

LA ENERGÍA

EN ESPAÑA

2004

SECRETARÍA GENERAL DE ENERGÍA
DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS



**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO**

**DIVISIÓN DE INFORMACIÓN
DOCUMENTACIÓN Y PUBLICACIONES**

Paseo de la Castellana, 160. 28071 Madrid
Tels.: 91.349 51 29/ 4968/ 4000
Fax: 91.349 44 85
www.mityc.es

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN

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

1. SITUACION Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES	00
1.1 POLITICA ENERGÉTICA	00
1.2 DEMANDA, PRODUCCIÓN Y COMERCIO ENERGÉTICO	00
1.3 PRECIOS ENERGÉTICOS.....	00
2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA	00
2.1 DEMANDA DE ENERGÍA FINAL.....	00
2.2 DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA	00
2.3 PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA Y GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO .	00
3. SECTOR ELÉCTRICO	00
3.1 DEMANDA ELÉCTRICA	00
3.2 OFERTA ELÉCTRICA	00
3.2.1 EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	00
3.2.2 EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA PENINSULAR.....	00
3.2.3 EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA EXTRAPENINSULAR.....	00
3.2.4 RED DE TRANSPORTE	00
3.3 ESTRUCTURA DE TARIFAS	00
3.4 REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR.....	00
3.5 EVOLUCIÓN DEL MERCADO ORGANIZADO DE LA ELECTRICIDAD EN 2004	00
3.6 EVOLUCIÓN ECONÓMICA DEL SECTOR ELÉCTRICO	00
4. SECTOR NUCLEAR	00
4.1 GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR	00
4.2 PRIMERA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR	00
4.3 SEGUNDA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR	00
4.4 EVOLUCIÓN DEL EQUIPAMIENTO ENERGÉTICO Y DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURAS.	00

4.5	NORMATIVA NACIONAL Y DE LA UE APROBADA EN EL AÑO Y EN ELABORACIÓN.....	00
4.6	ACTIVIDAD DE ORGANISMOS INTERNACIONALES.....	00
5.	SECTOR CARBÓN	00
5.1	SITUACIÓN ACTUAL.....	00
5.1.1	PANORÁMICA GENERAL DEL SECTOR.....	00
5.1.2	DEMANDA INTERIOR.....	00
5.1.3	CARACTERÍSTICAS DE LA OFERTA Y DEL PROCESO PRODUCTIVO.....	00
5.1.4	COMERCIO EXTERIOR.....	00
5.2	ESTRUCTURA DEL SECTOR.....	00
5.3	LA POLÍTICA CARBONERA EN 2004.....	00
6.	SECTOR GAS	00
6.1	DEMANDA.....	00
6.2	OFERTA.....	00
6.3	PRECIOS.....	00
6.4	NORMATIVA.....	00
7.	SECTOR PETRÓLEO	00
7.1	DEMANDA.....	00
7.2	OFERTA.....	00
7.3	PRECIOS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS.....	00
7.4	REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR.....	00
8.	EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES	00
8.1	EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	00
8.2	COGENERACIÓN.....	00
8.3	ENERGÍAS RENOVABLES.....	00
8.4	DESARROLLO NORMATIVO.....	00
9.	ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE	00
9.1	AMBITO INTERNACIONAL.....	00
9.2	UNIÓN EUROPEA.....	00
9.3	ÁMBITO NACIONAL.....	00
10.	INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGETICO	00
10.1	PLAN NACIONAL DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA, DESARROLLO E INNOVACIÓN TECNOLÓGICA (I+D+i) 2004-2007.....	00
10.2	RESULTADOS DEL PROGRAMA NACIONAL DE ENERGÍA EN 2004.....	00
10.3	CENTRO DE INVESTIGACIONES ENERGÉTICAS MEDIOAMBIENTALES Y TECNOLÓGICAS (CIEMAT).....	00

11. REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO Y GASISTA.....	00
11.1 REDES ELÉCTRICAS. REALIZACIONES EN 2004.....	00
11.2 REDES GASISTAS. REALIZACIONES EN 2004.....	00
11.3 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ENERGÉTICA EN RELACIÓN CON LOS ESCENARIOS DE LA PLANIFICACIÓN.....	00
ANEXO ESTADÍSTICO.....	00

INTRODUCCIÓN

Este informe recoge la evolución del mercado energético en España durante 2004, 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 2004 ha crecido un 4,1% respecto al del año anterior, debido al crecimiento de la demanda de los sectores consumidores finales, un 3,6%, y a la baja producción hidroeléctrica del conjunto del año, que ha obligado a un mayor uso de energías fósiles en generación eléctrica. Esta evolución ha venido acompañada de un aumento importante de los precios de las energías primarias en los mercados internacionales. Por sectores consumidores finales, se ha registrado un mayor aumento de la demanda energética del transporte y en el sector doméstico y terciario, a pesar de las condiciones climáticas más suaves que las del año anterior. El consumo energético de la industria ha crecido menos que el índice de producción industrial y con aumentos en gas y electricidad y descenso en productos petrolíferos.

Con esta aceleración del crecimiento de la demanda final, el ratio de intensidad energética final ha continuado su tendencia al alza de los últimos años. También ha crecido el ratio de intensidad energética primaria respecto del año anterior, influenciado por la menor generación hidroeléctrica citada y a pesar de la entrada en operación de los nuevos grupos de gas de ciclo combinado de alto rendimiento relativo y del creciente peso de otras energías renovables como la eólica.

El año 2004 ha sido el segundo de desarrollo de la "Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011", aprobado en el mes de septiembre de 2002. Como

consecuencia, en los sectores eléctrico y gasista ha continuado el desarrollo de las nuevas redes de transporte, asociadas al aumento de la capacidad de generación, fundamentalmente asociada a nuevos parques eólicos y las nuevas centrales de ciclo combinado de gas. Destaca en este aspecto la puesta en marcha durante el mes de enero (fase I) y junio (fase II) del año 2004 del desdoblamiento del gasoducto Huelva – Sevilla – Córdoba.

Se ha aprobado la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial, que tiene por objeto la actualización, sistematización y refundición de las disposiciones reglamentarias que desarrollan el régimen jurídico de esta actividad.

También en este año se ha regulado 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, desarrollando los preceptos de la Ley del Sector de Hidrocarburos, referentes a la regulación de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

En materia de eficiencia energética, se está elaborando el Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012, en el cuál se relacionan y concretan las actuaciones que deben ponerse en marcha a corto y medio plazo en cada sector —durante los próximos tres años—, detallando para ello objetivos, plazos, recursos y responsabilidades, y evaluando finalmente los impactos globales derivados de estas actuaciones.

Se viene desarrollando desde 1999 el Plan de

Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 (PFER), que está actualmente en revisión, de forma coherente con la Estrategia de ahorro citada y sobre la base de la evaluación realizada en el balance de los primeros años de vida del Plan de Fomento. Esta revisión estaba prevista en el propio Plan, que señalaba el año 2004 como el adecuado para disponer de la mejor información posible para determinar el grado de consecución de los objetivos del Plan en cada una de las áreas y poder fijar los nuevos horizontes económico-financieros hasta el año 2010.

Finalmente, destaca la normativa relativa al medio ambiente, con incidencia directa en el sector energético. En relación con el cambio climático, se ha aprobado la regulación del régimen del comercio de dere-

chos de emisión de gases de efecto invernadero y en septiembre de 2004 se aprobó el primer Plan de Asignación de Derechos de Emisión para el periodo 2005-2007. Estas normas y actuaciones tienen por objetivo contribuir al cumplimiento de los compromisos derivados del Protocolo de Kioto.

También se ha aprobado en el año nueva normativa sobre emisiones de grandes instalaciones de combustión, estando en elaboración el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las instalaciones existentes. En lo relativo al desarrollo de la Ley de Residuos, se ha establecido la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo y los criterios y estándares para la declaración de suelos contaminados.

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 562/2004 de 19 de abril de 2004, y cuya estructura orgánica básica se estableció por Real Decreto 1554/2004 de 25 de junio de 2004.

Dentro de éste, en la Secretaría General de Energía, y dentro de la misma en la **Dirección General de Política Energética y Minas**, 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 desarrollo de nuevas tecnologías de carácter energético y minero.
- La elaboración y, en su caso, aplicación de las medidas dirigidas a asegurar el abastecimiento energético.

Estructura de la Dirección General:

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

- *Subdirección General de Minas.*
- *Subdirección General de Planificación Energética.*

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.

Corresponde a la Secretaría General de Energía la tutela sobre la ***Corporación de Reservas Estratégicas (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 Educación y Ciencia***: A él está adscrito:
 - El ***Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIE - MAT)***: 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**: 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 internacionales.

1.1 POLÍTICA ENERGÉTICA

Los objetivos básicos seguridad en el abastecimiento energético, contribución de la energía al aumento de la competitividad de la economía y la integración de los objetivos medioambientales siguen orientando las políticas energéticas de los países desarrollados. El marco en el que se desarrollan estas políticas es el mercado energético internacional caracterizado en los últimos años por tensiones de precios y crecimiento sostenido de la demanda, que se ha correspondido con oferta de energía suficiente.

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 tec-

nologías 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.

En la Unión Europea, la política energética en los últimos años tiene líneas de actuación similares. La Estrategia Europea de Seguridad de Suministro, incide en el apoyo a las energías renovables, diversificación energética, mercado interior, armonización fiscal de los productos petrolíferos, reequilibrar los modos de transporte, mantenimiento de una producción mínima de carbón en la UE, investigación en energía nuclear y residuos, aumento de redes de transporte internacionales de gas y electricidad.

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.

En los aspectos regulatorios, continúa el impulso del mercado único de electricidad y gas a nivel de UE, con el desarrollo de las Directivas que tratan de lograr en un alto nivel de liberalización a corto plazo, armonizando la disparidad de legislaciones actuales entre Estados Miembros. En esta misma línea, se ha

realizado un nuevo impulso al fomento de los intercambios energéticos intracomunitarios, mediante redes energéticas internacionales.

Finalmente, la UE continúa con una participación activa en el mundo respecto a la consecución de los objetivos de limitación de emisión de gases de efecto invernadero, conforme a los acuerdos de las sucesivas Conferencias de las Partes que desarrollan el Protocolo de Kioto.

1.2 DEMANDA, PRODUCCION Y COMERCIO ENERGETICO

Mundo

La demanda energética en 2002 creció un 2,6% y en 2003 un 2,9%, muy por encima de la tendencia del 1,4% anual medio en los diez años anteriores, pero con gran dispersión según áreas geográficas. Esta aceleración del crecimiento se debió a la reactivación económica global y destaca de forma significativa al aumento del consumo de cerca del 20% en 2002 y del 13,8% en China, que ya supone más del 12% del consumo energético total mundial.

Por regiones, en 2002 y debido a la situación económica, la demanda fue débil en Europa y Japón, donde el consumo cayó un 1%, pero en 2003 se ha reactivado en Europa creciendo el 2,2%. En las economías emergentes, la demanda creció el 2,4% en 2003 en Centro-Sur de América y en Asia-Pacífico aumentó un 6,3%.

Estructuralmente, destaca el peso de Asia en el consumo mundial, que ha alcanzado el 30% en 2003, desde el 15,8% en 1980. La OCDE consume el 55%, Norteamérica el 28% y la UE-15 el 15%. 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, con un 9%, mientras que en los de Norteamérica y del Pacífico creció el 15%.

La energía primaria de mayor crecimiento en el consumo fue el carbón, un 7% tanto en 2002 como en 2003, frente a una tendencia media anual del 1% en los diez años anteriores, y también derivado del aumento en China del 28% en 2002 y 15,2% en 2003. El consumo de gas natural creció un 2,8% en 2002 y 2% en 2003, debido al crecimiento en países no-OCDE. La energía nuclear creció un 1,5% en 2002 pero bajó el 2% en 2003 debido a menor producción en el área de OCDE. La generación hidroeléctrica creció un 1,3% y 0,4% en dichos años, con descenso también en dicha zona.

El consumo de petróleo creció un 2,1% en 2003, tras haberse mantenido estable en los tres años anteriores. El aumento en OCDE fue el 1,6%, mientras en economías emergentes creció un 3,1%, destacando China, donde el consumo creció un 11,5%.

La eficiencia energética mejoró en 1990-94, un 0,8% anual, se estabilizó en 1994-96 y mejoró por encima del 2% anual en 1997-2003, aunque en esta mejora tuvieron influencia algunos períodos de crisis económica y las favorables condiciones climáticas. Desde 1990 esta evolución ha sido particularmente significativa en Asia, mientras en la OCDE la eficiencia ha mejorado sólo ligeramente.

El consumo de energía final (excluyendo el de los sectores transformadores), crece al 1,4% anual en la OCDE y cerca del 2% en el resto del mundo desde 1980, aunque presenta evoluciones dispares entre sectores. En la *industria* existen significativas ganancias de eficiencia, y el consumo está al mismo nivel que en 1980. Los consumos bajaron en el área OCDE un 0,9% anual desde 1980, pero fue debido a las fuertes reestructuraciones de industrias básicas, por lo que desde 1990 han crecido al 0,9% anual. En el resto del mundo estos consumos crecieron una media del 0,7% anual desde 1980, alcanzando el 60% del total mundial. La industria en Asia, excluyendo Japón y Nueva Zelanda, consume un tercio del consumo de la industria mundial.

A pesar de la moderación en los últimos años, el consumo energético en el *transporte* ha crecido regularmente a tasas del 2% anual desde 1980 en la OCDE (66% del total) y del 2,6% en el resto, especialmente en las regiones emergentes, con aceleración en la última década, 6,4% anual en Asia, 6,3% en Oriente Medio y 4,7% en Sudamérica, por lo que ya alcanza más del 26% del consumo total. Se espera que este sector sea donde se registre un mayor crecimiento de la demanda a nivel mundial, por el enorme potencial de consumo derivado del desarrollo en los países emergentes.

Finalmente, en los sectores *doméstico y terciario*, muy afectado por las condiciones climáticas, se ha registrado un aumento del 1,4% anual desde 1980, correspondiendo a la OCDE un 0,9% y al resto un 1,7%, debida ésta a la mejora de equipamientos y estándares de vida. El área OCDE consume el 40% del total de este sector, y desde 1990, el consumo del transporte en la OCDE ha crecido a una tasa del 2% anual, muy por encima de los demás sectores.

Por energías, el mix de combustibles está cambiando hacia el gas desde 1990. El petróleo sigue siendo

CUADRO 1.1
BALANCE ENERGÉTICO DE LA OCDE (Mtep)

	1990	2001	2002	% 02/01	%02/90 anual
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA:	3410,6	3867	3847,1	-0,5	1,1
Carbón	1056,9	1014,2	992,8	-2,1	-0,6
Petróleo, GNL y feedstocks	924,3	1029	1025,5	-0,3	0,9
Gas natural	717,1	926,1	919,4	-0,7	2,3
Nuclear	450	592,7	593,1	0,1	2,5
Resto	262,2	304,9	316,2	3,7	1,7
IMPORTACIONES-EXPORTACIONES:	1224,1	1566	1563,6	-0,1	2,3
Carbón	16,7	101,7	110,6	8,8	18,7
Petróleo	1065,3	1234,2	1211,9	-1,8	1,2
- Petróleo crudo (incluye condensados de GNL y feedstocks)	941,7	1127,2	1105,2	-2	1,5
- Productos petrolíferos	123,6	107,1	106,7	-0,3	-1,3
Gas natural	139,9	228,2	238,7	4,6	5
Electricidad	2	1,2	1,6	36,4	-2
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA	4512,3	5296,3	5345,7	0,9	1,6
Carbón	1056,3	1086,6	1096,4	0,9	0,3
Petróleo	1900,8	2173,9	2166,3	-0,3	1,2
Gas natural	840,1	1136,4	1171,3	3,1	3,1
Resto	715,2	899,5	911,7	1,4	2,2
PRODUCCIÓN ELÉCTRICA (TWh)	7559,8	9495,4	9757,1	2,8	2,3
Carbón	3064	3628,9	3733,4	2,9	1,8
Nuclear	1724,8	2273	2275,7	0,1	2,6
Gas	767,3	1594,3	1707	7,1	7,5
Prod. Petrolíferos	697,9	562,2	558,2	-0,7	-2
Hidráulica, eólica y otras renovables	1305,7	1437	1482,8	3,2	1,2
CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN GENERACIÓN ELÉCTRICA	1077,2	1361,5	1386,4	1,8	2,3
Carbón	727,5	873,7	885,4	1,3	1,8
Prod. Petrolíferos	128,4	122,3	115,6	-5,5	-1
Gas	171	318,9	340,7	6,8	6,5
Renovables y RSU	50,3	46,6	44,7	-4	-1,1
CONSUMO DE ENERGÍA FINAL	3130,4	3664,5	3692	0,7	1,5
Carbón	228,2	125	120,4	-3,6	-5,6
Prod. Petrolíferos	1636,4	1937,5	1945,9	0,4	1,6
Gas	590,4	717,3	729	1,6	1,9
Electricidad	548,2	713,6	726,8	1,8	2,6
Energías Renovables	84,3	123,3	122,6	-0,6	3,5
Calor	43	47,9	47,3	-1,3	0,9
CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR SECTORES					
Industria	995,9	1098,6	1105,5	0,6	1
Transporte	988,8	1222,7	1242	1,6	2,1
Otros sectores	1029,9	1215,5	1219,8	0,4	1,6
Usos no energéticos	115,8	127,7	124,7	-2,4	0,7
EMISIONES DE CO2 (Mt)	11011,9	12510,8	12599,7	0,7	1,2
PIB (billion \$ USA 95 a paridad poder compra (PPC))	19015,6	24917,9	25374,9	1,8	2,7
Consumo En. Primaria/PIB (tep/M\$95 PPC)	237,5	212,5	210,7	-0,8	-1,1
Emisiones CO2/cápita (t. CO2/habitante)	10,6	11	11	0,1	0,4

Fuente: AIE

la fuente predominante, con un estable 37% de la demanda total mundial y fuerte crecimiento en áreas no-OCDE. El gas crece más en la OCDE y el carbón se desplaza hacia las áreas no-OCDE, principalmente para generación eléctrica y en las áreas productoras. Las fuentes no fósiles (nuclear y renovables) han crecido más que el resto desde 1990, con una media del 2% anual. Las fuentes renovables se estima que alcanzan alrededor del 14% del total, nivel ligeramente superior al de 1990, con el mantenimiento de la biomasa no comercializada como fuente energética de zonas no desarrolladas y la energía eólica como la fuente renovable de mayor crecimiento en países desarrollados.

La demanda eléctrica continúa creciendo por encima de las demás energías finales, en la OCDE un 2,2% anual y en el resto del mundo un 3,9% anual desde 1990, con aumentos de capacidad de generación de todas las fuentes, pero predominantemente con carbón. La generación con gas se ha doblado desde 1980, destacando las nuevas tecnologías de cogeneración y ciclos combinados en los países desarrollados.

Han avanzado los procesos de privatización y liberalización del sector eléctrico, especialmente en Europa y Centro y Sur de América, pero también ha comenzado en algunos países de Asia.

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. La producción de petróleo de la OPEP, con oscilaciones, se mantiene cerca del 40% del total en 2003, habiendo crecido significativamente en este año, mientras la producción en la OCDE desciende ligeramente hasta el 27% del total.

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.

Las emisiones de CO₂ en el conjunto del mundo fueron en 2000 un 12,5% 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 Europa hubo sólo un aumento muy ligero entre esos años, debido al menor uso del carbón, mientras en Asia y Oriente Medio crecieron fuertemente, por encima del 5% anual. El principal sector emisor es el de generación eléctrica, con un 35% del total en 2000, mientras en 1980 era el 28%. En cambio, en la industria suponen un 17% frente al 26% en 1980.

Unión Europea-15

En el período 1990-2002, el consumo total de energía aumentó el 1,1% anual, por debajo del 2,4% de crecimiento medio del PIB, por lo que se ha producido una significativa mejora de la eficiencia energética, un descenso del 1,3% anual en el ratio Energía primaria/PIB (cuadro 1.2). No obstante, en esta evolución está incluido el efecto de la reunificación de Alemania, sin el cual, la demanda energética hubiera crecido a tasas próximas al PIB.

Por energías, en el período citado, el consumo de gas natural ha crecido el 4,2% anual, muy por encima de las demás energías. Esta aceleración se debe a la demanda en generación eléctrica, con aumento del 8,7% 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 2,9% 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 suponen alrededor del 6% del consumo energético primario.

El balance conjunto de energía final de la UE-15 indica el significativo crecimiento de la demanda del transporte, que ha venido creciendo el 2,6% 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 2002, el consumo del transporte aumentó un 33%, lo que supuso el 40% del crecimiento de la demanda final total.

La demanda de la industria bajó desde 1990 hasta 1994, creciendo a partir de entonces a tasas medias

CUADRO 1.2
BALANCE ENERGETICO DE LA UNION EUROPEA - 15 (Mtep)

	1990	2001	2002	% 02/01	%02/90 anual
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA:	708,3	765	761,3	-0,5	0,7
Carbón	209,9	98,1	97,5	-0,6	-6,7
Petróleo	117	152,8	155,7	1,9	2,6
Gas natural	132,9	191,1	187,3	-2	3,2
Nuclear	181,4	232,2	232,9	0,3	2,3
Resto	67,2	90,8	88	-3,1	2,5
IMPORTACIONES-EXPORTACIONES:	644	772,8	771	-0,2	1,6
Carbón	88,2	119,9	115,7	-3,4	2,5
Petróleo	460,9	497,7	484,1	-2,7	0,4
- Petróleo crudo	436,8	470,6	457,1	-2,9	0,4
- Productos petrolíferos	24,2	27,2	27,1	-0,3	1
Gas natural	92,5	152,3	167,2	9,7	5,5
Electricidad	2,3	3	4	34,2	4,9
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA	1322,3	1499,9	1489,4	-0,7	1,1
Carbón	301,2	219	217	-0,9	-2,9
Petróleo	548,8	606,9	597,5	-1,5	0,8
Gas natural	222,1	347,4	349,3	0,6	4,2
Resto	250,2	326,7	325,7	-0,3	2,4
PRODUCCIÓN ELÉCTRICA (TWh)	2155,7	2646,9	2651,1	0,2	1,9
Carbón	805,6	709,1	712,9	0,5	-1,1
Nuclear	720,1	891,2	893,8	0,3	2
Gas	150,3	470,7	496,7	5,5	11,5
Prod. Petrolíferos	203,4	154,5	168,8	9,3	-1,7
Hidráulica, eólica y otras renovables	276,4	421,5	378,9	-10,1	2,9
CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN GENERACION ELECTRICA	269,6	298,8	305,6	2,3	1,1
Carbón	182,2	164,4	167,6	2	-0,8
Prod. Petrolíferos	42,5	34	34,8	2,1	-1,8
Gas	36,6	85,1	91,8	7,8	8,7
Renovables y RSU	8,2	15,3	11,4	-25,3	3
CONSUMO DE ENERGÍA FINAL	863,6	1070,4	1056,8	-1,3	1,9
Carbón	80,6	30,7	27,4	-10,8	-9,3
Prod. Petrolíferos	397,6	538,1	531,9	-1,2	2,7
Gas	178,2	241,7	237,5	-1,7	2,6
Electricidad	156	197,7	198,4	0,3	2,2
Calor	16,7	23,7	23,3	-1,8	3
Energías Renovables	34,5	38,5	38,5	-0,1	1
CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR SECTORES					
Industria	291,9	322,5	319,8	-0,8	0,8
Transporte	241,1	318,6	320,7	0,7	2,6
Otros sectores	305,5	399	386,2	-3,2	2,2
Usos no energéticos	25,19	30,3	30,2	-0,5	1,7
EMISIONES DE CO2 (Mt)	3080	3237,7	3209,5	-0,9	0,4
PIB (billion \$ USA 95 a paridad poder compra (PPC))	6717,8	8656,8	8752,3	1,1	2,4
Consumo En. Primaria/PIB (tep/M\$95 PPC)	197,5	173,3	170,2	-1,8	-1,3
Emisiones CO2/cápita (t. CO2/habitante)	8,4	8,5	8,4	-1,3	0

Fuente: AIE.

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 al 2,2% anual desde 1990, 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, 2,2% anual desde 1990, aunque se observa ganancia de eficiencia en los usos finales. 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 aumentó un 2,7% 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 vehículos 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 y la cogeneración, frente a un estancamiento o incluso disminución de la generación nuclear.

Desde 1990, las emisiones de CO₂ han tenido un aumento medio del 0,4% mientras la economía lo ha hecho el 2,4%, 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), se estabilizan en el sector doméstico-terciario y bajan en el industrial. En términos relativos descienden la intensidad de carbono (emisiones específicas de carbono por unidad de energía bruta utilizada), las emisiones per cápita y por unidad de PIB.

El grado de autoabastecimiento energético continúa alrededor del 51% desde 1990, debido a que el 40% del gas y el carbón consumidos se importan, así como el 81% del petróleo. En el período 1990-2002 aumentó significativamente la producción de todas las energías excepto de carbón.

1.3 PRECIOS ENERGETICOS

Durante 2004 el precio del crudo Brent Dated, utilizado como referencia, continúa la tendencia creciente iniciada en abril de 2003 y la culmina en el máximo de octubre de 2004. Comenzó enero con una media mensual de 31,23 \$/Bbl y finalizó diciembre con una media de 39,53 \$/Bbl.

