la aplicación de las salvaguardias integradas, ya que hay Estados miembros para los que les resulta irrenunciable la presencia de inspectores de EURATOM en todas las inspecciones del OIEA, mientras que para otros no plantea problemas la presencia o no de funcionarios comunitarios.

Como consecuencia de estas discrepancias, está previsto que la Comisión Europea y el OIEA realicen contactos a nivel multilateral y bilateral en la primera mitad del 2008 con algunos Estados miembros, entre ellos España, al objeto de alcanzar un acuerdo global en 2008, lo que es de esperar que conduzca a una revisión del documento de trabajo de la Comisión conteniendo las líneas directrices de la reforma remitido al Comité de Representantes Permanentes en febrero del 2007, al que anteriormente se ha hecho referencia.

Una vez alcanzado un acuerdo entre las tres partes implicadas (Estado miembros, Comisión Europea y OIEA) sobre los procedimientos a seguir en la aplicación de este sistema, para la introducción de las salvaguardias integradas del OIEA en España es necesario, además, que dicho Organismo emita una declaración de ausencia de actividades no declaradas a raíz de las evaluaciones que está llevando a cabo en base a las declaraciones que le han sido remitidas por España, de acuerdo con lo establecido en

el Protocolo Adicional, y de la información complementaria que se le ha suministrado. Esta declaración podría recibirse a lo largo del 2008 o en el 2009.

Cabe indicar adicionalmente que, en conexión con esta reforma de salvaguardias de EURATOM, a finales de 2006 se acordó con la Comisión y el OIEA el desarrollo de un programa piloto de inspecciones de salvaguardias con corto preaviso en la Fábrica de elementos combustibles de Juzbado sobre la base de un procedimiento acordado entre las partes. El programa, que es el primero de esta naturaleza que se lleva a cabo en una fábrica de combustible de la UE, se desarrolló entre abril y septiembre del 2007, con resultados muy positivos. Tras su finalización se decidió continuar aplicando, con carácter temporal, el nuevo procedimiento de inspección hasta que se completase la evaluación del programa y se introdujesen los cambios que resultasen pertinentes en el procedimiento.

Asimismo, también vinculado a la reforma de las salvaguardias de EURATOM, a lo largo del 2008 se desarrollarán dos pruebas piloto en instalaciones nucleares españolas (C.N. Ascó y Fábrica de elementos combustibles de Juzbado) de auditorías a sus sistemas de contabilidad de material nuclear. La intención de la Comisión es publicar una Recomendación en esta materia, posiblemente en 2008, a partir de la experiencia extraída de estas pruebas piloto y de otras que se realizarán en las instalaciones de otros Estados miembros.

4.9. ACTIVIDAD DE ORGANISMOS INTERNACIONALES

La actividad nuclear en el ámbito internacional se centra, básicamente, en tres organizaciones internacionales:

- Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM-UE),
- Agencia de Energía Nuclear (NEA-OCDE), y
- Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA-Naciones Unidas).

Las actuaciones relacionadas con dichas organizaciones se han canalizado principalmente a través de la participación en los grupos de trabajo y comités que se indican a continuación, junto a las principales decisiones o actividades desarrolladas por los mismos durante 2007.

4.9.1. Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM-UE)

Además de las actividades llevadas a cabo por el Grupo de Cuestiones Atómicas, que es el grupo de traba-

jo del Consejo en el que mayoritariamente se abordan los temas relativos al ámbito del Tratado EURATOM, dentro del ámbito comunitario, el MITYC ha participado en reuniones de los siguientes comités.

- *Grupo de Alto Nivel en Seguridad Nuclear y Gestión de Residuos*

El Grupo de Alto Nivel en Seguridad Nuclear y Gestión de Residuos (HLG) fue creado a raíz de la aprobación de un proyecto de Conclusiones del Consejo el 8 de mayo de 2007, el cual recogía las recomendaciones del informe preparado en el seno del Grupo de Cuestiones Atómicas sobre el Plan de Acción en Seguridad Nuclear y Gestión de Residuos remitido al Comité de Representantes Permanentes en diciembre de 2006.

La reunión constitutiva del HLG tuvo lugar el 12 de octubre de 2007 y en la misma se trataron aspectos de funcionamiento interno del Grupo, así como los ámbitos sobre los que centrarían los aspectos prioritarios de su programa de trabajo. La segunda reunión del HLG se convocó para el 11 de enero de 2008, siendo el principal objeto la aprobación de las reglas de funcionamiento, la definición del plan de trabajo para el 2008 y el establecimiento de grupos de trabajo para desarrollar las actividades del plan. Están previstas otras reuniones a lo largo del 2008.

- *Comité Consultivo de la Agencia de Aprovisionamiento de EURATOM*

De acuerdo con el Tratado EURATOM, el objeto de esta Agencia es garantizar el suministro de combustible nuclear a los Estados miembros. En 2007 tuvieron lugar tres reuniones de este Comité en Luxemburgo (enero, junio y octubre), y una reunión informal en Bruselas (febrero), en las que, entre las cuestiones tratadas, cabe destacar; el Informe anual y las cuentas de 2006; el borrador de presupuesto para 2008; las relaciones con Rusia en materia de comercio de material nuclear; la elaboración de un nuevo Estatuto; las repercusiones de una sentencia del Tribunal Europeo de septiembre de 2006 (Caso INB), en relación con la consideración de el enriquecimiento como un servicio y no un producto; y un borrador de Reglas de funcionamiento de la Agencia.

- *Cooperación exterior en materia de seguridad nuclear*

La asistencia comunitaria externa en materia nuclear se venía prestando en el pasado mediante los programas PHARE y TACIS. El programa

PHARE, destinado a los Estados candidatos a la ampliación de la UE, terminó en el 2004, una vez que el proceso de adhesión fue concluido. Tan sólo algunas actividades residuales correspondientes a los planes de acción anteriores al 2004, así como algunos proyectos puntuales destinados a Rumanía y Bulgaria, que quedaron fuera de la ampliación del 2004, se han completado después de esta fecha con cargo a dicho Instrumento. Por otra parte, el programa TACIS, destinado a Rusia y a los Nuevos Estados Independientes de la antigua esfera soviética, concluyó el 31 de diciembre de 2006, de conformidad con el horizonte temporal establecido por el Reglamento que regulaba el Programa.

A lo largo del 2006 se llevó a cabo una profunda reforma de los instrumentos comunitarios de cooperación exterior, que ha afectado de manera significativa al ámbito de la cooperación en seguridad nuclear. Por un lado, las contribuciones pendientes de ejecución en relación con el apoyo al desmantelamiento de las centrales nucleares de Bohunice (Eslovaquia), Kozlodouy (Bulgaria) e Ignalina (Lituania) impuestos en los Protocolos de adhesión a la UE de estos Estados, que se venían realizando con cargo al programa PHARE, desde el 2006 se administran bajo instrumentos específicos.

El grueso de estas ayudas no se da directamente a los Estados concernidos, sino que se ingresan como contribuciones a los Fondos Internacionales de ayuda al desmantelamiento de las citadas centrales que administra el Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo (BERD) y de los que España es también contribuyente. Para asesorar a la Comisión en relación estas contribuciones, en junio del 2007 se constituyó el Comité Asesor sobre Desmantelamiento Nuclear, que viene reuniéndose periódicamente para analizar los proyectos que se financian desde los Fondos del BERD y dar opinión sobre las contribuciones comunitarias.

Con respecto al antiguo programa TACIS, desde el 1 de enero de 2007 prácticamente toda la cooperación exterior de la UE en materia nuclear, incluyendo las aportaciones al Fondo para el Sarcófago de Chernobil que administra el BERD, se realiza con cargo al nuevo Instrumento de Cooperación en Seguridad Nuclear (ICSN) establecido mediante el Reglamento (EURATOM) nº 300/2007.

Tan sólo se presta asistencia exterior en materia nuclear con cargo a otros instrumentos en relación con las ayudas a la creación de infraestructura gubernamental para Estados candidatos a la adhesión a la UE, a través del Instrumento de Pre-adhesión, y determinadas ayudas en relación

con el control del comercio exterior de materiales y componentes vinculados a la proliferación nuclear, a través del Instrumento de Estabilidad.

La dotación económica del ICSN es de 217 M € para el período 2007-2009. El ICSN contempla el establecimiento de un Comité Asesor de expertos de los Estados miembros. La primera reunión de dicho Comité tuvo lugar el 18 de junio de 2007 y en la misma se trató la primera parte del plan de acción de ese mismo año, dotada con 18,5 M €, en la que se contemplan los proyectos urgentes a desarrollar en conexión con las actividades en desarrollo del plan anual de acción 2006 del programa TACIS.

Posteriormente, el 15 de noviembre de 2007 hubo una segunda reunión para tratar sobre la segunda parte del plan de acción del 2007, dotada con 58,8 M €, así como sobre un informe de estrategia preparado por la Comisión Europea con miras a extender el ámbito geográfico de aplicación de la cooperación exterior a países que no estaban incluidos en el ámbito geográfico del programa TACIS (por ejemplo, Norte de África, algunos países de Asia, etc.) en futuros planes anuales de acción.

- *Comité sobre Fondos de Desmantelamiento*

En el 2005 la Comisión Europea constituyó un Grupo Asesor de Expertos sobre Fondos de Desmantelamiento (DFG), cuyo objetivo era dar soporte técnico a la misma para elaborar una Recomendación sobre el particular. La Recomendación fue finalmente aprobada en octubre del 2006, fecha a partir de la cual las actividades del DFG prácticamente se paralizaron, si bien el grupo no se desmanteló.

En el 2007, en el contexto de la elaboración por parte de la Comisión Europea de un informe al Parlamento y al Consejo sobre la gestión por los Estados miembros de los recursos financieros previstos para el desmantelamiento de las instalaciones nucleares, los miembros del DFG fueron nuevamente consultados, estando previsto que a partir del 2008 se reanuden sus actividades para elaborar directrices y el seguimiento de la aplicación de la Recomendación.

4.9.2. Agencia de Energía Nuclear (NEA-OCDE)

- *Comité de Dirección*

Entre los asuntos tratados en las dos reuniones que celebró este Comité en los meses de abril

y octubre, además de los habituales relativos al gobierno de la Agencia, destacan la renovación del estatuto de observador en los comités técnicos de las instituciones de los Estados que no son miembros, la participación de Polonia en los grupos de trabajo, la aprobación de una Decisión sobre la exclusión de pequeñas cantidades de material nuclear del ámbito de aplicación de la Convención de París sobre responsabilidad civil por daños nucleares, el papel de la Agencia en el Proyecto GIF (investigación en reactores de Generación IV), la preparación de los actos del 50 aniversario de la Agencia y la aprobación de una Declaración del Comité de Dirección en relación con el papel de los Gobiernos para asegurar la disponibilidad de recursos humanos cualificados en seguridad nuclear. Como temas de debate político de las reuniones se trataron, respectivamente, la investigación en materia nuclear y las nuevas recomendaciones de la Comisión Internacional de Protección Radiológica.

- *Comité de Estudios Técnicos y Económicos para el Desarrollo de la Energía Nuclear y del Ciclo de Combustible (NDC)*

Entre las funciones de este Comité se incluyen la evaluación de la potencial contribución futura de la energía nuclear al abastecimiento energético mundial; de las demandas y necesidades de suministro en las diferentes fases del ciclo del combustible nuclear; el análisis de las características técnicas y económicas del desarrollo de la energía nuclear y del ciclo del combustible; y la evaluación de las diferentes consecuencias técnicas y económicas de las diferentes estrategias para el ciclo del combustible nuclear.

En la reunión que se celebró en junio, se trataron temas tales como: los informes de los países, el seguimiento de los distintos proyectos y actividades incluidas en el Programa de Trabajo 2005-2006 (p.e.: licenciamiento de instalaciones nucleares en un mercado eléctrico competitivo, programación temporal de la gestión definitiva de los residuos de alta actividad, gestión de materiales fisiles reciclados), y las propuestas para el Programa de Trabajo 2007-2008 (p.e. datos sobre la energía nuclear en la OCDE, actividades del Grupo del Uranio, perspectiva en la gestión definitiva de residuos, límites al desarrollo de la energía nuclear, escenarios de transición de reactores térmicos a rápidos, competencia en el mercado de la industria nuclear). Asimismo, se mantuvo una sesión especial sobre un posible renacimiento nuclear.

- *Comité de Derecho Nuclear*

Este Comité ha mantenido dos reuniones en 2007: la primera en febrero, coincidiendo con el 50 aniversario de su establecimiento, y la segunda, en noviembre.

Dentro del programa regular del Comité, como viene siendo habitual, el grueso de los temas tratados se refirió a las dificultades para la ratificación y entrada en vigor de los Protocolos de enmienda de los Convenios de París y de Bruselas aprobados en 2004, sobre responsabilidad civil por daños nucleares. Entre el resto de los asuntos tratados, destaca un análisis del impacto en el ámbito de la energía nuclear de la entrada en vigor del Convenio de Aarhus, sobre la información, la participación y el acceso a la justicia en materia medioambiental.

4.9.3. Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA-Naciones Unidas)

- *Conferencia General*

La Conferencia General anual de este Organismo, que fue la 51ª, tuvo lugar del 17 al 21 de septiembre, con la participación de más de cien Estados miembros y más de 1.500 delegados. Entre los temas tratados en ella se incluyeron:

- las medidas para reforzar la cooperación internacional en materia de seguridad nuclear, radiológica, del transporte y de los residuos radiactivos,
- los progresos realizados en las medidas de protección contra el terrorismo nuclear y radiológico,
- el fortalecimiento de las actividades de cooperación técnica del Organismo,
- el fortalecimiento de actividades del Organismo relacionadas con las ciencias, tecnologías y aplicaciones nucleares,
- el fortalecimiento de la eficacia y el aumento de la eficiencia del sistema de salvaguardias y la aplicación del modelo de Protocolo Adicional a los Acuerdos de salvaguardias,
- la aplicación del acuerdo entre el Organismo y la República Popular Democrática de Corea para la aplicación de las salvaguardias en relación con el Tratado sobre la no proliferación de las armas nucleares,
- la aplicación de las salvaguardias del OIEA en el Oriente Medio y
- la elección de los miembros de la Junta de Gobernadores para el período 2007-2008.

Asimismo, se presentó el Informe anual de 2006, se aprobó un Presupuesto ordinario del Organismo

para 2008 de 291,320 M€, en el que a España le corresponde el 2,945% del total (8,579 M€), y las contribuciones voluntarias al Fondo de Cooperación Técnica para 2008, para las que se estableció una cifra objetivo de 80 M\$, de la que a España le corresponden 2.290.400 \$.

Durante la celebración de esta Conferencia General tuvo lugar un Foro científico sobre “Desafíos globales y desarrollo de la energía atómica: los próximos 25 años”.

- *Junta de Gobernadores*

Está compuesta por 35 Estados miembros y en 2007 se ha reunido en seis ocasiones, en los meses de marzo, junio, julio, septiembre (2) y noviembre. Esta Junta tiene, entre otras, la función de examinar y hacer recomendaciones a la Conferencia General en relación con las cuentas, programas y presupuesto del Organismo. En 2007 España no ha formado parte de la Junta de Gobernadores.

Entre las cuestiones más relevantes tratadas en 2007 están: la implementación de salvaguardias por parte de la República Democrática Popular de Corea; la aplicación del Acuerdo de salvaguardias en relación con el TNP y de las disposiciones pertinentes en relación con las Resoluciones 1737(2006) y 1747(2007) del Consejo de Seguridad en la República Islámica de Irán; el estado de la concertación de Acuerdos de salvaguardias y Protocolos Adicionales; y los informes correspondientes a 2006 relativos a: informe anual, aplicación de las salvaguardias, examen de la seguridad nuclear, examen de la tecnología nuclear, y cooperación técnica.

Por otra parte, como actividad relevante en relación con el OIEA, cabe destacar que, como en años precedentes desde la entrada en vigor en la UE el 30 de abril de 2004 del Protocolo Adicional al Acuerdo de Salvaguardias firmado por EURATOM, el OIEA y los Estados miembros de la UE no poseedores de armas nucleares, en marzo de 2007 se remitió al OIEA, a través de la Comisión Europea, la Declaración anual del Estado Español relativa a este Protocolo Adicional. Asimismo, se han venido remitiendo las declaraciones trimestrales sobre las exportaciones de materiales y equipos incluidos en el Anexo II del citado Protocolo.

También debe destacarse, en relación con el Programa español de apoyo a las salvaguardias del OIEA –al que son destinados 400.000 € de los 720.000 € que en septiembre del 2006 el Gobierno español, a propuesta del Ministerio de Asuntos Exteriores y Cooperación, aprobó como contribución

presupuestaria de carácter voluntario al OIEA—, que, a lo largo del 2007, se ha venido tratado con el OIEA el procedimiento para la gestión de los proyectos que se realicen con cargo a este Programa, documento que finalmente quedó acordado en octubre, así como las actividades de interés para ambas partes de cara a concretar los proyectos específicos.

En noviembre de 2007 se reunió el Comité de Dirección del Programa, constituido por representantes del Ministerio de Asuntos Exteriores y de Cooperación, y del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que aprobó la primera lista de proyectos a financiar, parcial o totalmente, con cargo al Programa, de lo que se dio cuenta al OIEA. A lo largo del 2008 se desarrollarán estas actividades.

4.9.4. Grupo de Suministradores Nucleares (GSN)

En 2007 cabe destacar la celebración del Plenario del Grupo en Ciudad del Cabo (Sudáfrica) entre el 16 y el 20 de abril. Los debates se centraron sobre diversas iniciativas para reforzar el régimen de control de exportaciones y se siguió trabajando para alcanzar un acuerdo sobre la exigencia del Protocolo Adicional a los Acuerdos de Salvaguardias, como condición o como factor a tener en consideración para el suministro de materiales y equipos de tecnología sensible, que son aquellos que se utilizan en actividades de enriquecimiento o reprocesado del material nuclear. También se acordaron determinadas modificaciones puntuales a las listas de equipos y materiales del documento del OIEA INFCIRC/254. Adicionalmente, se trató sobre el control de las transferencias vinculadas a tecnologías sensibles, tales como enriquecimiento y reprocesamiento, así como sobre el establecimiento de controles para las exportaciones vinculadas a la tecnología de separación de isótopos estables.

Como ocurrió en el 2006, el debate dentro del Grupo estuvo marcado por los últimos desarrollos en relación con el acuerdo alcanzado entre los gobiernos de los EE.UU. y de la India en materia de energía nuclear, así como sobre las consecuencias que ello podrá tener para el futuro del GSN, ya que supone un cambio importante con relación a la consideración que tradicionalmente se le ha dado a la India, país que no es firmante del TNP y que mantiene activo un programa de armamento nuclear, a los efectos de las transferencias de equipos y materiales nucleares. No obstante, las continuas idas y venidas en relación con la ratificación de dicho acuerdo por parte de las diferentes cámaras legislativas de los EE.UU. y de la India han impedido que el asunto se analizara con la necesaria profundidad.

Por último, también se trató sobre los condicionantes técnicos asociados al cumplimiento de las sanciones

establecidas por el Consejo de Seguridad de Naciones Unidas a través de sus Resoluciones 1737 y 1718 contra Irán y Corea del Norte, respectivamente.

4.9.5. Fondos nucleares gestionados por el BERD

El Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo (BERD) viene gestionando una serie de fondos internacionales cuyo ámbito de aplicación está vinculado a la materia nuclear. En concreto, administra la denominada Cuenta de Seguridad Nuclear, dirigida a financiar proyectos para mejorar la seguridad nuclear en Rusia y los Nuevos Países Independientes de la antigua esfera soviética; la denominada Ventana Nuclear de la Dimensión Nórdica de la UE, cuyo objeto es contribuir a la recuperación medioambiental de diferentes regiones del norte de europea próximas a la UE con contaminación radiactiva como consecuencia, sobre todo, de actividades militares realizadas en el pasado; el Fondo del Sarcófago de Chernóbil, cuyo objeto es la financiación de un nuevo confinamiento de seguridad para la accidentada central nuclear ucraniana, y tres Fondos internacionales de ayuda al desmantelamiento de las centrales nucleares de Ignalina (Lituania), Kozloduy (Bulgaria) y Bohunice (Eslovaquia), cuyo desmantelamiento fue impuesto por motivos de seguridad por parte de las autoridades comunitarias como condición a la adhesión a la UE. España es contribuyente directo a estos últimos cuatro fondos, y está representada en los respectivos órganos de gobierno de los mismos.

- *Asamblea de contribuyentes al Fondo para la construcción del nuevo confinamiento de seguridad de la central nuclear de Chernóbil (CSF)*

En el 2007 se han finalizado los trabajos relativos a la estabilización de determinadas estructuras del sarcófago original. Los proyectos se han completado con arreglo a la planificación prevista y, desde el punto de vista presupuestario, se ha incurrido en gastos inferiores a lo presupuestado, lo que contribuirá a paliar otras carencias financieras.

No obstante, el asunto más importante ha sido la resolución del conflicto que se planteó en el 2006 en relación con la asignación del proyecto de construcción de la estructura del nuevo confinamiento de la central, por valor de 505 M\$, al consocio Novarka, liderado por empresas francesas. La parte Ucraniana se opuso al resultado de la licitación, aduciendo que la oferta ganadora no satisfacía algunos de los requisitos técnicos y dejando entrever sus preferencias por el consor-

cio CH2M-CAL, que también había presentado una oferta técnica aceptable, si bien con una oferta económica superior a la de Novarka. Este segundo consorcio, liderado por una empresa americana, presentó una reclamación formal, lo que dio lugar a la apertura de un largo y complejo procedimiento de investigación de la tramitación del concurso por parte de los servicios internos del BERD, así como por parte de expertos internacionales independientes designados a tal efecto.

En un informe presentado por el BERD a la Asamblea de Contribuyentes del 25 de octubre del 2006 se rebatían las acusaciones de la parte Ucraniana y se concluía que la tramitación del concurso se ajusta plenamente a las reglas del BERD, por lo que la reclamación no tenía base. En el informe se explicaba que los 12 puntos pendientes de acuerdo, principal argumento de la parte Ucraniana, eran de naturaleza precontractual (mayoritariamente referidos a concretar detalles del programa de actividades) y debían quedar resueltos antes de la firma del contrato. Sólo en caso de que no fuese posible alcanzar un acuerdo satisfactorio con el consorcio ganador se tendrían que iniciar contactos con el segundo consorcio con vistas a negociar la firma del contrato. La Asamblea de Contribuyentes apoyó de manera unánime las conclusiones del Banco e instó a Ucrania a que facilitara las negociaciones precontractuales en marcha con el consorcio Navarka.

En el 2007, bajo el impulso dado por la Asamblea de Contribuyentes, así como por medio de diferentes acciones diplomáticas ante el gobierno de Ucrania, se consiguió desbloquear el proceso de negociaciones precontractuales con Novarka, que prosiguió bajo la supervisión tanto de representantes de la parte Ucraniana, como de asesores y expertos independientes designados por el BERD y por la Asamblea. El resultado de estas negociaciones fue positivo, a pesar de las dificultades y reiterados retrasos introducidos por las autoridades financieras de la parte ucraniana. En la reunión de la Asamblea de Contribuyentes celebrada el 17 de julio de 2007 el BERD confirmó su apreciación favorable a la firma del contrato, una vez alcanzado un acuerdo satisfactorio con Novarka sobre los 12 puntos abiertos en la negociación precontractual. La Asamblea acordó unánimemente aprobar el acuerdo para financiar el contrato, cuya firma finalmente se produjo el 17 de septiembre del 2007 en presencia de altas autoridades de Ucrania.

En lo que se refiere a los aspectos financieros, el BERD informó en la Asamblea del 17 julio sobre un incremento en los costes globales que se esti-

maba de 186 M\$ con respecto al último balance económico suministrado de 1.204 M\$. Este incremento se justificaba por el aumento de los gastos financieros y materiales derivados de los retrasos habidos en la asignación del contrato de construcción, incluyendo la variación en el tipo de cambio €/€ y el incremento de precios en los últimos meses. Esta situación puso en evidencia una importante carencia de fondos para completar el proyecto, asunto que fue tratado en otra reunión de la Asamblea de Contribuyentes que tuvo lugar el 17 de diciembre de 2007, en la cual los países del G-8 confirmaron su disposición a liderar una nueva petición de contribuciones para hacer frente a las diferencias presupuestarias.

- *Fondos internacionales de apoyo a la clausura de las centrales nucleares de:*
 - Ignalina, unidades 1 y 2 (Lituania)
 - Kozloduy, unidades 1, 2, 3 y 4 (Bulgaria)
 - Bohunice V1, unidades 1 y 2 (Eslovaquia)

En el marco de las negociaciones de adhesión a la UE, los servicios de la Comisión Europea, a raíz de un informe realizado por los expertos del Grupo de trabajo ad-hoc sobre seguridad nuclear del Consejo, impusieron como condición en los Protocolos de Adhesión de Bulgaria, Lituania y Eslovaquia la clausura y desmantelamiento de las unidades de las respectivas centrales nucleares reseñadas, por considerar que no tenían un nivel de seguridad comparable al de las centrales nucleares de la Europa occidental.

A tal efecto se constituyeron sendos fondos internacionales, cuya administración se asignó al BERD, que tienen como objeto cofinanciar los proyectos de predesmantelamiento de las centrales, así como la reposición, por medios no nucleares, principalmente mediante eficiencia energética y energías renovables, de la generación eléctrica perdida, si bien también se financian proyectos gasísticos, de mejoras en la red de distribución, y de otros tipos de generación.

El coste estimado de la fase preparatoria del desmantelamiento de esas unidades (que incluye actividades de ingeniería, consultoría y servicios) es de unos 200, 200 y 150 M€, respectivamente, con una duración de unos 10 años. Las contribuciones comunitarias a la ayuda al desmantelamiento de estas centrales, previstas en los Protocolos de Adhesión y posteriormente concretadas en los respectivos instrumentos financieros establecidos a tal efecto, se hacen de forma escalonada, de acuerdo con estipulado en el presupuesto comunitario y de conformidad con las perspectivas financieras de la UE.

Por otra parte, diversos Estados, entre ellos España, han realizado contribuciones bilaterales a estos fondos. En concreto, España realizó una contribución a cada uno de los tres fondos de 1,5 M€ en 2002, pasando a ser miembro de pleno derecho de las asambleas de contribuyentes.

La participación de empresas españolas en los proyectos financiados con cargo a estos fondos, sobre todo en las centrales de Bohunice y Kozloduy, es muy notable, con unos retornos tecnológicos que, hasta la fecha, superan más de tres veces la cantidad aportada, lo que evidencia importantes oportunidades de negocio para las empresas españolas del sector energético. Entre otros proyectos con participación de empresas españolas, destaca la asignación en el

2004 de la Unidad de Gestión del Proyecto para la central de Bohunice a un consorcio formado por las empresas españolas Iberdrola Ingeniería y Consultoría, Empresarios Agrupados y Soluziona, junto con la empresa francesa EDF. Este contrato se ha extendido en el 2007, si bien, en el momento presente, sólo forman parte del consorcio las empresas españolas. Actualmente existen varias ofertas de empresas españolas para importantes proyectos en licitación con cargo a estos fondos.

Previsiblemente el BERD hará una solicitud de nuevas aportaciones de los Estados contribuyentes en un futuro próximo para completar la financiación de los proyectos necesarios en la fase de predesmantelamiento de las citadas centrales.

5. SECTOR CARBÓN

5.1. SITUACIÓN ACTUAL

5.1.1. Panorámica general del sector

Globalmente la producción en toneladas de hulla más antracita disminuyó un 5,8% en 2007 con respecto a la del año 2006. Esta evolución, que sigue la de años anteriores, se debe a cierres de unidades de producción y a una menor producción en algunos pozos. En lignitos negros disminuyó la producción un 2,8% fundamentalmente en las explotaciones de Cataluña. También la producción de lignito pardo disminuyó un 9,4%. Entre los años 2005 y 2006 se cambió la clasificación entre hulla y antracita del car-

bón de la empresa M.S.P. en Asturias, que pasó de ser hulla a ser clasificado como antracita (Cuadro 5.1.1). Se produjo en el año un aumento significativo en los stocks de carbón.

5.1.2. Demanda interior

La demanda de carbón en toneladas, como se indica en el Cuadro 5.1.2., aumentó un 3,4% en 2007. La demanda de hulla nacional y antracita para generación eléctrica se incrementó en un 7,4% y la de hulla importada para el mismo uso aumentó un 10,6%. Respecto a las importaciones, ha habido una modifi-

CUADRO 5.1.1.- Balance de carbón

	2005	2006	2007	2007/06	2005	2006	2007	2007/06
	(Miles de toneladas)			%	(Miles de tec) (1)			%
+ Producción	19354	18399	17180	-6,6	9465	8918	8378	-6,0
Hulla y antracita	8553	8354	7869	-5,8	5970	5628	5330	-5,3
Lignito negro	3214	3223	3131	-2,8	1436	1438	1371	-4,6
Lignito pardo	7587	6822	6180	-9,4	2060	1852	1677	-9,4
+ Variación de stocks (2)	856	1034	3234		501	730	2520	
Hulla y antracita	351	1051	3084		289	737	2456	
Lignito negro	412	-9	138		187	-5	60	
Lignito pardo	93	-8	13		24	-2	3	
+ Importación	24892	23725	25414	7,1	20933	17800	19941	12,0
Hulla coquizable	3599	3623	3659	1,0	3469	3402	3553	4,5
Hulla no coquizable	21157	19947	20781	4,2	17328	14248	15443	8,4
Coque	136	155	974	528,5	136	151	944	526,9
- Exportación	621	1060	2027	91,3	638	1052	1930	83,6
Hulla y antracita	0	210	974	363,9	185	856	363,5	
Coque	621	850	1053	23,9	638	867	1075	23,9
= Consumo interior bruto	44481	42097	43801	4,0	30261	26396	28909	9,5

(1) Toneladas equivalentes de carbón

(2) Existencias iniciales - Existencias finales

Fuente: SGE

CUADRO 5.1.2.- Sectorización del consumo de carbón

	2005 (Miles de toneladas)	2006	2007	2007/06 %	2005 (Miles de tec)	2006	2007	2007/06 %
1.-Generación eléctrica	39539	37273	38494	3,3	25623	21938	24207	10,3
1.1.-Compañías eléctricas	39460	37181	38413	3,3	25557	21869	24143	10,4
Hulla y antracita	9031	8610	9247	7,4	6136	5515	5944	7,8
Lignito negro	3803	3480	3251	-6,6	1731	1465	1465	0,0
Lignito pardo	7720	7796	6787	-12,9	2017	1942	1890	-2,7
Carbón importado	18907	17296	19127	10,6	15673	12947	14845	14,7
1.2.-Autoproductores	80	92	80	-12,2	66	68	64	-6,7
2.-Transf. en coquerías y A.H.	4316	3662	3740	2,1	4098	3432	3393	-1,1
3.-Fabricas de cemento	175	210	387	84,3	154	187	330	76,6
4.-Inyección en H.A.	0	487	770	58,1	0	456	647	41,8
5.-Resto de industria	365	399	315	-21,1	323	338	267	-21,1
6.-Usos domésticos	55	41	64	56,1	41	29	45	54,5
7.-Consumos propios y pérdidas	30	26	32	23,1	22	17	21	23,1
TOTAL	44481	41610	43031	3,4	30261	25940	28262	8,9

Fuente: SGE

cación de criterio en las notificaciones a Aduanas, puesto que carbones que se importaban como antracita, este año se han importado como hulla. La demanda de lignito negro bajó un 6,6% y la del lignito pardo un 12,9%. La demanda de hulla coquizable creció un 2,1% y también aumentó el consumo para inyección en horno alto.

5.1.3. Características de la oferta y del proceso productivo

Valoración estimada de la producción e ingreso por ventas de carbón

Desde enero de 1998 está liberalizado totalmente el mercado de carbón contratando individualmente cada empresa minera con cada empresa eléctrica. Se presentan diferentes tipos de contratos. Cada central fija las características técnicas de calidad del carbón que compra aplicando límites de tolerancia y penalizaciones individualizadas. Pueden apreciarse diferencias de precio, para una misma central, en función del contratante. También se aplican criterios de revisión de precios diferentes según las distintas compañías eléctricas.

En el cuadro 5.2.1 se indica la evolución de los ingresos para las empresas mineras, como suma de los

precios cobrados y de las ayudas, expresados los datos en céntimos de euro por termia de carbón.

En el año 2007 el precio medio del carbón que percibe ayudas fue de 42,7966 euros/t con un PCS medio de 4.269 kcal/kg. Expresado el precio en céntimos de euro por termia de poder calorífico fue de 1,0025, es decir un 3% superior al precio de 2006, expresado el precio sobre toneladas vendidas y superior en 3,2% si el precio se expresa en céntimos de euro por termia, puesto que el PCS medio disminuyó desde 4.277 kcal/kg del año 2006 a 4.269 kcal/kg en el año 2007.

Por tanto el valor de la producción de carbón CECA adquirido por centrales eléctricas, por el que se pagaron ayudas fue de 443,34 millones de euros. Se adquirieron 265.000 toneladas de carbón CECA sin derecho a ayudas por el que se pagaron 4,43 millones de euros. Hay que agregar a estos valores otros 149,19 millones de euros, valor de venta de los lignitos pardos. Por lo tanto el valor de la producción total del carbón entregado al sector eléctrico fue de 596,97 millones de euros.

El ingreso por entregas a centrales eléctricas de carbón CECA que percibió ayudas, para las empresas mineras, se obtiene sumando al valor de la producción, los 262,78 millones de euros de ayudas al fun-

CUADRO 5.2.1.- Evolución de los ingresos de las empresas mineras (1)
céntimos de euro/ termia

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Precio	0,78	0,74	0,78	0,82	0,81	0,79	0,84	0,90	0,97	1,00
Ayuda	0,70	0,73	0,72	0,76	0,76	0,76	0,76	0,66	0,76	0,78
TOTAL	1,48	1,47	1,49	1,58	1,57	1,54	1,60	1,57	1,73	1,78

(1) no está incluida la ayuda de S.E.P.I. a HUNOSA

Fuente: SGE

cionamiento, para empresas privadas y los 81,890 millones de euros para empresas públicas. Por tanto los ingresos para empresas que extraen carbón CECA en el año 2007 y cobran ayudas desde Presupuestos Generales del Estado fueron de 788,01 millones de euros, inferiores en 22,49 millones de euros a los del año 2006. Se estiman en otros 57 millones de euros, los ingresos por ventas de granos de carbón a las calefacciones y otros usos domésticos. La empresa HUNOSA, percibió además desde S.E.P.I. otros 109,95 millones de euros destinados a cubrir pérdidas de explotación de la empresa.

Empleo en el sector

La plantilla propia estimada en el subsector de carbones CECA a final del año 2007 era de 6.405 trabajadores, frente a los 7.362 del año 2006 lo que origina una disminución de empleo del 13% (cuadro 5.2.2). Teniendo en cuenta el empleo en los lignitos pardos, la mano de obra total empleada en el año 2007 ha sido de 6.716 trabajadores frente a 7.672 en el año 2006, lo que supone una disminución del 12,4%. Este incremento en las disminuciones de plantillas se debe a la introducción de la medida de reducción de la edad de prejubilación, que se sitúa en 52 años equivalentes, desde 1998.

CUADRO 5.2.2.- Mano de obra empleada en minería

	2006	2007	2007/06
Hulla	5048	4435	-12,1
Antracita	1863	1537	-17,5
Lignito negro	451	433	-4,0
Total carbón CECA	7362	6405	-13,0
Lignito pardo	310	311	0,3
TOTAL	7672	6716	-12,5

Fuente: SGE

5.1.4. Comercio exterior

En el sector de la minería del carbón el saldo comercial, en el año es netamente importador, puesto que prácticamente no existe exportación de carbón español (Cuadro 5.1.1). La utilización fundamental del carbón importado tiene lugar en centrales térmicas, industria siderúrgica, industria del cemento e industrias varias, que precisan generar vapor de agua para sus procesos de fabricación.

En unidades físicas la importación neta de hulla y de antracita acumuladas, se mantiene prácticamente constante, pasando de 23,49 millones de toneladas en 2006 a 23,51 millones de toneladas en 2007. Es de notar el comienzo de la operación de reexportación de carbones en 2006, que alcanza en 2007 casi el millón de toneladas. Al parecer las exportaciones se deben al aprovechamiento de buques que se despachan en España y siguen a Italia. También varía la distribución de la importación entre hulla y antracita. Al parecer se debe a criterios de clasificación. Ciñéndose al criterio de EUROSTAT, que denomina antracita al carbón con volátiles inferiores al 10%, quizá prácticamente no habría importaciones de antracita. No obstante empresas eléctricas importadoras denominan antracitas a hullas con contenido en volátiles entre 15 y 10%.

En unidades monetarias la importación varía desde 1.413 millones de euros en 2005, a 1.373,86 millones de euros en 2006 y 1.479 millones de euros en 2007. No obstante el valor del carbón neto importado en 2007 fue de 1.418,66 millones de euros. Los precios unitarios del carbón térmico se incrementaron desde un promedio de 49,10 euros/t en 2005, a 57,95 euros/t en 2006 y 60,52 euros/t en 2007.

El comportamiento de la importación de carbón se debe al menor consumo en generación eléctrica, como ya se ha indicado. No obstante los almacenamientos de carbón en centrales térmicas han disminuido en 2007 alrededor de un millón y medio de toneladas.

El precio medio estimado de adquisición de carbones térmicos en el año 2007 por las empresas eléctricas fue de 51,93 euros/tonelada en situación CIF, para un carbón de 6.008 kcal/kg, frente a 46,54 euros/tonelada para un carbón con PCS medio de 6.046 Kcal/Kg del año 2006. El precio medio estimado de hulla coquizable en el mismo período, CIF puerto español en el mismo año, fue de 122,54 euros/t y en dólares 146,47 \$/t frente a 104,66 euros/t y en dólares de 131,45 \$/t del año 2006.

El coste del carbón importado en el año 2007 puede estimarse en 1.479 millones de euros, frente a 1.373,8 millones de euros del año 2006. El coste de la importación neta de carbón en 2007 fue de 1.418.660.278 euros.

5.2. ESTRUCTURA DEL SECTOR

En el año 2007 cerró en enero la unidad de producción a cielo abierto de González y Díez S.A. y a finales de diciembre cerraron Carbones de Pedraforca S.A., unidad subterránea de Compañía General Minera de Teruel S.A., Coto Minero Jove S.A., Mina La Camocha S.A., Minas de Valdeloso S.A., Minas del Principado S.A., Unión Minera Ebro Segre S.A. y Virgilio Riesco S.A. La reducción de producción que originará el cierre de estas capacidades se observará en 2008 y estará sobre las 400.000 toneladas.

En 2007 existieron realmente 28 empresas que extraían carbón CECA y dos que extraían lignito pardo. Entre ellas 12 empresas tienen menos de 25 trabajadores, 3 empresas tienen entre 25 y 50 empleados, 4 tienen entre 50 y 100 trabajadores, 6 empresas tienen entre 100 y 500 empleados y 3 empresas tienen más de 500 trabajadores.

Desde el punto de vista de producción 7 empresas, con menos de 25 Kt de capacidad anual produjeron el 0,62% de la producción total (108 kt). 4 empresas con capacidades anuales entre 25 y 50 kt produjeron el 0,75% de la producción total (130 kt). 4 empresas con capacidades anuales entre 50 y 100 kt produjeron el 2,77% de la producción (476kt). 6 empresas con capacidades anuales entre 100 y 500 kt producen el 15,10 % de la producción (1.661 kt) y 7 empresas con capacidad superior a 500 kt anuales producen el 78,40% de la producción (8.623 kt).

Desde 1996 no ha habido disponibilidades presupuestarias para otorgar ayudas a la inversión, que por otra parte no estaban contempladas en la Decisión 3632/93/CECA. El Reglamento (CE) 1407/2002, que está actualmente en vigor, sí autoriza ayudas a la inversión en su artículo 5.2, pero solamente a empresas, que no perciban ayudas para cubrir las diferencias entre costes de producción e ingresos por ventas de carbón.

5.3. LA POLÍTICA CARBONERA EN EL AÑO 2007

El 23 de junio del 2002 caducó el Tratado CECA. La normativa comunitaria que regulaba el otorgamiento de ayudas hasta esa fecha era la Decisión 3632/93/CECA. Desde esa fecha las ayudas de Estado al sector carbón se hubiesen integrado en la normativa general de ayudas del Tratado CE. La Comisión entendiendo la especificidad del sector propuso al Consejo un Reglamento especial, el Reglamento (CE) 1407/2002 del Consejo de 23 de junio de 2002 sobre las ayudas estatales a la industria del carbón.

En esa disposición se definen tres tipos de ayudas: ayudas para cubrir la diferencia entre costes e ingresos de empresas que cerrarán lo más tardar en 2007 (ayudas a la reducción de actividad, art. 4 del Reglamento), ayudas o bien para cubrir diferencias entre costes e ingresos en empresas que mantendrán una producción mínima que garantice el acceso a las reservas de carbón o bien ayudas a la inversión para empresas que nunca percibieron ayudas para cubrir la diferencia entre costes e ingresos, puesto que ambas ayudas son incompatibles entre sí, (ayudas para garantizar el acceso a reservas de carbón, art. 5 del Reglamento) y por último ayudas para financiar costes excepcionales de cierres de unidades de producción (art. 7 del Reglamento).

Las ayudas se otorgan a empresas pero se aplican a cada unidad de producción de estas empresas. La unidad de producción está definida para minería subterránea prácticamente como unidad que consta de un pozo de acceso y uno de ventilación.

La disposición prevé una cláusula transitoria por la que se puede aplicar prácticamente la normativa CECA, debido a razones presupuestarias de los Estados miembros, hasta diciembre del 2002.

El Reglamento se desarrolla mediante la Decisión de la Comisión de 17 de octubre por la que se establece un marco común para la comunicación de la información necesaria para la aplicación del Reglamento (CE) nº 1407/2002 del Consejo, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón. En esta disposición se definen los costes de las unidades de producción y se detalla la información que requiere la Comisión para estudiar las ayudas.

Por último la U.E. ha publicado un Reglamento del Consejo, el Reglamento (CE) nº 405/2003 relativo al control comunitario de las importaciones de hulla originaria en Terceros países. Mediante esta disposición se comunicará a la Comisión el carbón térmico y siderúrgico importados y sus precios y características al objeto de que ese organismo fije los precios internacionales sobre los que se basarán las ayudas.

Las disposiciones normativas nacionales que regularon la actividad de la minería del Carbón en el año 2007 fueron las siguientes:

Disposiciones básicas que existen desde 1998 y que rigen hasta la caducidad del Tratado CECA en 2002 y después siguen estando en vigor para lo relativo a reactivación de comarcas mineras, hasta agosto de 2007:

- Real Decreto 2020/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece un régimen de ayudas para la minería del carbón y el desarrollo alternativo de las zonas mineras.
- Real Decreto 1561/1998, de 17 de julio, por el que se modifica el Real Decreto 2020/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece un régimen de ayudas para la minería del carbón y el desarrollo alternativo de las zonas mineras.
- Desde agosto de 2007 rige un nuevo Real Decreto, adaptado a la Ley 38 /2003 de 17 noviembre General de Subvenciones y a su Reglamento desarrollado mediante el Real Decreto 887/2006 de 21 de julio.
- Real Decreto 1112/2007 de 24 de agosto, por el que se establece el régimen de ayudas al desarrollo de las infraestructuras en las comarcas mineras del carbón.

Disposición básica relativa a prejubilaciones para el período 2006-2012

Real Decreto 808/2006, de 30 de junio, por el que se establece el régimen de ayudas por costes laborales mediante prejubilaciones, destinadas a cubrir cargas excepcionales vinculadas a planes de racionalización y reestructuración de la actividad de las empresas mineras del carbón.

Disposiciones de desarrollo

Regulación de ayudas a la producción, que cubren la diferencia entre costes e ingresos

- Orden ITC/1188/2006, de 21 de abril, por la que se establecen las bases reguladoras de las ayudas a la industria minera del carbón para los ejercicios de 2006 y 2007, correspondientes a las previstas en los artículos 4 y 5 del Reglamento (CE) nº 1407/2002 del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón.
- Resolución de 28 de marzo de 2007, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón

y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan las ayudas a la industria minera del carbón para el ejercicio 2007, correspondientes a las previstas en los artículos 4 y 5.3 del Reglamento (CE) nº 1407/2002, sobre ayudas estatales a la industria del carbón.