Brent Dated				
Dólares por barril				
Año	Media anual	Media diciembre	Últ. día cotización	Media anual /Bbl
2004	38,27	39,53	40,47 (31/12/04)	30,78
2003	28,83	29,87	30,11 (31/12/03)	29,96
Dif. absoluta	9,43	9,66	10,36	8,22
Dif. %	32,72%	32,36%	34,41%	20,42%

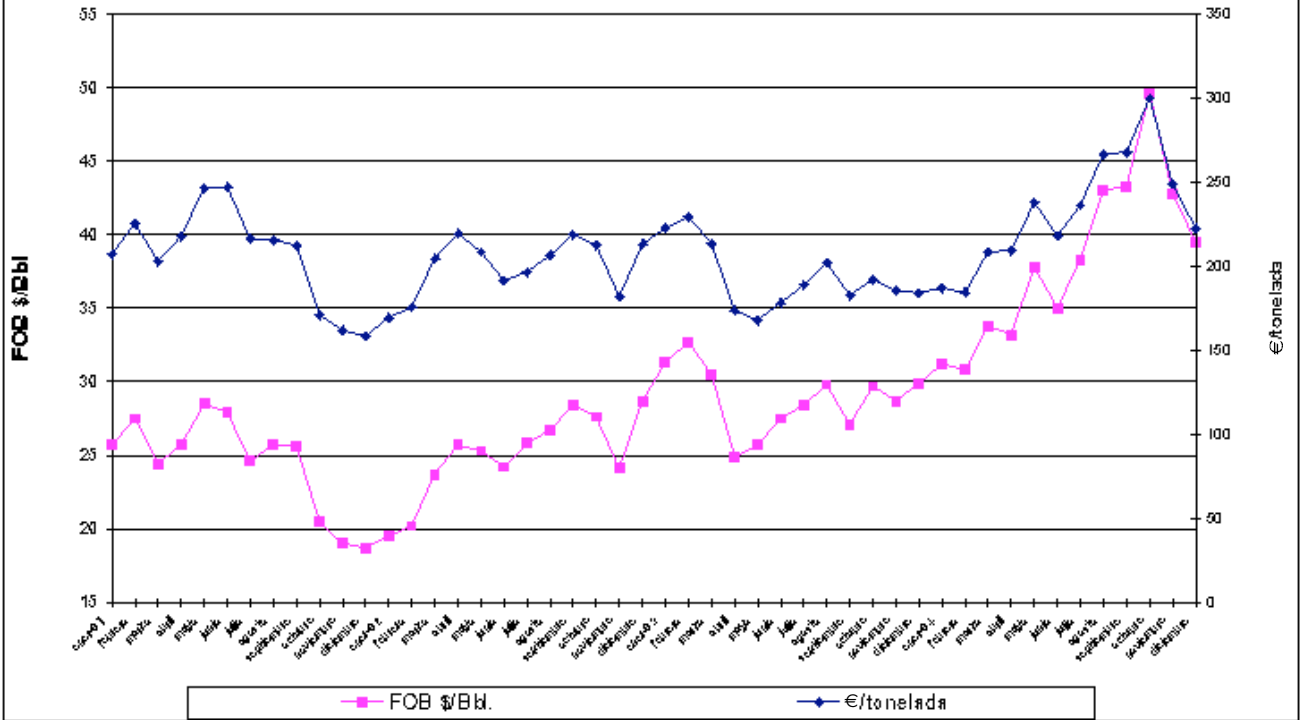
La evolución de las cotizaciones internacionales de las gasolinas y el gasóleo de automoción en 2003 fue similar a la del crudo: ascenso de enero a octubre y descenso luego hasta diciembre. Pero las gasolinas amplificaron mucho el leve descenso del crudo de mayo a junio: mientras que la media mensual del crudo bajó algo más de un dólar por barril, la media de la gasolina sin plomo se redujo en más de sesenta dólares por tonelada. Hay que destacar que durante 2004 el dólar se depreció un 9,13% frente al euro. De este modo, una subida del barril respecto a 2003 del 32,72% en dólares se transforma en una subida de sólo el 20,42% en euros.

Gasolina sin plomo I.O. 95 (\$/T m), mercados FOB NWE-Italy				
Año	Media anual	Media diciembre	Últ. día cotización	
2004	399,9	344,4	337,7 (31/12/04)	
2003	294,6	282,9	298,3 (31/12/03)	
Dif. absoluta	105,4	61,5		39,4
Dif. %	37,03%	21,75%		13,21%

Gasóleo automoción \$/T m, mercados FOB NWE-Italy				
Año	Media anual	Media diciembre	Últ. día cotización	
2004	361,1	391,8	373,5 (31/12/04)	
2003	262,7	276,7	288,3 (31/12/03)	
Dif. absoluta	98,4	115,1		85,2
Dif. %	37,47%	41,60%		29,55%

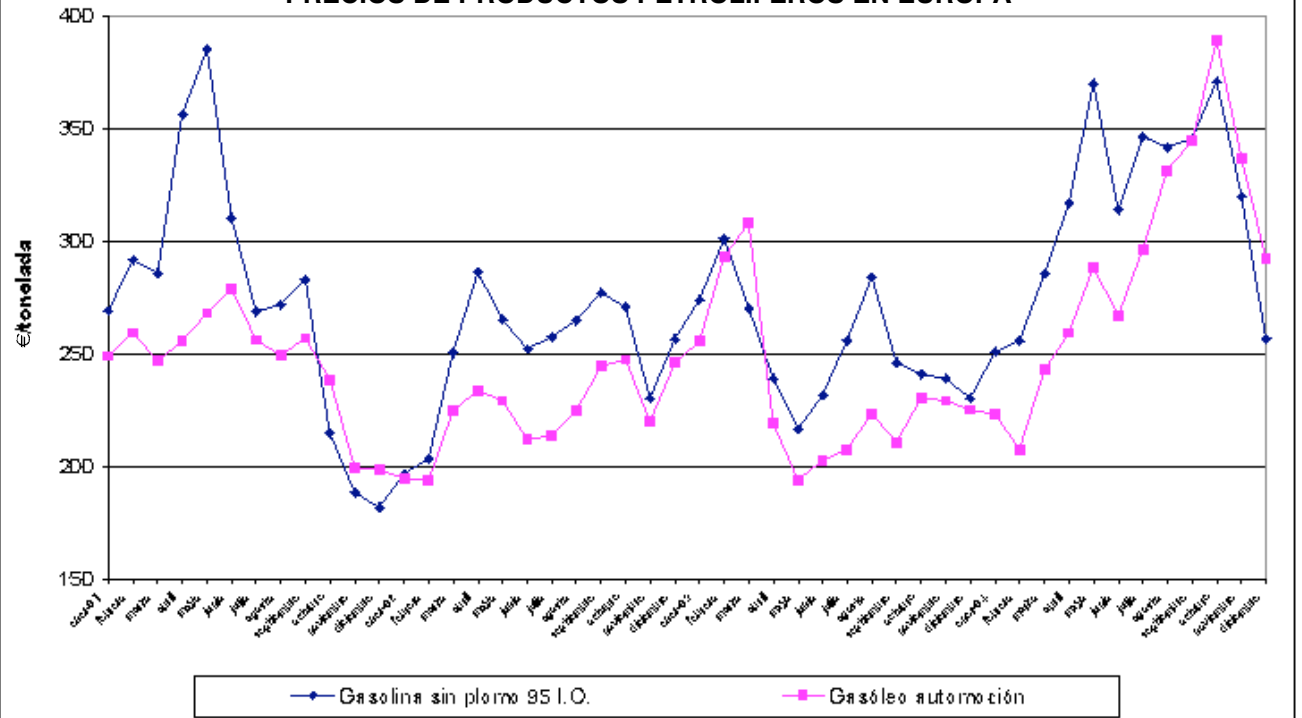
La evolución de las cotizaciones del crudo y productos petrolíferos en los tres últimos años se representan en los gráficos 1.1 y 1.2. Los precios del gas importado en España, según datos de la AIE, se indican en el Gráfico 1.3, observándose una tendencia

**GRÁFICO 1.1
PRECIO DEL PETRÓLEO CRUDO BRENT**

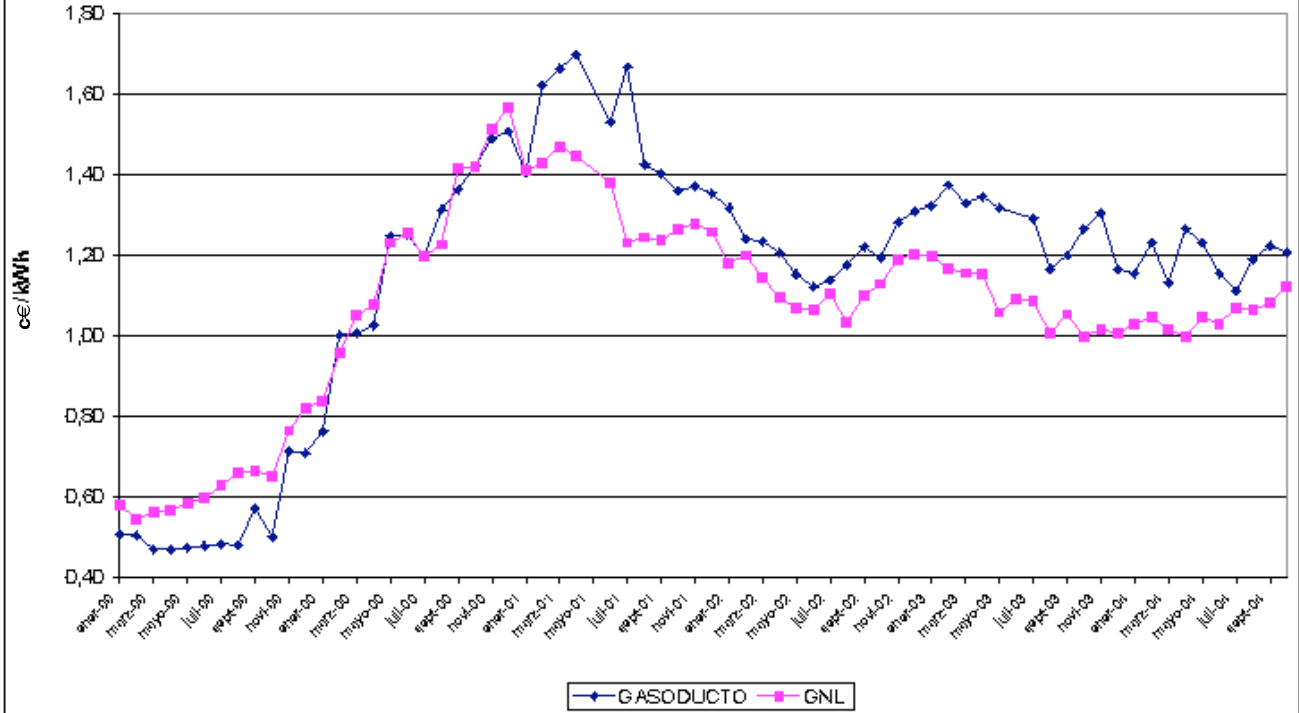


Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Media (\$/Bbl)	23,7	20,0	19,3	17,0	15,8	17,0	20,7	19,1	12,7	18,0	28,5	24,5	25,0	28,8	38,2

**GRÁFICO 1.2
PRECIOS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN EUROPA**

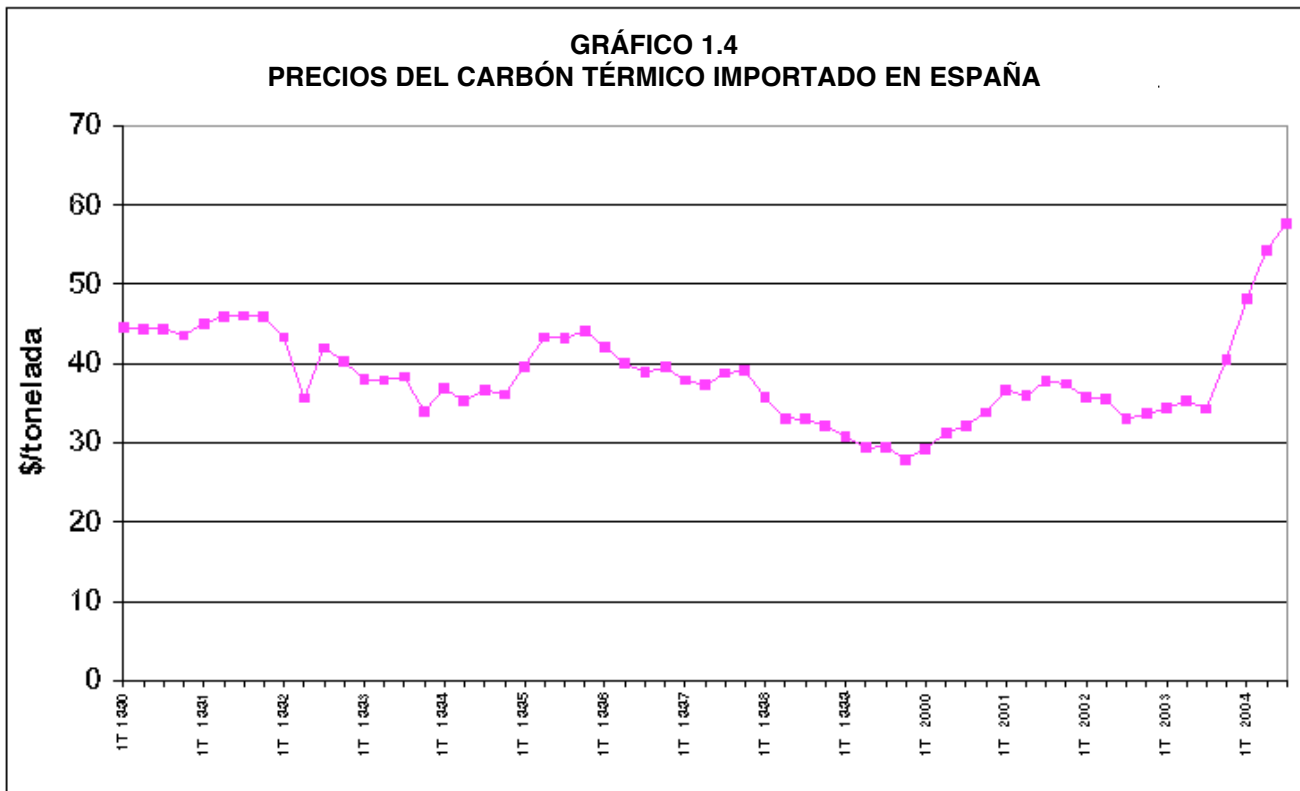


**GRÁFICO 1.3
PRECIOS MEDIO DEL GAS NATURAL IMPORTADO EN ESPAÑA**



Fuente: AIE.

**GRÁFICO 1.4
PRECIOS DEL CARBÓN TÉRMICO IMPORTADO EN ESPAÑA**



Fuente: AIE.

2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA

2.1 DEMANDA DE ENERGIA FINAL

El consumo de energía final en España durante 2004, incluyendo el consumo final de energías renovables fue de 104434 Kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep), un 3,6% superior al del año anterior. Esta tasa, inferior a la registrada en el año anterior, se ha debido a la actividad económica y a que las condiciones climáticas han sido más suaves, tanto en verano como en los últimos meses del año.

Por sectores, se ha producido una significativa aceleración del crecimiento de la demanda energética en el transporte y en los sectores residencial y terciario, mientras la demanda de la industria ha ralentizado su crecimiento, por debajo del aumento del Índice de Producción Industrial. El mayor crecimiento de la demanda se ha registrado en el sector residencial y terciario a pesar de registrarse temperaturas medias más suaves que las del año anterior.

La demanda de energía eléctrica ha aumentado un 4,2% en 2004, tasa superior al crecimiento del conjunto de energías finales pero inferior a la del año anterior, por las causas generales citadas. En relación con los combustibles, hay que destacar los crecimientos del 7,8% en el consumo final de gas y del 2,5% en consumos finales de productos petrolíferos, debido a las condiciones climáticas y al mayor crecimiento citado de la demanda del transporte. En este apartado destaca el aumento del 10,9% en el consumo de querosenos de aviación, reflejando un crecimiento acelerado del transporte aéreo en los dos últimos años, tras la ralentización de 2001 y 2002. Destaca también el aumento del 6,9% en gasóleos A y B, aunque por debajo del año anterior, mientras la demanda de gasolinas ha bajado un 4,1%.

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 2405 Ktep. (Cuadro 2.1.3), un 1,3% inferior al de 2003, continuando la tendencia decreciente de los últimos años. El consumo final de carbón se concentra fundamentalmente en el sector industrial de siderurgia, que consume cerca 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 aumentó un 1% y en cemento bajó un 26,3%.

Productos petrolíferos

El consumo final de productos petrolíferos fue 61574 ktep, con un aumento del 2,5% respecto al de 2003, mostrándose en el cuadro 2.1.4 el desglose por productos. Por sectores, destaca la aceleración del crecimiento de la demanda del transporte, donde continuó el crecimiento de la demanda de gasóleo auto, aunque a tasas inferiores a las del año anterior, debido al aumento del tráfico de mercancías y a la dieselización del parque de turismos, que continúa creciendo de forma continua.

La demanda de querosenos crece de forma acelerada, tras la ralentización en 2001 y 2002, debido a la recuperación de la demanda de movilidad aérea turística desde septiembre de 2001. 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 4,1% en 2003.

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

Gas

Durante 2004 el consumo final de gas fue de 16812 ktep (Cuadro 2.1.5), un 7,8% superior al de 2003, muy por encima de las demás energías aunque inferior a la tasa del año anterior, debido principalmente al crecimiento de la demanda industrial final, pero afectado por las condiciones climáticas en el sector residencial y terciario. El gas continúa ganando peso en la estructura del consumo de energía final, alcanzando el 16,1% en 2004.

Energía eléctrica

El consumo de electricidad para usos finales, en 2004 (cuadro 2.1.6), fue de 230669 GWh, que equivalen a 19838 Ktep con un incremento del 4,2% respecto al consumo del año anterior. En la Península, el incremento de la demanda fue del 4,1%, mientras que en los sistemas extrapeninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) creció el 5,5%. Estas altas tasas, aunque por debajo de las del año anterior, son atribuibles a la actividad económica, junto con temperaturas medias más suaves. Continúa creciendo la aportación al sistema de los autoprodutores.

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 los últimos años, se observa una tendencia de crecimiento de este ratio, que ya ha superado los niveles de 1980 (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, a fin de mantener la homogeneidad, ya que éstas han empezado a contabilizarse en los últimos años.

2.2 DEMANDA DE ENERGIA PRIMARIA

El consumo de energía primaria en España en 2004 fue de 142056 Ktep (Cuadro 2.2.1), con aumento del 4,1% sobre el de 2003. 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 incremento registrado en 2004 ha tenido rele-

vancia el descenso de la producción hidroeléctrica, lo que ha supuesto un mayor recurso a la generación termoeléctrica con gas, carbón y productos petrolíferos, a pesar del fuerte aumento de la generación con renovables. Destaca el aumento de la generación con gas en las nuevas centrales de ciclo combinado, de mayor rendimiento que las clásicas y también la generación con energías renovables, como la eólica y biomasa..

Por fuentes de energía primaria, cabe destacar en 2004:

- El consumo total de carbón fue de 21034 Ktep, con un aumento del 2,8% sobre el de 2003, correspondiendo cerca del 90% del consumo total al de centrales eléctricas. Este aumento se debe fundamentalmente al mayor uso en generación, dada la desfavorable hidráulica media del año.
- El consumo total de petróleo fue de 71055 Ktep, un 2,5% superior al del año anterior, tasa inferior a la de los consumos finales debido al menor consumo en generación eléctrica, aunque su peso en la estructura de generación es poco significativo.
- La demanda total de gas natural fue de 24672 Ktep con un aumento del 16,1% respecto a 2003, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 17,4%, destacando el incremento de su uso en generación eléctrica, tanto en cogeneración como en las nuevas centrales eléctricas de ciclo combinado.
- Las energías renovables, sin incluir la hidráulica, contribuyen al balance total con 6268 Ktep, el 4,4% del total. La mayor parte se usa directamente en usos finales, en especial la biomasa, correspondiendo el resto al consumo en generación eléctrica a partir de eólica, R.S.U, solar, etc.
- La energía hidroeléctrica fue un 23,2% inferior a la de 2003, muy por debajo de los niveles considerados medios, tras la recuperación del año anterior.
- La producción de energía eléctrica de origen nuclear aumentó un 2,8%, con un alto grado de utilización del parque nuclear de generación.

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, con un significativo aumento en los últimos años, debido a los consumos finales. En los últimos años el índice se mantiene por encima de los valores de 1980. Este indicador de intensidad energética es menos representativo de la actividad eco-

nómica y sufre más oscilaciones que el de energía final por unidad de PIB antes citado, al depender, en parte, de la hidraulicidad del año.

2.3 PRODUCCION INTERIOR DE ENERGIA 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 2004 fue de 33043 Ktep, un 0,1% superior a la del año anterior, con aumentos en gas, nuclear y otras renovables.

La producción de carbón, expresada en miles de toneladas equivalentes de petróleo, bajó un 3,1%. Expresada en toneladas, bajó la producción en hulla

y antracita y subió en lignito pardo y lignito negro, alcanzando 20,5 Mt en total (cuadro 2.3.1).

La producción de petróleo y gas, que en conjunto supone el 1,7% de la producción nacional de energía, ha aumentado en gas y bajado en petróleo, manteniéndose en niveles muy bajos.

Como se ha indicado, la producción de energía hidráulica bajó un 23,2%; aumentó la producción de energía nuclear un 2,8% y la de otras energías renovables creció un 10,2%, fundamentalmente debido a la generación eólica.

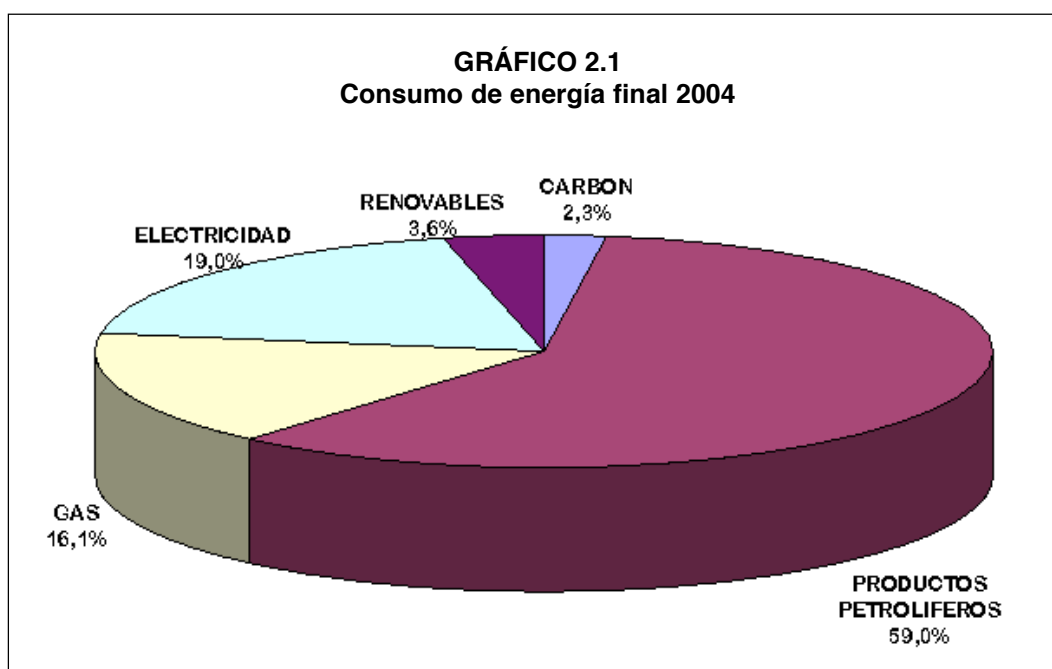
El aumento de la demanda por encima de la producción interior, ha hecho que el grado de autoabastecimiento energético, expresado en Ktep, se sitúe en el 23,3%, como se indica en el cuadro 2.3.3.

CUADRO 2.1.1.-Consumo de energía final

	2003		2004		2004/03
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	
CARBON	2.436	2,4	2.405	2,3	-1,3
PRODUCTOS PETROLIFEROS	60.082	59,6	61.574	59,0	2,5
GAS	15.601	15,5	16.812	16,1	7,8
ELECTRICIDAD	19.040	18,9	19.838	19,0	4,2
RENOVABLES	3.667	3,6	3.805	3,6	3,8
TOTAL	100.826	100,0	104.434	100,0	3,6

Metodología: AIE.

Fuente: SGE (Secretaría General de Energía).



CUADRO 2.1.2.-Consumo de energía final. Sectorización

	2003		2004		2004/03
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
INDUSTRIA	37.233	36,9	37.590	36,0	1,0
TRANSPORTE	36.195	35,9	37.828	36,2	4,5
USOS DIVERSOS	27.398	27,2	29.016	27,8	5,9
TOTAL	100.826	100,0	104.434	100,0	3,6

Metodología: AIE.
Fuente: SGE.

CUADRO 2.1.3.-Consumo final de carbón

	2003	2004	2004/03
	ktep.	ktep.	%
Siderurgia	1.687	1.703	1,0
Cemento	136	100	-26,3
Resto de industria	554	556	0,4
Usos domésticos	59	46	-22,7
TOTAL	2.436	2.405	-1,3

Metodología: A.I.E.
Fuente: SGE.

CUADRO 2.1.4.-Consumo final de productos petrolíferos

	2003	2004	2004/03
	ktep.	ktep.	%
G.L.P.	2.588	2.643	2,1
GASOLINAS	8.611	8.260	-4,1
-Sin plomo	7.201	7.258	0,8
-Resto	1.410	1.003	-28,9
KEROSENO	4.673	5.180	10,9
GAS-OIL	31.097	33.167	6,7
-Gasoleo A+B	27.125	28.986	6,9
-Gasoleo C	3.972	4.180	5,2
OTROS PRODUCTOS	13.113	12.324	-6,0
TOTAL	60.082	61.574	2,5

Metodología: AIE.
Fuente: SGE.

CUADRO 2.1.5.- Consumo final de gas

	2003	2004	2004/03
	ktep.	ktep.	%
GAS NATURAL	15.566	16.773	7,8
GAS MANUFACTURADO	35	39	10,2
TOTAL	15.601	16.812	7,8

Metodología: AIE.
Fuente: SGE.

CUADRO 2.1.6.-Consumo final de electricidad

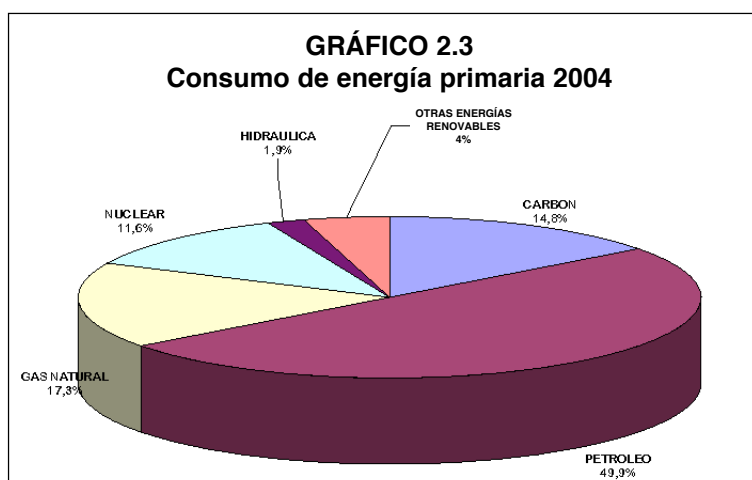
	2003	2004	2004/03
	ktep.	ktep.	%
PENINSULAR	18.020	18.762	4,1
EXTRAPENINSULAR	1.020	1.076	5,5
TOTAL	19.040	19.838	4,2

Metodología: AIE.
Fuente: SGE.

CUADRO 2.2.1.-Consumo de energía primaria

	2003		2004		2004/03
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
CARBON	20.461	15,0	21.034	14,8	2,8
PETROLEO	69.313	50,8	71.055	50,0	2,5
GAS NATURAL	21.254	15,6	24.672	17,4	16,1
NUCLEAR	16.125	11,8	16.576	11,7	2,8
HIDRAULICA	3.533	2,6	2.714	1,9	-23,2
OTRAS ENERGIAS RENOVABLES	5.688	4,2	6.268	4,4	10,2
SALDO ELECTR.(Imp.-Exp.)	109	0,1	-261	-0,2	
TOTAL	136.482	100,0	142.056	100,0	4,1

Metodología: AIE.
Fuente: SGE.



CUADRO 2.3.1.-Producción nacional de carbón

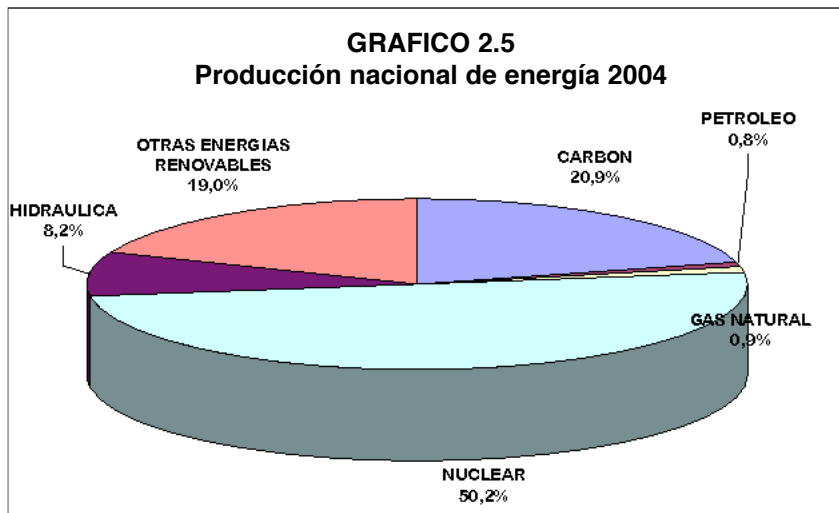
	2003	2004	2004/03	2003	2004	2004/03
	Miles de toneladas			%		
HULLA Y ANTRACITA	9.386	8.923	-4,9	4.618	4.334	-6,1
LIGNITO NEGRO	3.181	3.426	7,7	964	1.038	7,7
LIGNITO PARDO	7.981	8.147	2,1	1.562	1.550	-0,8
TOTAL	20.548	20.496	-0,3	7.144	6.922	-3,1

Fuente: SGE.

CUADRO 2.3.2.-Producción nacional de energía

	2003		2004		2004/03
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
CARBON	7.144	21,6	6.922	20,9	-3,1
PETROLEO	322	1,0	255	0,8	-20,8
GAS NATURAL	197	0,6	310	0,9	57,3
NUCLEAR	16.125	48,9	16.576	50,2	2,8
HIDRAULICA	3.533	10,7	2.714	8,2	-23,2
OTRAS ENERGIAS RENOVABLES	5.688	17,2	6.268	19,0	10,2
TOTAL	33.007	100,0	33.043	100,0	0,1

Metodología: AIE.
Fuente: SGE.



CUADRO 2.3.3.-Grado de autoabastecimiento (1)

	2003	2004
CARBON	34,9	32,9
PETROLEO	0,5	0,4
GAS NATURAL	0,9	1,3
NUCLEAR	100,0	100,0
HIDRAULICA	100,0	100,0
ENERGIAS RENOVABLES	100,0	100,0
TOTAL	24,2	23,3

(1) Relación entre producción interior y consumo total de energía.
Metodología: AIE.
Fuente: SGE.

CUADRO 2.1.7.-Consumo de energía final por unidad de PIB.(tep./Millón de euros ctes. de 1995)

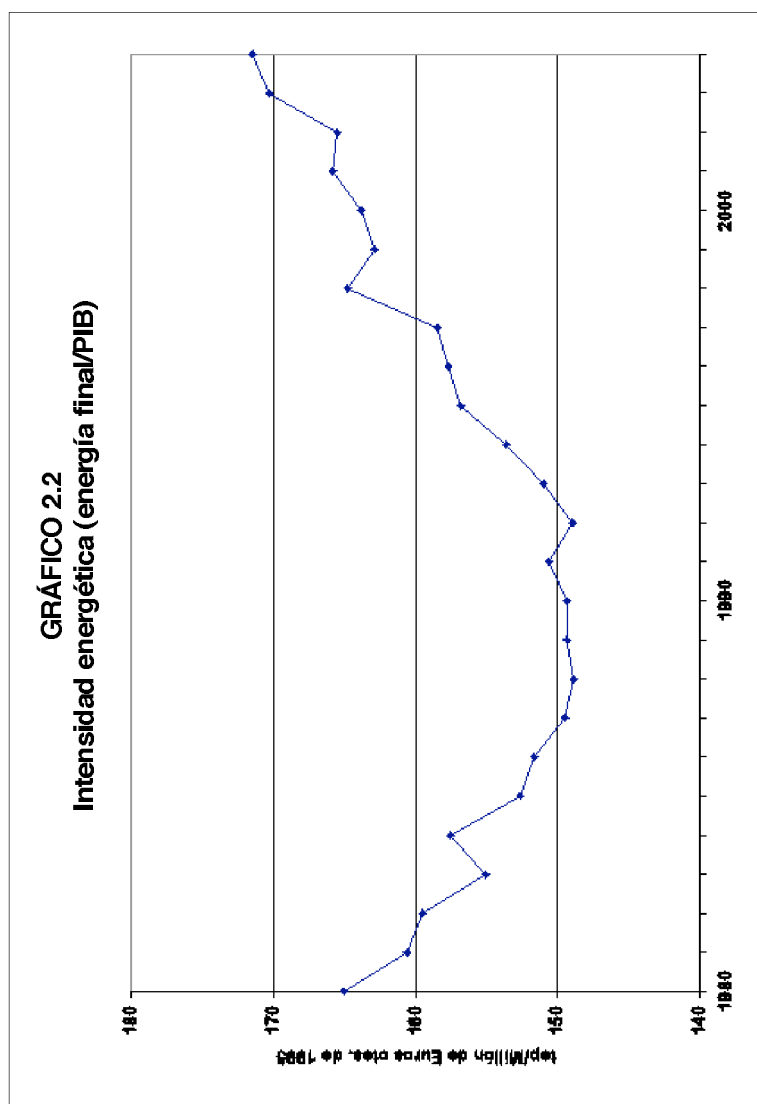
	1980	1983	1986	1989	1992	1995	1998	2001	2002	2003	2004
PIB	304,23	313,05	336,64	391,44	420,46	437,79	486,79	544,50	556,65	570,56	586,76
Carbón/PIB	11,52	16,98	14,21	11,12	8,35	6,17	5,25	4,67	4,47	4,27	4,10
Productos petrolíferos/PIB	124,04	108,23	104,63	101,13	101,03	107,25	110,28	105,15	103,55	105,30	104,94
Gas/PIB	4,01	3,55	5,95	10,52	12,26	14,96	19,90	24,26	25,55	27,34	28,65
Electricidad/PIB	25,47	26,34	26,87	26,59	27,32	28,47	29,36	31,76	31,96	33,37	33,81
Energía final/PIB	165,04	155,09	151,66	149,36	148,96	156,85	164,78	165,84	165,53	170,29	171,50
Índice (Año 1980=100)	100,00	93,98	91,89	90,50	90,26	95,04	99,85	100,49	100,30	103,18	103,92

Metodología: AIE.

No incluye energías renovables.

PIB en miles de millones de Euros constantes de 1995.

Fuente: SGE.



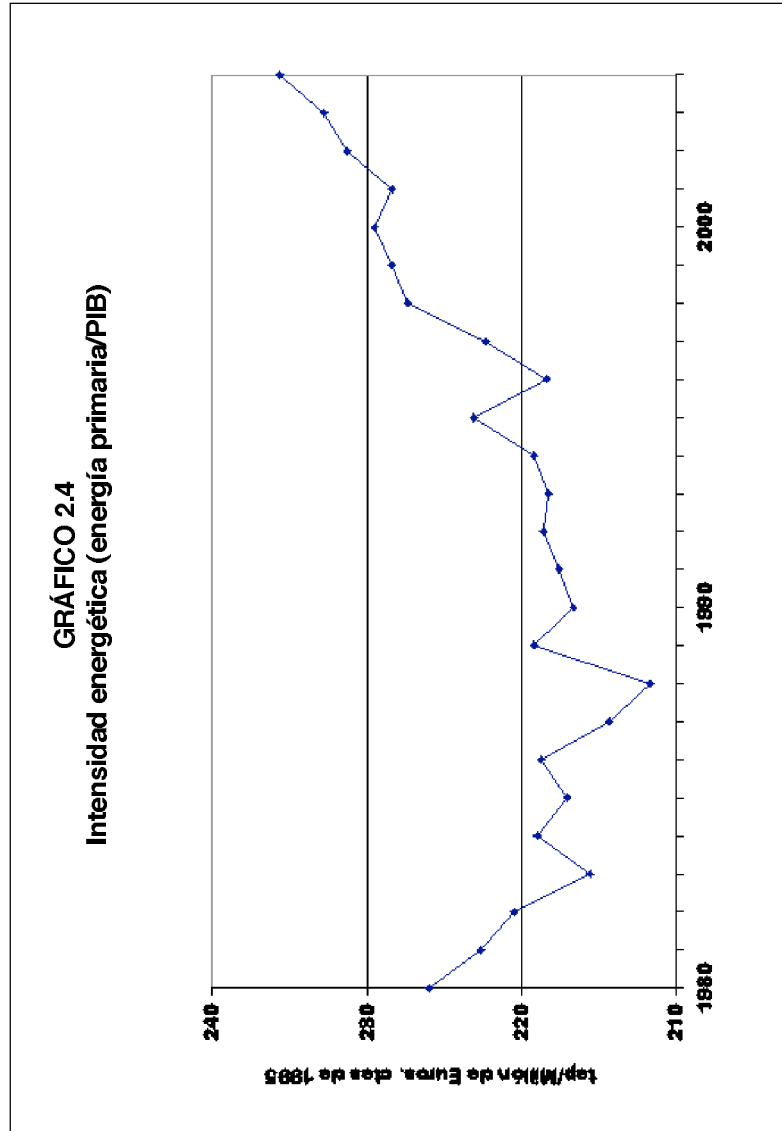
CUADRO 2.2.2.-Consumo de energía primaria por unidad de PIB.(tep./Millón de euros ctes. de 1995)

	1980	1983	1986	1989	1992	1995	1998	2001	2002	2003	2004
PIB	304,23	313,05	336,64	391,44	420,46	437,79	486,79	544,50	556,65	570,56	586,76
Carbón/PIB	43,84	56,34	55,53	48,98	45,85	42,76	37,59	37,11	40,67	37,57	37,75
Petróleo/PIB	164,58	135,91	120,83	117,58	120,02	124,74	126,69	122,54	121,52	121,48	121,10
Gas natural/PIB	5,15	7,03	6,94	11,51	13,91	17,14	24,27	30,13	33,70	37,25	42,05
Nuclear/PIB	4,44	8,87	29,00	37,36	34,57	33,00	31,59	30,49	29,50	28,26	28,25
Hidráulica/PIB	8,36	7,46	6,78	4,19	4,10	4,57	6,62	7,58	5,07	8,03	6,92
Saldo electr./PIB	-0,39	-0,03	-0,32	-0,40	0,13	0,88	0,60	0,55	0,82	0,19	-0,45
Energía primaria/PIB.	225,99	215,58	218,76	219,22	218,59	223,10	227,36	228,39	231,28	232,78	235,62
Índice. (Año 1980=100)	100,00	95,40	96,80	97,01	96,73	98,72	100,61	101,07	102,34	103,01	104,26

Metodología: AIE.

PIB en miles de millones de Euros constantes de 1995.

Fuente: SGE.



3. SECTOR ELÉCTRICO

3.1 DEMANDA ELÉCTRICA

La demanda nacional de energía eléctrica en barras de central (demanda b.c.) en 2004 fue de 261045 GWh, que supone un incremento del 4,2% respecto a la del año anterior (Cuadro 3.1.1).

En el sistema peninsular, la demanda b.c. creció un 4,2% en dicho año, correspondiendo a las centrales del sistema de Red Eléctrica de España (REE) un crecimiento del 4%, y al Régimen Especial un 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 autoprodutores. En los sistemas extrapeninsulares, la demanda b.c. fue un 5,5% superior a la del año anterior.

Estas tasas, inferiores que las del año anterior, son

imputables tanto a la actividad económica como a que las temperaturas extremas han sido más suaves que las de 2003.

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 2,5%, el del transporte un 2,1% y el de los sectores doméstico y terciario, un 5,7%, este último incremento, a pesar de las favorables condiciones climáticas citadas, se ha debido al crecimiento del sector terciario de la economía y al aumento del equipamiento de los hogares, en particular para climatización.

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

SISTEMA	2003 (Gwh)	2004 (Gwh)	2004/03 %
1.-PENINSULAR	237.238	247.109	4,2
1.1.-Sistema de R.E.E.	225.852	234.785	4,0
-Centrales propias	183.183	193.107	5,4
-Saldo de I.I. (1)	1.264	-3.038	
-Adquirida al régimen especial	41.405	44.716	8,0
1.2.-Régimen especial	52.791	57.040	8,0
-Vendida a R.E.E.	41.405	44.716	8,0
-Disponible para autoconsumo.	11.386	12.323	8,2
2.-EXTRAPENINSULAR	13.212	13.936	5,5
2.1.-Canarias:	7.690	8.193	6,5
-UNELCO	7.011	7.567	7,9
-Régimen especial	680	626	-8,0
2.2.-Baleares	5.209	5.415	4,0
-GESA	5.065	5.253	3,7
-Régimen especial	143	162	13,2
2.3.-Ceuta y Melilla	313	329	5,0
3.-DEMANDA TOTAL NACIONAL (bc) (1+2)	250.450	261.045	4,2

(1) Import.-Export.

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

CUADRO 3.1.2.-Consumo final de electricidad

	2003 (Gwh)	2004 (Gwh)	2004/03 %
-TOTAL NACIONAL	221.391	230.669	4,2
-PENINSULAR	209.532	218.163	4,1
-EXTRAPENINSULAR	11.859	12.506	5,5
-INDUSTRIA	99.047	101.527	2,5
-TRANSPORTE	5.123	5.232	2,1
-RESTO	117.221	123.909	5,7

Fuente: SGE.

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, destacando los aumentos en marzo y abril, y relativamente bajos en los meses de verano por las condiciones climáticas más suaves que las de los mismos meses del año anterior.

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

MES	2003 (Gwh)	2004 (Gwh)	2004/03	
			Mensual	Acumu.
Enero	20.205	20.323	0,6	0,6
Febrero	18.768	19.474	3,8	2,1
Marzo	18.425	20.514	11,3	5,1
Abril	17.004	18.198	7,0	5,5
Mayo	17.750	18.453	4,0	5,2
Junio	18.913	19.322	2,2	4,7
Julio	20.073	20.570	2,5	4,4
Agosto	18.734	18.903	0,9	3,9
Septiembre	18.207	19.173	5,3	4,1
Octubre	18.747	18.920	0,9	3,8
Noviembre	18.895	19.856	5,1	3,9
Diciembre	20.129	21.081	4,7	4,0
TOTAL	225.850	234.787		4,0

(1) Incluye compras al régimen especial.
Fuente: Red Eléctrica de España.

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 andaluza y catalana.

El Cuadro 3.1.5 recoge la evolución del Índice de Producción Industrial (IPI), que aumentó un 1,8% respecto al del año anterior, con evolución irregular en sus componentes, destacando el aumento en energía y bienes intermedios.

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

ZONAS	2003 (Gwh)	2004 (Gwh)	2004/03 %
Catalana	37.171	38.287	3,0
Centro-Levante	58.318	59.844	2,6
Centro-Norte	24.886	25.400	2,1
Noroeste	27.197	27.893	2,6
Aragonesa	4.242	4.090	-3,6
Andaluza	32.633	34.555	5,9
TOTAL	184.447	190.069	3,0

(1) Sin incluir compras al régimen especial.
Fuente: Red Eléctrica de España.

CUADRO 3.1.5.-Índice de producción industrial (base 2000). Media anual

	2003	2004	2004/03
POR RAMAS DE ACTIVIDAD			
Índice general	100,5	102,3	1,8
Industrias extractivas	96,3	91,7	-4,8
Industria manufacturera	99,9	101,1	1,2
Producción y distribución de energía eléctrica gas y agua	107,3	114,8	7,0
POR DESTINO ECONÓMICO DE LOS BIENES			
Bienes de consumo	102,0	102,1	0,1
Bienes de equipo	92,7	94,5	1,9
Bienes intermedios	101,3	103,3	2,0
Energía	107,0	112,2	4,9

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 31-12-2004, 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.

La producción eléctrica, en bornes de generador, en el conjunto nacional ascendió en 2004 a 280007 Gwh, un 5,9% superior a la del año anterior. La estructura de generación, como puede observarse en el Cuadro 3.2.1.2, muestra un significativo descenso de la producción hidroeléctrica, un 21,6%, muy por debajo de los niveles del año hidráulico medio.

La producción en centrales nucleares aumentó un 2,8%, continuando su elevada disponibilidad y utilización. Por lo que respecta a la producción con centrales de carbón, se produjo un aumento del 5,6%, con lo que la participación de dicha producción dentro del conjunto total nacional alcanzó el 28,8%.

La producción en centrales de fuel-oil ha subido un 1,2% y sigue teniendo un peso bajo en la estructura de generación. El aumento en las de gas y en otros es debido a la entrada en operación de autoproducidos, en particular de energía eólica, y también las nuevas centrales de gas de ciclo combinado.

En el cuadro 3.2.1.3 se muestra el balance eléctrico total nacional por fuentes de energía, apreciándose que baja en hidroeléctrica y sube en el resto de tipos. La producción eléctrica neta, en barras de central, total nacional fue, en 2004 de 261108 GWh, con un aumento del 4,2% en relación con dicho valor en 2003. Los consumos en generación han aumentado un 6,1% debido a la mayor participación de las centrales convencionales de combustibles fósiles y, finalmente, la energía eléctrica en barras de central, disponible para el mercado nacional aumentó un 4,2% en relación con la de 2003, debido al descenso del consumo en bombeo y al 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

**CUADRO 3.2.1.1.-Potencia instalada a 31-12-2004.
Total nacional**

	Potencia Mw	Estructura %	Participación en generación %
Hidráulica	18.319	25,4	12,3
-Convencional y mixta	15.773		
-Bombeo puro	2.546		
Nuclear	7.876	10,9	22,7
Carbón	12.205	17,0	28,8
-Hulla y antracita nacional	6.147		
-Lignito negro	1.502		
-Lignito pardo	2.031		
-Carbón importado	2.525		
Fuel oil-Gas oil	8.092	11,2	8,0
Gas natural	15.773	21,9	20,2
R.S.U. y Biomasa	1.439	2,0	2,4
Eólica	8.263	11,5	5,6
Solar fotovoltaica	36	0,0	0,0
Total	72.003	100,0	100,0

Fuente: SGE, Red Eléctrica de España y CNE.

aumentó un 5,3% y el de productos petrolíferos aumentó un 2,9%, mientras el de gas en tep aumentó un 39,6%. Debido a esta estructura de generación, con mayor recurso a los combustibles fósiles en centrales convencionales, el consumo de combustibles para generación, medido en tep, aumentó globalmente un 10,7%.

CUADRO 3.2.1.2.-Balance de energía eléctrica según centrales

	2003 Gwh	%	2004 Gwh	%	2004/03 %
Hidroeléctrica	43.919	16,6	34.439	12,3	-21,6
Nuclear	61.875	23,4	63.606	22,7	2,8
Carbón	76.360	28,9	80.639	28,8	5,6
Fuel oil	22.156	8,4	22.427	8,0	1,2
Gas natural	42.112	15,9	56.556	20,2	34,3
Otros (1)	18.097	6,8	22.341	8,0	23,4
Producción bruta	264.519	100,0	280.007	100,0	5,9
Consumos en generación	10.607		11.256		6,1
Producción neta	253.912		268.751		5,8
Consumo en bombeo	4.678		4.605		
Saldo de intercambios	1.264		-3.038		
Demanda (bc)	250.498		261.108		4,2

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

Fuente: SGE.

Para generar la energía eléctrica producida en 2004 ha sido preciso consumir, en los diferentes tipos de instalaciones de generación eléctrica, 52523 Ktep, un 6,1% 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.

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

	2003 Gwh	%	2004 Gwh	%	2004/03 %
Hidroeléctrica	43.919	16,6	34.439	12,3	-21,6
Nuclear	61.875	23,4	63.606	22,7	2,8
Carbón	75.955	28,7	80.321	28,7	5,7
P. petrolíferos	23.614	8,9	23.840	8,5	1,0
Gas natural	41.059	15,5	55.460	19,8	35,1
R.S.U.	658	0,2	852	0,3	29,4
Biomasa	5.272	2,0	5.834	2,1	10,7
Eólica	12.127	4,6	15.601	5,6	28,6
Solar fotovoltaica	40	0,0	54	0,0	34,0
Producción bruta	264.519	100,0	280.007	100,0	5,9

Fuente: SGE.

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

	2003	2004	2004/03	2003	2004	2004/03
	Miles de toneladas (1)		%	Miles de tep.		%
Carbón	38.248	40.259	5,3	17.221	17.819	3,5
-Hulla+antracita nacional	10.015	9.934	-0,8	4.925	4.709	-4,4
-Carbón importado	16.436	18.379	11,8	9.586	10.439	8,9
-Lignito negro	3.810	3.770	-1,1	1.152	1.109	-3,7
-Lignito pardo	7.987	8.177	2,4	1.558	1.561	0,2
Productos petrolíferos	4.986	5.128	2,9	4.785	4.937	3,2
Gas natural	61.614	85.567	38,9	5.518	7.701	39,6
Gas siderúrgico	3.303	3.314	0,3	314	315	0,3
Otros combustibles sólidos	3.846	4.466	16,1	974	1.116	14,6
Total				28.811	31.888	10,7

(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

	2003 Gwh	%	2004 Gwh	%	2004/03 %
Hidroeléctrica	3.533	7,1	2.714	5,2	-23,2
Nuclear	16.125	32,6	16.576	31,6	2,8
Carbón	17.534	35,4	18.134	34,5	3,4
-Nacional	7.634	15,4	7.380	14,1	-3,3
-Importado	9.900	20,0	10.754	20,5	8,6
Petróleo	4.785	9,7	4.937	9,4	3,2
Gas natural	5.518	11,1	7.701	14,7	39,6
Otros (1)	2.020	4,1	2.463	4,7	21,9
Total	49.515	100,0	52.523	100,0	6,1

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

Fuente: SGE.

3.2.2 EXPLOTACION DEL SISTEMA PENINSULAR

En el Cuadro 3.2.2.1 se detalla la potencia instalada a 31 de diciembre de 2004, 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 2003 a 265133 GWh, un 5,9% superior a la producción de 2003.

Los consumos en generación aumentaron un 6,5%, debido a la mayor generación con carbón y gas y menor producción hidroeléctrica. La producción eléctrica neta aumentó un 5,9%, alcanzando 254808 GWh, en barras de central.

El consumo por bombeo bajó en el año, mientras el saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica resultó exportador. En consecuencia, la energía eléctrica, en barras de central, disponible para el mercado, creció un 4,2%. 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

CUADRO 3.2.2.1.-Potencia instalada a 31-12-2004. Total peninsular

	Potencia Mw	Estructura %	Participación en generación %
Hidráulica	18.318	26,8	13,0
-Convencional y mixta	15.772		
-Bombeo puro	2.546		
Nuclear	7.876	11,5	24,0
Carbón	11.695	17,1	29,0
-Hulla y antracita nacional	6.147		
-Lignito negro	1.502		
-Lignito pardo	2.031		
-Carbón importado	2.015		
Fuel oil-Gas oil	5.003	7,3	4,5
Gas natural	15.773	23,1	21,3
S.U. y Biomasa	1.406	2,1	2,5
Eólica	8.133	11,9	5,8
Solar fotovoltaica	36	0,1	0,0
Total	68.240	100,0	100,0

Fuente: SGE, Red Eléctrica de España y CNE.

nacional, que se produjo un descenso de la producción de energía hidroeléctrica, mientras la producción con centrales de carbón aumentó el 5,5%, y con las de gas aumentó un 34,3%. La producción eléctrica de origen nuclear experimentó un aumento del 2,8% en relación a la de 2003, con elevados grados de utilización de las plantas existentes. La producción en centrales con fuel bajó el 1,8%.

CUADRO 3.2.2.2.- Balance eléctrico peninsular según centrales

	2003 Gwh	%	2004 Gwh	%	2004/03 %
Hidroeléctrica	43.918	17,5	34.439	13,0	-21,6
Nuclear	61.875	24,7	63.606	24,0	2,8
Carbón	72.864	29,1	76.892	29,0	5,5
Fuel oil	12.023	4,8	11.802	4,5	-1,8
Gas natural	42.112	16,8	56.556	21,3	34,3
Otros (1)	17.599	7,0	21.836	8,2	24,1
Producción bruta	250.392	100,0	265.133	100,0	5,9
Consumos en generación	9.699		10.325		6,5
Producción neta	240.693		254.808		5,9
Consumo en bombeo	4.678		4.605		
Saldo de intercambios	1.264		-3.038		
Demanda (bc)	237.279		247.165		4,2

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

Fuente: SGE.