Regulación de ayudas al transporte de carbón entre cuencas ya al almacenamiento en centrales térmicas

- Orden ITC/446/2007, de 27 de febrero, por la que se regulan las ayudas al transporte de carbón autóctono entre cuencas mineras para las anualidades de 2006 y 2007.
- Resolución de 13 de marzo de 2007, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan las ayudas al transporte de carbón autóctono entre cuencas mineras correspondientes a las anualidades de 2006 y 2007.
- Orden ITC/447/2007, de 27 de febrero, por la que se regulan las ayudas destinadas a la financiación de existencias de carbón en centrales térmicas superiores a las cuantías necesarias para cubrir setecientas veinte horas de funcionamiento para las anualidades de 2006 y 2007.
- Resolución de 13 de marzo de 2007, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan las ayudas destinadas a la financiación de existencias de carbón en centrales térmicas superiores a las cuantías necesarias para cubrir setecientas veinte horas de funcionamiento, correspondientes a las anualidades de 2006 y 2007.

Regulación en vigor para las cargas excepcionales de reestructuración

- Orden ITC/2002/2006, de 15 de junio, por la que se aprueban las bases reguladoras de las ayudas por costes laborales mediante bajas incentivadas y las ayudas destinadas a compensar los costes derivados del cierre de unidades de producción de empresas mineras del carbón, para los ejercicios 2006-2012.
- Resolución de 13 de marzo, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan las ayudas por costes laborales mediante bajas incentivadas y las ayudas destinadas a compensar los costes derivados del cierre de unidades de producción de las empresas mineras de carbón, para el ejercicio de 2007.

Disposición que regula la reactivación económica de las comarcas mineras para el año 2007:

- Orden ITC /3666/2007, de 4 de julio, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas dirigidas a proyectos empresariales generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el período 2007-2012.
- Orden ITC/3741/2007 de 18 de diciembre, por la que se modifica la Orden ITC /3666/2007, de 4 de julio, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas dirigidas a proyectos empresariales generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el período 2007-2012.

Complementariamente a la actividad minera se ejecutaron por el Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, actividades de desarrollo económico de las comarcas mineras. Entre 1998 y el año 2007 se han firmado con la Comunidades Autónomas convenios para la ejecución de 1.027 proyectos de infraestructura con un coste de 2.596 millones de euros, de los que el 60,8% se destinan a transportes y comunicaciones y el resto se distribuye en proyectos de creación de suelo industrial, urbanismo, mejora de medio ambiente y creación de centros de formación.

Entre 1998 y 2005 se presentaron 1.590 proyectos empresariales, de los que hoy están en vigor 977. La inversión comprometida es de 2.980,969 millones de euros, de los que se han ejecutado 1.453,679 millones con un empleo comprometido de 13.127 puestos, de los que ya están en activo 8.598 puestos de trabajo. La cuantía de la subvención comprometida a fin de 2005 era de 470,001 millones de euros. En el año 2006 se publicó la convocatoria a la que se han presentado 553 proyectos, con una inversión prevista de 2.802 millones de euros y una creación de empleo de 7.567 puestos de trabajo. En 2007 se resolvió la citada convocatoria seleccionándose 274 proyectos, con una inversión considerada subvencionable por importe de 879,5 millones de euros, aproximadamente, un compromiso garantizado para la generación de 3.825 puestos de trabajo, que determinaron la concesión de ayudas por un importe máximo de hasta 129,4 millones de euros los próximos meses se aprobarán los proyectos seleccionados.

La ejecución de las medidas instrumentadas para la minería del carbón se resume en los datos siguientes:

- Ayudas al funcionamiento y a la reducción de actividad: existían en 2007 28 empresas beneficiarias, con 344,68 millones de euros de ayudas autori-

zadas desde P.G.E. o su equivalencia de 57.350 millones de pesetas. Se pagaron ayudas en el año 2007, para transporte de carbón entre cuencas, por valor de 6,92 millones de euros (1.151 millones de pesetas), que correspondían a movimientos de 638.534 toneladas en 2006 y parte de 2007. Se pagaron por almacenamientos de carbón en el año 2007 0,796 millones de euros (132 millones de pesetas).

- Ayudas a costes sociales de reestructuración: Se han pagado 295,51 millones de euros o su equivalente de 49.169 millones de pesetas a trabajadores prejubilados y vales de carbón.
- Ayudas para la financiación de costes técnicos de reducción de capacidad: en el año 2007 se han pagado ayudas por este concepto, por valor de 4,81 millones de euros, equivalentes a 800,3 millones de pesetas, correspondientes a cierres efectuados en años previos. No obstante se han adquirido, a finales de año, compromisos por valor de 22,9 millones de euros, que se pagarán según se efectúen los cierres.

Además S.E.P.I. ha pagado 109,96 millones de euros (18.296 millones de antiguas pesetas) para cubrir pérdidas de explotación de HUNOSA y otros 39,381 millones de euros (6.552 millones de pesetas) para financiar costes sociales y 19,735 millones de euros (3.284 millones de pesetas) para financiar costes técnicos de cierres de capacidad.

Se presupuestaron en el Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, para 2008, 351,8 millones de euros para financiar pérdidas de explotación en ese año. Además se prevén 302 millones de euros para costes sociales y 40 millones de euros para costes técnicos. A su vez se prevé que S.E.P.I. deberá aportar 109 millones de euros para cubrir pérdidas de explotación de HUNOSA y otros 303 millones de euros para cubrir costes técnicos y sociales de sus cierres en 2007. Se prevén para 2008 160 millones de euros, incrementando las ayudas de los años anteriores, para el desarrollo industrial alternativo de las Comarcas mineras del carbón y otros 455 millones de euros para financiar infraestructuras.

Aunque la Seguridad Minera no es exclusiva del carbón es necesario resaltar que las actuaciones relativas a ayudas en esta materia se han ejecutado por la Subdirección General de Minería, de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Actuaciones varias

La Dirección General de Política Energética y Minas ha firmado los convenios relativos a minería del carbón que se detallan a continuación:

a) Con la Universidad Politécnica de Madrid:

- Seis proyectos de análisis de requisitos reglamentarios en materia de seguridad industrial y laboral en diversas Comunidades Autónomas. Valor conjunto 642.000 euros.
- Tres proyectos de control de mercado de productos empleados en minería. Valor conjunto 308.000 euros.

- Campaña de verificación de Seguridad laboral en máquinas móviles de movimiento de tierras en explotaciones mineras a cielo abierto. Valor 100.000 euros.

b) Con el Instituto Nacional de la Silicosis

Se han firmado cuatro convenios relativos a Seguridad Minera con este Instituto por valor total de 322.800 euros.

6. SECTOR GAS

6.1. DEMANDA

Las ventas de gas natural en 2007, excluyendo consumos propios y pérdidas, fueron 404219 GWh, con incremento del 4,1% respecto al año 2006 (cuadro 6.1). El sector de gas natural continúa su proceso expansivo en el mercado energético nacional, aumentando continuamente su participación en el balance de energía primaria.

El gas manufacturado de fuentes distintas del gas natural ha alcanzado 554 GWh, con aumento del 10,6% en 2007. Incluyendo este tipo de gas, la demanda total de gas se estima que se ha distribuido en un 14% en el mercado doméstico-comercial y un 41,5% en el mercado industrial para usos térmicos, es decir, excluyendo el consumo como materia prima y el gas empleado en la parte eléctrica de la cogeneración.

El consumo en los sectores doméstico, comercial y de servicios se estima que ha subido un 9,2% en 2007, tras el fuerte descenso del año anterior, y debido es-

pecialmente al aumento de la demanda en los últimos meses del año, donde se dieron unas condiciones climáticas más severas.

El consumo de gas natural para generación eléctrica en 2007 se estima en 173900 GWh, un 43% del total, de los que el 24,4% es el consumo atribuido a generación eléctrica en la cogeneración (gráfico 6.1) y el resto corresponde al consumo en centrales convencionales. En los dos últimos años, el mercado de centrales térmicas ha crecido sustancialmente, debido a los nuevos grupos de ciclo combinado, alcanzando ya el 32,5% de las ventas totales de gas. En 2007 ha habido un aumento del 3,1% en el consumo de gas atribuido a la generación eléctrica por cogeneración.

El sector del gas natural en España lo forman dos mercados, uno liberalizado en el que los comercializadores adquieren gas y lo suministran a los clientes en condiciones libremente pactadas, accediendo a las instalaciones de terceros para efectuar el sumi-

CUADRO 6.1.- Demanda de gas (GWh) (1)

	2006	2007	Estructura %	% 2007/06
Doméstico-comercial	51995	56785	14,0	9,2
– Gas natural	51494	56231	13,9	9,2
– Gas manufacturado (2)	501	554	0,1	10,6
Industrial	154585	167929	41,5	8,6
Materia prima	5698	6158	1,5	8,1
Cogeneración (3)	41085	42370	10,5	3,1
Generación eléctrica convencional	135447	131531	32,5	-2,9
Total gas natural	388309	404219	99,9	4,1
Total gas natural y manufacturado	388810	404773	100,0	4,1
Demanda final de GLP (butano y propano) (4)	2076	2062		-0,7

(1) No incluye consumos propios ni pérdidas.

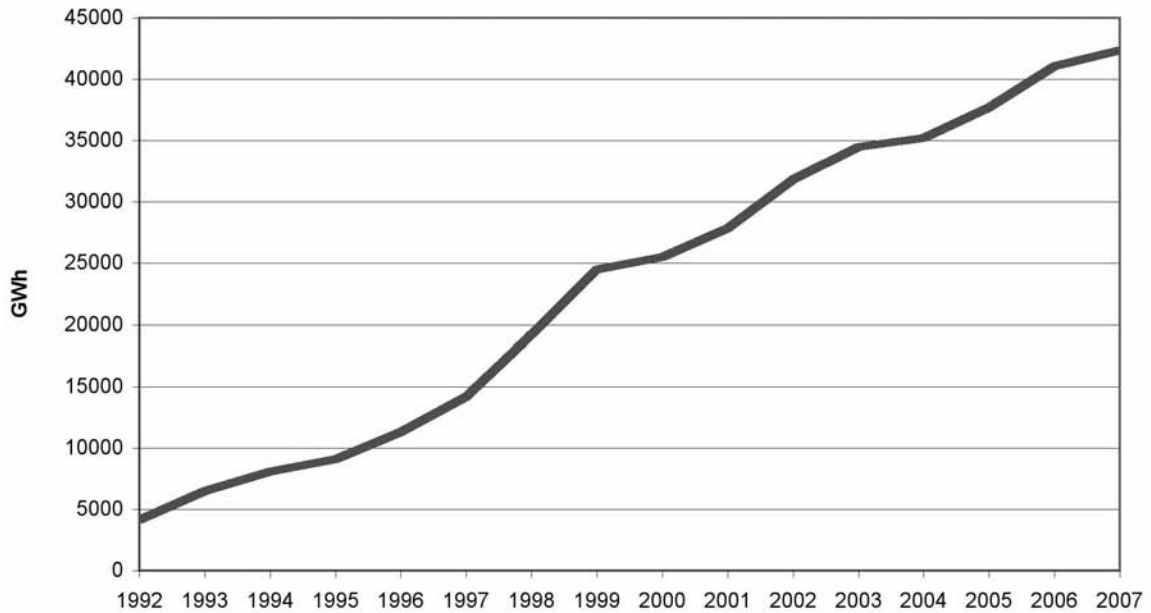
(2) Gas procedente de fuentes distintas del gas natural

(3) Estimación del gas empleado en generación eléctrica.

(4) Miles de toneladas

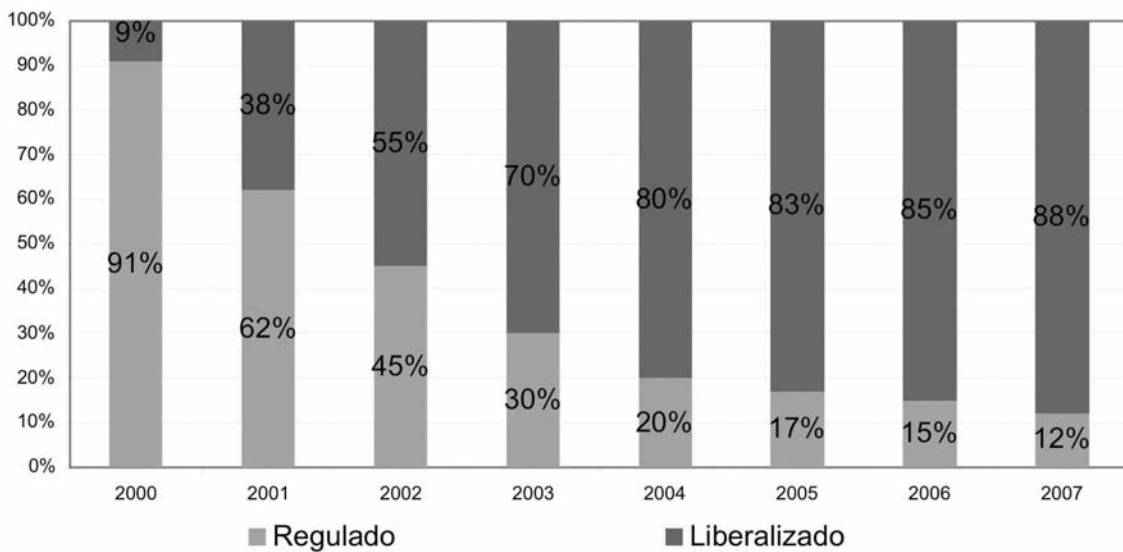
Fuente: SGE

GRÁFICO 6.1.– Estimación del gas natural empleado en generación eléctrica por cogeneración (excluyendo el empleado en la parte térmica)



FUENTE: SGE

GRÁFICO 6.2.– Evolución mercado liberalizado y regulado



FUENTE: SGE

nistro y un mercado regulado en el que las empresas distribuidoras suministran gas a los clientes a tarifa en condiciones y precios regulados y para ello adquieren el gas de los transportistas a los que están conectadas sus instalaciones.

La cuota de ventas en el mercado liberalizado continúa su expansión, aunque lógicamente con un menor ritmo en los últimos años. En el año 2007, el 88% de las ventas se ha realizado en el mercado liberalizado mediante la venta de gas natural a través de empresas comercializadoras, lo que supone un incremento de tres puntos respecto al año anterior.

El número de clientes de gas natural o manufacturado ha aumentado un 4,7% en 2007 hasta alcanzar los 6,78 millones.

6.2. OFERTA

Estructura Empresarial del Sector de Gas Natural en España

Empresas Transportistas

Las empresas transportistas son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento básico de gas natural. Las empresas titulares de instalaciones de transporte, en el año 2007, son las siguientes:

- Enagas, S.A.: principal empresa transportista en España (con una cuota del 90%),
- Naturgas Energía Transporte, S.A.U.
- Transportista Regional del Gas, S.L.
- Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.L.: titular del gasoducto que conecta el Barcelona-Valencia con la térmica de Castejón.
- Endesa Gas Transportista, S.L.
- Bahía de Bizkaia Gas, S.L. (BBG): empresa titular de la planta de regasificación localizada en el puerto exterior de Bilbao (Zierbana).
- Gas natural transporte, SDG, S.L.
- Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (SAG-GAS)
- Septentrional de Gas, S.A.
- Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.L.
- Regasificadora del Noreste, S.A.
- Gas Extremadura Transportista, S.L.

Empresas Distribuidoras

Son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción operación y mantenimiento de instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo. Las empresas distri-

buidoras que actualmente tienen instalaciones en el mercado español son las siguientes:

- Tolosa Gasa, S.A.
- Gas Natural Distribución, SDG, S.A.
- Gas Natural Cantabria SDG, S.A.
- Gas Natural Castilla León, S.A.
- Gas Natural Navarra, S.A.
- Gas Natural Rioja, S.A.U.
- Gas Natural La Coruña, S.A.
- Gas Natural Castilla La Mancha, S.A.
- Gas Natural de Murcia, S.D.G. S.A.
- Gas Galicia, S.D.G., S.A.
- Gas Natural Andalucía, S.A.
- Gas Natural Cegas, S.A.
- Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.
- Gas Alicante, S.A.U.
- Gas Aragón, S.A.
- DistribuidorA Regional de Gas, S.A.
- Endesa Gas Distribuidora, S.A.
- Gesa Gas, S.A.U.
- Gas Mérida, S.A.
- Naturgas Energía Distribución, S.A.
- Iberdrola Distribución de Gas, S.A.U.

Empresas Comercializadoras

Son las sociedades mercantiles que, accediendo 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 adquieren el gas natural para su venta a los consumidores o a otros comercializadores en condiciones libremente pactadas.

El Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, establece los requisitos de la autorización para ejercer la actividad de comercialización y el procedimiento de inscripción en el Registro Administrativo de distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados de combustibles gaseosos por canalización.

Las empresas autorizadas para ejercer la actividad de comercialización, a 31 de diciembre de 2007, son las siguientes:

- 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.
- Gaz de France Comercializadora, S.A.
- Endesa Energía, S.A.
- Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A.
- Repsol Comercializadora de Gas, S.A.
- Electrabel España, S.A.
- Ingeniería y Comercialización de Gas, S.A.
- Hidrocarburo Energía S.A.U.
- Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.
- Molgas Energía, S.A.
- Nexus Energía, S.A.
- Comercializadora de Gas Extremadura, S.A. (actuación limitada al ámbito de la comunidad autónoma de Extremadura)
- Liquid Natural Gaz, S.L.
- Investigación Criogenia y Gas, S.A.
- Céntrica Energía, S.L. (sociedad unipersonal)
- Multiservicios Tecnológicos, S.A.
- Comercializadora Ibérica de Gas, S.A.
- Enel Viesgo Energía, S.L.
- Sonatrach Gas Comercializadora, S.A.
- Enel Viesgo Generación, S.L.
- EDF Trading Limited
- Galp Energía España, S.A.U.
- Elektrizitats-Gesellschaft Launfenburg España, S.L.
- Sampol Ingeniería y Obras, S.A.

El Gestor Técnico del Sistema

Es el responsable de la gestión técnica de la Red Básica y de transporte secundario. Tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución. Ejerce sus funciones en coordinación con los distintos sujetos que gestionan o hacen uso del sistema gasista bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia.

La compañía Enagás S.A., como transportista principal, tiene conferidas las funciones de gestión técnica del sistema por el Real Decreto-Ley 6/2000.

La Directiva comunitaria 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural exige la separación jurídica y funcional de las denominadas actividades de red de las actividades de producción y suministro. Por ello, la ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modificó la ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la citada Directiva ha modificado el modelo gasista español inicialmente previsto en la Ley del Sector de Hidrocarburos, en el que los distribuidores y transportistas, bajo determinadas condiciones, realizaban la actividad de suministro y Enagás, S.A. realizaba el suministro de gas a los distribuidores para su venta en el hasta ahora segmento regulado del mercado.

Asimismo, la citada Ley 12/2007, de 2 de julio, reforzó la independencia de las funciones del Gestor Técnico, obligando a separar las actividades que realiza como gestor del sistema de aquéllas que desempeña como transportista. Para ello, el Gestor Técnico ha creado una unidad orgánica específica encargada de la gestión técnica del sistema y así lo recogerá en sus Estatutos.

Por otra parte, el Gestor Técnico del Sistema ha ampliado su ámbito de actuación a la red de transporte secundario, que se incluye en la planificación obligatoria. Complementariamente, se garantiza la necesaria coordinación entre las planificaciones realizadas por el Gobierno y por las Comunidades Autónomas.

Procedencia de los abastecimientos

En el año 2007 el total de los abastecimientos de gas natural para el consumo interior se produce a través de importaciones e intercambios comunitarios al ser prácticamente nula la producción nacional. Las importaciones durante el año 2007 ascendieron a 408.940 GWh lo que supone un incremento del 0,3% respecto el año anterior.

En lo que respecta a la distribución por orígenes, las cifras muestran la consolidación del objetivo de diversificación de suministros: diferentes orígenes con cuotas de participación muy repartidas. Argelia, aunque con un menor peso que en años anteriores, continúa siendo la mayor fuente con una participación próxima a la tercera parte. El segundo suministrador durante el año 2007 fue Nigeria con una participación del 24%, superior a la del año anterior, seguido de Qatar y Egipto, con participaciones del 13% y 11% respectivamente.

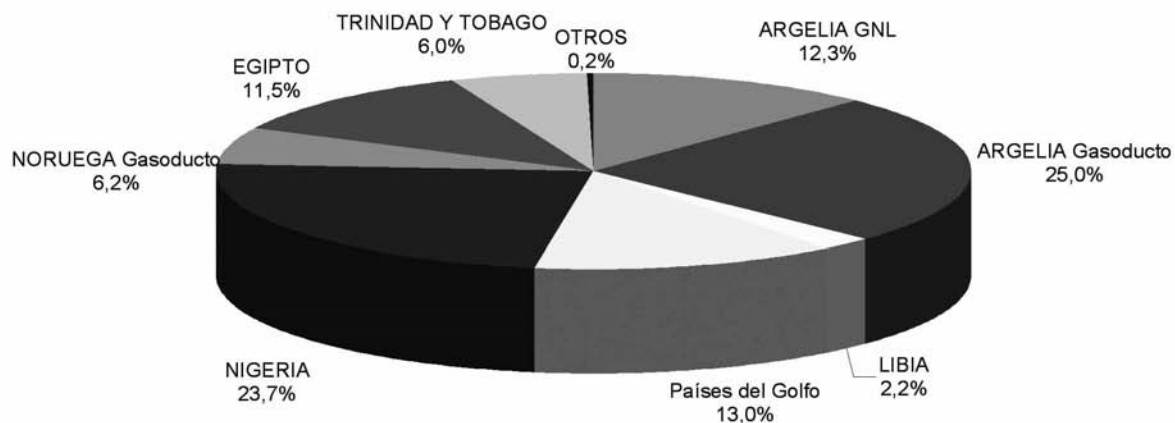
A la variedad de orígenes hay que añadir las diferentes formas de abastecimiento, en el año 2007 las importaciones de GNL, por medio de barcos metaneros descargados en las Plantas de Recepción, Almacenamiento y Regasificación han supuesto el 69% de las importaciones, participación similar a la de años anteriores

Exploración y producción interior de hidrocarburos

Investigación y Exploración

Durante el año 2007, en los permisos de investigación de hidrocarburos vigentes dentro del ámbito competencial de la Administración General del Estado, los trabajos de campo han consistido en la perforación de 3 sondeos exploratorios en tierra, con un total de 2858 m. perforado, sin que se hayan realizado campañas

GRÁFICO 6.3.– Procedencia de las importaciones de gas natural 2007



FUENTE: SGE

sísmicas, mientras que en el 2006 solamente se realizaron trabajos de gabinete.

Por ello, el volumen de inversión en actividades de investigación y exploración en los permisos de investigación ha pasado a ser de algo más de 17 millones de euros, frente a los 6 que se invirtieron en 2005.

Por lo que se refiere a las actuaciones administrativas más significativas en el año 2006 cabe destacar:

- El otorgamiento de 3 concesiones de explotación de almacenamientos subterráneos de gas denominados Serrablo, Yela y Gaviota, siendo el operador de los dos primeros ENAGAS, S. A. y del último Repsol Investigaciones Petrolíferas, S. A.
- La solicitud de varios permisos de investigación, Fulmar, frente a las costas de Vizcaya, y "Mirua", "Usoa" y "Usapal", en las Comunidades Autónomas de Cantabria, Castilla y León, País Vasco y Navarra.
- Ocho cesiones de permisos vigentes: Siroco A, Siroco B y Siroco C, publicadas en el BOE de 24 de octubre de 2007; Marismas Marino Norte y Marismas marino Sur, publicadas en el BOE Angosto-1 y Cameros -2, publicados en el BOE del 28 de noviembre de 2007; Ebro A publicado en el BOE de 29 de noviembre de 2007.

Respecto a la actividad en las Comunidades Autónomas en el cuadro 6.2, se recogen los permisos de

investigación vigentes, en el ámbito de la Administración General del Estado y en el cuadro 6.3, en el ámbito de las CC.AA.

Producción interior de Gas

En el año 2007 se produjeron 22.266.711 Nm³ que equivalen a 18.926,7 tep, con lo que se ha experimentado un importante descenso respecto al año anterior (-67,5%). Durante 2007 Poseidón estuvo sin producir, suministrándose la producción de los yacimientos El Romeral, El Ruedo y Las Barreras, en Andalucía, concentrando El Romeral la mayor parte de la producción.

La producción nacional de petróleo se indica en el capítulo 7 de este Informe.

6.3. PRECIOS

Gas natural y gases manufacturados por canalización

La Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, estableció los principios del mecanismo de fijación de precios máximos en todo el territorio para el gas natural, gases manufacturados y gases licuados del petróleo por canalización. Dichos principios fueron desarrollados posteriormente mediante la publicación el 7 de

CUADRO 6.2.- Permisos de investigación vigentes (AGE)

OPERADOR	PERMISOS	BOE	VIGENCIA	SITUACIÓN
SHESA, S.A. SHESA, S.A.	CAMEROS-1 CAMEROS-2	06/06/2006 06/06/2006	07/06/2006 06/06/2008 27/11/2005	LA RIOJA
ESCAL-UGS, S.L.	CASTOR	3/8/2004	4/8/2004 3/8/2007	MAR MEDITERRÁNEO (CASTELLÓN)
RIPSA	TORTUGA	4/11/2004	5/11/2004 4/11/2007	MAR MEDITERRÁNEO (TARRAGONA)
SHESA, S.A.	LÓQUIZ UREDERRA	22/12/2006	23/12/2006 22/2/2008	NAVARRA PAÍS VASCO
PETROLEUM	EL JUNCAL	28/3/1998	29/3/1998 28/3/2004	ANDALUCÍA
RIPSA	CANARIAS-1 CANARIAS-2 CANARIAS-3 CANARIAS-4 CANARIAS-5 CANARIAS-6 CANARIAS-7 CANARIAS-8 CANARIAS-9	23/1/2002	24/1/2002 23/1/2008	OCÉANO ATLÁNTICO (CANARIAS)
RIPSA PETROLÍFERAS, S.A.	LUBINA-1 LUBINA-2	21/02/2002	22/2/2002 21/2/2008	MAR MEDITERRÁNEO (TARRAGONA)
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA, S.A.	MARISMAS MARINO NORTE MARISMAS MARINO SUR	5/8/2003	6/8/2003 5/8/2009	OCÉANO ATLÁNTICO (GOLFO DE CÁDIZ) ANDALUCÍA
RIPSA	BALLENA-1 BALLENA-2 BALLENA-3 BALLENA-4 BALLENA-5	8/11/2003	9/11/2003 8/11/2009	MAR CANTÁBRICO (ASTURIAS)
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA, S.A.	NARANJALEJO	19/2/2004	20/2/2004 19/2/2010	ANDALUCÍA OCÉANO ATLÁNTICO (GOLFO DE CÁDIZ)
RIPSA PETROLÍFERAS, S.A.	SIROCO-A SIROCO-B SIROCO-C	19/2/2004	20/2/2004 19/2/2010	MAR DE ALBORÁN (MÁLAGA)
SHESA	ANGOSTO-1 EBRO-A ENARA	19/12/2006 20/12/2012	20/12/2006	

septiembre de 2001 del 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 para el sector del gas natural. Este Real Decreto cumplía además el mandato establecido en el artículo 8º del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas de intensificación de la competencia en los mercados de bienes y ser-

vicios, en el que se determinaba la necesidad de un sistema económico integrado para el sector del gas natural que debía incluir un modelo para el cálculo de tarifas y peajes de acceso de terceros a las instalaciones, un sistema para determinar la retribución de las inversiones y por último, un procedimiento de reparto de los ingresos totales entre los diferentes agentes que actúan en el sistema gasista.

CUADRO 6.3.- Permisos de investigación otorgados por las CC.AA.

OPERADOR	PERMISOS	FECHA BOE	PERIODO VIGENCIA	SITUACIÓN
NORTHERN PETROLEUM EXPLORATION LIMITED	HUÉRMECES VALDERREDIBLE	28/1/2002	29/1/2002 28/1/2008	CASTILLA Y LEÓN
HERITAGE PETROLEUM PLC	MIERES	19/4/2002	20/4/2002 19/4/2008	ASTURIAS
HERITAGE PETROLEUM PLC	GIJÓN	29/11/2002	30/11/2002 29/11/2008	ASTURIAS
PETROLEUM DEVELOPMENT ASSOCIATES IBÉRICA, S.L.	BARBASTRO ABIEGO PERALTILLA BINÉFAR	24/11/2003	25/11/2003 24/11/2009	ARAGÓN
REPSOL INVESTIGACIONES PETROLÍFERAS, S.A.	MURCIA B	30/12/2003	31/12/2003 30/12/2009	MURCIA
REPSOL INVESTIGACIONES PETROLÍFERAS, S.A.	MURCIA A	31/12/2003	1/1/2004 31/12/2009	MURCIA
HIDROCARBUROS DEL CANTÁBRICO, S.L.	LAVIANA LIERES CAMPOMANES MONSACRO	19/3/2004	20/3/2004 19/3/2010	ASTURIAS
NORTHERN PETROLEUM EXPLORATION LIMITED	BASCONCILLOS H	8/6/2004	9/6/2004 8/6/2010	CASTILLA Y LEÓN
ENAGAS	REUS	28/10/2005	29/10/2005 28/10/2011	CATALUÑA
CEPSA	VALLFOGONA OESTE VALLFOGONA ESTE	16/11/2005	17/11/2005 16/11/2011	CATALUÑA

CUADRO 6.4.- Producción de yacimientos de gas en 2007

CAMPOS	PRODUCCIÓN				OPERADOR
	Nm ³	Termias	TEP	%	
POSEIDÓN	0	0	0	0,00%	RIPSA
EL RUEDO	2.393.021	21.991.863	2.034,1	10,75%	NUELGAS
LAS BARRERAS	3.327.528	30.223.937	2.828,4	14,94%	NUELGAS
EL ROMERAL	16.546.162	150.570.074	14.064,2	74,31%	PETROLEUM
TOTAL	22.266.711	202.785.874	18.926,7	100,00%	

El Real Decreto 949/2001 buscaba alcanzar un triple objetivo: Garantizar un desarrollo adecuado de las infraestructuras gasistas mediante un sistema de retribuciones que proporcionase una remuneración suficiente a las inversiones realizadas, diseñar un sistema de tarifas basado en costes reales de forma que se imputara a cada consumidor los gastos en que incurra y por último, regular un sistema de acce-

so de terceros a la red cuya aplicación fuera objetiva, transparente y no discriminatoria. En él se sistematizan los principios básicos relativos al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, incluyendo el tipo de instalaciones incluidas en este régimen, los sujetos con derecho de acceso, el procedimiento para solicitarlo, (simplificando el procedimiento anterior), las causas posibles de denegación del acceso

y los derechos y obligaciones, tanto de los que acceden como de los titulares de las instalaciones.

Anualmente este Real Decreto se plasma en órdenes ministeriales, que desde el año 2002, fijan anualmente las tarifas, los peajes de acceso de tercero a las instalaciones y las retribuciones correspondientes a las actividades reguladas del sector del gas natural.

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto terminó con la diferenciación por usos en las tarifas (industriales y doméstico-comerciales) aplicada hasta la fecha que fue remplazada por una clasificación según la presión de suministro: "grupo 3": para suministros a presiones menores o iguales a 4 bares, "grupo 2" para los suministros a presión mayor que 4 y menor o igual a 60 bares y "grupo 1" para los suministros a presiones superiores a 60 bares. Cada grupo se subdividió a su vez en escalones en función del volumen de gas consumido (cuatro tarifas distintas en el grupo 3, seis en el grupo 2 y tres en el grupo 1).

Este Real Decreto suprimió también la fórmula de cálculo de las tarifas industriales basada en el coste de energías alternativas y la sustituyó por un sistema basado en costes de las actividades reguladas, al mismo tiempo que el plazo de revisión pasó de mensual a trimestral, aplicándole también la fórmula del Coste Unitario de Adquisición de la Materia Prima (Cmp) que anteriormente se empleaba exclusivamente en las tarifas del mercado doméstico-comercial. Por último, este Real Decreto reemplazó la unidad de medida que tradicionalmente se empleaba hasta la fecha, la termia, por el kWh.

Las tasas sobre las tarifas y peajes que constituyen la retribución de la Comisión Nacional de Energía fueron fijadas por la Ley 24/2001, de 27 diciembre 2001, Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

El 3 de agosto de 2005 se publicó el Real Decreto 942/2005 de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos establecidas en los reales decretos 949/2001 y 1434/2002, entre las que cabe citar el cambio de la fecha límite para la publicación de las órdenes ministeriales de retribuciones, adelantándolas al día 1 de enero de cada año, con objeto de hacer coincidir los periodos de cobros de las nuevas tarifas, peajes y cánones con el periodo de devengo de la retribución. Las modificaciones del calendario para la publicación de las ordenes implicó la necesidad de modificar las fechas límites de envío de información por parte de los diferentes agentes que actúan en el sistema con el fin de disponer de todos los elementos necesarios para la elaboración de las órdenes ministeriales que desarrollan el sistema económico del sector de gas natural.

Posteriormente, la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, determinó que las tarifas y peajes pasasen a ser únicos, en lugar de máximos, eliminando por lo tanto la posibilidad de que se realizasen descuentos por parte de los distribuidores. Esta modificación se llevó a cabo mediante la modificación de los artículos 93 y 94 de la ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (LSH), por otra parte, el artículo 13º habilitó a la Comisión Nacional de la energía para resolver las liquidaciones de gas, modificando el punto 3º del apartado Tercero de la disposición adicional undécima de la LSH.

Este nuevo marco tarifario en vigor, regulado por el Real Decreto 949/2001, se ha venido materializando anualmente mediante la publicación de la correspondiente Orden Ministerial, donde se establecen las tarifas máximas de aplicación, calculadas en función de las necesidades financieras del sistema gasista y del Coste Unitario de la Materia Prima, "Cmp". Dicho coste se evalúa trimestralmente mediante una fórmula que incluye las cotizaciones de una "cesta" de crudo y productos, representativa de los contratos de suministro asociados al mercado, fórmula que se evalúa trimestralmente, revisándose las tarifas en el caso de que su variación supere el $\pm 2\%$, variación que se traslada linealmente a los términos energía de cada uno de los escalones de las tarifas.

Modificaciones introducidas en 2007

Durante el año 2007 estuvo en vigor la Orden ITC/3992/2006, de 29 de diciembre, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar (BOE 30/12/2006), que como novedad incluyó la supresión a partir del 1 de julio de 2007 de las tarifas del Grupo 2: 2.1, 2.2 2.3 y 2.4, definidas en el artículo 27, del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto y las correspondientes tarifas 2.bis. Hay que recordar que las tarifas del grupo 1 (presión de suministro superior a 60 bar) se habían suprimido ya el 1 de julio de 2006 y las 2.5 y 2.6 el 1 de enero de 2007. Como novedad adicional, esta Orden ha incorporado una tarifa específica para el alquiler de los equipos de telemida, con una fórmula de revisión anual en función de diversos índices públicos.

Para precisar las condiciones en las que los consumidores han de pasar al mercado libre la Secretaría General de Energía dictó la Resolución de 25 de junio de 2007, por la que se estableció el procedimiento aplicable al suministro de consumidores que dejen de tener acceso al mercado regulado de gas natural como consecuencia de la aplicación de la Orden ITC/3992/2006.

El 3 de julio con la publicación en el Boletín Oficial del Estado de la Ley 12/2007, de 2 de julio, se incorporaron sustanciales modificaciones a la regulación de las tarifas, quedando suprimida a partir del 1 de enero de 2008 la tarifa regulada y creando simultáneamente la tarifa de último recurso definida como “el precio máximo que podrán cobrar los comercializadores que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 82 de la presente Ley, hayan sido designados como suministradores de último recurso, a los consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente para esta tarifa, tengan derecho a acogerse a la misma”.

Esta tarifa se define como “única en todo el territorio español sin perjuicio de sus especialidades por niveles de presión y volumen de consumo” y a diferencia de la tarifa regulada, será aplicada por los comercializadores de último recurso que se designen y no por las empresas distribuidoras. Se faculta al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para su establecimiento, puntualizando que se ha de construir de forma aditiva y que ha de incorporar el coste de la materia prima, los peajes que sean necesarios, los costes de comercialización y los costes derivados de la seguridad de suministro. En la Disposición transitoria quinta de la Ley se establece un calendario para la aplicación de esta tarifa de último recurso: a partir de julio de 2008 será de aplicación a aquellos consumidores de menos de 3 GWh/año, el 1 de julio de 2009 el umbral se reduce a 2 GWh/año y un año más tarde a 1 GWh/año, autorizando al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a bajar dichos límites en función de las condiciones del mercado.

La Ley crea la figura de “suministrador de último recurso” y mediante el Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural, se determinó las empresas comercializadoras que van a cumplir con esta misión, especificando el régimen jurídico a aplicar a los consumidores con derecho a acogerse a esta tarifa de último recurso, una vez que haya desaparecido el mercado a tarifa y se estipuló el precio que deberán pagar aquellos consumidores que transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador. Por último, dicho Real Decreto estableció las medidas a aplicar por las empresas distribuidoras y comercializadoras para que el traspaso de los consumidores al suministro de último recurso sea compatible con el fomento de la competencia. Igualmente, la Ley 12/2007, crea la Oficina de Cambios de Suministrador, con la función de supervisar los cambios de los consumidores de un suministrador a otro, aunque el Gobierno podrá encomendar a esta oficina funciones de gestión directa de las migraciones en las condiciones que reglamentariamente se determinen. Con esta

medida se pretende evitar todos los posibles obstáculos a la competencia.

Posteriormente, mediante 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 (BOE 31/07/2007), se determinó que el sistema de suministro a tarifa regulada por parte de las empresas distribuidoras dejará de estar en aplicación a partir del 1 de julio de 2008. En su lugar, los consumidores con derecho a acogerse, pasarán a ser suministrados por los comercializadores de último recurso. La Orden establece un modelo de carta a enviar por los distribuidores a sus clientes que incluye el listado de estas comercializadoras de último recurso y para agilizar los cambios se autoriza la conformidad del cliente por medios telemáticos, aunque en el caso de las comercializadoras del mismo grupo de la empresa distribuidora, éste deberá ser expreso y por escrito.

Otra novedad importante que tuvo lugar durante el año 2007 fue la publicación de la Orden ITC/2795/2007, de 28 de septiembre, por la que se modifica la tarifa de gas natural para su uso como materia prima y se establece un peaje de transporte para determinados usuarios conectados a plantas de regasificación (BOE 29/09/2007). Esta Orden modifica la fórmula de cálculo de la tarifa de gas natural para uso como materia prima publicada en la Orden de 30 de septiembre de 1999, multiplicándola a partir del mes de octubre por el factor $1,05^n$, donde “n” es el número de meses transcurrido desde el mes de septiembre hasta el mes de diciembre de 2007. A partir del 1 de enero de 2008 estos consumidores pasarían acogerse a la tarifa aplicable a los suministros de más 100.000 kWh/año, la T.4, la más barata de todas las publicadas. Desaparece por lo tanto la última tarifa por usos, que resultaba tanto más anacrónica en cuanto ya se habían suprimido todas las tarifas industriales de alta presión el 1 de julio de 2006. La Orden incluye también una Disposición adicional única que determina que los consumidores conectados directamente a plantas de regasificación quedan exentos de la aplicación del peaje de transporte y distribución siempre que cuenten con instalaciones propias para el cumplimiento de las obligaciones de existencias de seguridad, ya que en caso contrario se entenderá que el consumidor hace uso de las instalaciones de transporte.

El 29 de diciembre de 2007 se publicó la Orden ITC/3861/2007, de 28 de diciembre, por la que se publica por primera vez la tarifa de último recurso del sistema de gas natural para el año 2008, estableciéndose un período transitorio que finalizaría el 1 de julio de 2008, durante el cual estaría en vigor la tarifa regulada. La Orden incluyó una nueva fórmula para evaluar el coste de adquisición de la materia prima (Cmp) en los meses de abril y julio.

Peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas

La estructura básica de los peajes de acceso de terceros actualmente en vigor se establecieron en el Real Decreto 949/2001, que inicialmente únicamente diferenciaba entre:

- Peaje de regasificación que inicialmente incluía 10 días de almacenamiento operativo y que posteriormente el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, redujo a cinco.
- Peaje de Transporte y Distribución, que pasó a ser independiente de la distancia recorrida y que incluyó cinco días de almacenamiento operativo. Se estructura en un término fijo mensual de reserva de capacidad en función del caudal diario contratado y un término de conducción función de los kWh de gas vehiculado y que se estructuró en los mismos tramos que las tarifas del mercado regulado. Posteriormente, el citado Real Decreto 1716/2004, en la misma Disposición final primera redujo este almacenamiento a dos días, por último en el Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, se limitó este derecho a 0,5 días.
- Peaje de almacenamiento subterráneo, que incluye un término fijo función de los kWh de gas almacenado y un término variable en función del volumen de gas inyectado o extraído en el mes.
- Peaje de almacenamiento de GNL, con carácter diario, función de los kWh almacenados.

Al igual que las tarifas, los peajes se expresan en €/kWh.

Con carácter anual, se han ido actualizando los valores concretos de aplicación de los peajes en función de las previsiones anuales de retribución y de ingresos. Igualmente, en función de las necesidades del mercado se han ido incorporando peajes nuevos, como en la orden de peajes en vigor para el año 2005, la orden ITC/103/2005, de 28 de enero, donde se estableció un nuevo peaje para la descarga y la puesta en frío de buques.

En el año 2006, la orden ITC/4100/2005, estableció por primera vez tres nuevos peajes:

- Peaje interrumpible, ante la inmediata desaparición de la tarifa regulada interrumpible se definieron dos peajes denominados “A” y “B”, con una duración máxima de la interrupción que podía decretar el Gestor Técnico del Sistema tasada en un máximo de 5 y 10 días respectivamente.
- Peajes aplicables a los contratos de duración inferior a un año, que consisten básicamente en los peajes ordinarios a los que se aplica un coeficiente al término de caudal en función de la duración de los mismos.

- Peaje de tránsito internacional, que se determina mediante la aplicación al peaje de transporte y distribución de una tabla de coeficientes en función de los puntos de entrada y salida, con el objetivo de primar el tránsito desde puntos de entrada y salida próximos, de manera que se incentive un uso eficiente de la red.

- Peajes 2.bis. Cuando entró por primera vez en aplicación en el año 2002 el sistema de peajes establecido en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, se comprobó que los clientes industriales suministrados a presiones inferiores a 4 bar veían incrementado su coste de transporte en más de un 30% al aplicárseles los peajes del grupo “3”. Se decidió, que mientras no fuera posible para estos clientes la conexión a redes de suministro de presión superiores, se les aplicaría el peaje del grupo 2 (presiones de suministro entre 4 y 60 bar). En los años siguientes se pudo comprobar que no se habían realizado ninguna conexión nueva, y con el objeto de poner fin a esta discriminación positiva que rompía con el esquema de peajes por presiones de suministro se estableció un nuevo peaje, denominado “2.bis”, que iría convergiendo progresivamente a los peajes del grupo “3”, en el año 2010.

- Telemedida. En el año 2005 se había establecido la obligación de instalar la telemedida a los usuarios con consumos superiores a 5 GWh/año, determinando unas penalizaciones para los usuarios que estando obligados a tener dichos dispositivos al superar el umbral de consumo establecido, no la hubieran instalado.

El 1 de enero de 2007 entró en vigor la orden de peajes ITC/3996/2006, de 29 de diciembre, que incluyó como novedades:

- Peajes para los usuarios de gas como materia prima para la fabricación de fertilizantes, con una duración limitada hasta el 2010 y con dos valores diferentes: Uno para el caso de que la entrada se realizara mediante gasoducto y otro para el caso de que la entrada se realizase mediante una planta de regasificación.
- Peaje de descarga de buques: Diferente por planta, con el objetivo de incentivar el uso de las plantas de Galicia y Bilbao y descongestionar las situadas en el arco mediterráneo. El peaje no supuso un encarecimiento adicional del sistema, ya que se produjo simultáneamente una rebaja en el peaje de regasificación.

El 29 de diciembre de 2007 se publicó en el Boletín Oficial del la Orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, que estableció los peajes en vigor a partir del

1 de enero de 2008, que fijó, con carácter general, un incremento del 6% de los mismos como consecuencia de las nuevas necesidades retributivas derivadas de la puesta en servicio de nuevas instalaciones de transporte y regasificación y de las menores recaudaciones por peajes y tarifas en los años 2006 y 2007 al no cumplirse las expectativas de demanda. Los peajes interrumpibles se incrementaron en un 10% al comprobarse que su demanda excedía con creces a la oferta y que la baja probabilidad de interrupción los convertía de hecho en un peaje firme.

En su artículo 14 se incluyó un descuento del 20% en el término de conducción (término de salida) del peaje de transporte y distribución aplicable a los usuarios suministrados mediante la planta satélite de gas natural licuado. Este artículo daba cumplimiento al mandato incluido en la nueva redacción del artículo 92 de la Ley 34/1998, modificada por la Ley 12/2007, de 2 de julio, que establecía que “En particular, en el caso de los suministros realizados desde una red de distribución alimentada desde una planta satélite de GNL, se tendrán en cuenta los costes incurridos por el uso de la red de dichos suministros”

Durante el 2008 se va a continuar con el proceso de convergencia de los peajes 2.bis, aplicables a los consumidores industriales suministrados a menos de 4 bar, hacia los peajes 3.4 y 3.5, con un incremento del 8%.

Retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista

El sistema de retribuciones de las actividades reguladas es parte integrada del Sistema Económico del gas natural, cuyos principios se establecieron en el Real Decreto 949/2001 y que fue desarrollado por primera vez mediante la Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero. Anualmente, dichas retribuciones iniciales, junto con las que correspondan a nuevas instalaciones puestas en servicio son actualizadas de acuerdo a los preceptos de dicho Real Decreto y publicadas mediante una orden ministerial.

El sistema económico integrado retribuye con cargo a la recaudación por tarifas y peajes las siguientes actividades reguladas:

- Distribución.
- Transporte (incluyendo plantas de regasificación, almacenamiento subterráneo, estaciones de compresión y estaciones de regulación y medida).
- Suministro a tarifa (compañías distribuidoras).
- Gestión de la compra-venta por parte del gas destinado al mercado a tarifa (transportista responsable del suministro a tarifa).

Aparte de las retribuciones anteriores, con cargo a la recaudación de peajes y tarifas se retribuye al Gestor Técnico del Sistema y a la Comisión Nacional de Energía.

Las empresas distribuidoras obtienen en la actualidad su retribución por dos conceptos: Por la actividad de distribución propiamente dicha y por la actividad de suministro a tarifa. La retribución inicial de la actividad de distribución se determinó en función del volumen de inversiones realizadas por las compañías y se actualiza anualmente de acuerdo con una fórmula preestablecida en función del número de nuevos clientes captados y las ventas realizadas.

Para las nuevas distribuciones, la retribución inicial se determina mediante la aplicación de las retribuciones unitarias por cliente y kWh de gas suministrado a la previsión de clientes y ventas durante el primer año, con una posterior revisión en el caso de que las cifras reales difieran de las previsiones.

La retribución a la actividad de suministro a tarifa se calcula anualmente también mediante la aplicación de una fórmula, función de los kWh de gas distribuido y el número de consumidores.

Retribución al transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo con anterioridad al 1/01/2007

La retribución de las empresas transportistas se compone de la suma de las retribuciones individualizadas de cada una de sus instalaciones. Para las instalaciones que ya estaban operativas en el momento de la aplicación inicial del Real Decreto 949/2001 la remuneración inicial se fijó de acuerdo a su valoración contable, e incluía una amortización lineal, los gastos operativos y los costes financieros. Esta retribución inicial se actualizaba anualmente de acuerdo con la evolución del parámetro IPH al que se le aplica el coeficiente de eficiencia fi.

En el caso de nuevas instalaciones autorizadas de forma directa, el valor de la inversión se calculó mediante la aplicación de unas tablas de valores unitarios estándar de inversión, a partir de dicho valor de inversión se calculaba la amortización empleando las vidas estándar publicadas en la Orden, mientras que la retribución financiero se determinaba de acuerdo a la media de las Obligaciones del Estado a 10 años más un diferencial del 1,5%. Por último la retribución a los costes de explotación se calculaba por la aplicación de unas tablas de valores unitarios.

Para instalaciones autorizadas por el procedimiento de concurrencia, el valor de la inversión se calcula de acuerdo con las condiciones de adjudicación del concurso.

En el caso de gasoductos, elementos de regulación y medida e instalaciones de almacenamiento, las retribuciones calculadas por el procedimiento anterior son agrupadas por compañías y publicadas en la propia Orden, sin embargo, en relación con las instalaciones de regasificación, su cifra de retribución se descomponía en una cantidad fija y una retribución variable, función de los kWh de gas descargados.

Retribución a las plantas de regasificación a partir del año 2007

En el año 2007 el sistema retributivo sufrió importantes modificaciones que se han materializado en la publicación de tres órdenes de retribución diferentes: para las plantas de regasificación, para los almacenamientos subterráneos y para el resto de las instalaciones de transporte (gasoductos, estaciones de regulación y medida y estaciones de compresión).

A partir de la publicación de la orden ITC/3994/2006, que establece la retribución a las plantas de regasificación, la retribución financiera de estas instalaciones se calcula utilizando el valor neto de los activos en lugar del valor bruto, es decir, restando del valor del activo la amortización acumulada. Esta novedad se compensa con un incremento de la retribución financiera, aplicando un diferencial de 350 puntos básicos al tipo de interés de las Obligaciones del Estado a 10 años en lugar del diferencial de 150 usado hasta la fecha.

Otro importante cambio estriba en que la valoración de los elementos de la planta se realizará de acuerdo a valores auditados con el máximo de los valores unitarios, en el caso de que el valor auditado sea más bajo que el resultante de la aplicación de los valores unitarios, el primero se incrementará en el 50% de la diferencia entre ambos. Igualmente importante es la eliminación del reparto de la retribución fija y variable, que conllevaba importantes pérdidas de ingresos a las plantas que no alcanzaban el 75% del grado de utilización. En el nuevo sistema, esto se ha reemplazado por los conceptos de costes fijos y variable de explotación, que está más acorde con la realidad de las plantas, estableciendo el mandato a la Comisión Nacional de Energía para que en un plazo de seis meses proponga unos costes unitarios de explotación estándar.

La nueva orden incorporó unos nuevos valores estándar de inversión unitarios, empleándose para ello los valores propuestos en el estudio realizado a tal efecto por la Comisión Nacional de Energía. El procedimiento de actualización también ha sido modificado, aplicándose diferentes coeficientes para los valores unitarios de explotación y para los de inversión, en lugar del antiguo factor $IPH*fi$. En el caso de los valores unitarios de explotación fijos,

la actualización se lleva a cabo mediante el factor $IA = 0,2*(IPRI-x) + 0,8*(IPC-y)$, donde IPRI es el índice de precios industriales e IPC es el índice de precios al consumo, mientras que en el caso de los valores unitarios de explotación variables, el factor a emplear es $IA = 0,8*(ICE-x) + 0,2*(IPRI-y)$, donde ICE es un índice que recoge la variación del coste de la electricidad para estos consumidores e IPRI es el índice de precios industriales de bienes de equipo. En ambos casos "x" equivale a 50 puntos e "y" a 100 puntos básicos.

Por último, la actualización de los valores de referencia de inversión se realizará mediante la aplicación del IPRI de bienes de equipo menos cincuenta puntos básicos.

En el año 2008, dicha Orden ha permanecido en vigor y únicamente se ha procedido a publicar en el Anexo II de la Orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, las retribuciones fijas asignadas para el 2008 para los titulares de plantas de regasificación.

Retribución a los almacenamientos subterráneos a partir del año 2007

La Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero, en desarrollo del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, estableció un sistema para el cálculo de la retribución de las actividades reguladas del sector gasista que no hacía explícito el mecanismo de retribución para los almacenamientos subterráneos, lo que ha podido suponer una barrera para el desarrollo de estas instalaciones. Durante el año 2006 se procedió a analizar el sistema existente, llegándose a la conclusión de que era necesario establecer un mecanismo de retribución transparente y acorde con los niveles de riesgo asumidos por los promotores, con el objeto de fomentar las inversiones en nuevos almacenamientos.

El objetivo anterior se materializó en la orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, que propuso, al igual que en el caso de las plantas de regasificación, un sistema de retribución del valor neto de la instalación, junto con una retribución financiera basada en obligaciones del estado a 10 años más 350 puntos básicos. La retribución reconocida al titular del almacenamiento incluye las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a la concesión de la explotación del almacenamiento y se podrá solicitar la retribución de las inversiones en investigación llevadas a cabo durante los cinco años antes al otorgamiento de la concesión de explotación, con un tope del 50% del valor de la inversión dedicada a las instalaciones de explotación. En relación a los valores de explotación unitarios fijos y variables, éstos, a diferencia de las plantas de regasificación, serán establecidos de forma particular para cada almace-

namiento mediante una resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Por último, esta orden en su artículo 9º, garantiza una rentabilidad mínima a las inversiones que en ningún caso podrá ser inferior a 300 puntos básicos sobre su coste medio de financiación referencial (WACC), esta rentabilidad se garantiza incluso en el caso de extinción por caducidad de los títulos habilitantes de utilización y explotación del dominio público. La Orden concluye con un Anejo I donde se enumeran las instalaciones que son susceptibles de reconocerse como elementos de un almacenamiento subterráneo, un Anexo II que contiene una plantilla para el cálculo de los costes de explotación y, por último, un Anexo III con las valoraciones y retribuciones de las instalaciones actualmente en servicio.

Mediante el Real Decreto 1804/2007, de 28 de diciembre, se convirtió parte de las concesiones de explotación de hidrocarburos Gaviota I y Gaviota II, situadas en el mar Cantábrico frente a las costas de la provincia de Vizcaya, en una concesión de explotación de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos. En su artículo se determina que la retribución del almacenamiento, que tiene carácter de básico, se determinará mediante Orden Ministerial, previo acuerdo de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos. Dicha Orden tendrá en cuenta el valor contable neto de amortización auditado y las provisiones que se realicen en concepto de gastos de desmantelamiento y se compondrá de amortización, retribución financiera y costes de explotación.

Con carácter provisional se fijó una retribución en concepto de costes fijos y variables a aplicar desde la entrada en vigor de la Ley 12/2007 y hasta la aplicación de la orden correspondiente.

Gases licuados del petróleo envasados

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, establece, en su disposición transitoria cuarta, que el Gobierno podrá establecer los precios máximos de venta al público de gases licuados del petróleo envasado, en tanto las condiciones de concurrencia y competencia en este mercado no se consideren suficientes.

El Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre, por el que se aprueban medidas de liberalización, reforma estructural e incremento de la competencia en el sector de hidrocarburos, estableció en su artículo 5.2 que el Ministro de Industria y Energía, mediante Orden Ministerial y previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, establecería un sistema de fijación de precios máximos de los gases licuados del petróleo envasados que atendería a las condiciones de estacionalidad en los mercados.

El mandato anterior se desarrolló mediante la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo, por la que se actualizan los costes de comercialización del sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo, en su modalidad de envasado, determinando en su apartado tercero que los costes de comercialización se podrán actualizar anualmente mediante orden del Ministro de Economía, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

La Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, determinó en su artículo 12 que las tarifas de venta de los gases licuados por canalización, así como el precio de cesión a las empresas distribuidoras pasaban a ser únicas, en lugar de máximas, modificando los artículos 93 y 94 de la ley 34/1998.

En el año 2005 se publicó la Orden ITC/2475/2005, de 28 de julio, por la que se establece el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo, en su modalidad de envasado, que incrementó en un 11,3% los costes de comercialización, pasando de los 0,317624 €/kg establecidos en la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo, a 0,353643 €/kg. En la misma Orden se redujo el plazo de revisión de los precios, pasando de ser semestral (en abril y octubre) a trimestral (el primer día del mes de enero, abril, julio y octubre) y se disminuyó el número de meses que intervienen en la fórmula del cálculo del coste de adquisición internacional de la materia prima, que pasó de 12 a 6 meses.

Por último, el punto tercero de la orden citada determina que los costes de comercialización se podrán actualizar anualmente mediante orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos. En cumplimiento de lo anterior, el 30 de junio de 2006 se publicó la Orden ITC/2065/2006, de 29 de junio, actualizando de nuevo los costes de comercialización hasta un 3,7% hasta 0,366728 €/kg.

En el año 2006 se publicó la Orden ITC/2065/2006, de 29 de junio, por la que se actualizan los costes de comercialización del sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo, en su modalidad de envasado.

El 4 de julio de 2007 se publicó la Orden ITC/1968/2007, de 2 de julio, 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 y se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocar-

buros modificando los costes de comercialización que intervienen en la fórmula de fijación de precios, que permanecían inalterados desde la entrada en vigor de la Orden ITC/2065/2006, de 29 de junio.

El procedimiento de determinación del precio máximo de venta del GLP envasado parte del cálculo del coste de la materia prima a partir de la media de la cotización internacional de la mezcla propano/butano más el flete en el período de cálculo, ambos valores expresados en \$/Tm por lo que se han de convertir a €/kg mediante la aplicación del correspondiente cambio \$/€, posteriormente se adiciona el "coste de comercialización", que recoge los gastos necesarios para la distribución del producto hasta el consumidor final, incluyendo el reparto domiciliario, obteniéndose el precio máximo de venta en €/kg antes de impuestos.

Con la nueva Orden los costes de comercialización pasan de 0,366728 a 0,376630 €/kg, modificando al mismo tiempo la fórmula de cálculo, que pasa a emplear para el cálculo de las cotizaciones de los productos una media de tres meses en lugar de la de seis, por último se modifican las referencias de las cotizaciones del Mar del Norte que pasan de tomarse del Platts LPGASWIRE a tomarse del ARGUS NORTH SEA INDEX.

La Orden también liberaliza el precio de los envases cuya carga sea superior a 20 Kg, hay que recordar que los envases de capacidad inferior a 8 Kg estaban ya liberalizados desde la publicación de la Orden de 16 de julio de 1998. Igualmente, liberaliza el suministro de GLP envasado para su uso como carburante.

Gases licuados del petróleo por canalización

El precio máximo del GLP suministrado por canalización se calcula mensualmente mediante una fórmula pública que tiene en cuenta el coste del internacional del propano y butano calculado mediante la media de las cotizaciones de dichos productos y el flete en los mercados del Mar del Norte y de Arabia Saudita durante el mes anterior al de aplicación, a los que se adiciona un coste fijo de comercialización.

La Orden ITC/1968/2007, de 2 de julio, modificó también en su Disposición adicional única la fórmula de cálculo del precio máximo del GLP canalizado, eligiendo la publicación de ARGUS para las cotizaciones del propano y butano del Mar del Norte. Igualmente se actualizaron los costes de comercialización, tanto del suministro para usuarios finales como para el suministro a empresas distribuidoras, que pasan a valer 0,292594 y 0,173905 €/kg respectivamente. Hay que recordar que estos parámetros permanecían invariables desde la publicación de la

Orden de julio de 1998 (0,28728 €/kg y 0,1696056 €/kg respectivamente).

El término fijo mensual de 128,6166 €/mes aplicado a los usuarios finales ha permanecido invariable.

Evolución de precios

Gas natural

Como ya se mencionó anteriormente, la Orden anual en vigor que determina las tarifas, establece un procedimiento de revisión trimestral de las tarifas aplicadas a los consumidores finales en función de la evolución del Coste Unitario de Adquisición de la Materia Prima (Cmp), dichas revisiones (en el caso de producirse) entran en vigor el primer día del mes de enero (la propia Orden), y el día 12 de los meses de abril, julio y octubre,

A lo largo del año 2007, tuvieron lugar las correspondientes revisiones del coste de la materia prima de acuerdo con la fórmula publicada en la Orden ITC/3992/2006. La primera aplicación el 1 de enero de 2007 supuso una subida media del 2,2% para los consumidores domésticos y del 4,4% para los consumidores industriales, para posteriormente bajar en la revisión del mes de abril (entrada en vigor el 12 del mes) con unas disminuciones del 2,7% y del 5,4% para los consumidores doméstico-comerciales e industriales respectivamente. En el mes de julio no hubo revisión al no superar la variación del Coste de la Materia Prima "Cmp" el umbral del 2%.

La siguiente revisión tuvo lugar en el mes de octubre, en sentido contrario ya que se produjo un incremento del 3,14%, esta vez solo para los consumidores domésticos y comerciales al haberse suprimido el 1 de julio las tarifas industriales que todavía permanecían en vigor (tarifas 2.1 a 2.4).

Por último, cabe hablar de la revisión de tarifas que entró en vigor el 1 de enero de 2008 con la publicación de la Orden ITC/3861/2007, de 28 de diciembre, donde se produjo un alza media del 4,7% como consecuencia tanto del incremento en el coste de la materia prima como por el alza del 6% en el coste de acceso a las instalaciones (peajes de acceso de terceros).

La evolución de las tarifas medias anuales para consumidores industriales, según tipos, se indica en el cuadro 6.5 y gráfico 6.4 y las domésticos y comerciales en el cuadro 6.6 y gráfico 6.5.

En el cuadro 6.7 y gráficos 6.6 a 6.8 se comparan los precios medios practicados en diferentes países europeos para diferentes tipos de consumidores.

CUADRO 6.5.- Precio medio regulado en cent/kWh (impuestos no incluidos) para diferentes consumidores industriales a presión superior a 4 bar

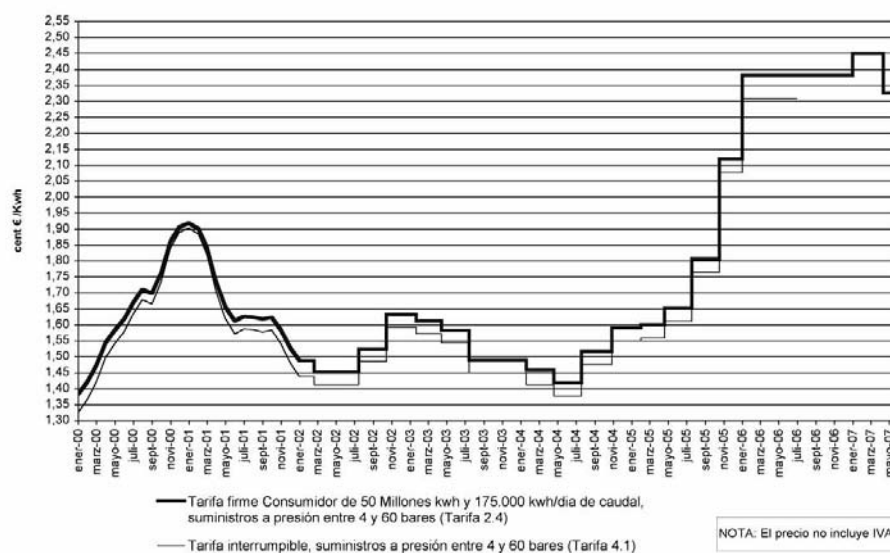
Tarifa:	I1 EUROSTAT (TAR 2.1 ESPAÑA)	I2 EUROSTAT (TAR 2.2 ESPAÑA)	I2 EUROSTAT (TAR 2.2 ESPAÑA)	I4_1 EUROSTAT (TAR 1.1 ESPAÑA)	I5 EUROSTAT (TAR 1.2 ESPAÑA)	I5 EUROSTAT (TAR 1.3 ESPAÑA)
Cons. anual (Kwh/año):	116.278	1.162.779	11.627.787	116.277.871	348.833.612	1.162.778.708
días de consumo:	200	200	200	250	330	330
AÑO						
1997	2,5827	1,3842	1,2644	1,1986	1,1454	1,1433
1998	2,4779	1,2664	1,1453	1,0837	1,0348	1,0344
1999	2,4704	1,2589	1,1378	1,0804	1,0355	1,0352
2000	3,0433	1,8318	1,7106	1,6550	1,6120	1,6117
2001	3,0953	1,8838	1,7626	1,7070	1,6640	1,6637
2002	2,8781	1,7035	1,6090	1,5087	1,4433	1,4367
2003	2,9052	1,7499	1,6607	1,5547	1,4866	1,4790
2004	2,7999	1,6725	1,5854	1,4779	1,4116	1,4043
2005	3,0852	1,9517	1,8642	1,7572	1,6906	1,6832
2006	3,8051	2,5494	2,4524	2,3353	2,2614	2,2532
2007	3,7709	2,6116	2,5123	2,4375	2,1754	2,1675

INDICES (100 = AÑO 2004)

1997	92,2	82,8	79,8	81,1	81,1	81,4
1998	88,5	75,7	72,2	73,3	73,3	73,7
1999	88,2	75,3	71,8	73,1	73,4	73,7
2000	108,7	109,5	107,9	112,0	114,2	114,8
2001	110,6	112,6	111,2	115,5	117,9	118,5
2002	102,8	101,9	101,5	102,1	102,2	102,3
2003	103,8	104,6	104,7	105,2	105,3	105,3
2004	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2005	110,2	116,7	117,6	118,9	119,8	119,9
2006	135,9	152,4	154,7	158,0	160,2	160,5
2007	134,7	156,2	158,5	164,9	154,1	154,3

Fuente: Eurostat

GRÁFICO 6.4.- Precio del gas natural en España (usos industriales, presión de suministro > 4 bar)



CUADRO 6.6.- Precio medio regulado en cent/kWh (impuestos no incluidos) para diferentes consumidores doméstico-comerciales a presión menor o igual a 4 bar

AÑO	D1 EUROSTAT	D2 EUROSTAT	D2-b EUROSTAT	D3 EUROSTAT	D3-b EUROSTAT	D4 EUROSTAT (TF 2.1)	D4 EUROSTAT (TF.3.4)
	2325 kWh/año	4650 kWh/año	9303 kWh/año	23250 kWh/año	34889 kWh/año	290834 kWh/año	290834 kWh/año
1997	4,7696	4,2017	3,6940	3,3013	3,2140	2,6309	2,6309
1998	4,6893	4,1311	3,6327	3,2464	3,1606	2,5872	2,5872
1999	4,4742	3,9426	3,4682	3,0998	3,0179	2,4704	2,4704
2000	5,2837	4,6572	4,0977	3,6630	3,5664	2,9191	2,9191
2001	5,6178	4,9539	4,3605	3,8985	3,7958	3,1070	3,1070
2002	5,2903	4,6816	4,0651	3,6555	3,5644	2,0370	2,5961
2003	5,2709	4,6742	4,0579	3,6590	3,5703	1,9287	2,5670
2004	5,1881	4,5971	3,9866	3,5912	3,5032	1,8470	2,5086
2005	5,4633	4,8723	4,2622	3,8660	3,7779	2,1272	2,7818
2006	6,0619	5,4452	4,8086	4,3954	4,3035	2,7437	3,2649
2007	6,1229	5,4932	4,8436	4,4211	4,3271	2,2701	3,2656