CUADRO 3.2.2.3.-Balance eléctrico peninsular por fuentes de energía

	2003		2004		2004/03
	Gwh	%	Gwh	%	%
Hidroeléctrica	43.918	17,5	34.439	13,0	-21,6
Nuclear	61.875	24,7	63.606	24,0	2,8
Carbón	72.572	29,0	76.659	28,9	5,6
P. petrolíferos	13.369	5,3	13.132	5,0	-1,8
Gas natural	41.059	16,4	55.460	20,9	35,1
R.S.U.	506	0,2	678	0,3	34,0
Biomasa	5.272	2,1	5.834	2,2	10,7
Eólica	11.780	4,7	15.270	5,8	29,6
Solar fotovoltaica	40	0,0	54	0,0	34,0
Producción bruta	250.392	100,0	265.133	100,0	5,9

Fuente: SGE.

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 3.2.2.5 se muestra la energía hidroeléctrica producible por meses, observándose que ésta fue muy inferior a la de 2003 y 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 el sistema peninsular de 34439 GWh, en bornes de generador, un 21,6% inferior a la del año 2003.

CUADRO 3.2.2.5.-Índice de energía hidroeléctrica producible

	2003		2004	
	Mensual	Acumulado	Mensual	Acumulado
	Enero	1,58	1,58	0,91
febrero	0,97	1,26	0,63	0,76
Marzo	1,18	1,23	0,77	0,77
Abril	1,20	1,22	0,89	0,79
Mayo	0,98	1,18	1,05	0,84
Junio	0,56	1,11	0,76	0,83
Julio	0,45	1,08	0,66	0,82
Agosto	0,58	1,07	0,81	0,82
Septiembre	1,19	1,07	1,03	0,82
Octubre	1,26	1,09	0,92	0,82
Noviembre	1,53	1,12	0,78	0,82
Diciembre	1,40	1,15	0,50	0,79

Fuente: Red Eléctrica de España.

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

	2003	2004	2004/03	2003	2004	2004/03
	Miles de toneladas (1)		%	Miles de tep.		%
Carbón	37.010	38.919	5,2	16.465	17.001	3,3
-Hulla+antracita nacional	10.015	9.934	-0,8	4.925	4.709	-4,4
-Carbón importado	15.199	17.039	12,1	8.831	9.621	9,0
-Lignito negro	3.810	3.770	-1,1	1.152	1.109	-3,7
-Lignito pardo	7.987	8.177	2,4	1.558	1.561	0,2
Productos petrolíferos	2.393	2.363	-1,3	2.240	2.217	-1,0
Gas natural	61.614	85.567	38,9	5.518	7.701	39,6
Gas siderúrgico	3.303	3.314	0,3	314	315	0,3
Otros combustibles sólidos	3.571	4.151	16,2	922	1.056	14,6
Total				25.459	28.290	11,1

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

Fuente: SGE.

Carbón

La producción eléctrica, en bornes de generador, en centrales de carbón del Sistema Peninsular fue, en 2004, de 76892 GWh, siendo la participación en la producción total del 29%, peso similar al del año anterior, como consecuencia de la mayor producción con gas y con otras renovables distintas de la hidráulica.

El consumo de carbón alcanzó 38919 Kt, superior en un 5,2% al del año anterior, destacando, en toneladas, el descenso del 0,8% en hulla y antracita nacional y del 1,1% en lignito negro, y los aumentos del 2,4% en lignito pardo y del 12,1% 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 2004 (Cuadro 3.2.2.6), ascendían a 5784 Kt, un 13,5% inferior a las existencias al 31 de diciembre de 2003.

Fuel-oil y gas natural

En 2004, se generaron 11802 GWh, en bornes de generador, en centrales de fuel-oil, con descenso del

1,8% y 56556 GWh en centrales de gas natural, con aumento del 34,3% y alcanzando ya el 21,3% de la generación bruta peninsular.

El consumo de productos petrolíferos en generación ascendió, en 2004, a 2363 Kt, un 1,3% inferior al de 2003. El de gas natural fue de 85567 millones de termias PCS, un 38,9% superior al valor del año anterior.

Otras energías renovables

Este apartado ha alcanzado en el año 21836 GWh brutos, con aumento del 24,1% respecto al del año anterior, destacando la producción eólica, 15270 GWh, un 29,6% superior a la del año anterior y debido a la entrada en servicio de nueva potencia.

Nuclear

En el Capítulo 4 del presente Informe se efectúa un análisis detallado tanto de la explotación de las centrales nucleares en 2004 como del resto de las actividades relacionadas con la generación eléctrica de origen nuclear.

CUADRO 3.2.2.6.-Existencias de carbón en las centrales térmicas peninsulares

	Existenc. en miles de toneladas a:		Variación	
	31-12-03	31-12-04	Miles de t.	%
Hulla +				
Antracita nac.	2.153	1.883	-270	-12,6
Hulla importada	2.784	2.407	-377	-13,5
Lignito pardo	156	141	-15	-9,6
Lignito negro	1.595	1.353	-242	-15,2
Total	6.688	5.784	-904	-13,5

Fuente: Red Eléctrica de España.

3.2.3 EXPLOTACION 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 2004.

La producción eléctrica, en bornes de generador, en el conjunto del sistema extrapeninsular, en 2004, fue de 14875 GWh, lo que representa un incremento del 5,3% en relación con 2003.

Los consumos en generación aumentaron un 2,5%,

CUADRO 3.2.3.1.-Potencia instalada a 31-12-2004. Extrapeninsular

	Baleares Mw	Canarias Mw	Ceuta y Melilla Mw	Total Mw
Hidráulica	0,0	0,8	0,0	0,8
Térmica	1.555,0	2.041,1	103,0	3.699,1
-Carbón	510,0			510,0
-Productos petrolíferos	1.012,0	2.041,1	103,0	3.156,1
-R.S.U.	33,0			33,0
Eólica		130,0		130,0
Total	1.555,0	2.041,9	103,0	3.699,9

Fuente: SGE y Red Eléctrica de España.

por lo que la producción neta, o energía eléctrica disponible en barras de central, ha sido, en 2004, de 13943 GWh, un 5,5% superior al valor del año 2003.

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.

Los cuadros 3.2.3.3 y 3.2.3.4 muestran el balance eléctrico extrapeninsular según combustibles y el consumo de éstos.

3.2.4 RED DE TRANSPORTE

Las nuevas líneas de transporte de energía eléctrica y subestaciones que entraron en servicio en 2004 se indican en el Capítulo 11 de este Informe.

En el cuadro 3.2.4.1 se indica la evolución histórica de estas líneas y subestaciones.

CUADRO 3.2.3.2.-Balance eléctrico extrapeninsular según centrales

	2003 Gwh	%	2004 Gwh	%	2004/03 %
Hidroeléctrica	1	0,0	0	0,0	-100,0
Carbón	3.496	24,7	3.746	25,2	7,2
Fuel oil	10.133	71,7	10.624	71,4	4,8
Eólica	347	2,5	331	2,2	-4,6
R.S.U.	152	1,1	174	1,2	14,4
Producción bruta	14.128	100,0	14.875	100,0	5,3
Consumos en generación	909		932		2,5
Demanda (bc)	13.219		13.943		5,5

Fuente: SGE.

CUADRO 3.2.3.3.-Balance eléctrico extrapeninsular por fuentes de energía

	2003 Gwh	%	2004 Gwh	%	2004/03 %
Hidroeléctrica	1	0,0	0	0,0	-100,0
Carbón	3.384	23,9	3.662	24,6	8,2
Productos petrolíferos	10.245	72,5	10.708	72,0	4,5
Eólica	347	2,5	331	2,2	-4,6
R.S.U.	152	1,1	174	1,2	14,4
Producción bruta	14.128	100	14.875	100	5,3

Fuente: SGE.

CUADRO 3.2.3.4.-Consumo de combustibles en generación eléctrica. Total extrapeninsular

	2003	2004	2004/03	2003	2004	2004/03
	Miles de toneladas (1)			Miles de tep.		
			%			%
Carbón importado	1.238	1.340	8,2	756	818	8,2
Productos petrolíferos	2.592	2.765	6,7	2.544	3.384	33,0
R.S.U.	275	315	14,4	52	60	14,3
Total				3.353	4.262	27,1

Fuente: SGE.

CUADRO 3.2.4.1.-Evolución del sistema de transporte y transformación

		2000	2001	2002	2003	2004
km de circuito de a 400 kV	RED ELECTRICA	14.658	14.839	15.781	16.306	16.546
	Otras empresas	260	341	285	285	285
	Total	14.918	15.180	16.066	16.591	16.831
km de circuito de a 220 kV	RED ELECTRICA	4.355	4.402	11.225	11.233	11.264
	Otras empresas	11.723	11.851	5.063	5.091	5.153
	Total	16.078	16.253	16.288	16.324	16.417
Capacidad de transformación 400/AT (MVA)	RED ELECTRICA	19.613	20.213	26.903	31.553	35.603
	Otras empresas	26.149	27.499	16.206	16.206	16.206
	Total	45.762	47.712	43.109	47.759	51.809

Desde el año 2002 solo se consideran los transformadores de la red de transporte.
Fuente: Red Eléctrica de España.

3.3 ESTRUCTURA DE TARIFAS

Incremento medio de tarifas para 2004

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 17.2 establece que “anualmente, o cuando circunstancias especiales lo aconsejen, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno mediante Real Decreto procederá a la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia.”

Posteriormente, el artículo 94 de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, establece el mandato de desarrollar la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia en el período 2003-2010, y además incluye desde el 1 de enero de 2003, como coste en la tarifa la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente el valor actual neto del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, así como la anualidad que resulta para recuperar linealmente las cantidades que se deriven de las revisiones que se establecen en la Disposición adicional segunda del Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001 y en la Disposición adicional segunda del Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se esta-

blece la tarifa eléctrica para el año 2002, considerando estos costes a efectos de su liquidación y cobro, como ingresos de las actividades reguladas.

En desarrollo de la citada Ley, el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia. Para 2004 y 2005, desde la entrada en funcionamiento del nuevo modelo del Sector Eléctrico, se ha realizado el cálculo de la tarifa aplicando la metodología antes citada que ha permitido realizar las estimaciones de las variables que intervienen en la formación de la tarifa de forma objetiva y estable, aprobándose por Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, aplicable a partir del 1 de enero de 2005, las tarifas de venta de energía eléctrica y las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución, con un incremento promedio de la tarifa media o de referencia para la venta de energía eléctrica, que para el año 2005 se fija en un 1,71% sobre la que entró en vigor el 1 de enero de 2004, fijando su valor en 7,3304 céntimos de euro/kWh; también se aplica a la estructura de tarifas vigentes, se establece la cuantía destinada para el 2005 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. Esta tasa de variación está por debajo de la inflación prevista.

Aplicada la variación sobre las distintas tarifas, éstas quedan con el siguiente desglose:

RELACIÓN DE TARIFAS BÁSICAS CON LOS PRECIOS DE SUS TÉRMINOS DE POTENCIA Y ENERGÍA

TARIFAS Y ESCALONES DE TENSIÓN	TÉRMINO DE POTENCIA Tp.: €/kW mes	TÉRMINO DE ENERGÍA Te.: €/kWh
BAJA TENSIÓN		
1.0 Potencia hasta 770 W	0,277110	0,062287
2.0 General,potencia no superior a 15 kW (1)	1,461129	0,083007
3.0 General	1,430269	0,083728
4.0 General de larga utilización	2,284634	0,076513
B.0 Alumbrado público	0,000000	0,073285
R.0 De riegos agrícolas	0,335417	0,077841
ALTA TENSIÓN		
Tarifas generales:		
Corta utilización:		
1.1 General no superior a 36 Kv	1,980859	0,066324
1.2 General mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV.	1,873273	0,062274
1.3 General mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV.	1,809987	0,060439
1.4 Mayor de 145 kV	1,759358	0,058412
Media utilización:		
2.1 No superior a 36 kV	4,075634	0,060502
2.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	3,854132	0,056642
2.3 Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	3,727559	0,054996
2.4 Mayor de 145 kV	3,632629	0,053224
Larga utilización:		
3.1 No superior a 36 kV	10,821947	0,048731
3.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	10,119470	0,045882
3.3 Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	9,809367	0,044112
3.4 Mayor de 145 kV	9,511921	0,042908
Tarifas T.De Tracción:		
T.1 No superior a 36 kV	0,620205	0,069361
T.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	0,569576	0,065247
T.3 Mayor de 72,5 kV	0,556920	0,063223
Tarifas R.De Riegos Agrícolas:		
R.1.No superior a 36 kV	0,506290	0,069425
R.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	0,480974	0,065375
R.3 Mayor de 72,5 kV	0,455661	0,063160
Tarifa G.4 de grandes consumidores	10,208070	0,011265
Tarifa venta a distribuidores (D)		
D.1:No superior a 36 kV	2,201268	0,046557
D.2:Mayor de 36 Kv,y no superior a 72,5 kV	2,077893	0,044415
D.3:Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	2,025945	0,042856
D.4:Mayor de 145 kV	1,961011	0,041687

(1) A esta tarifa cuando se aplique el complemento por discriminación horaria nocturna (Tipo 0) no se aplicarán los recargos o descuentos establecidos en el punto 7.4.1 (Tipo 0) del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995,sino que se aplicarán directamente los siguientes precios a la energía consumida en cada uno de los periodos horarios:

Energía consumida día (punta y llano):0,085274 ./kWh de término de energía

Energía consumida noche (valle):0,038670 ./kWh de término de energía.

Evolución de las Tarifas Eléctricas.**a) Evolución en España**

La evolución de los precios desde 1984 se detalla en los cuadros 3.3.1, 3.3.2 y 3.3.3:

– Evolución de los precios medios aprobados.

– Evolución de los índices de precios medios totales y desagregados por tarifas de alta tensión y baja tensión. (En 1998, se ha descontado el efecto del nuevo impuesto de la electricidad y en 1999 se han incluido las dos bajadas de tarifas.)

Los datos de 2005 son los correspondientes a las últimas previsiones realizadas a finales de 2004.

CUADRO 3.3.1
Evolución de la tarifa media o de referencia

Año	Real Decreto Tarifas Núm.	Incremento anual	
		R.D. Tarifas Núm.	IPC %
1983	RD 69/83, RD 1486/83	13,95	12,2
1984	RD 774/84	8,75	9,0
1985	RD 153/85	6,80	8,2
1986	RD 441/86	7,25	8,3
1987	RD 162/87	4,01	4,6
1988	RD 36/88	5,50	5,8
1989	RD 61/89	4,10	6,9
1990	RD 58/90	5,50	6,5
1991	RD 1678/90	6,80	5,5
1992	RD 1821/91	3,20	5,3
1993	RD 1594/92	2,90	4,9
1994	RD 2320/93	2,06	4,3
1995	RD 2550/94	1,48	4,3
1996	RD 2204/95	0,00	3,2
1997	RD 2657/96	-3,00	2,0
1998	RD 2016/97	-3,63	1,4
1999	RD 2821/98 y RD Ley 6/99	-5,57	2,9
2000	RD 2066/99	-4,85	4,0
2001	RD 3490/00	-1,52	2,7
2002	RD 1483/01	0,32	4,0
2003	RD 1436/02	1,65	2,6
2004	RD 1802/03	1,72	3,2
2005	RD 2392/04	1,71	2,0 (prev.)

(*) IPC Previsto.
Fuente: SGE.

CUADRO 3.3.2
Evolución de la tarifa de Alta Tensión

Año	Real Decreto Tarifas núm.	Incremento anual		INC rel %
		Rd Tarifas %	IPC %	
1997	RD 2657/96	-5,94	2,0	-7,94
1998	RD 2016/97	-5,15	1,4	-6,55
1999	RD 2821/98 y RD Ley 6/99	-1,41	2,9	-4,31
2000	RD 2066/99	2,00	4,0	-2,00
2001	RD 3490/00	1,50	2,7	-1,20
2002	RD 1483/01	1,00	4,0	-3,00
2003	RD 1436/02	2,00	2,6	-0,60
2004	RD 1802/03	1,60	3,2	-1,60
2005	RD 2392/04	1,61	2,0 (prev.)	-0,39

Fuente: SGE.

CUADRO 3.3.3
Evolución de la tarifa doméstica

Año	Real Decreto Tarifas núm.	Incremento anual		INC rel %
		Rd Tarifas %	IPC %	
1997	RD 2657/96	-3,00	2,0	-5,00
1998	RD 2016/97	-3,63	1,4	-5,03
1999	RD 2821/98 y RD Ley 6/99	-4,00	2,9	-6,90
2000	RD 2066/99	-2,11	4,0	-6,11
2001	RD 3490/00	-4,00	2,7	-6,70
2002	RD 1483/01	0,00	4,0	-4,00
2003	RD 1436/02	1,00	2,6	-1,60
2004	RD 1802/03	1,48	3,2	-1,72
2005	RD 2392/04	1,74	2,0 (prev.)	-0,26

Fuente: SGE.

b) Comparación con otros países

Para la comparación con otros países, se han utilizado los datos vigentes a 1 de julio de 2004 en los diferentes países de la Unión Europea, facilitados

por EUROSTAT y correspondientes a diferentes consumidores tipo domésticos e industriales.

En los cuadros 3.3.4 y 3.3.5, se detallan estos precios, calculados en cent/euro/kWh, incluyendo todos

CUADRO 3.3.4
Precios consumidores tipo industrial a 1 de julio de 2004 sin tasas (cent euros/kWh)

País	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
Bélgica	12,63	12,56	11,08	8,76	7,55	6,97	5,80	5,26	4,59
Alemania	15,25	14,22	11,12	8,53	7,40	7,02	6,17	6,41	5,87
Grecia	9,28	9,25	8,54	6,86	6,30	6,30	5,28	4,95	4,34
España	9,68	9,68	6,76	5,83	5,38	5,06	4,85	4,79	4,67
Francia	8,41	8,41	7,70	6,29	5,33	5,33	4,55	0,00	0,00
Irlanda	13,29	13,08	11,34	9,23	7,87	7,54	6,67	6,17	5,74
Italia	10,53	9,96	8,95	8,35	7,90	7,94	7,14	6,96	6,50
Luxemburgo	13,16	13,00	10,03	8,24	6,90	4,78	4,15	4,39	3,94
Países Bajos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Austria	9,51	9,50	8,28	6,09	5,53	4,23	4,12	4,20	3,80
Portugal	11,54	10,29	8,55	7,47	6,84	6,83	6,11	5,29	4,87
Finlandia	6,44	6,85	6,52	5,92	5,43	5,43	5,08	4,32	4,23
República Checa	7,67	7,67	6,60	6,23	4,92	4,49	4,00	3,85	4,51
Dinamarca	7,23	7,04	6,68	6,54	6,31	0,00	0,00	0,00	0,00
Estonia	5,61	5,57	5,18	4,89	4,55	4,69	4,14	3,14	2,86
Chipre	18,67	18,50	14,07	9,31	8,18	8,17	7,57	7,74	7,28
Letonia	5,13	5,10	4,52	4,32	4,31	3,87	3,59	3,70	3,51
Lituania	7,10	6,72	6,40	5,65	5,13	4,84	4,81	4,49	0,00
Hungría	13,40	15,67	9,76	7,84	6,54	6,03	5,21	5,54	4,95
Malta	8,37	8,37	6,51	6,51	6,51	5,81	5,65	0,00	0,00
Polonia	6,96	7,72	6,47	4,80	4,46	4,22	3,94	3,73	3,69
Eslovenia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Eslovaquia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Suecia	6,93	6,98	6,23	5,91	5,20	4,87	4,45	4,51	4,29
Reino Unido	6,50	7,51	7,08	5,42	4,78	4,29	3,83	0,00	3,47
Noruega	7,58	7,24	7,52	6,11	5,42	4,56	3,88	3,67	3,60
Bulgaria	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rumanía	6,27	6,00	5,78	5,25	4,68	4,51	4,05	4,21	4,00
Turquía	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Media	12,31	12,03	10,67	9,04	8,21	7,37	6,50	5,82	5,46

Fuente: EUROSTAT.

CUADRO 3.3.5
Precios consumidores tipo domésticos a 1 de julio de 2004 con tasas (incluyendo IVA))

País	Da 3 Kw 600 Kwh	Db 3-4 Kw 1,2 Mwh	Dc 4-9 Kw 3,5 Mwh	Dd 6-9 Kw 7,5 Mwh	De 9 Kw 20 Mwh
Bélgica	18,73	17,42	14,22	13,70	9,26
Alemania	26,29	21,08	16,98	15,69	9,62
Grecia	8,38	7,87	6,71	7,60	5,79
España	13,80	13,80	10,79	9,90	7,07
Francia	16,67	14,25	11,42	11,09	9,07
Irlanda	16,67	14,25	11,42	11,09	9,07
Italia	9,47	9,83	19,50	19,01	0,00
Luxemburgo	24,20	18,25	13,65	12,52	8,51
Países Bajos	20,55	19,02	18,27	17,96	12,16
Austria	19,46	16,53	14,16	13,19	11,13
Portugal	13,95	15,86	13,50	11,99	8,73
Finlandia	19,75	14,06	10,79	9,12	6,99
República Checa	13,23	11,95	8,07	6,60	4,83
Dinamarca	32,98	26,72	22,62	21,41	20,81
Estonia	7,35	7,03	6,49	5,97	4,31
Chipre	12,21	11,56	10,66	10,54	7,28
Letonia	5,81	5,81	5,75	5,82	5,41
Lituania	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Hungría	12,15	12,15	9,92	10,15	7,65
Malta	0,00	0,23	5,88	7,88	9,49
Polonia	10,43	10,14	7,99	7,84	5,06
Eslovenia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Eslovaquia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Suecia	31,68	21,26	14,40	13,41	12,25
Reino Unido	15,55	12,45	9,14	8,59	5,64
Noruega	44,77	25,96	13,60	10,16	8,29
Bulgaria	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rumanía	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Turquía	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Media	17,91	14,24	12,00	11,36	8,19

los impuestos y tasas en el caso de los consumidores domésticos y excluidos todos los impuestos en el caso de los consumidores industriales. Como se puede observar, en ambos tipos de consumidores, todos los precios en España se encuentran por debajo de la media comunitaria.

Otras actuaciones de interés derivadas de la normativa de tarifas

En el Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005, además se regula lo siguiente:

Las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica y las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las

empresas en el año 2005, se aumentan en promedio global conjunto de todas ellas el 1,71% sobre las vigentes en 2003.

Los costes máximos reconocidos para el 2005 destinados a la retribución de la actividad de transporte ascienden a 936.958 miles de euros, de los que 677.751 miles de euros corresponden a la retribución de la actividad de transporte de Red Eléctrica de España, S.A., 188.536 miles de euros a la actividad del transporte del resto de empresas peninsulares sometidas a liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y 70.671 miles de euros a las empresas insulares e extrapeninsulares.

Los costes reconocidos para el 2005 destinados a la retribución de la distribución ascienden a 3.456.334 miles de euros, deducidos los otros ingresos deriva-

dos de los derechos de acometida, enganches, verificación, alquiler de aparatos de medida, incluyendo 80.000 miles de euros como costes destinados a planes de mejora de calidad del servicio a los que hace referencia el artículo 4 del Real Decreto; 10.000 miles de euros como costes destinados a gestión de la demanda a los que referencia el artículo 5; a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre corresponden 170.609 miles de euros; 253.014 miles de euros corresponden al coste de distribución de las empresas insulares y extrapeninsulares salvo las acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre y 2.942.711 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Los costes reconocidos para el 2005 destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las

empresas distribuidoras ascienden a 292.441 miles de euros, de los que 18.559 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares salvo las acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, y 273.882 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Asimismo se revisan los precios de los términos de potencia y de los términos de energía activa y reactiva, a aplicar en los peajes regulados en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, resultando el incremento promedio de estas tarifas, sobre las que entraron en vigor el 1 de enero de 2004, el 1,71 %. La distribución entre las distintas tarifas de acceso establecidas en dicho Real Decreto es la siguiente:

PRECIOS DE LOS TÉRMINOS DE POTENCIA Y TÉRMINOS DE ENERGÍA, ACTIVA Y REACTIVA, DE LAS TARIFAS DE ACCESO DEFINIDAS EN EL REAL DECRETO 1164/2001, DE 26 DE DICIEMBRE, POR EL QUE SE ESTABLECEN TARIFAS DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1. PRECIOS GENERALES

1.º-Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de baja tensión:

-Tarifa 2.0A: Tp: 17,643080 €/kW y año Te: 0,026132 €/kWh

-Tarifa 2.0NA: Tp: 16,697723 €/kW y año
Te: €/kWh

	Período 1	Período 2
	0,035918	0,023428

-Tarifa 3.0A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	21,507034	12,726843	2,762023
Te: €/kWh	0,018940	0,017295	0,013684

2.º-Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de acceso de alta tensión:

-Tarifa 3.1A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	16,261726	10,028170	2,299574
Te: €/kWh	0,011719	0,011023	0,009756

TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSIÓN:

Términos de potencia €/KW y año

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	10,493659	5,252340	3,846940	3,846940	3,846940	1,752617
6.2	8,761187	4,383761	3,211801	3,211801	3,211801	1,463366
6.3	8,039007	4,022671	2,945735	2,945735	2,945735	1,343002
6.4	7,316826	3,661580	2,679669	2,679669	2,679669	1,222638
6.5	0,713697	0,713697	0,324986	0,324986	0,324986	0,324986

Términos de energía €/KWh

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	0,017967	0,016810	0,014990	0,009866	0,006448	0,005015
6.2	0,015013	0,014063	0,012543	0,008235	0,005385	0,004181
6.3	0,013810	0,012860	0,011530	0,007539	0,004942	0,003864
6.4	0,012543	0,011719	0,010453	0,006905	0,004498	0,003485
6.5	0,001848	0,001848	0,000957	0,000957	0,000957	0,000957

3.º-Término de facturación de energía reactiva (Artículo 9.3 del Real Decreto 1164/2001,de 26 de octubre):

Para $\cos \phi < 0,95$ y hasta $\cos \phi = 0,90$:0,000010 €/kVA rh
 Para $\cos \phi < 0,90$ y hasta $\cos \phi = 0,85$:0,012531 €/kVA rh
 Para $\cos \phi < 0,85$ y hasta $\cos \phi = 0,80$:0,025063 €/kVA rh
 Para $\cos \phi < 0,80$:0,037594 €/kVA rh

2. PRECIOS ESPECÍFICOS DE APLICACIÓN A LAS ADQUISICIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PROCEDENTES DE CONTRATOS BILATERALES REALIZADOS POR LOS CONSUMIDORES CUALIFICADOS DIRECTAMENTE O A TRAVÉS DE COMERCIALIZADORES CON PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA

1.º Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de baja tensión:

-Tarifa 2.0A: Tp: 16,951295 €/kW y año Te: 0,025107 €/kWh

-Tarifa 2.0NA: Tp: 16,043005 €/kW y año
 Te: €/kWh

	Período 1	Período 2
	0,034510	0,022509

-Tarifa 3.0A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	20,663743	12,227823	2,653724
Te: €/kWh	0,018197	0,016617	0,013147

2.º Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de acceso de alta tensión:

-Tarifa 3.1A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	15,624104	9,634965	2,209408
Te: €/kWh	0,011259	0,010591	0,009373

TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSIO" N:

Términos de potencia €/KW y año

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	10,082203	5,046396	3,696101	3,696101	3,696101	1,683897
6.2	8,417661	4,211874	3,085866	3,085866	3,085866	1,405987
6.3	7,723798	3,864942	2,830233	2,830233	2,830233	1,290343
6.4	7,029933	3,518009	2,574599	2,574599	2,574599	1,174698
6.5	0,685713	0,685713	0,312243	0,312243	0,312243	0,312243

Términos de energía €/KWh

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	0,017263	0,016151	0,014402	0,009479	0,006195	0,004818
6.2	0,014424	0,013512	0,012051	0,007912	0,005174	0,004017
6.3	0,013269	0,012356	0,011078	0,007243	0,004748	0,003712
6.4	0,012051	0,011259	0,010043	0,006634	0,004322	0,003348
6.5	0,001776	0,001776	0,000919	0,000919	0,000919	0,000919

3.º-Término de facturación de energía reactiva (Artículo 9.3 del Real Decreto 1164/2001,de 26 de octubre):

Para $\cos \phi < 0,95$ y hasta $\cos \phi = 0,90$:0,000010 €/kVArh
 Para $\cos \phi < 0,90$ y hasta $\cos \phi = 0,85$:0,012040 €/kVA rh
 Para $\cos \phi < 0,85$ y hasta $\cos \phi = 0,80$:0,024080 €/kVA rh
 Para $\cos \phi < 0,80$:0,036120 €/kVArh

3.-PRECIOS DE LOS EXCESOS DE POTENCIA

En la fórmula de la facturación de los excesos de potencia establecida en el punto b).3 del apartado 1.2.del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001,de 26 de octubre, fijada para las tarifas 6.en el caso en que la potencia demandada sobrepase en cualquier período horario la potencia contratada en el mismo, el valor que figura de 234 que viene expresado en pesetas/KW es de 1,4064 expresado en euros por kW.

Las primas establecidas en el anexo VI del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se actualizan en el apartado 1 del anexo IV del Real Decreto, tomando como variación interanual del tipo de interés el 0,47%; la variación del precio del gas del -5,11%, la variación de la tarifa media del 1,71%, excepto las primas, establecidas para las instalaciones del grupo a., tipos a.1 y a.2 que utilicen como combustible fuel-oil, y las del grupo d. y tipo d.1, que mantienen sus valores, ya actualizados en el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.

Costes con destinos específicos.

La cuantía de los costes con destinos específicos de acuerdo con el Capítulo II del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, que deben satisfacer los consumidores de energía eléctrica por los suministros a tarifa, se establecen para el 2005 en los porcentajes siguientes:

	Porcentaje sobre tarifa
Costes permanentes:	
Compensación extrapeninsulares	2,066
Operador del Sistema	0,196
Operador del Mercado	0,057
Tasa de la Comisión Nacional de Energía	0,069
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:	
Moratoria nuclear.	3,040
2.ª parte del ciclo de combustible nuclear.	0,173
Coste de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones	
	0,086

La cuantía de los costes con destinos específicos de acuerdo con el Capítulo II del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, que deben satisfacer los consumidores cualificados y comercializadores por los contratos de acceso a tarifa, se establecen para el 2005 en los porcentajes siguientes:

	Porcentaje sobre tarifa
Costes permanentes:	
Compensación extrapeninsulares	6,074
Operador del Sistema	0,577
Operador del Mercado	0,169
Tasa de la Comisión Nacional de Energía	0,201
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:	
Moratoria nuclear.	3,040
2.ª parte del ciclo de combustible nuclear.	0,508
Coste de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones	
	0,252

El 3,040% de la cuota de la moratoria nuclear debe aplicarse igualmente sobre las cantidades resultantes de la asignación de la energía adquirida por los comercializadores o consumidores cualificados en el mercado de la electricidad o a las energías suministradas a través de contratos bilaterales físicos, de acuerdo con lo previsto en el artículo 6 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Planes de calidad de servicio

De acuerdo con el artículo 48.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre y su normativa de desarrollo, se incluye en la tarifa del año 2005, dentro de los costes reconocidos para la retribución de la distribución, una partida específica que no podrá superar los 80.000 miles de euros con objeto de realizar inversiones en instalaciones para mejorar la calidad del servicio en zonas donde se superen los índices de calidad establecidos para la actividad de distribución. La ejecución de esta partida deberá realizarse en régimen de cofinanciación con las Comunidades Autónomas.

Programas nacionales de gestión de la demanda

Se faculta al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de conformidad con lo establecido en el artículo 46 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo, para establecer

programas nacionales de incentivación de gestión de la demanda a través del sistema tarifario, con objeto de promover la eficiencia en el ahorro de energía eléctrica y el desplazamiento adecuado de la curva de carga del sistema. La cuantía destinada a la incentivación de estos programas no excederá de 10.000 miles de euros. Esta cuantía será distribuida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con carácter objetivo y será liquidada previa comprobación de la consecución de los objetivos previstos.

3.4 REGULACION LEGAL DEL SECTOR

Las principales disposiciones publicadas durante el año 2004, se relacionan a continuación, comentando las principales:

- REAL DECRETO 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Este Real Decreto tiene por objeto:

a) La actualización, sistematización y refundición de las disposiciones reglamentarias dictadas en desarrollo de las normas sobre régimen jurídico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial recogidas en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.

b) El establecimiento de un régimen económico duradero para las instalaciones acogidas al régimen especial, basado en una metodología de cálculo de la retribución, objetiva y transparente, compatible con la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia, regulada por el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre.

c) El establecimiento de sendos regímenes económicos transitorios, tanto para las instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, como para las acogidas al Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración.

d) La determinación de una prima complementaria para aquellas instalaciones mayores de 50 MW, de acuerdo con lo establecido en el artículo 30.5 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Quedan derogados el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración; el Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida; y el artículo 30.2.h) del Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre.

- REAL DECRETO 2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005.

Ya detallado en apartados anteriores de este Capítulo.

- REAL DECRETO 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.

- Resolución de 28 de diciembre de 2004, de la DGPEM, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo.

3.5 EVOLUCION DEL MERCADO ORGANIZADO DE LA ELECTRICIDAD EN 2004

El mecanismo fundamental para poder hacer posible la contratación libre de la energía es la creación del mercado mayorista de energía eléctrica cuyos precios se forman a partir del coste marginal, unido a la libertad de establecimiento de la generación, abandonando el principio de planificación en la generación eléctrica.

El Operador del Sistema es el encargado de la gestión técnica y el Operador del Mercado de la gestión económica.

A partir del 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 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. Una vez realizada la casación, y realizada la solución de restricciones y la asignación de la regulación secundaria da el programa diario viable definitivo.

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.

La energía negociada para el conjunto del mercado de electricidad ascendió en el año 2004 a 241.224 GWh, correspondiente a un volumen negociado de 8.340 millones de euros, un 5,5% y un 1,9% más que el año anterior, respectivamente. En el mercado de producción se negocian como media al mes 20.102 GWh, con un volumen económico en torno a 695 millones de euros.

Mercado diario

Los precios medios mensuales ponderados del mercado diario en 2004 han variado, desde el mayor del año correspondiente al mes de diciembre (3,556 c€/kWh), al menor del año correspondiente al mes de abril (2,352 c€/kWh). En el 42,1% de las sesiones del mercado, la diferencia entre precios máximos y mínimos oscila entre 1 y 2 c€/kWh, siendo menor la diferencia en periodos de precios bajos.

El precio medio del año es de 2,794 c€/kWh y el precio medio ponderado de 2,874 c€/kWh, lo que representa unos descensos del 3,5% y 5,0% respectivamente sobre el año anterior. El volumen de contratación en este mercado ha ascendido a 5.800 M€ y a 201.773 GWh, un 3,2% menos y un 1,9% más que el año anterior, respectivamente.

La formulación de ofertas y el resultado de la casación ha sido sensible, no sólo a la evolución de la demanda de electricidad, sino también a las condiciones de hidráulicidad y producible hidroeléctrico que han caracterizado el año 2004.

Mercado intradiario

El precio medio en el mercado intradiario ha sido en 2004 de 2,868 c€/kWh y el ponderado de 2,999 c€/kWh, lo que supone un descenso del 0,2% y un

aumento del 5,4% respectivamente, respecto al año anterior. En el mes de diciembre se observa un aumento del precio medio ponderado respecto al mes anterior, alcanzando el valor de 3,555 c€/kWh. En las diferencias entre el precio máximo y el mínimo de cada día, se observa que un 0,5% de los días la diferencia es menor que 1 c€/kWh, el 34,2% de los días esta diferencia se sitúa entre 2 y 3 c€/kWh y el 53,0% de los días es superior a 3 c€/kWh.

El volumen de contratación en el mercado intradiario ha ascendido en el año 2004 a 748 M € y 24.956 GWh, un 47,8% y un 40,2% más que el año anterior respectivamente. En el año 2004, la energía negociada en el mercado intradiario se sitúa en torno al 12,4% de la energía del mercado diario. En términos de volumen económico negociado fue el 147,8% del año anterior. La energía negociada por comercializadores y consumidores cualificados representa el 18,7% de la energía total negociada en este mercado.

Otros procesos

Durante el año 2004, los procesos de operación técnica gestionados por el operador del sistema, gestión de desvíos y servicios complementarios, han requerido la contratación de una potencia horaria media mensual de banda por valor de 1.234 MW, y una contratación mensual media de energía por valor de 709 GWh. En volumen económico, estos servicios han supuesto una contratación de 131 M € para la banda y de 276 M € para retribuir a las energías de gestión de desvíos y servicios complementarios. La repercusión de estos procesos sobre el precio medio horario final ponderado, incorporando el coste fijo de regulación y el coste de la solución de las restricciones técnicas, asciende a 0,226 c€/kWh en el año 2004, un 10,3% inferior al correspondiente al año 2003.

Precio horario final y energía contratada

El volumen de energía total negociado en 2004 en el mercado de producción ha alcanzado 213.778 GWh, por importe de 7.622 M €. Los precios horarios finales mensuales han variado desde el mayor, correspondiente al mes de septiembre de 2004 (4,289 c€/kWh), al menor, correspondiente al mes de abril de 2004 (2,882 c€/kWh). Las cantidades mensuales de energía final han variado desde el máximo en julio con 19.343 GWh, siendo el mínimo del período en el mes de abril de 2004 con 16.230 GWh.

3.6 EVOLUCIÓN ECONÓMICA DEL SECTOR ELÉCTRICO

En este apartado se recoge, de forma agregada, la información económica y financiera de las actividades eléctricas desarrolladas en España por las empresas agrupadas en UNESA en los ejercicios 2003 y 2004.

Se presentan por separado los estados financieros de las actividades de Generación, Distribución y Comercialización, lo cual permite el análisis económico del negocio eléctrico desarrollado en España, con independencia del resto de las actividades realizadas por las empresas del sector y de las actividades realizadas fuera de España.

3.6.1 Estados financieros

La cifra de negocio de la actividad eléctrica en el ejercicio 2004 ha alcanzado 16.566 Millones de euros (M€), con aumento del 6% respecto del año anterior, destacando el aumento en la demanda de energía eléctrica, el incremento medio de las tarifas reguladas en un 1,71% , y la reducción del 4,3% del precio medio de la energía en el mercado mayorista.

Los costes de explotación han aumentado debido al incremento del 17,3% en los costes de aprovisionamiento de los combustibles utilizados en generación, por la baja hidraulicidad y subida de precios energéticos en los mercados internacionales.

La energía aportada al sistema por el Régimen Especial ha aumentado un 12,8% en términos de energía y un 8,6% en términos monetarios. La aportación de este tipo de energía realizada por las empresas eléctricas de UNESA supone un 23% de participación con respecto a las cifras globales, participación que queda recogida en las cifras de actividad de Generación de los estados financieros adjuntos.

Las amortizaciones se han reducido un 2,6%, debido por la extensión de la vida económica útil, hasta 40 años, de la mayoría de las instalaciones nucleares, con el consiguiente efecto sobre la dotación anual.

Como consecuencia de lo anterior, el resultado neto de explotación (EBIT) del negocio eléctrico nacional ha disminuido respecto al ejercicio 2003 en un 2,3%.

3.6.2 Evolución de las actividades eléctricas nacionales

El coste por kWh total del suministro eléctrico, calcu-

lado como el cociente entre los costes incurridos en la actividad eléctrica y la energía suministrada, ha aumentado el 4,9%, pasando de 6,37 c-euro/kWh en 2003 a 6,68 c.euro/kWh en 2004.

El coste fijo por kWh compuesto por el coste financiero y la amortización de las inversiones, ha bajado un 6,3%, situándose en 1,33 c.euro/kWh, debido al descenso de los tipos de interés a largo, junto con la ampliación de la vida útil de las instalaciones nucleares.

Los costes operativos por kWh han aumentado el 3,1%, pasando de 2,14 c.euro/kWh en 2003 a 2,21 c.euro/kWh en 2004. Los costes por kWh de aprovisionamientos (consumos de combustibles y compras de energía), que no son gestionables por las empresas eléctricas, ya que dependen del grado de hidraulicidad, del precio de los combustibles en los mercados internacionales y de la regulación que fija el precio de las compras de electricidad realizadas al Régimen Especial, han aumentado en un 11,5%, pasando de 2,81 c.euro/kWh en 2003 a los 3,14 c.euro/kWh en 2004. Destaca en el año que el 47 % del coste de la electricidad, se debe a los costes de aprovisionamiento.

Actividad de generación

Durante el año 2004, la actividad de generación, en cuyas cuentas se incluye el Régimen Especial propiedad de las empresas de UNESA, ha incrementado su cifra de negocio en un 6,5% respecto al año anterior. Esta variación se ha debido al incremento de un 4,1% de la producción de energía de las unidades de generación; la disminución del 4,5% del precio medio de la energía en el mercado mayorista, debido a la sustitución de centrales de fueloil por ciclos combinados en la formación del precio marginal, junto al aumento del margen de reserva; los mayores ingresos en concepto de CTCs, así como el reconocimiento de un importe superior por compensaciones extrapeninsulares.

El resultado neto de explotación (EBIT) de esta actividad, refleja una disminución del 7,7% con respecto al año anterior, pasando del 29% de la cifra de negocios al 25,1%. El coste de los suministros por kWh ha aumentado en un 15,5%, consecuencia, fundamentalmente, de la menor producción hidroeléctrica. Los costes de personal y gastos externos y de explotación por kWh aumentaron un 5,9%, situándose en 0,88 c€/kWh, debido a la incorporación de nuevas centrales. A pesar de las nuevas inversiones, el coste unitario de las amortizaciones realizadas en el

periodo se ha reducido, pasando de representar 0,73 cEur/kWh en 2003 a 0,68 cEur/kWh para el ejercicio 2004, debido como se ha indicado a la ampliación de la vida útil de los activos nucleares. Los costes de aprovisionamiento representaron el 54,9% del coste total de la actividad de Generación.

Durante el año 2004 se han realizado inversiones materiales en la actividad de generación por importe de 2.620 millones de euros, de los cuales el 43,8%, equivalente a 1.148 millones, han sido destinadas a inversiones en activos acogidos al Régimen Especial.

Actividad de distribución

En los dos años anteriores, la mayor parte de las empresas negociaron la venta de sus activos de transporte, por lo que la actividad restante ha sido incluida en estos estados financieros dentro de la actividad de Distribución. Las ventas de esta actividad recoge la retribución fijada por el R.D. que establece la tarifa eléctrica para cada año, junto con el coste de la energía suministrada a clientes a tarifa.

Las ventas en 2004 han bajado el 2,4% con respecto al año anterior, debido a la reducción en el precio de las compras de energía tanto en el mercado mayorista como al régimen especial, compensada por el incremento de los ingresos en peajes de acceso, que han aumentado un 31,3%. En conjunto, la cifra de negocio de la actividad de distribución se reduce el 0,4%. Los costes operativos han aumentado un 4,2%, debido al aumento de la partida de Gastos Externos y de Explotación en un 5,0% y de los Gastos de Personal en un 2,1%. El resultado neto de explotación (EBIT) de la actividad en el ejercicio 2004 aumenta el 7,8%, debido a la variación positiva en provisiones.

Las inversiones totales del período 1998-2004, necesarias para atender el fuerte crecimiento de la demanda han tenido un incremento acumulado del 27,7%. En 2004 las empresas eléctricas han realizado inversiones en distribución de 1.823 millones de euros.

Actividad de comercialización

Las ventas a clientes cualificados junto con los suministros internacionales, han alcanzado una cifra estimada de 5.101 millones de euros, con incremento del 23,5% en el año. El resultado neto de explotación (EBIT) de esta actividad ha aumentado en 21 millones de euros, lo que representa un saldo de 105

millones de euros al cierre del año 2004 y un 2% de la cifra de negocios. Las compras en el mercado mayorista han aumentado un 19,3%, con coste medio del kWh de 3,282 cEur/kWh, un 5,5% inferior al de 2003.

Resultados del ejercicio

El resultado financiero ha aumentado su saldo negativo en 8 millones de euros, un 1,1% respecto al del año anterior y como consecuencia de la caída en el margen de explotación, el resultado ordinario del negocio eléctrico nacional de las empresas indicadas en 2004 ha sido de 2.985 millones de euros, con descenso del 3,2% respecto al año anterior.

El beneficio neto después de impuestos ha sido 2.055 millones de euros, con descenso respecto al año anterior del 16,1%, pudiendo atribuirse el 60,3% de la disminución a los resultados extraordinarios y el 14,5% a aspectos fiscales.

Del análisis de los flujos de caja generados (EBIT-DA) se deduce que la generación bruta de recursos, sin tener en cuenta gastos financieros, el impuesto de sociedades y el pago de dividendos, ha sido suficiente para realizar las inversiones del período, aumentando paulatinamente desde el año 2000, en que se invertía el 36% de los flujos de caja generados, hasta alcanzar el 73,6% en el año 2004. La aportación financiera de las amortizaciones anuales, ha ido decreciendo en relación a las inversiones realizadas, en el año 2000 las amortizaciones daban cobertura al total de las inversiones realizadas en el ejercicio, mientras que en 2004 tan sólo representa el 50,9% del total invertido.

En los dos últimos años, los flujos netos de caja generados no han sido suficientes para las inversiones efectuadas, por lo que para cubrir las necesidades financieras ha sido necesario hacer un uso más intensivo de los recursos ajenos o realizar desinversiones en activos no estratégicos, lo que ha modificado la situación financiera de las sociedades.

Endeudamiento

La deuda financiera imputada a las actividades eléctricas desarrolladas en España asciende a 31 de diciembre de 2004 a 21.000 millones de euros, lo que representa un incremento del 11,6% respecto al ejercicio 2003. Los importes reflejados en los cuadros no incluyen la deuda de las empresas destinada a financiar las actividades internacionales y de

diversificación. La tasa de coste de la deuda financiera en 2004 ha sido un 4,3 %, superior a la del 4,1% del ejercicio precedente, debido al mayor endeudamiento en dólares y la positiva evolución de la cotización euro-dólar. La tasa de coste de la deuda total pasa de 4,2% en 2003 a 4,9% en 2004, debi-

do, fundamentalmente, a diferencias de cambio. La deuda financiera total, tanto la relativa a la actividad eléctrica nacional como al resto de actividades, siguió una tendencia ascendente hasta el año 2001 y descenso posterior en una cantidad total cercana a los 8.100 millones de euros.

CUADRO 3.6.1.-Balance por actividades agregado 2004

Activo	Período enero-diciembre 2004							
	Generación		Distribución		Comercialización		Total	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%
1. Accionistas (socios) por desembolsos no exigidos	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	100,0
2. Inmovilizado	27.361	60,2	17.942	39,5	176	0,4	45.478	100,0
2.1 Inmovilizaciones inmateriales	926	54,6	674	39,7	97	5,7	1.696	100,0
2.2 Inmovilizaciones materiales	24.680	61,4	15.505	38,5	40	0,1	40.225	100,0
2.2.1 Instalaciones técnicas de energía eléctrica	46.860	64,2	26.115	35,8	14	0,0	72.989	100,0
2.2.2 Instalaciones técnicas de energía eléctrica en curso	2.965	74,9	995	25,1	0	0,0	3.960	100,0
2.2.3 Otro inmovilizado material	1.341	61,9	807	37,3	18	0,8	2.167	100,0
2.2.4 Anticipos y otras inmovilizaciones materiales en curso	135	54,9	90	36,8	20	8,3	245	100,0
2.2.5 Amortizaciones de instalaciones técnicas de energía eléctrica	-25.462	67,8	-12.075	32,2	-9	0,0	-37.547	100,0
2.2.6 Otras amortizaciones	-1.031	73,0	-378	26,8	-3	0,2	-1.413	100,0
2.2.7 Provisiones	-128	72,4	-49	27,6	0	0,0	-176	100,0
2.3 Inmovilizaciones financieras	1.751	49,3	1.763	49,6	39	1,1	3.554	100,0
2.4 Acciones propias	3	100,0	0	0,0	0	0,0	3	100,0
3. Gastos a distribuir en varios ejercicios	54	27,8	119	61,3	21	11,0	194	100,0
4. Fondo de Comercio	5	100,0	0	0,0	0	0,0	5	100,0
5. Activo circulante	3.022	43,0	2.681	38,2	1.320	18,8	7.023	100,0
5.1 Existencias	1.119	97,2	23	2,0	9	0,8	1.152	100,0
5.2 Clientes	1.301	28,3	2.272	49,4	1.025	22,3	4.598	100,0
5.3 Otro activo circulante	602	47,2	1.734	66,2	286	22,4	2.622	100,0
TOTAL ACTIVO	30.441	57,8	22.090	40,9	1.517	2,9	54.048	100,0

Millones de EUROS

Pasivo	Período enero-diciembre 2004							
	Generación		Distribución		Comercialización		Total	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%
1. Fondos propios	11.829	68,0	5.527	31,8	38	0,2	17.394	100,0
2. Socios Externos	32	100,7	1	2,3	-1	-2,9	32	100,0
3. Diferencia Negativa de Consolidación	239	98,3	4	1,7	0	0,0	243	100,0
4. Ingresos a distribuir en varios ejercicios	289	10,9	2.373	89,1	-1	0,0	2.661	100,0
4.1 Subvenciones de capital	105	6,7	1.474	93,3	0	0,0	1.579	100,0
4.2 Otros	184	17,0	899	83,0	-1	-0,1	1.082	100,0
5. Provisiones para riesgos y gastos	1.699	44,8	2.020	53,3	72	1,9	3.791	100,0
6. Acreedores a largo plazo	8.419	59,4	5.549	39,2	196	1,4	14.163	100,0
7. Acreedores a corto plazo	7.934	55,0	6.617	42,0	1.212	8,4	15.763	100,0
TOTAL PASIVO	30.441	57,8	22.290	40,9	1.517	2,9	54.048	100,0

Fuente: UNESA.

CUADRO 3.6.2.-Balance por actividades agregado 2003

Activo	Período enero-diciembre 2003							
	Generación		Distribución		Comercialización		Total	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%
1. Accionistas (socios) por desembolsos no exigidos	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	100,0
2. Inmovilizado	26.101	60,3	16.928	39,1	224	0,5	43.253	100,0
2.1 Inmovilizaciones inmateriales	980	54,6	713	39,7	101	5,7	1.794	100,0
2.2 Inmovilizaciones materiales	23.586	61,9	14.481	38,0	9	0,0	38.077	100,0
2.2.1 Instalaciones técnicas de energía eléctrica	44.995	64,9	24.370	35,1	16	0,0	69.382	100,0
2.2.2 Instalaciones técnicas de energía eléctrica en curso	2.690	76,5	827	23,5	0	0,0	3.517	100,0
2.2.3 Otro inmovilizado material	1.353	64,6	736	35,1	5	0,3	2.095	100,0
2.2.4 Anticipos y otras inmovilizaciones materiales en curso	97	54,3	81	45,6	0	0,0	179	100,0
2.2.5 Amortizaciones de instalaciones técnicas de energía eléctrica	-24.401	68,7	-11.124	31,3	-11	0,0	-35.537	100,0
2.2.6 Otras amortizaciones	-1.016	73,7	-361	26,2	-1	0,1	-1.378	100,0
2.2.7 Provisiones	-132	72,8	-49	27,2	0	0,0	-181	100,0
2.3 Inmovilizaciones financieras	1.535	45,4	1.734	51,3	113	3,4	3.382	100,0
2.4 Acciones propias	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
3. Gastos a distribuir en varios ejercicios	57	26,6	139	64,8	18	8,6	214	100,0
4. Fondo de Comercio	2	7,4	18	90,6	0	2,0	20	100,0
5. Activo circulante	2.432	31,2	4.326	55,5	1.043	13,4	7.801	100,0
5.1 Existencias	898	96,2	22	2,4	13	1,4	934	100,0
5.2 Clientes	1.110	26,7	2.143	51,5	904	21,8	4.158	100,0
5.3 Otro activo circulante	424	15,6	2.161	79,8	125	4,6	2.709	100,0
TOTAL ACTIVO	28.591	55,7	21.411	41,7	1.286	2,5	51.288	100,0

Millones de EUROS

Activo	Período enero-diciembre 2003							
	Generación		Distribución		Comercialización		Total	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%
1. Fondos propios	10.961	64,7	5.858	34,5	136	0,8	16.955	100,0
2. ocios Externos	55	95,1	3	4,9	0	0,0	58	100,0
3. Diferencia Negativa de Consolidación	272	79,0	72	21,0	0	0,0	344	100,0
4. Ingresos a distribuir en varios ejercicios	307	13,0	2.051	86,9	1	0,0	2.360	100,0
4.1 Subvenciones de capital	113	8,3	1.257	91,7	0	0,0	1.370	100,0
4.2 Otros	194	19,6	794	80,3	1	0,1	990	100,0
5. Provisiones para riesgos y gastos	1.646	42,8	2.150	56,0	46	1,2	3.842	100,0
6. Acreedores a largo plazo	9.379	63,9	5.020	34,2	268	1,8	14.666	100,0
7. Acreedores a corto plazo	5.971	45,7	6.258	47,9	835	6,4	13.064	100,0
TOTAL PASIVO	28.591	55,7	21.411	41,7	1.286	2,5	51.288	100,0

Fuente: UNESA.