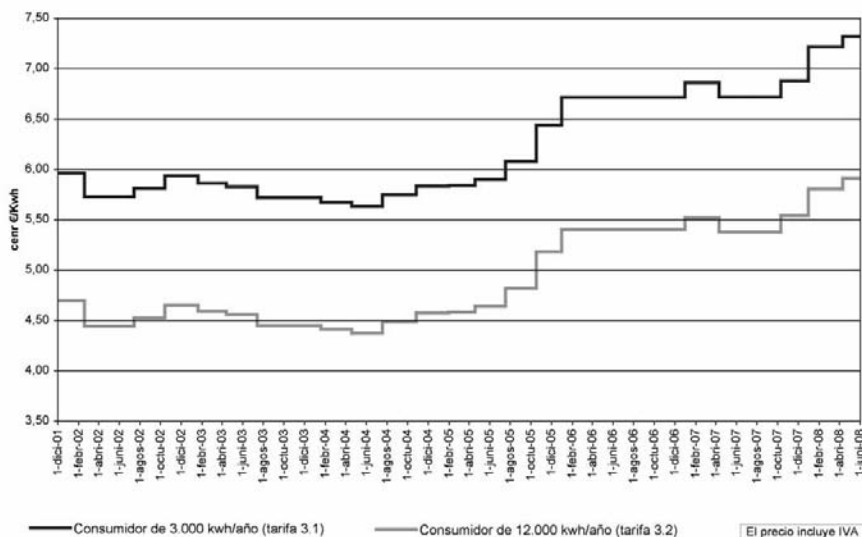
NOTA.- La media anual de la tarifa D4 EUROSTAT (TF 2.1) es la de la primera mitad del año, después se eliminó

INDICES (100 = AÑO 2004)

1997	91,9	91,4	92,7	91,9	91,7	142,4	104,9
1998	90,4	89,9	91,1	90,4	90,2	140,1	103,1
1999	86,2	85,8	87,0	86,3	86,1	133,8	98,5
2000	101,8	101,3	102,8	102,0	101,8	158,0	116,4
2001	108,3	107,8	109,4	108,6	108,4	168,2	123,9
2002	102,0	101,8	102,0	101,8	101,7	110,3	103,5
2003	101,6	101,7	101,8	101,9	101,9	104,4	102,3
2004	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2005	105,3	106,0	106,9	107,7	107,8	115,2	110,9
2006	116,8	118,4	120,6	122,4	122,8	148,6	130,1
2007	118,0	119,5	121,5	123,1	123,5	122,9	130,2

Fuente: Eurostat

GRÁFICO 6.5.- Precio máximo de venta del gas natural en España (uso doméstico-comercial, presión de suministro ≤ 4 bar, mercado regulado)



CUADRO 6.7.- Precios en enero de 2008

	100.000 m ³	1 Millón m ³	10 Millones m ³	50 Millones m ³
BÉLGICA	3,25	2,93	2,69	2,58
FRANCIA	3,46	3,23	2,91	2,86
ALEMANIA	4,68	4,43	3,47	2,60
ITALIA	4,05	3,38	2,92	2,80
HOLANDA	5,20	3,14	2,69	2,44
ESPAÑA	2,72	2,55	2,42	2,36
REINO UNIDO	2,99	2,75	2,39	1,95

Precios en enero de 2007

	100.000 m ³	1 Millón m ³	10 Millones m ³	50 Millones m ³
BÉLGICA	3,08	2,61	2,41	2,29
FRANCIA	3,30	2,72	2,40	2,34
ALEMANIA	4,61	4,44	3,13	2,17
ITALIA	3,99	2,90	2,52	2,40
HOLANDA	5,33	2,77	2,32	2,06
ESPAÑA	2,64	2,38	2,28	2,23
REINO UNIDO	3,10	2,93	2,84	2,75

Precios en enero de 2006

	100.000 m ³	1 Millón m ³	10 Millones m ³	50 Millones m ³
BÉLGICA	2,91	2,49	2,30	2,19
FRANCIA	2,65	2,77	2,45	2,39
ALEMANIA	3,72	3,51	2,65	1,91
ITALIA	3,53	2,96	2,56	2,47
HOLANDA	3,89	2,60	2,05	1,86
ESPAÑA	2,24	2,12	2,09	2,05
REINO UNIDO	2,86	2,63	2,35	2,21

Fuente: WGI

GRÁFICO 6.6.- Precio medio del gas natural en países europeos - Enero 2008

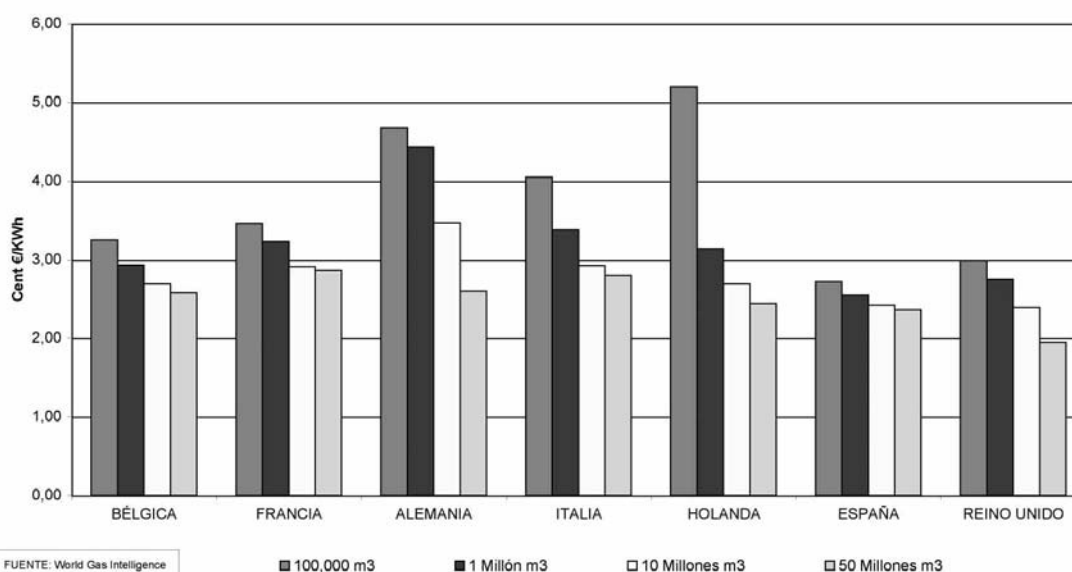


GRÁFICO 6.7.– Precio de venta, antes de impuestos, del gas natural para usos industriales. Julio de 2007

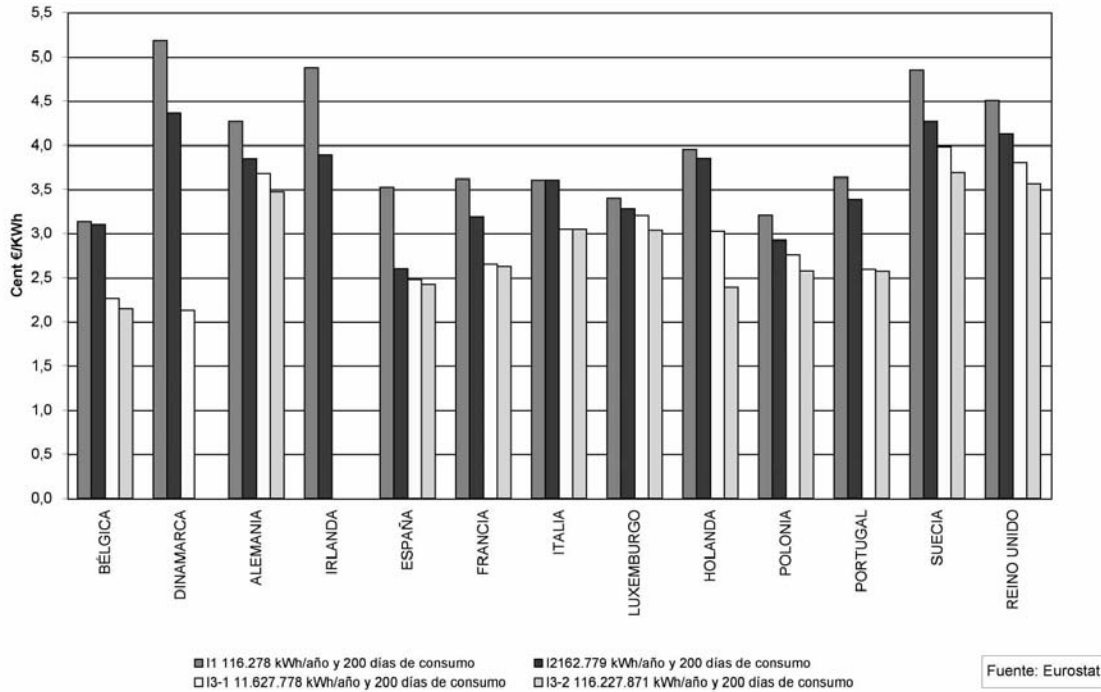
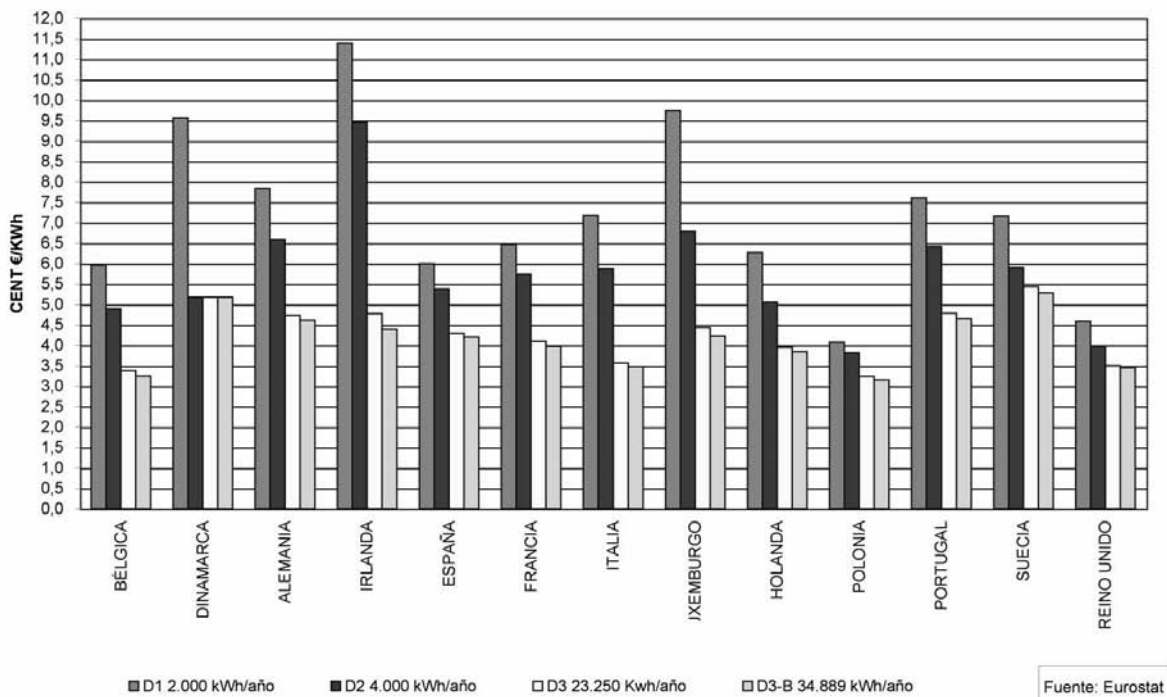


GRÁFICO 6.8.– Precio antes de impuestos, del gas natural para usos domésticos. Julio de 2008



Gases licuados del petróleo (GLP)

GLP envasados

En el año 2005 se aplicaron dos sistemas de revisión diferentes, hasta el 30 de julio en que entró en vigor de la Orden ITC/2475/2005, de 28 de julio, se aplicó la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo de 2002, que se basaba en revisiones semestrales que entraban en vigor el primer día de los meses de abril y octubre.

Posteriormente y aplicando la nueva fórmula y los nuevos costes de comercialización aprobados por la Orden ITC/2475/2005, de 28 de julio, el precio máximo de venta por kg a partir del 31 de julio se incrementó un 5,72% y pasó a ser de 0,676619 €/kg (9,81 €/botella). La siguiente revisión entró en vigor el 1 de octubre, aumentando el precio por kg hasta 0,703291 (3,87% de alza), lo que supone un precio por botella de 10,19 €.

La tendencia al alza se mantuvo durante el año 2006, que empezó con un incremento del 10,27% el 1 de enero, hasta alcanzar un precio máximo 0,775516 €/kg, lo que supone un precio máximo de venta de la botella de 12,5 kg de 11,24 €, con un aumento de 1,05 €/botella respecto al precio que estaba en vigor desde el 1 de octubre. El 1 de abril de 2006, tiene lugar una nueva subida, alcanzando el precio máximo de venta los 0,851952 €/kg, lo que equivale a 12,35 €/botella, es decir un incremento de 9,88% respecto a precio máximo en vigor en el mes de abril. La tendencia alcista se interrumpe el 1 de julio, con la entrada en vigor de la Orden ITC/2065/2006, de 29 de junio, que establece un precio máximo de 0,837188 €/kg, o lo que es lo mismo 12,3 €/botella. La revisión del mes de octubre es también a la baja, con un precio máximo por kg de 0,811753 €/kg (11,7 €/botella).

El 2007 comienza con un alza prácticamente inapreciable, al alcanzar el precio máximo 0,812474 €/kg.

La revisión del mes de abril dio como resultado un precio máximo de 0,795422 €/kg, situándose el precio máximo de venta de la botella de 12,5 kg en 11,5 €. Esta ligera bajada se vió compensada por subidas en julio y todavía más fuerte en octubre. La nueva regulación fue la Orden ITC/1968/2007, de 2 de julio, mencionada anteriormente.

En el cuadro 6.8 y gráfico 6.9 se indica la evolución del precio máximo medio anual de la botella de butano de 12,5 kg.

CUADRO 6.8.- Evolución precio máximo de venta de la botella de butano de 12,5 kg. Impuestos incluidos

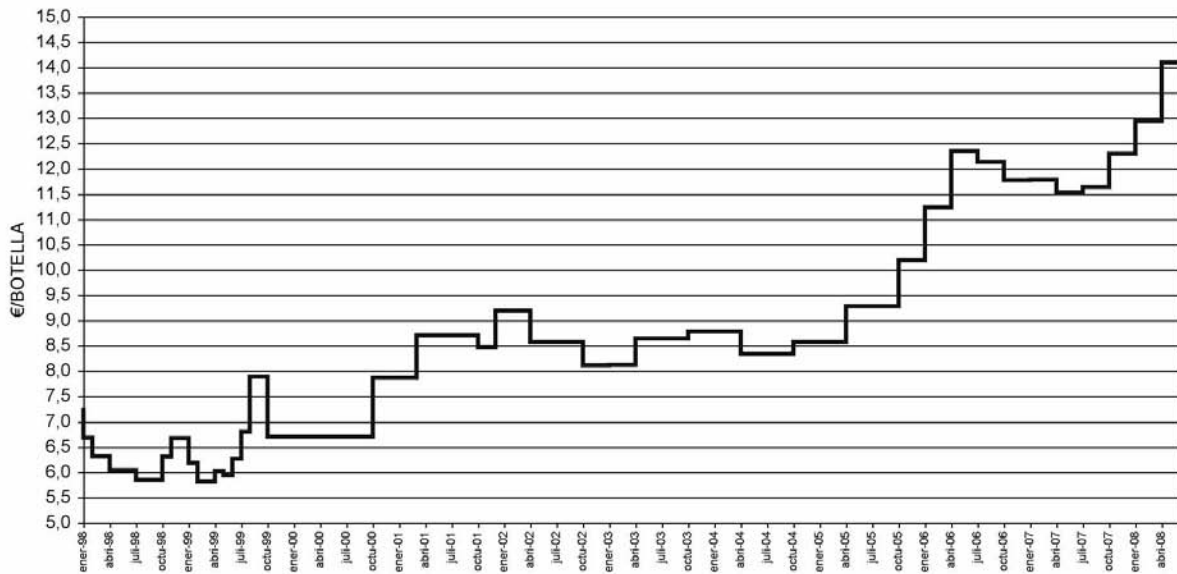
AÑO	€/BOTELLA	INDICE
1994	5,79	100,00
1995	6,24	107,87
1996	6,36	109,87
1997	6,67	115,27
1998	6,25	107,95
1999	6,51	112,55
2000	6,97	120,46
2001	8,44	145,86
2002	6,84	118,12
2003	8,55	147,72
2004	8,51	147,07
2005	9,42	162,83
2006	11,87	205,16
2007	11,81	204,06

En el cuadro 6.9 se indica el precio del GLP envasado en los países europeos más próximos, observando que el precio en nuestro país es notablemente más bajo que los de nuestro entorno.

CUADRO 6.9.- Precios medios de venta europeos del GLP envasado (1/03/2008)

	Capacidad Envase (Kg)	PVP Botella (€)	Índice PVP	IVA	Precio Sin Impuestos Botella (€)	Precio Sin Impuestos (€/Kg)	Índice Precio Sin Impuestos
ESPAÑA	12,50	14,10	100	16,00%	12,16	0,97	100
PORTUGAL	13,00	21,50	152	21,00%	17,77	1,37	141
FRANCIA	13,00	26,50	188	19,60%	22,16	1,70	175
BÉLGICA	12,50	21,59	153	21,00%	17,84	1,43	147
R. UNIDO	15,00	34,20	243	21,00%	28,26	1,88	194

GRÁFICO 6.9.- Precio máximo de venta al público de la botella de butano de 12,5 kg



CUADRO 6.10.- Evolución del precio máximo de venta del GLP canalizado para usuarios finales. Consumidor de 500 kg/año

AÑO	Consumidor tipo de 500 kg/año	
	cent/kWh	Índice
1994	4,22	100,00
1995	4,56	108,14
1996	4,71	111,50
1997	4,96	117,53
1998	4,60	109,02
1999	5,01	118,60
2000	6,51	154,28
2001	6,24	147,84
2002	5,27	124,81
2003	5,87	139,07
2004	6,14	145,54
2005	6,78	160,72
2006	7,58	179,49
2007	7,70	182,48

GLP canalizado y para empresas distribuidoras de GLP por canalización.

Durante los primeros meses de 2007 el precio bajó ligeramente, posteriormente se incrementó ligeramente y en el verano se mantuvo prácticamente constante, para comenzar una escalada en otoño e invierno. Finalizó el año con precio máximo histórico, si bien en 2008 ha habido descensos continuados desde las altas cotas alcanzadas.

En el cuadro 6.10 se indica la evolución del precio máximo medio anual de este suministro, para un consumidor tipo.

6.4. NORMATIVA

La normativa publicada durante el año 2007 que afecte al sector del gas natural es la siguiente:

- Resolución de 1 de febrero de 2007 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establecen los formatos para la presentación de la información contable establecida en la Orden ITC/2348/2006, de 14 de julio por la que se establece las normas de información contable para las empresas que desarrollen actividades de gas natural.

- Resolución de 9 de marzo de 2007, de la Secretaría General de Energía por la que se modifican los porcentajes de asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo, así como el procedimiento de reparto, (sin publicar en el BOE): establece que el 83% de la capacidad de almacenamiento se reparta de acuerdo al mercado firme de cada comercializador (con un mínimo de un 0,1%), mientras que el 17% restante se distribuirá en función a las ventas a consumidores suministrados a presiones iguales o inferiores a 4 bar.
- Resolución de 13 de marzo de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento y las condiciones específicas para solicitar la retribución específica en el ámbito territorial del archipiélago canario para el año 2007: Aprueba los formatos del análisis de inversión y de mercado para los proyectos que soliciten retribución específica durante el año 2007.
- Resolución de 13 de marzo de 2007, de la Secretaría General de Energía por la que se aprueban los formatos oficiales (PENÍNSULA Y BALEARES) para la presentación del análisis de inversión y de mercado en las solicitudes de retribución específica de instalaciones de distribución para el año 2007 (Sin publicar en el BOE).
- Resolución de 12 de abril de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se establece el procedimiento de subasta para la adquisición de gas natural destinado a la operación y a nivel mínimo de llenado de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo (18/05/2007): Determina los principios de los mecanismos de subasta para la adquisición de gas talón y gas con destino al nivel mínimo de llenado, habilitando a la Dirección General de Política Energética y Minas para elaborar las instrucciones operativas, la fecha de celebración, la cantidad de gas a subastar y el contrato tipo. Se determinan derechos y obligaciones de las partes, los peajes aplicables y el reconocimiento de los costes.
- Resolución de 20 de abril de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican determinadas normas de gestión técnica del sistema gasista y se establecen varios protocolos de detalle (BOE 14/05/2007). Se modifican determinados apartados de la NGTS-01 "Conceptos Generales", se realiza un redactado completo de la NGTS-03 "Programaciones" y NGTS-04 "Nominaciones" y se aprueban cuatro nuevos protocolos de detalle: 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" y PD-10 "Cálculo de la capacidad de las instalaciones".
- Resolución de 18 de abril de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del gas de operación y gas talón correspondiente al período comprendido entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de junio de 2008 (BOE 20/04/2007). Incluye las cantidades de gas a subastar, la fecha de celebración y las instrucciones de detalle para su celebración mediante un procedimiento de sobre cerrado en las dependencias del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- Resolución de 14 de mayo de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se publica el modelo de contrato tipo a utilizar en el suministro de gas que resulte de la subasta de gas de operación y gas talón a celebrar el 29 de mayo de 2007 y por la que se modifican determinados apartados del anejo II de la Resolución de 18 de abril de 2007, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la misma (BOE 17/05/07).
- Resolución de 25 de junio de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se establece el procedimiento aplicable al suministro de consumidores que dejen de tener acceso al mercado regulado de gas natural como consecuencia de la Orden ITC/3992/2006, de 29 de diciembre (BOE 28/06/2007): Establece el procedimiento que deben seguir las empresas distribuidoras con los consumidores acogidos a tarifas del grupo 2, las cuales son suprimidas a partir del día 1 de julio de 2007, por lo que los citados consumidores deben suministrarse en el mercado libre.
- Orden ITC/1865/2007, de 22 de junio, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2007 y en el primer semestre de 2008. Disposición final primera: "Modificación de la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 30 de septiembre de 1999 por la que se actualizan los parámetros del sistema de precios máximos de los suministros de gas natural para usos industriales" (BOE 26/06/2007). Aunque se trata de una Orden de contenido eléctrico, su Disposición final primera faculta al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a modificar los parámetros del cálculo del precio máximo aplicado a los suministros de gas natural para su uso como materia prima incluidos en la Orden 30 de septiembre de 1999 en vigor.

- *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 (BOE 03/07/2007).*

Cumple con la obligatoriedad de transponer la correspondiente Directiva comunitaria de liberalización del mercado interior del Gas, aunque los objetivos y principales aspectos de la normativa europea se encontraban ya incorporados en la legislación española que regula el sistema gasista.

De acuerdo con lo dispuesto en esta ley por la que transpone la segunda Directiva de la Unión Europea sobre normas comunes para el mercado interior del gas se modifica el modelo del sistema gasista implantado en España tras la transposición de la primera Directiva de 1998, en el que coexistían dos segmentos en el mercado gasista: uno, regulado y otro liberalizado.