CUADRO 3.6.3.-Cuenta de pérdidas y ganancias analítica

Conceptos	Generación			Distribución			Comercialización			Total eléctrico		
	2004 (E)	2003	%	2004 (E)	2003	%	2004 (E)	2003	%	2004 (E)	2003	%
Ventas netas y prestaciones de servicios	594	367	62,1	10.871	11.138	-2,4	5.101	4.129	23,5	16.566	15.634	6,0
Ventas imputadas entre actividades	7.910	7.360	0,64	1.310	998	31,3	0	0	0,0	9.220	8.858	4,1
Otros ingresos relacionados con la explotación	1.127	820	37,5	451	405	11,3	120	113	6,2	1.698	1.333	26,9
Valor de la producción	9.631	9.046	6,5	12.632	12.542	0,7	5.221	4.242	23,1	27.484	25.830	6,4
Consumos	-3.240	-2.720	19,1	-3.216	-2.919	10,2	-595	-399	49,0	-7.050	-6.038	16,8
Compras imputadas entre actividades	-717	-574	24,9	-4.625	-5.009	7,7	-2.697	-2.360	14,3	-8.039	-7.943	1,2
Gastos externos y de explotación	-1.113	-959	16,0	-1.959	-1.864	5,0	-371	-279	32,9	-3.442	-3.102	10,9
Otros gastos imputados entre actividades	0	0	0,0	0	0	0,0	-1.310	-998	31,3	-1.310	-998	31,3
Valor añadido de la empresa	4.561	4.793	-4,8	2.833	2.750	3,0	248	206	20,5	7.642	7.749	-1,4
Otros gastos	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
Otros ingresos	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
Gastos de personal	-722	-707	2,2	-781	-764	2,1	-106	-95	11,5	-1.609	-1.566	2,7
Resultado bruto de explotación	3.839	4.086	-6,1	2.052	1.985	3,4	142	111	28,1	6.033	6.183	-2,4
Dot. amortizaciones de inmovilizado y prov. tráfico	-1.417	-1.463	-3,1	-807	-830	-2,8	-38	-28	35,2	-2.262	-2.321	-2,6
Resultado neto de explotación	2.421	2.623	-7,7	1.246	1.156	7,8	105	83	25,8	3.772	3.862	-2,3
Ingresos financieros	74	87	-14,8	25	33	-24,5	3	6	-50,8	102	126	-19,1
Gastos financieros	-537	-521	3,1	-346	-367	-5,5	-5	-16	-69,2	-889	-904	-1,7
Resultado de las actividades ordinarias	1.958	2.189	-10,5	925	823	12,4	103	73	40,8	2.985	3.084	-3,2
Resultados extraordinarios	-119	-210	-43,6	25	321	-92,1	-10	23	-144,1	-103	134	-177,2
Resultado antes de impuestos	1.839	1.978	-7,0	950	1.143	-16,9	92	96	-4,0	2.882	3.218	-10,4
Impuestos sobre sociedades	-543	-610	-11,0	-253	-127	98,9	-31	-32	-4,5	-827	-770	7,4
Resultado después de impuestos (beneficio o pérdida)	1.296	1.368	-5,2	697	1.016	-31,4	61	64	-3,8	2.055	2.448	-16,1

Fuente: UNESA.

CUADRO 3.6.4.-Ratios 2004

Conceptos	Período actual 2004 (E)			
	Generación	Distribución	Comercial	Total elec.
Resultado neto de explotación después de imp.sobre ventas (%)	17,7	7,5	1,4	16,2
Ventas sobre activos netos (veces)	0,32	0,55	3,36	0,31
R.O.A.: Rentabilidad del activo neto (%)	5,6	4,1	4,6	5,0
Rentab.sobre fondos propios (ROE: Rtado después imp./F.Propios) (%)	10,5	8,8	166,9	10,1
Porc.amortización: Amort. acum./Inmov. Mat. Bruto (%)	54,3	46,2	68,0	51,4
Antigüedad instalaciones (años): Amort. acum./Dot. anual amortización	18,8	15,5	0,4	17,3
Endeudamiento (%): Acreedores / Acreedores + Fondos Propios	56,9	60,6	97,5	59,5
Vida restante deuda (años): Deuda/ Cash flow Operativo (EBITDA)	4,3	5,3	9,9	5,0
Gastos financieros / Cifra de Negocios (%)	5,6	2,8	0,1	5,4
B° neto + Imp. Sociedades + Gtos financieros/Gtos financieros (veces)	4,4	3,7	19,3	4,2

Fuente: UNESA.

CUADRO 3.6.5.-Ratios 2003

Conceptos	Período anterior 2003			
	Generación	Distribución	Comercial	Total elec.
Resultado neto de explotación (EBIT) después de imp.sobre ventas (%)	20,1	8,5	1,3	18,8
Ventas sobre activos netos	0,3	0,57	3,2	0,30
Rentabilidad del activo neto (R.O.A.)	6,3	4,8	4,3	5,7
Rentab.sobre fondos propios (ROE: Rtado después imp./F.Propios) (%)	11,8	12,7	46,8	12,4
Porc.amortización: Amort. acum. / Inmov. Mat. Bruto (%)	54,2	45,6	67,6	51,2
Antigüedad instalaciones (años): Amort. acum./ Dot. anual amortización	17,4	14,1	0,5	16,0
Endeudamiento (%):Deuda (Acreedores) / Deuda + Fondos Propios	57,0	58,5	89,0	58,4
Vida restante deuda (años): Deuda/ Cash flow Operativo (EBITDA)	3,8	5,7	9,9	4,5
Gastos financieros / Cifra de Negocios (%)	5,8	3,0	0,4	5,8
B° neto + Imp. Sociedades + Gtos financieros / Gtos financieros (veces)	4,8	4,1	6,9	4,6

Fuente: UNESA.

4. SECTOR NUCLEAR

4.1 GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR

En España hay 9 unidades nucleares en funcionamiento, situadas en 7 emplazamientos, con una potencia instalada de 7.876 MW, lo que representa el 10,9% de la potencia total de generación eléctrica instalada.

La producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2004 ha sido de 63.606 GWh, similar a la de los años anteriores, lo que ha supuesto una contribución del 22,7% al total de la producción nacional.

CUADRO 4.1.-Potencia eléctrica y producción de origen nuclear 2004

Central	Tipo	Año entrada en servicio (1.ª conex.)	Potencia Instalada (MWe)	Producción Bruta (GWh)
José Cabrera	PWR	1968	160	1.246
Garoña	BWR	1971	466	4.047
Almaraz I	PWR	1981	974	8.521
Ascó I	PWR	1983	1.028	8.075
Almaraz II	PWR	1983	983	7.830
Cofrentes	BWR	1984	1.085	9.148
Ascó II	PWR	1985	1.027	7.260
Vandellós II	PWR	1987	1.087	8.943
Trillo	PWR	1988	1.066	8.536
TOTAL			7.876	63.606

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 2004 ha sido del 91,8%, y el Factor de disponibilidad (relación entre el tiempo que la central ha estado acoplada a la red en el tiempo total considerado), del 90,5%.

Mediante Orden Ministerial de 16 de noviembre de 2004 (BOE 6-12-04), se concedió a la central nuclear de Trillo una autorización de explotación por diez años.

4.2 PRIMERA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

La fábrica de combustible nuclear de Juzbado (Salamanca), propiedad de ENUSA Industrias Avanzadas, S.A., produjo en 2004 elementos combustibles, tanto para el mercado nacional como para la exportación. Durante dicho año se han fabricado 836 elementos, conteniendo 275,7 toneladas de uranio, de ellos, 522 corresponden al tipo PWR y 314 al BWR. Para la exportación se han fabricado 390 elementos combustibles, conteniendo 116,4 toneladas de uranio, los destinos de los elementos fabricados han sido Bélgica, Finlandia, Francia y Suecia.

El 13 de septiembre de 2004, el Servicio Territorial de Industria, Comercio y Turismo de la Junta de Castilla y León en Salamanca concedió la autorización del proyecto de restauración definitiva de las antiguas explotaciones mineras de Saelices el Chico (Salamanca), que abastecían a las plantas "Elefante" y "Quercus" ubicadas en sus cercanías. La primera de estas plantas ha sido desmantelada y se ha declarado el cese definitivo de la explotación de la segunda.

Por lo que respecta a las centrales nucleares españolas, ENUSA ha gestionado y suministrado un total de 211 toneladas de uranio de distintos grados de enriquecimiento, lo que equivale a 2.411 toneladas de concentrados de uranio (U_3O_8), 2.035 toneladas en servicios de conversión y 1.225.000 UTS (Unidades Técnicas de Separación) en servicios de enriquecimiento. En 2004 ENUSA ha suministrado combustible a: José Cabrera, Santa María de Garoña, Almaraz I, Almaraz II, Cofrentes, Ascó I, Trillo y Vandellós II.

4.2 SEGUNDA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

La instalación de almacenamiento de residuos radiactivos sólidos de media y baja actividad de Sierra Albarrana (El Cabril) de ENRESA, prosigue con sus actividades de almacenamiento de estos residuos. Durante 2004 se han recepcionado 111 expediciones, habiéndose almacenado en las estructuras 120 contenedores. A 31 de diciembre de 2004 estaban almacenados un total de 4.466 contenedores y la ocupación de las estructuras era aproximadamente del 51 %.

4.3 EVOLUCIÓN DEL EQUIPAMIENTO ENERGÉTICO Y DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURAS

Parque nuclear

Con el fin de mejorar su rendimiento económico, algunas centrales nucleares han venido incrementando su potencia nominal; bien mediante la optimización de la eficiencia de grandes componentes la central, o bien aumentando la potencia térmica generada por el combustible.

Como resultado de lo anterior, desde 1990 la potencia eléctrica de las centrales nucleares españolas se ha incrementado en 586 MW, 140 de los cuales corresponden al período 2000-2004. Concretamente, en 2004, como consecuencia del aumento de la potencia térmica, la central de Cofrentes incrementó su potencia en 7 MWe.

Por lo que se refiere a las centrales nucleares definitivamente paralizadas por la Ley 40/1994, de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional, a lo largo de 2004 se ha continuado con el proceso de desinversión de equipos y componentes, proceso que ha concluido en el caso de la central nuclear de Valdecaballeros y que se encuentra en su última fase en la central nuclear de Lemóniz. A 31 de diciembre de 2004 el importe pendiente de compensación al "Fondo de Titulización de la Moratoria Nuclear" se elevaba a 1.342,6 M€; de los que 699,5 M€ correspondían a C.N. Lemóniz, 622,8 M€ a C.N. Valdecaballeros y 20,2 M€ a C.N. Trillo II.

Primera parte del ciclo del combustible nuclear

Mediante la Orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de 2 de agosto de 2004 (BOE 13-9-

04), se declaró la clausura del emplazamiento restaurado de la Planta Lobo-G, propiedad de ENUSA Industrias Avanzadas, S.A., situada en La Haba (Badajoz). La Planta estuvo en operación desde 1977 hasta 1990, tratando minerales extraídos en sus cercanías.

Segunda parte del ciclo del combustible nuclear

En 2004 se entregaron dos contenedores metálicos de doble propósito, para el almacenamiento y transporte de elementos combustibles gastados de la central nuclear de Trillo, denominados ENSA-DPT. Estos contenedores, capaces de albergar cada uno 21 elementos combustibles, son fabricados en las instalaciones de Equipos Nucleares, S.A. de Maliaño (Cantabria) y se utilizan en el almacén temporal individualizado para el combustible gastado de esta central, que se construyó debido a la saturación, por las características constructivas de esta central, de la capacidad de almacenamiento de su piscina de combustible gastado.

A finales de 2004 se autorizó un incremento, de 40.000 a 45.000 MWd/tU del grado de quemado del combustible a almacenar y transportar en los contenedores ENSA-DPT.

Modificación de la instalación de El Cabril para el almacenamiento de residuos radiactivos de muy baja actividad

En mayo de 2003 ENRESA presentó una solicitud de autorización de modificación de El Cabril para 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 resultantes de eventuales fusiones accidentales de fuentes radiactivas mezcladas en la chatarra que algunas acerías utilizan en su proceso productivo, o los procedentes del desmantelamiento de instalaciones nucleares, que en ocasiones pueden representar un volumen elevado. Estos residuos, al no poder ser tratados como convencionales, su almacenamiento en El Cabril, con los mismos condicionantes tecnológicos con los que se realiza el almacenamiento de los residuos radiactivos para los que esta instalación está autorizada resulta inapropiado, no sólo desde el punto de vista económico, sino porque supone un detrimento del valor estratégico de esta instalación,

que ha sido diseñada y está autorizada para la evacuación de residuos radiactivos de mayor actividad específica.

Esta instalación complementaria supone la construcción de 4 vasos o celdas de almacenamiento que, ocupando una superficie de unas 10 hectáreas, tendrá una capacidad de almacenamiento de 130.000 m³. En la fase de ejecución se prevé construir la primera de las celdas proyectadas, implementándose las demás posteriormente, en función de las necesidades.

El procedimiento de concesión de esta autorización se encuentra pendiente de la emisión de la Declaración de Impacto Ambiental por parte del Ministerio de Medio Ambiente.

Desmantelamiento de instalaciones

Los trabajos autorizados relativos al desmantelamiento de la central nuclear Vandellós I finalizaron a mediados de 2003 y, previsiblemente en los primeros meses de 2005, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe del Consejo de Seguridad Nuclear, autorizará la fase de latencia que permitirá la liberación parcial de los terrenos ocupados por la central. Una vez concedida la autorización, la instalación se mantendrá durante un período estimado entre 25 y 30 años, en espera del decaimiento natural de la radiactividad de las estructuras internas hasta niveles que faciliten su desmantelamiento. Cuando se alcance esta situación podrá autorizarse el comienzo de los trabajos que conducirán al desmantelamiento completo de la instalación.

En el transcurso de la ejecución de este proyecto se han expedido a la instalación de almacenamiento de residuos radiactivos de El Cabril 1.835 toneladas de residuos de media y baja actividad, a vertederos convencionales controlados 8.522 toneladas de residuos banales y/o industriales y se han reciclado/reutilizado 8.700 toneladas de chatarras y cables, y 8.500 toneladas de escombros de demolición. Permanecen en la instalación 979 toneladas de residuos radiactivos de muy baja actividad.

Por otra parte, en el segundo semestre de 2004 se efectuaron una gran parte de las actividades de desmantelamiento del reactor nuclear experimental ARBI, de la Fundación Labein, en Bilbao. El desmantelamiento se autorizó en mayo de 2002 y, antes de comenzar su ejecución, se llevaron a cabo trabajos previos de acondicionamiento.

4.5 NORMATIVA NACIONAL Y DE LA UE APROBADA EN EL AÑO Y EN ELABORACIÓN

Normativa nacional aprobada

- **Orden ITC/2637/2004, de 21 de julio, relativa a la aplicación de determinadas disposiciones del Real Decreto 1206/2003, de 19 de septiembre, para la aplicación de los compromisos contraídos por el Estado Español en el Protocolo Adicional al Acuerdo de Salvaguardias derivado del Tratado sobre la no Proliferación de las Armas Nucleares, por su encomienda a la Comisión Europea (BOE 4-8-04).**

En el Anexo III de este Protocolo Adicional, cuyo texto fue publicado en el BOE de 29 de abril de 2004 y su entrada en vigor hecha pública en el BOE de 13 de agosto de 2004, se contempla la posibilidad de que el Estado encomiende a la Comisión Europea la aplicación de determinadas disposiciones que competen al Estado. Esta circunstancia se plasmó en la disposición final primera del Real Decreto 1206/2003, de 19 de septiembre, para la aplicación de los compromisos contraídos por el Estado español en el Protocolo adicional al Acuerdo de salvaguardias derivado del Tratado sobre la no proliferación de las armas nucleares (BOE 8-10-03).

Al haberse acordado finalmente esta encomienda a la Comisión Europea, mediante la nota complementaria remitida por el Ministro de Asuntos Exteriores y de Cooperación al Director General de la Organismo Internacional de Energía Atómica, de 23 de abril de 2004, resultaba necesario, para la eficacia de esta encomienda, el dictar una norma de desarrollo del Real Decreto 1206/2003, al amparo de la previsión contenida en su disposición final primera. Esta norma de desarrollo establece a qué Administración debe remitirse la información en cada caso y los plazos para dicha remisión, y aclara determinados aspectos en relación con la ejecución de los accesos complementarios.

Normativa comunitaria aprobada

- **Decisión del Consejo por la que se aprueba la adhesión de la Comunidad Europea de la Energía Atómica a la Convención sobre seguridad en la gestión del combustible gastado y sobre seguridad en la gestión de los desechos radiactivos.**

A lo largo del 2004 el Grupo de Cuestiones Atómicas preparó una Decisión del Consejo para facilitar la adhesión de la Comunidad EURATOM a la denominada Convención Conjunta. La adhesión fue aprobada mediante Decisión del Consejo de 24 de enero de 2005.

Normativa comunitaria en elaboración

- **Aprobación por el Consejo de la revisión del actual Reglamento sobre el control de seguridad de EURATOM para la aplicación de salvaguardias en la UE.**

Para la puesta en práctica en el ámbito comunitario del Protocolo Adicional al Acuerdo de salvaguardias, al que anteriormente se ha hecho referencia, dentro de la normativa comunitaria en materia de control de seguridad de los materiales nucleares, con fecha 22 de marzo de 2002 la Comisión presentó una propuesta de revisión del actual Reglamento 3227/76, sobre el control de seguridad de Euratom que, entre otras cosas, da soporte jurídico a las responsabilidades que la propia Comisión ha adquirido por la firma del Protocolo Adicional.

Entre los objetivos de esta propuesta están: actualizar la normativa en vigor desde 1976 a la nueva situación presente, caracterizada, además de por la próxima entrada en vigor de los Protocolos Adicionales, por la utilización de combustibles de óxidos mixtos (en los que se utiliza plutonio, además de uranio), la existencia de almacenamientos de residuos a largo plazo, el desmantelamiento de instalaciones nucleares y la aplicación de las nuevas tecnologías de la información y de las comunicaciones.

Esta propuesta de Reglamento ha sido debatida a lo largo de 2003 y 2004 en el Grupo de Cuestiones Atómicas del Consejo y fue aprobada por el Consejo en su reunión del 29 de abril de 2004. No obstante, la publicación del Reglamento se ha retrasado considerablemente debido a la necesidad de traducir este complejo documento técnico a todas las lenguas oficiales. De hecho, la publicación en el Diario Oficial de la Unión Europea no se ha producido hasta el 28 de febrero de 2005, produciéndose su entrada en vigor veinte días después.

- **“Paquete nuclear”**

A finales de 2002 la Comisión presentó dos propuestas de directivas, dentro de lo que se conoce como “paquete nuclear”: “Directiva por la que se

establecen obligaciones básicas y principios generales en materia de seguridad de las instalaciones nucleares” y “Directiva sobre la gestión del combustible gastado y los residuos radiactivos”.

En la primera, relativa a la seguridad de las instalaciones nucleares, entre otras cosas, se establecía la obligación para los Estados miembros de tener un Organismo regulador, que ha de ser independiente en lo respecta al ámbito de la seguridad nuclear. Asimismo, se establecía la obligación de asegurar la existencia de los recursos financieros suficientes para el desmantelamiento de las instalaciones nucleares, que habrán de estar disponibles cuando sean necesarios.

En la segunda propuesta, sobre la gestión de los residuos radiactivos, se obligaba a los Estados miembros a establecer programas nacionales para la gestión de estos residuos en los que, en su caso, se especifique el calendario para la autorización y puesta en marcha de una instalación para su almacenamiento definitivo.

Estas dos propuestas han sido objeto de los trabajos del Grupo de Cuestiones Atómicas a lo largo del 2003 y del 2004. Sin embargo, no ha sido posible alcanzar una mayoría de apoyo suficiente como para su aprobación.

Alternativamente a la propuesta de la Comisión, un grupo de países propuso que el Consejo aprobase un documento de Conclusiones sobre el asunto. En dicho informe, que fue aprobado por el Consejo en junio de 2004, se establece un Plan de Acción en seguridad nuclear y gestión de residuos a desarrollar en los próximos años, que persigue la armonización de las medidas de seguridad que se aplican en los Estados miembros sobre una base voluntaria, así como incrementar la transparencia frente a los ciudadanos. El Plan se empezó a desarrollar en diciembre del 2004 y se prevé que se extienda a lo largo de 2005 y 2006.

- **Propuesta de Directiva relativa a la vigilancia y control de los traslados de residuos radiactivos y combustible gastado.**

La norma comunitaria que aplica actualmente a los traslados de residuos radiactivos es la Directiva 92/3/Euratom, relativa a la vigilancia y control de los traslados de residuos radiactivos entre Estados Miembros o procedentes o con destino al exterior de la Comunidad.

La revisión de esta Directiva se estudió en la quinta fase de la iniciativa SLIM de simplificación de la legislación del mercado interior. Como consecuencia de los trabajos efectuados dentro de esta iniciativa, se alcanzaron 14 recomendaciones para su mejora, que fueron transmitidas al Consejo y Parlamento Europeo.

Asimismo, se han tenido en cuenta otros motivos que justifican la revisión de esta Directiva:

- Coherencia con las últimas Directivas europeas. Fundamentalmente la Directiva 96/29/Euratom, por la que se establecen las normas básicas relativas a la protección sanitaria de los trabajadores y de la población contra los riesgos de las radiaciones ionizantes, y la Directiva 2003/122/Euratom, sobre el control de las fuentes selladas de actividad elevada y de las fuentes huérfanas.
- Congruencia con las Convenciones internacionales. Entre las que destaca la Convención conjunta sobre seguridad en la gestión del combustible gastado y de los residuos radiactivos.
- Clarificación del procedimiento y su aplicación práctica.
- Ampliación del alcance al combustible gastado.
- Mejora de la estructura de la Directiva.

A finales de 2004 la Comisión presentó informalmente la propuesta de Directiva en el Grupo de Cuestiones Atómicas y la remitió al Comité Económico y Social para su preceptivo informe.

- **Decisión del Consejo para la aprobación de la conclusión de la Convención sobre pronta notificación en caso de accidente nuclear y el Convenio de asistencia mutua en caso de accidente nuclear o emergencia radiológica.**

En diciembre de 1987 y en noviembre de 1989, el Consejo aprobó, respectivamente, la conclusión por la Comunidad Euratom de la Convención sobre pronta notificación en caso de accidente nuclear y del Convenio de asistencia mutua en caso de accidente nuclear o emergencia radiológica. Sin embargo, los cambios habidos en cuanto a las competencias comunitarias en la gestión de la información en caso de accidente nuclear, así como en la prestación de asistencia en caso de accidente nuclear o radiactivo en los Estados que cuentan con instalaciones pertenecientes al Centro Común de Investigación, hacía recomendable nuevas decisiones del Consejo apro-

bando la conclusión de dichos Convenios internacionales. Esta prevista la aprobación de la decisión en el primer semestre del 2005, bajo presidencia luxemburguesa.

- **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 el Colegio de Comisarios el 6 de 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 COREPER de 22 de noviembre de 2004.

Finalmente, a petición de la parte china, dicho texto fue objeto de últimas 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 última fase han modificado de manera importante el texto del acuerdo, por lo que no se ha podido concluir el expediente. En paralelo, los Estados miembros que disponen de acuerdos bilaterales de cooperación con China están revisando el texto del acuerdo común a la luz de sus propios acuerdos para evitar discrepancias.

En principio, este expediente debería poder concluirse a lo largo del primer semestre de 2005, bajo Presidencia de Luxemburgo, pendiente, en su caso, de la adopción de la Decisión de Conclusión por el Consejo que podría dilatarse algo más.

- **Decisión del Consejo por la que se concluye con Japón un acuerdo de cooperación para el uso pacífico de la energía nuclear.**

La Comisión, tras la aprobación por el Consejo del mandato de negociación el 25 de mayo de 1998, inició las negociaciones en el primer semestre de 1999. En octubre de 2001 se alcanzó un acuerdo ad referendum del texto. Sin embargo, posteriormente Japón propuso modificarlo en aspectos relativos a la propiedad intelectual y al ámbito de aplicación territorial, lo que contó con la negativa de la Comisión, no obstante, ante la insistencia de Japón, se acordó por ambas partes mantener una ronda negociadora al

respecto, que concluyó con un acuerdo en enero de 2004.

La Comisión presentó su propuesta de Decisión al Consejo para la conclusión del acuerdo en octubre de 2004, si bien, para garantizar la coherencia con los acuerdos bilaterales firmados con anterioridad por varios Estados miembros, habrá que introducir ciertas modificaciones, que tendrán que ser nuevamente discutidas con Japón en el curso de una nueva (y previsible última reunión) a celebrar en febrero de 2005.

Las perspectivas actuales hacen posible prever que el acuerdo podrá cerrarse en el curso del primer semestre de 2005 y proceder a adoptar la Decisión para la conclusión de manera casi paralela.

4.6 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 2004:

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 trabajo del Consejo en el que mayoritariamente se abordan los temas relativos al ámbito del Tratado Euratom, dentro del ámbito comunitario, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ha participado en reuniones de los siguientes comités.

- Comité Consultivo de la Agencia de Aprovisionamiento de EURATOM.

En principio y de acuerdo con el Tratado EURATOM, el objeto de esta Agencia es garantizar el suministro de combustible nuclear a los Estados miembros. En la reunión que este Comité celebró en marzo de 2004, además del Informe anual de esta Agencia correspondiente a 2003, el informe de cuentas para ese año y el presupuesto para 2005, se trató el establecimiento de una sucursal de esta Agencia en Luxemburgo (que de facto supone su traslado a este país), la prórroga de un Memorandum de entendimiento entre esta Agencia y Francia, mediante el que se simplifican algunos de los procedimientos requeridos por la Agencia, la negociación con Rusia de un acuerdo sobre comercio de materiales nucleares y el seguimiento de las actividades del grupo de trabajo creado por este Comité relativo a la "Seguridad de suministro".

- Comité Consultivo del Programa Marco de I+D Comunitario sobre Fisión Nuclear

Este Comité tiene la misión de asistir a la Comisión en la definición, preparación y ejecución las actividades de investigación, desarrollo y demostración incluidas en el Programa específico de EURATOM de investigación en fisión nuclear, dentro del Programa Marco de I+D de EURATOM.

En las tres reuniones celebradas por este Comité en marzo, junio y octubre, entre otros asuntos propios de sus funciones, se abordó la ejecución del 6º Programa Marco (2002-2006), la elaboración del Programa de Trabajo para 2005, la presentación de una red de excelencia sobre la física y la química de los actínidos, así como la preparación de un documento de aportación de este Comité de cara a la elaboración del 7º PM, para cuya elaboración se crearon cuatro grupos de trabajo sobre: reactores actuales y futuros, gestión de residuos radiactivos, protección radiológica y aspectos horizontales.

- Grupo de Expertos de los Programas Nucleares de PHARE y TACIS

En el pasado, la Comisión realizaba una gestión integrada de los programas PHARE y TACIS de energía nuclear. A partir de 2001, estos programas siguieron caminos distintos, ya que TACIS sigue manteniendo su estructura tradicional de asistencia técnica gestionada desde la Dirección General de Relaciones Exteriores (RELEX), mientras que PHARE se orienta hacia la ampliación de la UE y se gestiona por la Dirección General de Ampliación (ENLARG).

Dentro del programa TACIS, como hecho más significativo en 2004 cabe señalar la aprobación el Pro-

grama de Acción en Seguridad Nuclear del 2004 para Rusia, Ucrania, Armenia, Kazajstán, Georgia y Bielorrusia por un montante total de 60 M€ y la materialización de la segunda contribución de 20 M€ a la ventana nuclear del Fondo del Partenariado Medio Ambiental de la Dimensión Nórdica.

En relación con el programa PHARE, el Programa de Acción del 2003 fue el último aprobado debido a que el 1 de mayo de 2004 se hizo efectiva la adhesión a la UE de los nuevos Estados miembros, que eran los beneficiarios de dicho programa. No obstante, se ha mantenido un pequeño programa reducido de ayuda en seguridad nuclear a Rumanía y Bulgaria para el 2004, por un montante total de 8.229.000 €.

Agencia de Energía Nuclear (NEA-OCDE)

- Comité de Dirección.

Entre otras cuestiones, en las dos reuniones que celebró este Comité en los meses de abril y octubre se trataron las principales líneas del Programa de trabajo de la NEA para 2005-2006, se analizaron las actividades de los Comités técnicos permanentes de la NEA, la presencia como observadores en alguno de estos Comités técnicos de representantes de países no miembros y se aprobó el nuevo Plan Estratégico de la Agencia para los años 2005-2009. Como temas de debate político se trató el papel de los Gobiernos en el ámbito de la energía nuclear y la potencial contribución de la energía nuclear a la producción de hidrógeno.

- Comité de Estudios Técnicos y Económicos para el Desarrollo de la Energía Nuclear y del Ciclo de Combustible.

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.

Este Comité celebró dos reuniones: una de enero y otra en octubre. Además de los temas habitualmente tratados en éste Comité (informe de los países, seguimiento de los distintos proyectos y actividades incluidas en el Programa de Trabajo, etc.), en estas

reuniones se presentaron sendos informes de la Agencia Internacional de Energía sobre la política energética en Japón, Suiza, Canadá y Francia, un documento sobre sociedad y energía nuclear, y otro sobre el mantenimiento de la competencia en el sector nuclear, así como el estado de situación del proyecto conocido como Reactor Jules-Horowitz, (iniciativa francesa para la construcción de un reactor en el que se puedan llevar a cabo estudios sobre combustible y materiales irradiados).

- Comité de Derecho Nuclear.

El 12 de febrero de 2004 tuvo lugar una reunión del grupo de representantes de países firmantes de los Convenios de responsabilidad civil por daños nucleares (Convenio de París), y Convenio Complementario (Convenio de Bruselas), previa al acto oficial de firma por parte de los Embajadores ante la OCDE del Acta por la que dichos países se comprometen a firmar los dos Protocolos de modificación de ambos Convenios.

España firmó los dos Protocolos, mediante los que se modifica el Convenio de París, de 29 de julio de 1960, acerca de la Responsabilidad Civil en materia de energía nuclear y el Convenio de Bruselas, de 31 de enero de 1963, complementario al Convenio de París, en julio de 2004, si bien en el acto de firma se expresa que la fecha de efectividad es 12 de febrero.

Estos Protocolos, cuya entrada en vigor está prevista para antes del 31 de diciembre de 2006, suponen como modificaciones más significativas, que habrá que incluir en nuestra futura normativa en materia de responsabilidad civil por daños nucleares, las siguientes:

Por lo que se refiere al Convenio de París:

- un incremento de las cantidades mínimas a cubrir por el explotador de la central, único responsable de los daños nucleares, ya que, de los aproximadamente 150 M€ actuales, se pasa a 700 M€,
- la inclusión del daño al medio ambiente en la definición de “daño nuclear”,
- el establecimiento de un plazo de 30 años para la reclamación de indemnizaciones por daños personales y de 10 por otros daños, incluidos los daños al medio ambiente,
- la determinación de un tribunal competente único para fijar las indemnizaciones y la Ley aplicable y,

- la ampliación sustancial del ámbito geográfico de aplicación.

Por lo que respecta al Convenio de Bruselas:

- se incrementan los tres tramos de compensación establecidos por éste:
- el primer tramo es responsabilidad del explotador, y es igual en cantidad a la responsabilidad establecida según el Convenio de París modificado (700 M€),
- el segundo tramo continúa siendo provisto por fondos públicos del Estado donde esté situada la instalación, y asciende, desde la cantidad anterior, hasta 1.200 M€ y,
- el tercer tramo seguirá constituido por fondos públicos provistos por los Estados miembros que se elevan, desde la cifra anterior, hasta 1.500 M€.

Por otra parte, en noviembre de 2004 tuvo lugar la segunda reunión anual del Comité de Derecho Nuclear, en la que, entre otras cuestiones, se publicó el estatus de las Declaraciones efectuadas por las Partes Contratantes del Convenio de Bruselas, acerca de una recomendación de la NEA sobre la pronta movilización de Fondos en caso de accidente nuclear.

Asimismo, se ha previsto la realización de un simulacro de emergencia que tendrá lugar en 18 al 20 de mayo de 2005, con dos supuestos diferentes: un accidente de un elemento combustible en un almacén definitivo de combustible gastado, y un incendio en un barco que transporta óxido de uranio enriquecido por el río Danubio, desde Alemania hasta Rumanía, teniendo lugar el accidente en la ribera de Hungría. Ambos supuestos son de gran interés, pues servirán para analizar la diversa casuística que se puede plantear en relación con la aplicación de estos Convenios.

También en esta reunión se planteó la aplicación de la Directiva sobre responsabilidad medio ambiental y el Convenio Roma II, sobre responsabilidad civil extracontractual y su influencia en el ámbito nuclear, y la aplicación de los Convenios de París y Bruselas en alta mar y en el espacio aéreo inter-estados.

Grupo de Expertos de las partes contratantes de los Convenios de París y Bruselas sobre responsabilidad civil por daños nucleares.

En la reunión mantenida en noviembre de 2004 se

abordó, fundamentalmente, una reserva planteada por Alemania, en relación con las provisiones de la última modificación acerca de la reciprocidad con los países firmantes del Convenio de París y los firmantes del Convenio de Viena, que sean a su vez firmantes del denominado “Joint Protocol”, pues éste último otorga un régimen especial de reciprocidad que conviene matizar, ya que el límite cuantitativo de responsabilidad por daños es muy diferente en ambos Convenios (mientras que para el de París será de 700 M€, para Viena es de aproximadamente 5 M€).

Esta reserva fue recibida con gran interés en el seno del Grupo, de forma que muchos representantes manifestaron su intención de hacer a su vez una reserva análoga. Dado que el Convenio exige la aceptación expresa de todas las Partes para cada reserva, durante la reunión se planteó la posibilidad de efectuar una Declaración general, especificando que todos los países aceptan previamente cualquier reserva presentada con el texto que se adjunta:

“Los firmantes del Protocolo de 12 de febrero 2004 de modificación del Convenio sobre responsabilidad civil por daños nucleares (Convenio de París) declaran por este documento que si la siguiente reserva es efectuada de acuerdo con el artículo 18 del Convenio de París, tal reserva es aceptada:

[Nombre del Estado que hace la reserva], sin perjuicio del artículo 2.a.iii), se reserva el derecho de establecer, con respecto al daño nuclear sufrido en el territorio de, o a bordo de un barco o aeronave registrada por un estado que no sea [Nombre del Estado que hace la reserva], cantidades de responsabilidad más baja que la cantidad mínima establecida bajo el artículo 7(a) hasta el punto que tal otro Estado no reconozca beneficios recíprocos de una cantidad equivalente”.

La Declaración está pendiente de ser firmada oficialmente por cada uno de los países. En España su firma se va a autorizar de forma conjunta a la ratificación de los Protocolos de modificación de París y Bruselas.

Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA-Naciones Unidas)

- Conferencia General.

La Conferencia General anual de este Organismo, que fue la 48ª, tuvo lugar del 20 al 24 de septiembre. 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 desechos,
- dentro del apartado referido a seguridad física nuclear y radiológica, 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, y
- 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.
- Elección de los miembros de la Junta de Gobernadores.

Asimismo, se presentó el Informe anual de 2003, se aprobó un Presupuesto ordinario del Organismo para 2005 de 281,430 M\$, y las contribuciones voluntarias al Fondo de Cooperación Técnica para 2005, para las que se estableció una cifra objetivo de 77,500 M\$.

- Junta de Gobernadores.

Esta Junta se reúne cinco veces al año y tiene, entre otras, la función de examinar y hacer recomendaciones a la Conferencia General en relación con las cuentas, programas y presupuesto del Organismo. Entre las cuestiones más relevantes tratadas en 2004 están: el examen de la seguridad nuclear correspondiente a 2003, el examen de la tecnología nuclear actualizado a 2004, el estado de la concertación de Acuerdos de salvaguardias y Protocolos Adicionales, la protección contra el terrorismo nuclear, la aplicación de las salvaguardias en 2003 y, particularmente en relación con Corea del Norte, Irán y Libia, las actividades de cooperación técnica en 2003 y las orientaciones sobre importación y exportación de fuentes radiactivas, en relación con la aplicación del Código de conducta sobre seguridad tecnológica y física de éstas.

Hasta septiembre de 2004, el representante de España ha ocupado el puesto de Presidente de la Junta de Gobernadores. España se reincorporará a esta Junta en septiembre de 2008.

- Declaración inicial del Protocolo Adicional

El 30 de abril de 2004 se produjo la entrada en vigor dentro de la UE del Protocolo Adicional al Acuerdo de Salvaguardias firmado por Euratom, el OIEA y los Estados no poseedores de armas nucleares de la UE. Conforme a lo previsto en dicho Protocolo y en los arreglos acordados con la Comisión Europea, a principios de agosto de 2004 se remitió a la Comisión la declaración inicial del Estado español. Posteriormente, a principios de noviembre del 2004, se remitió también la segunda declaración sobre exportación de materiales y equipos incluidos en el Anexo II del Protocolo Adicional. La declaración inicial del Estado se deberá actualizar con carácter anual y la correspondiente a las exportaciones se deberá completar con carácter trimestral.

Grupo de Suministradores Nucleares (GSN)

Durante 2004 cabe destacar la celebración del Plenario del Grupo en Goteborg (Suecia). Los debates se centraron sobre diversas iniciativas para reforzar el régimen de control de exportaciones, tales como la cláusula de paralización de suministro en caso de incumplimiento de las obligaciones de salvaguardias con el OIEA. Por otra parte, se siguió trabajando la propuesta de exigencia del Protocolo Adicional a los Acuerdos de Salvaguardias como condición para el suministro de materiales y equipos de la Parte 1 de las directrices del grupo, así como sobre la propuesta impulsada por EE.UU. y otros países, de compromiso de no desarrollar instalaciones de enriquecimiento de uranio o reprocesamiento de combustible irradiado como condición de suministro de materiales y equipos considerados como tecnología sensible. Por último, en el Plenario se acordó la adhesión al GSN de Estonia, Malta, China y Lituania.

Fondos gestionados por el BERD

España viene participando en los siguientes foros que se encargan de supervisar la gestión de los fondos establecidos en el seno del Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo (BERD).

- Asamblea de contribuyentes al Fondo del nuevo confinamiento de seguridad de Chernóbyl (CSF).

Durante 2004 prosiguieron los trabajos relativos a la estabilización, construcción de un nuevo confinamiento seguro y desmantelamiento del confinamiento actual de la unidad accidentada de la central de Chernóbyl. Este año ha concretado el coste final que

tendrá la construcción del nuevo sarcófago de la central, que alcanzará los 1,091 M\$, frente a la estimación inicial realizada en 1997 de 768 M\$ (sin tener en cuenta la inflación). Hasta la fecha ha habido dos conferencias de donantes en las que se han comprometido aportaciones por valor de 717 M\$. En mayo de 2005 se celebrará una nueva conferencia de donantes, promovida por el G-7, con el fin de lograr nuevas aportaciones para alcanzar la estimación de gastos prevista. Todos los países del G-7, Rusia y la Comisión Europea han anunciado su intención de hacer efectivas nuevas aportaciones.

- Fondos internacionales de apoyo a la clausura de las centrales nucleares de:
 - Ignalina (Lituania) (primera unidad),
 - Kozloduy (Bulgaria) (cuatro primeras unidades),
 - Bohunice (Eslovaquia) (dos primeras unidades).

En el marco de las negociaciones de adhesión a la UE, estos países aceptaron el desmantelamiento de estas unidades cuyos reactores no se consideran con un nivel de seguridad aceptable con relación a las centrales nucleares de la Europa occidental.

El coste estimado de la fase preparatoria del desmantelamiento de esas unidades (ingeniería, consultoría y servicios) es de 200, 200 y 150 M€, respectivamente. La duración de la ejecución de esta fase es de unos 10 años. Las contribuciones previstas por la Comisión Europea para apoyo a Lituania, Bulgaria y Eslovaquia son 165, 200 y 150 M€, respectivamente, que se harán de forma escalonada con cargo al Programa PHARE.

En 2002 España realizó una contribución a cada uno de estos fondos de 1,5 M€, pasando a ser miembro de pleno derecho de las tres asambleas de contribuyentes. En 2003 un consorcio formado por tres empresas de ingeniería española: Iberínco (líder del consorcio), Soluziona y Empresarios Agrupados, y la empresa francesa EDF, ganaron un importante contrato por valor 11,2 M€ para establecer la unidad de gestión del proyecto internacional en la central nuclear de Bohunice en Eslovaquia, y la empresa Red Eléctrica Española se adjudicó un contrato de cuantía inferior para asesorar al Banco sobre un proyecto para la reconstrucción de la subestación eléctrica de Krizovany, próxima a la central de Bohunice. En el 2004, un consorcio formado por Soluziona y Equipos Nucleares S.A. ha logrado sendos contratos con cargo al fondo de Kozloduy por un valor conjunto de 1,25 M€.

5. SECTOR CARBÓN

5 SECTOR CARBON

5.1 SITUACION ACTUAL

5.1.1 Panorámica general del sector

Globalmente la producción en toneladas de hulláa más antracita en 2004, disminuyó un 4,9% con respecto a 2003. Este hecho se debe a menores producciones en algunas explotaciones a cielo abierto y en una empresa de minería subterránea. En lignitos negros aumentó la producción en un 7,7% fundamentalmente por incremento en la producción de cielos abiertos. Finalmente, la producción de lignito par-

do aumentó un 2,1% en relación a la de 2003 (Cuadro 5.1.1).

5.1.2 Demanda interior

La demanda de carbón durante 2004 ha tenido la distribución que proporciona el Cuadro 5.1.2. La peor hidraulicidad del año unida al crecimiento de la demanda eléctrica ha hecho aumentar el consumo de carbón para generación. En generación eléctrica bajó el consumo en toneladas de hulla y antracita un 0,8% y el de lignito negro un 1,1%, mientras el de lignito pardo aumentó un 2,4% y el de carbón importado un 9,6%.

CUADRO 5.1.1.-Balance de carbón

	2003	2004	2004/03	2003	2004	2004/03
	(Miles de toneladas)		%	(Miles de tec) (1)		%
+ Producción	20548	20496	-0,3	10205	9888	-3,1
Hulla y antracita	9386	8923	-4,9	6597	6191	-6,1
Lignito negro	3181	3426	7,7	1377	1483	7,7
Lignito pardo	7981	8147	2,1	2232	2214	-0,8
+ Variación de stocks (2)	1567	1054		1076	674	
Hulla y antracita	900	781		788	564	
Lignito negro	657	243		284	102	
Lignito pardo	10	30		3	8	
+ Importación	21772	24646	13,2	18901	20499	8,5
Hulla coquizable	3321	3900	17,4	3318	3756	13,2
Hulla no coquizable	18232	20575	12,9	15362	16572	7,9
Coque	219	171	-22,0	221	171	-22,7
- Exportación	942	984	4,5	951	1012	6,4
Coque	942	984	4,5	951	1012	6,4
= Consumo interior bruto	42944	45211	5,3	29231	30049	2,8

(1) Toneladas equivalentes de carbón.

(2) Existencias iniciales - Existencias finales.

Fuente: SGE.

Se produjo una disminución de la cantidad de carbón almacenado en los parques de centrales.

En otros sectores, el consumo en coquerías y altos hornos subió el 29% en toneladas, en cementeras bajó el 26,4% y el 43,5% en otras industrias. En usos domésticos sigue bajando el consumo.

5.1.3 Características de la oferta y del proceso productivo

5.1.3.1 Valoración estimada de la producción e ingreso por ventas de carbón

Desde enero de 1998 se liberalizó 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.

Desde dicho año, la evolución del precio ha sido la siguiente:

El precio en factura medio del carbón nacional CECA (hulla, antracita y lignito negro) que percibió ayudas en 1997 fue de 41,96 €/t, para un PCS medio de 4.740 Kcal/kg, lo que equivale a 0,89 cts€/termia. Descontado el 10% de prima incluida en el precio el valor de la termia sería de 0,80 cts€. El precio medio de 1998 para un carbón de PCS medio de 4.646 Kcal/kg. fue de 35,94 €/t o de 0,77 cts€/termia de PCS. Puede apreciarse que el efecto de la negociación en dicho año fue una reducción media del precio del carbón de prácticamente un 3%.

En 1999 el precio medio del carbón de 4.611 kcal/kg de PCS fue de 33,75 €/t o de 0,74 cts€/termia. La reducción media de los ingresos por termia vendida fue de 4,77%. Esta reducción se debió a la caída de los precios del carbón en el mercado internacional, que se aplicó a los precios españoles. En el año 2000 el precio medio de venta fue de 35,55 €/t para un carbón con PCS medio de 4.601 kcal/kg, que equivale a 0,77 cts€/termia. El precio se incrementó un 4,88% reflejando la mejoría del precio en el mercado internacional.

En el año 2001 el precio medio de venta fue de 37,50 €/tonelada para un carbón de 4.550 kcal/kg de PCS medio, o en termias se pagaron a 0,82 cts€/termia de PCS. Por tanto en el año 2001 los precios se

CUADRO 5.1.2.-Sectorización del consumo de carbón

	2003 (Miles de toneladas)	2004	2004/03 %	2003 (Miles de tec) (1)	2004 (1)	2004/03 %
1.-Generación eléctrica	38248	39879	4,3	24601	25456	3,5
1.1.-Compañías eléctricas	38145	39786	4,3	24513	25377	3,5
Hulla y antracita	10015	9934	-0,8	7035	6727	-4,4
Lignito negro	3810	3770	-1,1	1645	1585	-3,7
Lignito pardo	7987	8177	2,4	2225	2230	0,2
Carbón importado	16333	17906	9,6	13607	14835	9,0
1.2.-Autoprodutores	104	93	-9,9	88	78	-10,7
2.-Transf. en coquerías y A.H.	3611	4657	29,0	3704	4015	8,4
3.-Fabricas de cemento	221	163	-26,4	194	143	-26,4
4.-Resto de industria	675	382	-43,5	597	337	-43,5
5.-Usos domésticos	121	88	-27,5	85	66	-22,6
6.-Consumos propios y pérdidas	67	43	-35,9	50	32	-35,9
TOTAL	42944	45211	5,3	29231	30049	2,8

Fuente: SGE.

incrementaron un 6,67% sobre los del año 2000. El precio medio del año 2002 fue de 36,2747 euros por tonelada para un carbón con P.C.S. medio de 4.478 kcal/kg. Expresado en céntimos de euro por termia dicho precio fue de 0,81 cts€/termia, es decir un 1,72% inferior al precio del año 2001.

En el año 2003 el precio medio del carbón fue de 35,0487 euros por tonelada para un carbón con un P.C.S. medio de 4.429 kcal/kg. Expresado el precio en céntimos de euro por termia fue de 0,791 cts€/termia, es decir un 2,35% inferior al del año 2002. En 2004 el precio medio del carbón que percibió ayudas fue de 36,4434 euros por tonelada de un PCS medio de 4.350 kcal/kg. Expresado el precio en céntimos de euro por termia fue de 0,83769, es decir un 5,90% superior al del pasado año 2003.

Por tanto el valor de la producción de carbón CECA en 2004 fue de 458,51 millones de euros. Hay que agregar a este valor otros 169,52 millones de euros, valor de venta de los lignitos pardos y del resultado de la venta de 709 mil toneladas de carbones CECA por los que no se percibieron ayudas. Por lo tanto el valor de la producción total del carbón entregado al sector eléctrico fue de 598 millones de euros frente a 604,49 millones de euros del año precedente.

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 295,571 millones de euros de ayudas al funcionamiento, para empresas privadas y los 92,557 millones de euros para empresas públicas. Por tanto los ingresos para empresas que extraen carbón CECA en el año 2004 fueron de 816,647 millones de euros, inferiores en 12,32 millones de euros a los del año 2003. Es necesario estimar en otros 60 millones de euros los ingresos por ventas de granos de carbón a las calefacciones y otros usos domésticos. El sector, concretamente HUNOSA, percibirá además desde S.E.P.I. otros 154,924 millones de euros destinados a cubrir pérdidas de explotación de la empresa.

5.1.3.2 Empleo en el sector

La plantilla propia estimada en el subsector de carbones CECA a final del año 2004 era de 9.800 trabajadores, frente a los 11.453 del año 2003 lo que origina una disminución de empleo del 14,43%. Teniendo en cuenta el empleo en los lignitos pardos, la mano de obra total empleada en el año 2004 ha sido de 10.386 trabajadores frente a 11.453 en el año 2003, lo que supone una disminución del

14,50%. La aceleración de 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 5.2.1.-Mano de obra empleada en minería

	2003	2004	2004/03
Hulla	7836	6796	-13,3
Antracita	2830	2476	-12,5
Lignito negro	787	528	-32,9
Total carbón CECA	11453	9800	-14,4
Lignito pardo	694	586	-15,6
TOTAL	12147	10386	-14,5

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 y otras industrias.

En unidades físicas la importación de hulla más antracita, se incrementó desde 21,5 millones de toneladas en 2003 a 24,4 millones de toneladas en 2004, suponiendo un incremento del 13,5% respecto al año 2003. En unidades monetarias la importación se incrementó en un 55% durante el mismo período. Los precios unitarios del carbón térmico se incrementaron fuertemente en los mercados internacionales, desde desde un promedio de 31,69 euros/t en 2003 a 43,60 euros/t en 2004.

El incremento de la importación de carbón se debió a la necesidad de cubrir la demanda eléctrica originada por la menor producción de electricidad de origen hidráulico y el propio incremento de la demanda de electricidad.

El precio medio estimado de adquisición de carbones térmicos en el año 2004 por las empresas eléctricas fue de 43,60 euros/tonelada en situación CIF, para un carbón de 6.042 kcal/kg, frente a 31,69 euros/tonelada para un carbón con PCS medio de 6.083 Kcal/Kg del año 2003. El precio medio estimado de hulla coquizable en el mismo período, CIF puerto español en el mismo año, fue de 80,20 euros/t y en dólares 78,38 \$/t frente a 48,76 euros/t y en

dólares de 59,29\$/t del año 2003.

El coste del carbón importado en el año 2004 puede estimarse en 1.187,3 millones de euros frente a 763,5 millones de euros del año 2003.

5.2 ESTRUCTURA DEL SECTOR

En el año 2004 no han tenido lugar reducciones de capacidad financiadas con ayudas públicas, aunque figura una empresa que, en la práctica no ha trabajado y no presenta plantilla.

Se ha dado un proceso de fusión que ha reducido el número de empresas pero a efectos estadísticos aparecerá en 2005.

Actualmente existen realmente 41 empresas que extraen carbón CECA y dos que extraen lignito pardo. Entre ellas 8 empresas tienen menos de 25 trabajadores, 11 empresas tienen entre 25 y 50 empleados, 8 tienen entre 50 y 100, 7 empresas tienen entre 100 y 500 y 7 empresas tienen más de 500 trabajadores.

Desde el punto de vista de producción 11 empresas, con menos de 25 Kt de capacidad anual producen el 0,56% de la producción total (68,5 kt). 8 empresas con capacidades anuales entre 25 y 50 kt producen el 3,02% de la producción total (373 kt). 7 empresas con capacidades anuales entre 50 y 100 kt producen el 5,08% de la producción (627 kt). 7 empresas con capacidades anuales entre 100 y 500 kt producen el 16,91% de la producción (2.086 kt) y 8 empresas con capacidad superior a 500 kt anuales producen el 74,43% de la producción (9.180 kt).

Desde 1996 no hubo disponibilidades presupuestarias para otorgar ayudas a la inversión, que por otra parte no están contempladas en la Decisión 3632/93/CECA. Por tanto las estimaciones de inversión realizadas fundadas en el incremento de los activos totales de las empresas mineras de carbón, que se deducen de las auditorías presentadas por las empresas, no están tan contrastadas como en años anteriores. Pudiera estimarse la totalidad invertida en proyectos de extracción de carbón en 90 millones de euros.