El nuevo texto pretende asegurar la independencia real de la gestión de las redes y, en consecuencia, la total transparencia y objetividad en el acceso de terceros a las infraestructuras del sistema energético. Entre las principales novedades que incorpora el nuevo texto, se pueden destacar las siguientes:

– Suministrador y tarifa de último recurso

Se da la posibilidad a los consumidores domésticos y a las pequeñas y medianas empresas de acogerse a la denominada “tarifa de último recurso”, a un precio regulado establecido por el Gobierno. De este servicio se ocupará la figura que se crea de “suministrador de último recurso”.

El Gobierno designará a aquellos comercializadores que asumirán las obligaciones de suministradores de último recurso.

– Oficina de Cambios de Suministrador

Se crea la Oficina de Cambios de Suministrador. Su función será supervisar los cambios de los consumidores de un suministrador a otro, aunque el Gobierno podrá encomendar a esta oficina funciones de gestión directa de las migraciones en las condiciones que reglamentariamente se determinen. Con esta medida se pretende evitar todos los posibles obstáculos a la competencia.

Para el ejercicio de su actividad la Oficina de Cambios de Suministrador tendrá acceso a las Bases de Datos de Consumidores y Puntos de Suministro de gas y electricidad propiedad de

las empresas, otra medida que, si bien no se encuentra entre las modificaciones exigidas por la Directiva comunitaria, sí se ha considerado necesario introducirla entre los cambios del nuevo proyecto de ley para reforzar dicha normativa.

- Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural (BOE 28/07/2007): En desarrollo del artículo 82 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, se designan los comercializadores de último recurso así como sus derechos y obligaciones.
- 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 (BOE 31/07/2007). Establece que el sistema de suministro a tarifa por parte de las empresas distribuidoras deja de estar en aplicación a partir del 1 de julio de 2008, en su lugar los consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso de acuerdo con lo establecido en la Ley 12/2007, de 2 de julio, pasarán a ser suministrados por los comercializadores de último recurso. La Orden establece una carta tipo a enviar por los distribuidores a sus clientes que incluye el listado de las comercializadoras de último recurso. Para agilizar los cambios se autoriza la conformidad del cliente por medios telemáticos, aunque en el caso de las comercializadoras del mismo grupo de la empresa distribuidora, este consentimiento deberá ser expreso y por escrito.
- Resolución de 11 de septiembre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la Resolución 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 (BOE 18/09/2007). La Resolución establece el volumen de gas interrumpible (100 GWh/día en el caso de la interrumpibilidad “A” y 50 GWh/día para la interrumpibilidad “B”, reservando unas cantidades específicas para zonas saturadas y se declaran tres ramales para zonas estructuralmente saturadas en los cuales el Gestor Técnico del Sistema podrá firmar convenios de interrumpibilidad de duración superior a 10 días.
- Resolución de 17 de septiembre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican los Protocolos de Detalle PD-05 y PD-06 de las normas de gestión técnica del sistema gasista (BOE 22/09/2007). Se reemplaza completamente el PD-05 “Procedimiento de determinación de energía descargada por bu-

ques metaneros” y se modifica parcialmente el PD-06 “Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros” en lo que se refiere a la inspección de buques, facultando a los titulares de las plantas la posibilidad de exigir el certificado “Condition Assessment Programme” (CAP) a los buques con más de 20 años de antigüedad.

- Orden ITC/2795/2007, de 28 septiembre, por la que se modifica la tarifa de gas natural para su uso como materia prima y se establece un peaje de transporte para determinados usuarios conectados a plantas de regasificación (BOE 29/09/2007). Se modifica la fórmula de cálculo de la tarifa de gas natural para usos como materia prima publicada en la Orden de 30 de septiembre de 1999, incorporando a partir del mes de octubre el factor $1,05n$, donde “n” es el número de meses transcurridos desde septiembre. A partir del 1 de enero de 2008 deja de ser aplicable esta tarifa y estos consumidores se han de acoger a la T.4. La Orden incluye también una Disposición adicional única estableciendo que los consumidores conectados directamente a plantas de regasificación quedan exentos de la aplicación del peaje de transporte y distribución siempre que cuenten con instalaciones propias para el cumplimiento de las obligación de existencias de seguridad, ya que en caso contrario se entenderá que el consumidor hace uso de las instalaciones de transporte.
- Resolución de 4 de diciembre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el plan de actuación invernal 2007-2008, para la operación del sistema gasista (BOE 7/12/2007). Se incluyen diversas normas de aplicación en la estación invernal: Limitación a las exportaciones por la conexión por Francia en Larrau, existencias mínimas de tres días de GNL en plantas de regasificación, limitación a la extracción de almacenamiento subterráneo para su utilización en casos de olas de frío y por último, unos límites mínimos de existencias de GNL en cada una de las plantas de regasificación.
- Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, por el que se modifica 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 incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos (BOE 29/12/2007). Acomete una reforma en profundidad del real

Decreto 1716/2004 con el fin de adaptarlo a la nueva redacción de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. Las principales modificaciones en el sector de gas natural son las siguientes:

- Reducción del límite de diversificación de suministros que pasa del 60% al 50%, de forma que las importaciones de gas natural de un mismo país suministrador no podrán superar el 50%, además se limita la obligación de diversificación a aquellos sujetos cuya cuota de importación supere el 7 por ciento del total.
- Se reduce el número de días de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad y se establece la diferenciación entre existencias operativas y existencias estratégicas.
- Se elimina la obligación del mantenimiento de existencias a los transportistas, al dejar estos sujetos de suministrar gas a los distribuidores para su posterior venta a tarifa.
- Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad (BOE 29/12/2007): Adecua los criterios de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos a la nueva normativa establecida en la Ley 12/2007, de 2 de julio y en el Real decreto 1716/2004, de 23 de julio. Establece los criterios de asignación diferenciando las existencias estratégicas, operativas y aquellas necesarias para los comercializadores que suministren a consumidores domésticos comerciales. Además prevé la asignación mediante un procedimiento de subasta para la asignación de la capacidad restante, complementando dicho procedimiento con un mercado secundario tanto de la capacidad de acceso como de los derechos de inyección y extracción.
- Orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2008 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista (BOE 29/12/2007).
- Orden ITC/3861/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece la tarifa de último recurso del sistema de gas natural para el año 2008 (BOE 29/12/2007).

7. SECTOR PETRÓLEO

7.1. DEMANDA

El consumo de productos petrolíferos, excluyendo los consumos propios de refinerías y pérdidas, alcanzó 72,7 millones de toneladas en 2007, con un aumento del 0,5% respecto al del año anterior, como se indica en el cuadro 7.1.

CUADRO 7.1.
Consumo de productos petrolíferos (1)
(Unidad: Miles de toneladas)

	2006	2007	% 2007/06
GLP	2117	2107	-0,5
GASOLINAS	6940	6591	-5,0
QUEROSEOS	5410	5708	5,5
GAS-OIL:	34201	35354	3,4
– Gasoleo A+B	30363	31584	4,0
– Gasoleo C	3838	3770	-1,8
FUEL OIL	12319	11811	-4,1
COQUE DE PETRÓLEO	4471	4488	0,4
NAFTAS	1887	2073	9,8
OTROS PRODUCTOS	5036	4630	-8,1
TOTAL	72382	72763	0,5

(1) No incluye consumos propios de refinerías y pérdidas.
Metodología AIE.

FUENTE: SGE

Este ligero aumento, que sigue al descenso del año anterior, se ha debido a la reactivación del crecimiento de los consumos finales, tanto de carburantes del transporte como de algunas materias primas, aunque ha bajado el consumo en generación eléctrica. La demanda final en el transporte ha crecido glo-

balmente el 2,3%, mientras el consumo en usos finales de la industria ha bajado el 1,4%, especialmente en combustibles, aunque también en algunas materias primas petroquímicas. En el sector residencial y terciario, bajó la demanda de combustibles debido a la suavidad climática del año y a la continua sustitución por gas natural.

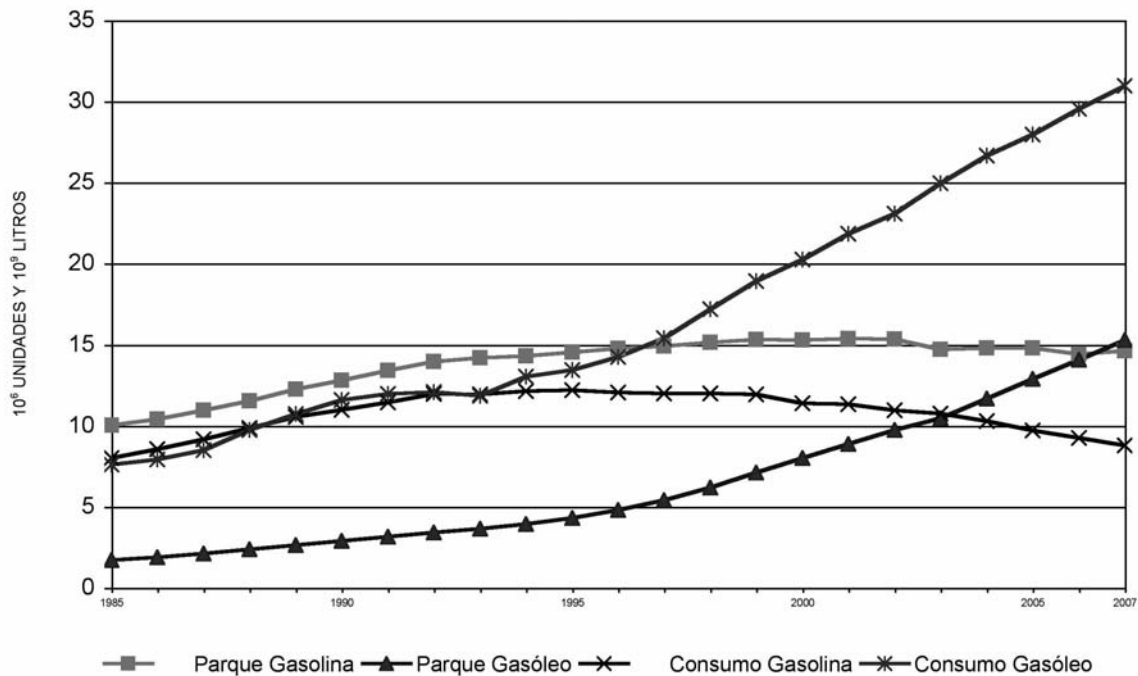
Por productos, continúa destacando el crecimiento de la demanda de gasóleo auto, 4% en 2007, similar a las de los dos años anteriores, pero inferior a las altas tasas registradas hasta 2004, derivado de la actividad del transporte de mercancías y del crecimiento del parque de turismos diesel. En querosenos se ha producido una aceleración del crecimiento, 5,5% en el año, siendo el carburante de mayor aumento de demanda.

En gasolinas, la demanda ha continuado bajando de forma acelerada, debido a la dieselización citada de las nuevas matriculaciones, por lo que la demanda anual bajó un 5%. Los datos sobre evolución del parque de automóviles indican que, durante 2007, siguió la tendencia creciente de los últimos años, debido al importante aumento, 8,7% en los de gasóleo, mientras el parque de automóviles de gasolina ha subido un 1,3%, provocando el efecto indicado de la dieselización del parque de turismos.

En el Gráfico 7.1 se representa la evolución de los parques de automóviles de gasolina y gasóleo en España desde 1985 y los consumos de estos combustibles. Se observa la regularidad del crecimiento de estas magnitudes hasta 1992, el estancamiento en gasolina a partir de ese año y el fuerte aumento del consumo de gasóleo auto a partir de 1993, como consecuencia de la evolución económica y del sesgo del parque citado y cuya aceleración en los últimos años puede observarse en dicho gráfico.

En cuanto a los sectores energéticos transformadores, bajó significativamente la demanda de fuelóleos para generación eléctrica en 2007 en la península, mientras en los sistemas extrapeninsulares creció a tasas inferiores a las de años anteriores, debido a un menor crecimiento de la demanda. En conjunto, la

GRÁFICO 7.1.- Parque y consumo de combustibles



generación con productos petrolíferos sigue teniendo un peso bajo en la estructura de generación total nacional.

El consumo total estimado de fuelóleos, incluyendo combustibles de navegación marítima, pero sin incluir los consumos propios de refinerías y pérdidas, según se indica en el cuadro 7.1, alcanzó 11,8 millones de toneladas, con un descenso del 4,1%, debido al menor consumo en generación eléctrica, dado que en usos finales es ya muy poco significativo. El consumo de coque de petróleo aumentó ligeramente un 0,4%, debido al uso en generación eléctrica. El consumo de naftas y otras materias primas petroquímicas ha aumentado significativamente, pero baja el agregado de otros productos.

7.2. OFERTA

Comercio exterior

Durante el año 2007 las refinerías españolas importaron 59 millones de toneladas de petróleo crudo lo que supone un descenso del 3,6% respecto a las importaciones del año anterior.

Por áreas geográficas el origen de las importaciones de crudo del año 2007 es el siguiente: 27,6% de África, con Nigeria y Libia como principales suministradores; 23,5% Oriente Medio, siendo Arabia Saudita, Irán e Irak los principales suministradores, 16,1% América, siendo México y Venezuela los principales suministradores y 30,6% Europa, siendo Rusia el principal suministrador. Destaca el aumento de importaciones de Rusia y el descenso de las de Oriente Medio, América y África.

Respecto al comercio exterior de productos petrolíferos, en 2007 el saldo importador alcanzó los 19,9 millones de toneladas, lo que supone el 27% del consumo interior. En el año crecieron tanto las importaciones como las exportaciones de productos, destacando los gasóleos, de los que se importaron 14,4 millones de toneladas, cerca del 40% del consumo final.

Producción interior de Hidrocarburos

En el año 2007 la producción interior de crudo fue de 143.092 Tm (1.141.944 barriles), un 2.1% superior al

CUADRO 7.2.- Procedencia del petróleo crudo importado en España

	2006		2007		2007/06
	kt	%	kt	%	% variac.
Oriente Medio	15401	25,15	13891	23,54	-9,8
Arabia Saudí	6512		5468		-16,0
Iran	5189		4512		-13,0
Irak	3292		3254		-1,2
Otros	408		657		
América	11186	18,27	9525	16,14	-14,8
Méjico	7561		7180		-5,0
Venezuela	3296		2124		-35,6
Otros	329		221		
África	18768	30,65	16309	27,64	-13,1
Argelia	1512		395		-73,9
Libia	5548		4511		-18,7
Nigeria	6016		4402		-26,8
Otros	5692		7001		23,0
Europa	15721	25,68	18075	30,63	15,0
Reino Unido	248		722		191,1
Rusia	12201		13433		10,1
Otros	3272		3920		19,8
Otros	149	0,24	1209	2,05	
TOTAL	61225	100,00	59009	100,00	-3,6

FUENTE: SGE

nivel de 2006 (140.146 Tm). Por tanto, se mantiene la tendencia creciente de la producción de crudo en los últimos años, aunque representa un porcentaje pequeño del consumo nacional. Los campos productores siguen siendo, Lora (Burgos), Casablanca-Montanazo, Rodaballo y Angula-Casablanca, situados estos tres últimos en el mar Mediterráneo en el entorno de la plataforma "Casablanca" frente a las costas de Tarragona. La producción se desglosa en el cuadro 7.3.

La actividad de exploración de hidrocarburos en España se ha incluido en el capítulo 6 de este Informe.

CUADRO 7.3.

Campos	Producción			Operador
	Barriles	Tm	%	
AYOLUENGO	39.902	5.529	3,8	AYOOPCO
CASABLANCA	692.303	83.639	58,4	RIPSA
RODABALLO	160.552	20.955	14,6	RIPSA
BOQUERON	249.187	32.969	23,0	RIPSA
TOTAL	1.141.944	143.092	100,0	

Oferta de productos petrolíferos por el sector de refino

La actividad de las refinerías ha bajado en 2007 en cuanto a destilación de crudo, un 2,5% menos, alcanzando 60,4 millones de toneladas, con utilización de la capacidad cercana al 90%.

7.3. PRECIOS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

La evolución en 2007 de los precios internacionales de crudo y productos petrolíferos ya se ha indicado en el Capítulo 1 de este Informe.

En relación con los precios de venta al público en España, el precio medio de la gasolina 95 I.O. aumentó 1,6 céntimos de euro por litro en 2007 respecto al año anterior (1,5%) pasando de 103,3 cent €/l en 2006 a 104,9 cent €/l en 2007. Y el precio medio del gasóleo de automoción en estaciones de servicio subió 1,3 cent €/litro (1,3%) pasando de 95,7 cent €/l en 2006 a 97,0 cent €/l en 2007.

Ya pasado 2007 y en los primeros meses de 2008 se está produciendo una situación poco habitual: el precio de venta al público del gasóleo de automoción está por encima de la gasolina, pese a la diferencia impositiva favorable al gasóleo. Ello se debe a los altos precios de este carburante en el mercado internacional, motivados por el bajo nivel de las reservas estadounidenses y por la falta de capacidad de refino para este producto. Es posible que la situación empiece a revertirse cuando se ponga en funcionamiento más capacidad de producción.

En la evolución de los precios semana a semana, puede verse en los gráficos de líneas adjuntos (Gráfico 7.2) que el precio de la gasolina en España discurre por los niveles más bajos de la UE, junto con Grecia. Respecto al gasóleo de automoción, sólo Luxemburgo ha tenido durante 2007 un precio inferior (Gráfico 7.3). A finales de 2007 Bélgica ha rebajado su accisa, con lo que a partir de ese momento el precio ha pasado a ser más bajo que en España. El precio desusadamente alto del Reino Unido se debe a que este producto soporta en este país una accisa igual que la de la gasolina.

El gasóleo de calefacción muestra una evolución sustancialmente paralela a la de la UE (Gráfico 7.4). Los saltos de Grecia se deben a que este país sube considerablemente el impuesto al inicio de la temporada cálida, primeros de mayo, y lo vuelve a bajar al comienzo de la fría, primeros de octubre. Se puede apreciar que España se encuentra entre

los países de menor precio. En cuanto al fuelóleo, España se encuentra en una posición media (Gráfico 7.5).

En general, los gráficos reflejan el comportamiento de alza sostenida que ha tenido el crudo. Sólo puede destacarse que mientras los precios de gasóleo de automoción, gasóleo de calefacción y fuelóleo suben de manera prácticamente continua a lo largo del año, el de la gasolina conoce un período de bajada, en línea con el comportamiento de las cotizaciones en los mercados internacionales.

Debe recordarse que la directiva europea 1999/32/CE (transpuesta en España por el RD 287/2001), obliga a utilizar a partir de enero de 2003 fuelóleo con un contenido de azufre inferior o igual al 1%. Por tanto, sólo se ha incluido entre los gráficos el de este tipo de fuel.

La directiva 2003/17/CE (transpuesta en España por el RD 1700/2003) obliga a que a partir del 1 de enero de 2005, el contenido máximo de azufre de gasolinas y gasóleos de automoción sea de 50 partes por millón (ppm). Este endurecimiento de las especificaciones ha supuesto un perceptible aumento de costes.

Han empezado a venderse carburantes de nuevas características (gasóleo con aditivación especial, gasóleo con sólo 10 ppm, un quinto del actual máximo legal, gasolina con aditivación especial, biodiésel, bioetanol, etc.). En el futuro se incluirán datos de estos combustibles si su consumo alcanza cifras relevantes.

A partir del 1 de enero de 2009, se reduce este máximo legal y el gasóleo de automoción deberá tener un contenido en azufre máximo de 10 ppm (artículo 3.1.b) del Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, por el que se determinan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo y se regula el uso de determinados biocarburantes). Es posible que el endurecimiento de las especificaciones provoque un aumento del coste.

Por último, en cuanto a posición de los precios medios anuales en la UE, se puede apreciar en los gráficos de barras adjuntos que el precio de la gasolina sin plomo en España (Gráfico 7.6) sólo está por encima de Grecia y Eslovenia, mientras que el del gasóleo de automoción (Gráfico 7.7) es el más bajo de la UE (sin incluir a Luxemburgo que, por razones de espacio, al igual que Chipre, Estonia, Lituania, Letonia y Malta, no aparece en ese gráfico de barras).

GRÁFICO 7.2.- Precio gasolina sin plomo I.O. 95 con impuestos

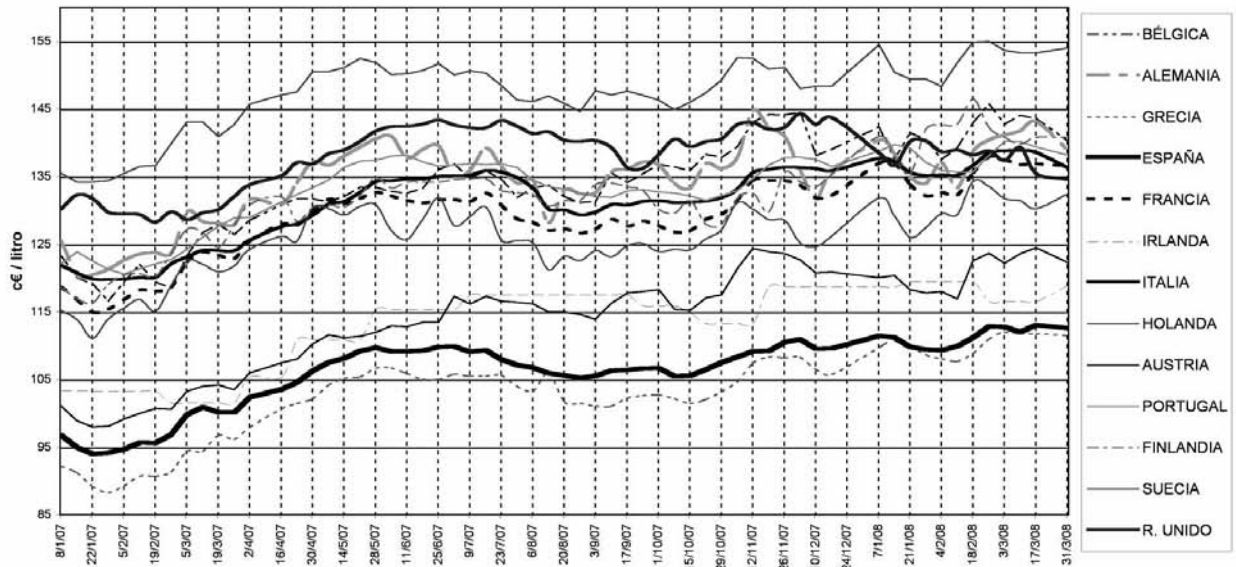


GRÁFICO 7.3.- Precio gasóleo de automoción con impuestos

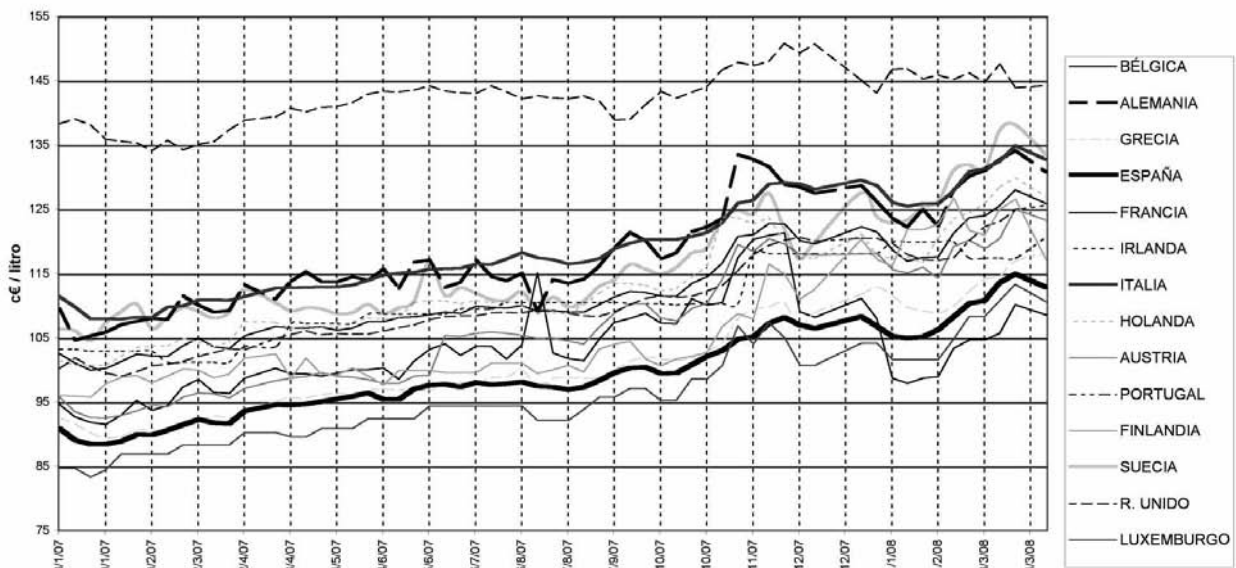


GRÁFICO 7.4.- Precio gasóleo de calefacción con impuestos

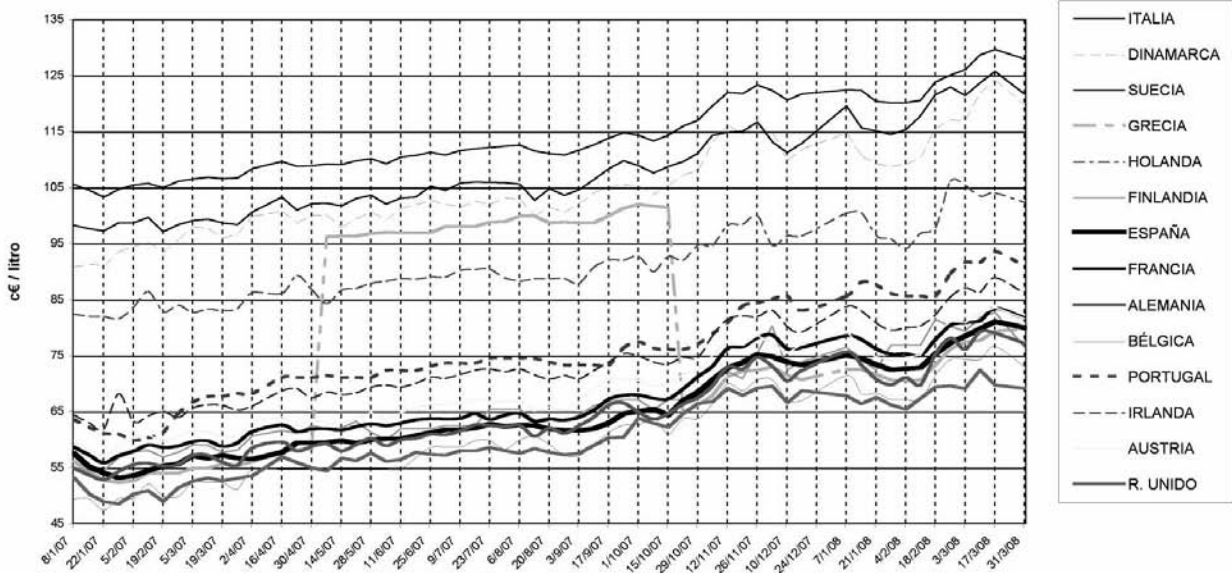


GRÁFICO 7.5.- Precio fuelóleo B.I.A. con impuestos (los precios incluyen el impuesto especial, pero no el IVA)

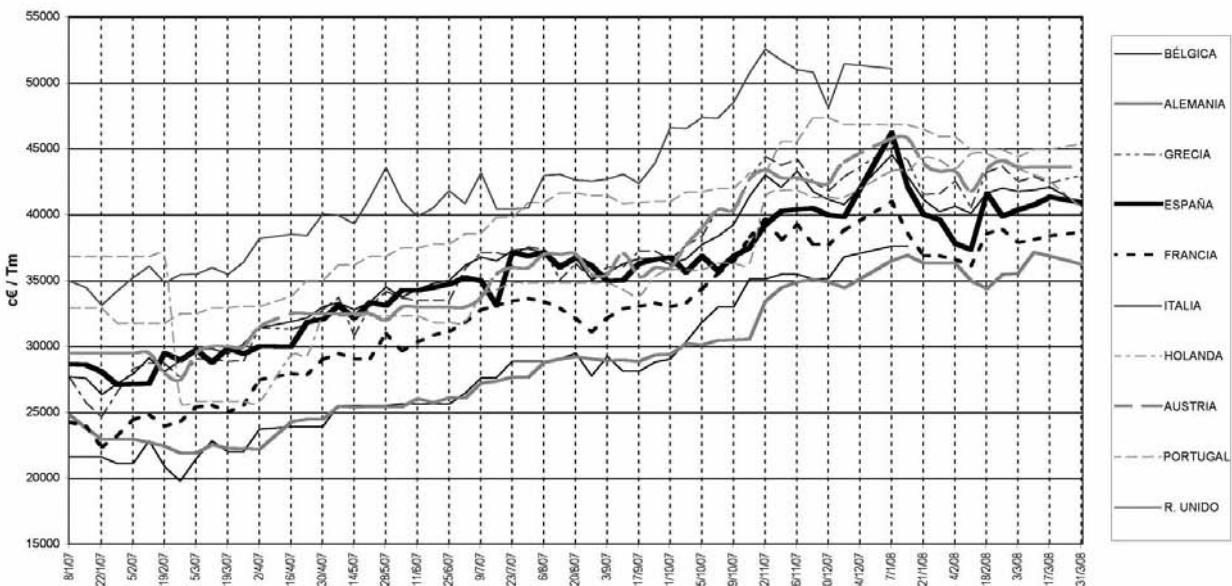


GRÁFICO 7.6.– Precio de venta al público de la gasolina 95 en países de la UE

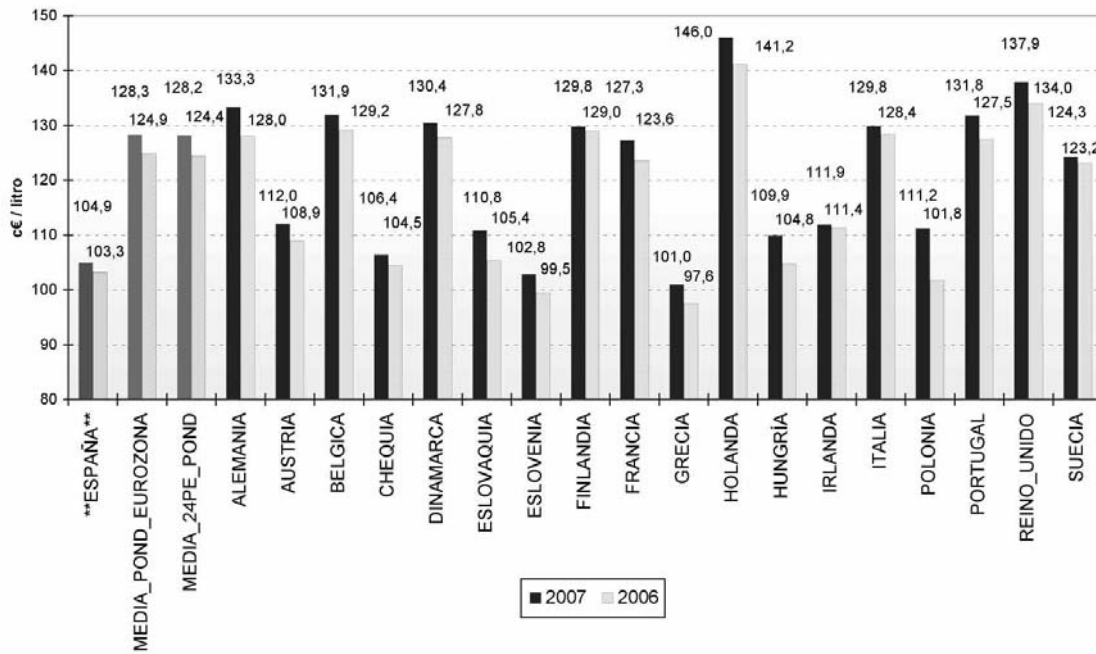
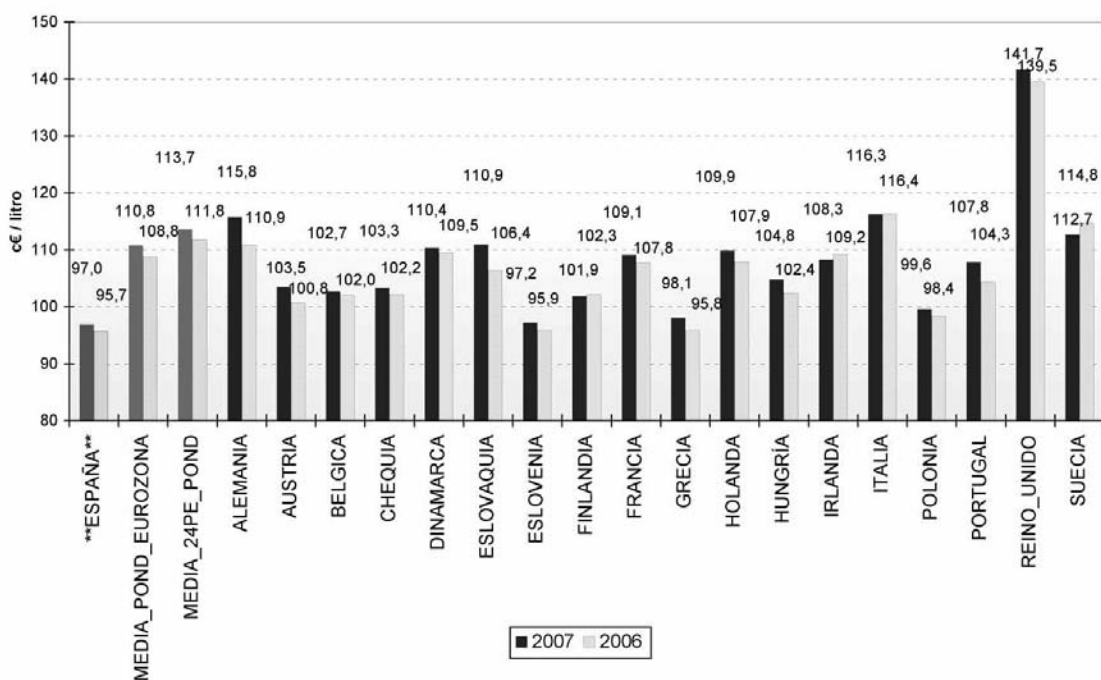


GRÁFICO 7.7.– Precio de venta al público del gasóleo de automoción



7.4. REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR

Se recogen también en este apartado las disposiciones de carácter medioambiental con incidencia en el sector del petróleo, aun cuando en el Informe existe un Capítulo específico.

- *RESOLUCIÓN de 29 de mayo de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los nuevos formularios oficiales para la remisión de información a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.*

La entrada en vigor del 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 y la aprobación del Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, por el que se determinan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, se regula el uso de determinados biocarburantes y el contenido en azufre de los combustibles para uso marítimo, modificado por el Real Decreto 1027/2006, de 15 de septiembre, han introducido algunos aspectos que hacen necesaria la actualización de los procedimientos de información a la Dirección General de Política Energética y Minas de los distintos agentes económicos que operan en el ámbito del sector de hidrocarburos.

En particular, resulta necesaria la captación de información relativa a las actividades de producción y comercialización al por mayor de biocarburantes, así como la adecuada categorización de los combustibles para uso marítimo conforme a lo establecido en el citado Real Decreto 1027/2006.

Asimismo, la Orden Ministerial ITC/1201/2006, de 19 de abril, por la que se determina la forma de remisión de información al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, sobre las actividades de suministro de productos petrolíferos, modificada por la Orden ITC/2193/2006 de 5 de julio y por la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 6 de septiembre de 2006, publicada en el Boletín Oficial del Estado de 29 de septiembre de 2006, ha supuesto la actualización, reorganización y sustitución de los formatos de los formularios contenidos en los anejos 2.a (Precios practicados de venta al público) y 2.b (Precios practicados de venta mayorista) de la Resolución de 15 de julio de 2002 por la que se aprobaron los formularios oficiales vigentes en ese momento.

Por tanto, la Dirección General de Política Energética y Minas consideró necesario proceder a la elaboración de unos nuevos cuestionarios de referencia que sustituyan a los aprobados por la citada Resolución de 15 de julio de 2002 y se adecuen a la reciente evolución del marco normativo del sector de hidrocarburos.

- *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.*

Por lo que respecta al sector de hidrocarburos líquidos, y en relación con los biocarburantes, se modifica la disposición adicional decimosexta de la Ley 34/1998, estableciéndose los siguientes objetivos anuales de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, que expresan contenidos energéticos mínimos en relación al de gasolinas y gasóleos comercializados con fines de transporte: el 1,9% en 2008; el 3,4% en 2009 y el 5,8% en 2010. El objetivo anual que se fija para el año 2008 tendrá carácter de indicativo, mientras que los objetivos establecidos para 2009 y 2010 serán obligatorios.

- *REAL DECRETO 1766/2007, de 28 de diciembre, por el que se modifica 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.*

El presente Real Decreto acomete una reforma en profundidad del Real Decreto 1716/2004, que afecta a casi todo su articulado.

En el sector de los hidrocarburos líquidos se incrementa el número de días de existencias mínimas de seguridad que pasa de 90 días obligatorios en la actualidad a 92 días a partir del día 1 de enero del 2010. Dicho incremento permitirá un cumplimiento más holgado de las obligaciones derivadas tanto de la normativa comunitaria como de la Agencia Internacional de la Energía, al mismo tiempo que se incrementa la seguridad de suministro.

Además se establecen mecanismos para facilitar el mantenimiento de existencias de los biocarburantes con el fin de contribuir al fomento del uso de este tipo de productos en línea con los objetivos tanto nacionales como los derivados de la normativa comunitaria.

Otras disposiciones

- *RESOLUCIÓN de 20 de julio de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen las obligaciones de mantenimientos de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos de la Corporación y de los sujetos obligados a partir del 1 de agosto de 2007.*

Establece que a partir de esa fecha los sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, definidos en el artículo 7 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, deberán mantener, directamente, el siguiente volumen de existencias mínimas de seguridad, según los grupos de productos definidos en el artículo 9 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio:

- 20 días de sus ventas o consumos en los 12 meses anteriores, en el grupo de gases licuados del petróleo.
 - 55 días de sus ventas o consumos en los 12 meses anteriores, en el grupo de gasolinas auto y aviación.
 - 55 días de sus ventas o consumos en los 12 meses anteriores, en el grupo de gasóleos de automoción, otros gasóleos, querosenos de aviación y otros querosenos.
 - 55 días de sus ventas o consumos en los 12 meses anteriores, en el grupo de fuelóleos.
- *RESOLUCIÓN de 26 de octubre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y de los sujetos obligados a partir del 31 de octubre de 2007.*

Modifica la anterior y a partir de las 24 horas del 31 de octubre de 2007 fija los siguientes volúmenes de existencias:

- 20 días de sus ventas o consumos en los 12 meses anteriores, en el grupo de gases licuados del petróleo.
- 53 días de sus ventas o consumos en los 12 meses anteriores, en el grupo de gasolinas auto y aviación.
- 53 días de sus ventas o consumos en los 12 meses anteriores, en el grupo de gasóleos de automoción, otros gasóleos, querosenos de aviación y otros querosenos.
- 53 días de sus ventas o consumos en los 12 meses anteriores, en el grupo de fuelóleos.

- *REAL DECRETO 509/2007, de 20 de abril, por el que se aprueba el Reglamento para el desarrollo y ejecución de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.*

Afecta a la tramitación de la concesión de la autorización ambiental integrada que otorgan las Comunidades Autónomas, entre otras, a las instalaciones para el refinado de crudo de petróleo, orientadas a obtener distintos tipos de productos, desde gases hasta productos líquidos y sólidos utilizados como combustibles, carburantes o como materias primas.

Normativa sobre precios

No ha habido cambios importantes en la normativa en vigor que es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos en lo referido a hidrocarburos líquidos (en 2007 sí se ha modificado sustancialmente esta ley en lo que concierne al gas natural). Publicada en el BOE del 8 de octubre, y con entrada en vigor el día siguiente al de su publicación, prevé en su art. 38 que «Los precios de los productos derivados del petróleo serán libres».

- La Ley 21/2001, de 27 de diciembre, regula las medidas fiscales y administrativas del nuevo sistema de financiación de las Comunidades Autónomas de régimen común y Ciudades con Estatuto de Autonomía. Entre los impuestos cedidos mencionados en el art. 17 se encuentra el Impuesto sobre Hidrocarburos. El art. 36 menciona el alcance de la cesión y puntos de conexión en el Impuesto sobre las ventas minoristas de determinados hidrocarburos. El art. 44 señala las bandas en las que las Comunidades Autónomas pueden asumir las competencias normativas impositivas.

Sobre la base de la Ley anteriormente mencionada, seis Comunidades Autónomas han aplicado el impuesto anteriormente mencionado: Madrid, Asturias, Galicia, Cataluña, Castilla-La Mancha y la Comunidad Valenciana, éstas dos últimas desde el 1 de enero de 2006.

- El Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública (BOE 14-03-2005) crea un registro de instalaciones de distribución al por menor, coordinado con las comunidades autónomas, que permitirá mejorar la actual base de datos sobre precios de los carburantes, y donde también estarán incluidas las instalaciones de suministro a barcos y aeronaves y las diseñadas para consumo propio.

- El 24 de junio de 2000 se publicó el Real Decreto-Ley 6/2000, que establece en su artículo 5º la obligación de informar a la Dirección General de Política Energética y Minas de los precios practicados en las estaciones de servicio, tanto por parte de los operadores como por parte de titulares de estaciones de servicio independientes.

Esta obligación ha sido posteriormente desarrollada por varias órdenes ministeriales. La actualmente vigente es la Orden Ministerial ITC/2308/2007, que entró en vigor el 1 de noviembre de 2007. Respecto a la normativa anterior (ITC/1201/2006), que ya incluía las obligaciones de información sobre los nuevos gasóleos, sobre el biodiésel y sobre las instalaciones de suministro a barcos y aeronaves, incorpora la obligación de comunicar los horarios de apertura.

Además obliga a las empresas de ventas directas (gasocentros y similares) a comunicar semanalmente los precios de gasóleo de calefacción y fuelóleo, mensualmente los precios y cantidades vendidas de todos sus productos y anualmente estos mismos precios y cantidades referidos al año anterior.

En la actualidad los precios se muestran al público en dos conjuntos de páginas de Internet: uno mediante un mapa estático y listas de estaciones de servicio, donde se pueden visualizar los horarios (<http://oficinavirtual.mityc.es/carburantes/index.aspx>) y, desde el 15 de noviembre de 2007, otro mediante un sistema dinámico de información geográfica, el Geoportal (<http://geoportal.mityc.es/hidrocarburos/eess/>), cuyos datos también se pueden visualizar mediante Google Earth.

- Por otra parte, la Directiva 2003/96/CE del Consejo de 27 de octubre de 2003 fija niveles impositivos mínimos para los productos energéticos y la electricidad. Esto se concreta en que, a partir del 1 de enero de 2004, por ejemplo, el gasóleo de calefacción debe tener un impuesto de cómo

mínimo 21 euros cada mil litros en todos los países de la UE. Hay numerosas moratorias y excepciones. Cumpliendo los plazos, España elevó el impuesto especial de hidrocarburos e IVM en su tramo estatal sobre el gasóleo de automoción el 1 de enero de 2007 a 302 euros por mil litros (antes ese impuesto especial era de 293,86 euros por mil litros). España tiene hasta el 1 de enero de 2012 para llegar a 330 euros.

- La Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad (BOE 17-02-2006), modifica la disposición adicional decimoquinta de la Ley del sector de hidrocarburos, la Ley 27/1999 de cooperativas, y la Ley 20/1990 del régimen fiscal de las cooperativas. Los cambios permiten a las cooperativas agrarias vender productos petrolíferos a terceros no socios sin necesidad de constituir una entidad con personalidad jurídica propia.

Deben destacarse por último:

- la Orden EHA/276/2007, de 12 de febrero, por la que se establece el procedimiento para la devolución extraordinaria de las cuotas del Impuesto sobre Hidrocarburos soportadas por los agricultores y ganaderos por las adquisiciones de gasóleo (BOE 15-02-2007).
- la Resolución de 29 de mayo de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM), por la que se aprueban los nuevos formularios oficiales para la remisión de información a la DGPEM, a la CNE y a CORES (BOE 29-06-2007).
- la Resolución de 27 de julio de 2007, de la Secretaría General de Industria, por la que se actualiza el anexo I.2 del Real Decreto 837/2002, de 2 de agosto, en lo relativo a los parámetros que determinan la media del consumo de los vehículos de turismo nuevos que se pongan a la venta o se ofrezcan en arrendamiento financiero en territorio español (BOE 08/08/2007).