5.3 LA POLÍTICA CARBONERA EN 2004

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 han 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 una de sus unidades de producción. La unidad de producción está definida para minería subterránea prácticamente como unidad que consta de un pozo de acceso y uno de ventilación.

El Reglamento se desarrolló mediante la Decisión de la Comisión de 17 de octubre de 2002 (2002/871/CE) 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) n.º 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 regulan la actividad de la minería del Carbón en el año 2004 fueron las siguientes:

- Disposiciones básicas que existen desde 1998 hasta la caducidad del Tratado CECA en 2002 y

después siguen estando en vigor para lo relativo a reactivación de comarcas mineras:

- 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.

Disposiciones de desarrollo

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

- Orden ECO/180/2004, de 21 de enero por la que se regulan las ayudas a la industria minera del carbón para el primer semestre del ejercicio 2004, correspondientes a las previstas en los artículos 4 y 5 del Reglamento (CE) 1407 del Consejo de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón.

El segundo semestre de 2004 se pagó mediante resoluciones para cada empresa, aplicando la Disposición adicional segunda prevista en la orden citada que prorrogaba la vigencia de la citada orden, y con previa autorización del Consejo de Ministros para aquellas empresas que lo precisasen por la cuantía de sus ayudas.

Regulación existente en vigor para las cargas excepcionales de reestructuración

- Orden ECO/2771/2003 de 24 de septiembre, sobre ayudas destinadas a cubrir cargas excepcionales vinculadas a planes de reestructuración y racionalización de la actividad de las empresas mineras del carbón.

Disposición que regula la reactivación económica de las comarcas mineras para el año 2004, publicada en el B.O.E. de 9 de enero de 2004.:

- Resolución de 15 de diciembre de 2003, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan ayudas dirigidas a proyectos empresariales generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras.

Complementariamente a la actividad minera se ejecutaron por el Instituto actividades de desarrollo económico de las comarcas mineras. Entre 1998 y el año 2004 se han firmado con la Comunidades Autónomas una serie de convenios que amparan la ejecución de 908 proyectos de infraestructura con un coste de 2.094,5 millones de euros, de los que el 64,8% 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. Hasta finales del 2004 se han pagado 1.399 millones de euros. Entre 1998 y 2004 se presentaron 1.310 proyectos empresariales, de los que hoy están en vigor 966. La inversión comprometida es de 2.955,812 millones de euros, de los que se han ejecutado 1.298,579 millones con un empleo comprometido de 12.976 puestos, de los que ya están en activo 8.114 puestos de trabajo. La cuantía de la subvención comprometida a fin de año era de 466,213 millones de euros.

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: 41 empresas beneficiarias, con 383,129 millones de euros.
- Ayudas a costes sociales de reestructuración: Se han pagado 219,998 millones de euros a trabajadores prejubilados y vales de carbón.
- Ayudas para la financiación de costes técnicos de reducción de capacidad: en el año 2004 no se han efectuado reducciones de capacidad financiadas con ayudas públicas.

Además S.E.P.I. ha pagado 154,92 millones de euros para cubrir pérdidas de explotación de HUNOSA y otros 282,098 millones de euros para financiar costes sociales y 16,891 millones de euros (2.810 millones de pesetas) para financiar costes técnicos de cierres de capacidad.

Se presupuestaron en el Instituto para 2005, 371,085 millones de euros para financiar pérdidas de explotación en ese año. Además se prevén 213,7 millones de euros para costes sociales y 42,49 millones de euros para costes técnicos. A su vez se prevé que S.E.P.I. deberá aportar 150 millones de euros para cubrir pérdidas de explotación de HUNOSA y otros 286 millones de euros para cubrir costes técnicos y sociales de sus cierres en 2005. Se prevén para 2005 los 60 millones de euros, de modo similar al de

los años anteriores, para el desarrollo industrial alternativo de las Comarcas mineras del carbón y otros 426 millones de euros para financiar infraestructuras.

Aunque la Seguridad Minera no es exclusiva del carbón es necesario resaltar que las actuaciones en esta materia se han regulado mediante la RESOLUCION de 11 de noviembre de 2003, de la Secretaría de Estado de la Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa, por la que se efectúa la convocatoria para la concesión de ayudas derivadas del Plan de Seguridad Minera para el ejercicio 2004.

Actuaciones varias en Seguridad Minera

La Dirección General de Política Energética y Minas

ha firmado los convenios relativos a minería del carbón que se detallan a continuación:

- Con la Universidad Politécnica de Madrid: Campaña de formación para la utilización de equipos autorrescatadores en minería subterránea. Formación básica para los trabajadores. Valor 196.000.

Se firmaron otros doce convenios relativos a Seguridad Minera en general que no se relacionan por no ser específicos de carbón.

- Con el Instituto Nacional de la Silicosis: Se han firmado tres convenios relativos a Seguridad Minera con este Instituto por valor total de 285.000 euros.

6. SECTOR GAS

6.1 DEMANDA

Las ventas de gas natural en 2004, excluyendo consumos propios y pérdidas, fueron 316203 GWh, con incremento del 16,1% respecto al año 2003 (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, 17,4% en el año 2004.

El gas manufacturado de fuentes distintas del gas natural ha alcanzado 500 GWh, con aumento del 9,8% en 2004. Incluyendo este tipo de gas, la demanda total de gas se estima que se ha distribuido en un 16,4% en el mercado doméstico-comercial y un 50,4% 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 de gas natural para generación eléctrica en 2004 se estima en 99496 GWh, un 31,4% del total, de los que el 35% 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 20,4% de las ventas totales de gas.

Actualmente en el sector del gas natural en España coexisten dos mercados:

- Un mercado liberalizado en el que los comercializadores adquieren gas y lo suministran a los clientes en condiciones libremente pactadas, accediendo a instalaciones de terceros para efectuar el suministro.
- Un mercado regulado en el que las empresas distribuidoras suministran gas a los clientes a tarifa en condiciones reguladas y para ello adquieren el gas a los transportistas a los que estén conectadas sus instalaciones.

La cuota de ventas en el mercado liberalizado conti-

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

	2003	2004	Estructura %	%2004/03
Doméstico-comercial	47755	51983	16,4	8,9
- Gas natural	47301	51483	16,3	8,8
- Gas manufacturado (2)	455	500	0,2	9,8
Industrial	147733	159537	50,4	8,0
Materia prima amoniaco	6086	5687	1,8	-6,6
Cogeneración (3)	34286	34880	11,0	1,7
Generación eléctrica convencional	37010	64616	20,4	74,6
Total gas natural	272416	316203	99,8	16,1
Total gas natural y manufacturado	272871	316703	100,0	16,1
Demanda final de GLP (butano y propano) (4)	2290	2339		2,1

(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)

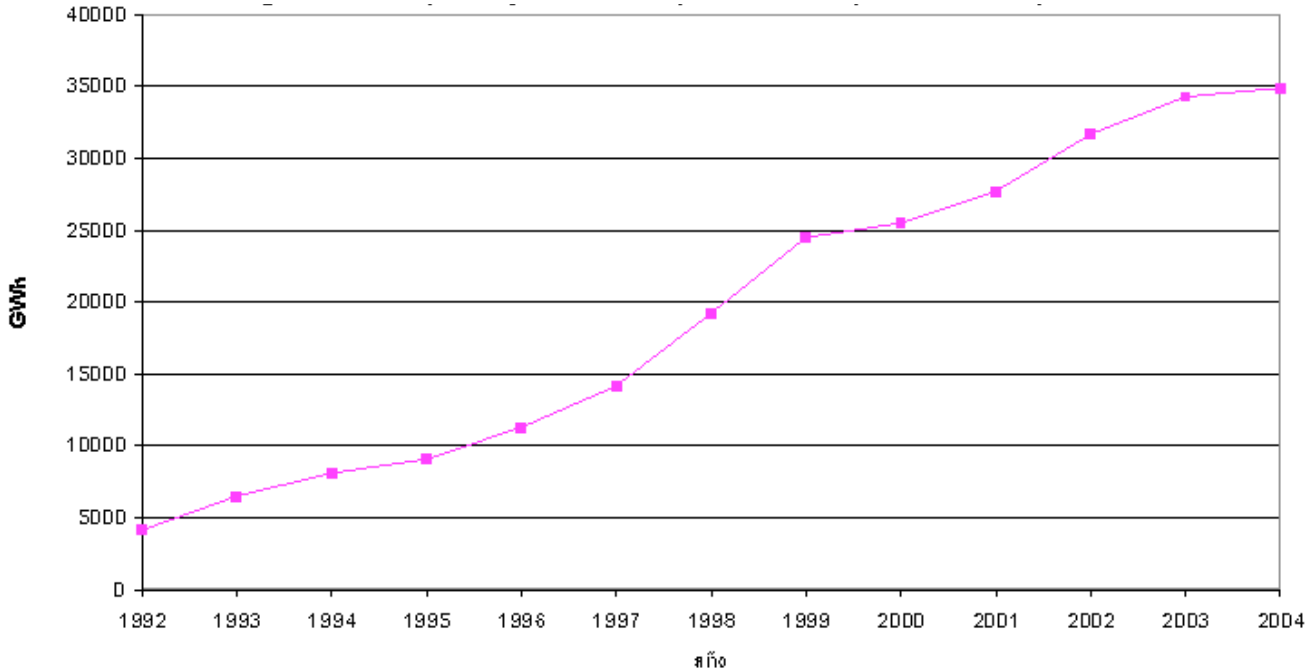
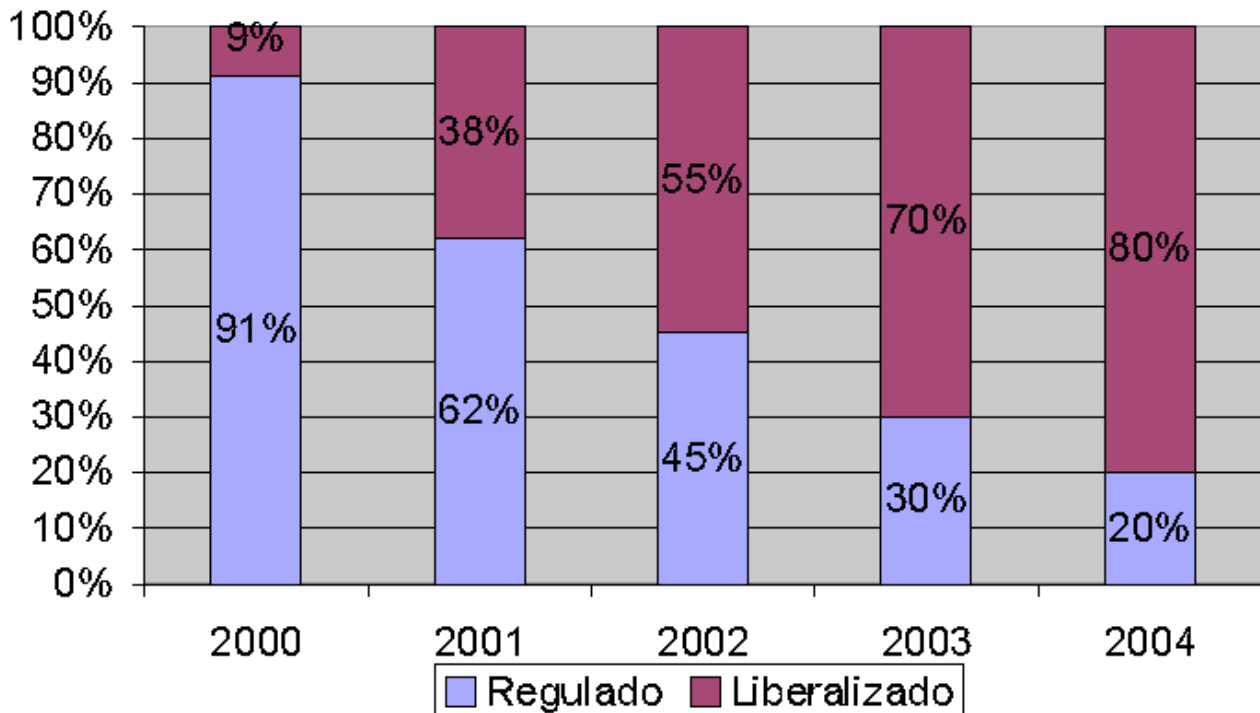


GRÁFICO 6.2
Evolución mercado liberalizado y regulado



núa su expansión. En el año 2004, el 80% 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 10 puntos respecto al año 2003.

El número de clientes de gas natural o manufacturado ha alcanzado la cifra de 5.661.057 lo que supone un aumento neto de clientes de 355.760, de los cuales 353.307 pertenecen al sector doméstico-comercial y 2.453 a clientes industriales. El número de captación neta de clientes durante el año 2004 es ligeramente inferior a la cifra alcanzada en el año anterior en el que esta cifra fue de 370.220 clientes, aunque ha experimentado un crecimiento significativo en el caso de nuevos clientes industriales respecto al año anterior en el que el número de nuevos clientes industriales fue de 392.

6.2 OFERTA

Estructura Empresarial del Sector de Gas Natural en España

Empresas Transportistas

Son aquellas personas jurídicas titulares de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento de gas natural. De acuerdo con la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, se consideran gasoductos de transporte, aquellos cuya presión máxima de diseño es superior a 16 bar.

En 2004 estaban registradas como empresas transportistas las siguientes:

- Enagas, S.A. (Principal empresa transportista en España con una cuota aproximada del 90%, participa en el Gasoducto Al Andalus S.A. y en el Gasoducto de Extremadura S.A. junto con Transgas, la empresa transportista de Portugal)
- Gas de Euskadi Transporte, S.A., (La segunda empresa transportista y opera en el País Vasco.)
- Transportista Regional del Gas, S.L
- Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.L., titular del gasoducto que conecta el Barcelona-Valencia con la C, Térmica de Castejón.
- Endesa Gas Transportista, S.L.,
- Bahía Bizkaia Gas, S.L. (BBG), (Empresa titular de la planta de regasificación localizada en el puerto exterior de Bilbao (Zierbana))

Empresas Distribuidoras

Son aquellas personas jurídicas titulares de instalaciones de distribución. Tienen la función de construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo.

Las empresas distribuidoras que tienen instalaciones en el mercado español son las siguientes:

Gas Natural de Alava, S.A.
 Gas Galicia, S.D.G., S.A.
 Bilbogas, S.A.
 Gas Natural Andalucía, S.A.
 Tolosa Gasa, S.A.
 Gas Natural Cegas, S.A.
 Gas Pasaia, S.A.
 DICOEXSA
 Gas Hernani, S.A.
 Gas Alicante, S.A.U.
 Gas Natural, SDG, S.A.
 Gas Aragón, S.A.
 Gas Natural Cantabria SDG, S.A.
 Distribuidor Regional de Gas, S.A.
 Gas Natural Castilla León, S.A.
 Megasa Meridional de Gas, S.A.
 Gas Navarra, S.A.
 Gesa Gas, S.A.U.
 Gas Natural Rioja, S.A.U.
 Gas y Servicios Mérida, S.L.
 Gas Natural La Coruña, S.A.
 Gas Directo, S.A.
 Gas Natural Castilla La Mancha, S.A.
 Naturcorp Redes, S.A.U.
 Gas Natural de Murcia, S.D.G. S.A.

Empresas Comercializadoras

Son las sociedades mercantiles que, utilizando las instalaciones de terceros, adquieren el gas natural para su venta a los consumidores cualificados -todos los consumidores tienen tal consideración a partir del 1 de enero de 2003-, u otros comercializadores en condiciones libremente pactadas entre las partes.

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 para 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 son:

Iberdrola, S.A.
 Repsol Comercializadora de Gas, S.A.
 Naturgas Comercializadora, S.A.U.
 RWE Trading GmbH sucursal en España, S.A.
 Cepsa Gas Comercializadora S.A.
 Iberdrola Gas, S.A.U.
 BP Gas España, S.A.
 Electrabel España, S.A.
 ENI España Comercializadora de gas S.A.U.
 Ingeniería y Comercialización de gas, S.A.
 Shell España, S.A.
 Hidrocantábrico Energía S.A.U.
 Unión Fenosa Comercial, S.L.
 Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.
 Carboex, S.A.
 Regasificación y Equipos S.A.
 Gas Natural Comercializadora, S.A.
 Nexus Energía, S.A.
 Gas Natural Servicios, S.A.
 Liquid Natural Gaz, S.L.
 Gaz de France Comercializadora, S.A.
 Investigación Criogenia y Gas, S.A.
 Endesa Energía, S.A.
 Centrica Energía, S.L. (sociedad unipersonal)
 Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A.
 Multiservicios Tecnológicos, S.A.
 Comercializadora de Gas Extremadura, S.A. (*)

(*) actuación limitada al ámbito de la Comunidad Autónoma de Extremadura.

En número de empresas comercializadoras autorizadas a 31 de marzo de 2005 es de 26 empresas.

El Gestor Técnico del Sistema

Es el responsable de la gestión técnica de las Redes Básica y de transporte secundario del sistema gaseoso. Tiene por misión el 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.

La compañía Enagas S.A., como transportista principal, tiene atribuidas las funciones de gestión técnica del sistema por el R.D.-L 6/2000.

Procedencia de los abastecimientos

La contribución de la producción nacional de gas natural en el año 2004 se sitúa en 3712 GWh, lo que supone un incremento del 46%, respecto al año anterior, aunque su peso en el total de los aprovisionamientos de gas natural sigue siendo muy bajo.

namientos de gas natural sigue siendo muy bajo.

Las importaciones de gas natural, tanto en forma de gas natural licuado (GNL), como de gas natural a través de los gasoductos de conexión internacional, alcanzaron en 2004 318.027 GWh, lo que supone un incremento del 15,4 % respecto el año anterior. Argelia continúa siendo la mayor fuente con una participación del 50,6%, ligeramente inferior a la de años anteriores. El segundo suministrador durante el año 2004 fue Nigeria, con una participación del 17,5%, similar a la del año anterior, seguido de Noruega que continúa su tendencia decreciente en su participación en la cesta de aprovisionamientos.

En el año 2004 las importaciones de GNL, por medio de barcos metaneros descargados en las Plantas de Recepción, Almacenamiento y Regasificación, han supuesto el 64% de las importaciones, un porcentaje similar a su participación en el año anterior.

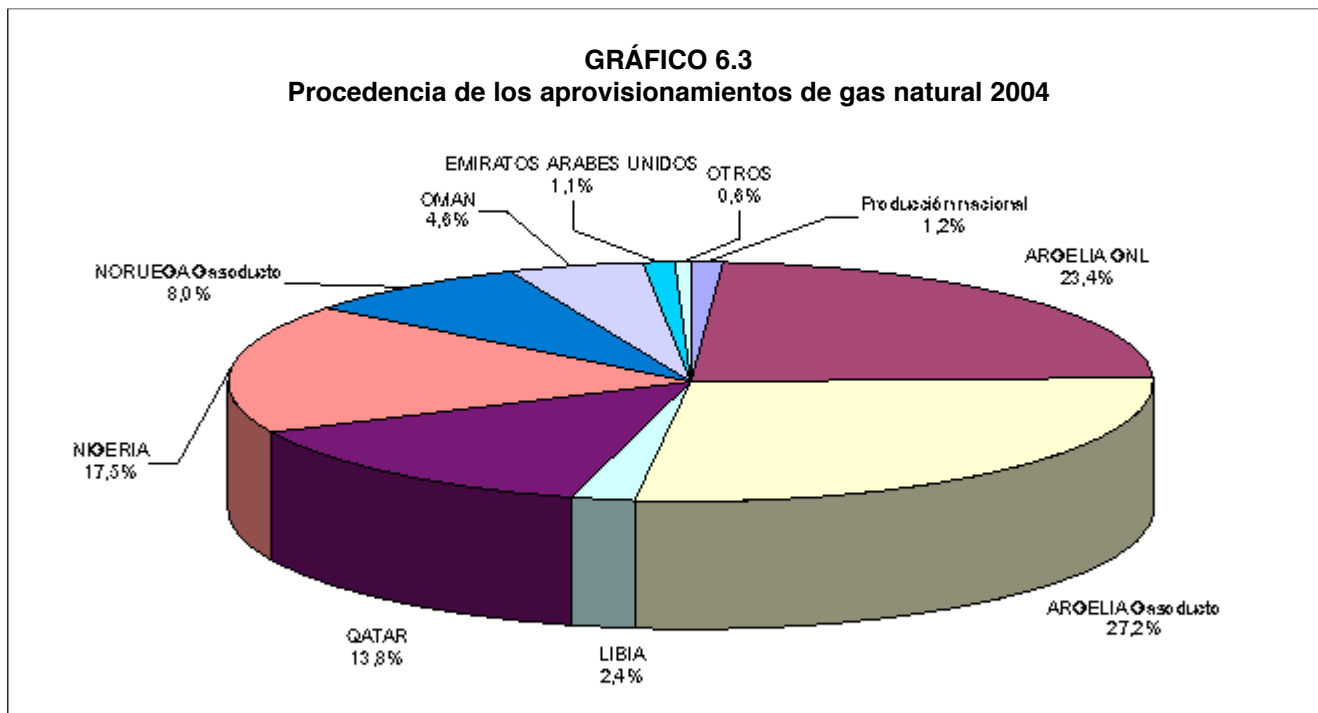
Exploración y producción interior de hidrocarburos

Durante el año 2004, las compañías que operan en España en el sector de la exploración e investigación de hidrocarburos han registrado un menor nivel de actividad que el año anterior. Frente a los cinco sondeos y dos campañas sísmicas realizadas en dicho año con un volumen de inversión de 50 millones de euros, en el 2004 y en el ámbito de actuación de la Administración General del Estado, únicamente se han perforado tres sondeos con un volumen de inversión del orden de 18 millones de euros y no se han realizado campañas sísmicas.

Dos de los sondeos (Marismas C-5 y Marismas C-7) se han perforado en la cuenca del Guadalquivir con vistas a la producción de gas, y el tercero (Castor-1) en el mar Mediterráneo con el fin de investigar una estructura subterránea como almacén de gas.

Por lo que se refiere al ámbito de actuación del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, hay que destacar la publicación del fallo de la Sentencia dictada el 24 de febrero de 2004 por la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo que estimó parcialmente los recursos contencioso administrativos interpuestos contra el Real Decreto 1462/2001, de 21 de diciembre, de otorgamiento de los permisos de investigación de hidrocarburos denominados 'Canarias^a, situados en aguas jurisdiccionales españolas del Océano Atlántico próximas a las costas del archipiélago canario. Como conse-

GRÁFICO 6.3
Procedencia de los aprovisionamientos de gas natural 2004



cuencia de la ejecución de esta Sentencia, se anuló el programa de trabajos e inversiones para los años tercero a sexto y ello ha supuesto la paralización de los trabajos de campo en estos permisos.

Entre las actuaciones administrativas más significativas respecto a otros permisos de investigación, hay que destacar que el otorgamiento de cuatro nuevos permisos, situados en tierra y mar, frente a las costas de Andalucía, mediante los siguientes Reales Decretos:

- RD 248/2004, de 6 de febrero, publicado con fecha 19 de junio de 2004, por el que se otorgaron a la compañía Repsol Investigaciones Petrolíferas, Sociedad Anónima los permisos de investigación de hidrocarburos denominados «Siroco-A», «Siroco-B» y «Siroco-C».
- RD 249/2004, de 6 de febrero, publicado con fecha 19 de junio de 2004, por el que se otorgó a la compañía Petroleum Oil & Gas España, S.A. el permiso de investigación de hidrocarburos denominado «Naranjalejo».

Asimismo, se publicó en el BOE de 24 de diciembre de 2004 el anuncio de solicitud para el permiso «Angosto», situado en las provincias de Burgos y Cantabria, si bien en el momento actual se está tramitando su desistimiento.

También, se han otorgado las primeras prórrogas de tres años a los permisos actualmente vigentes «Tortuga» y «Castor» (ambos situados en el mar Mediterráneo frente a Tarragona y Castellón), cuyos periodos de vigencia expirarán el 3 de agosto y el 4 de noviembre de 2007, respectivamente.

En 2004 se han extinguido los permisos denominados «Alboráneos» (por renuncia de su titular, la empresa Conoco) y los permisos «Armentia» y «Mendoza» por vencimiento de su periodo de vigencia.

Respecto a la actividad en las Comunidades Autónomas, cabe reseñar que en Castilla y León se han otorgado los permisos de investigación de hidrocarburos denominados «Huérmece», «Valderredible» y «Basconcillos H», en Castilla-La Mancha el permiso de «Santa Bárbara», en Asturias los permisos de «Mieres», «Gijón», «Laviana», «Lieres», «Campomanes» y «Monsacro», en Aragón los permisos «Barbastro», «Abiego», «Peraltilla» y «Binéfar», y en Murcia los permisos «Murcia A» y «Murcia B».

Además se encuentran en tramitación, en la Comunidad Autónoma de Cataluña las solicitudes de los permisos denominados «Reus», «Vallfogona Oeste», y «Vallfogona Este», y en la Comunidad Autónoma de Andalucía los permisos denominados «Juncal Este», «Sevilla Sur», «Romeral Este» y «Romeral Sur», tal y como se refleja en los cuadros adjuntos.

Por tanto, en cinco Comunidades Autónomas (Castilla y León, Castilla-La Mancha, Asturias, Aragón y Murcia) se encuentran actualmente vigentes permisos de investigación de hidrocarburos y en otras dos (Cataluña y Andalucía) se encuentran en tramitación solicitudes de permisos de investigación de hidrocarburos.

Producción interior de Gas

En el año 2004 se produjeron 364.863.426 Nm³ que equivalen a 310.133,9 Tep, con lo que se ha experimentado un aumento del 46% respecto al año anterior, y como en éste la producción principal se debe al yacimiento Poseidón en el golfo de Cádiz. Los otros yacimientos en activo son Marismas, El Romeral, El Ruedo y Las Barreras, en Andalucía.

La producción autóctona es el 1,2% del consumo.

6.3 PRECIOS

La Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, establece los principios de precios máximos y únicos en todo el territorio para el gas natural, gases manufacturados y gases licuados del petróleo por canalización.

El 7 de septiembre de 2001 se publicó en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado para el sector del gas natural. Este Real Decreto cumplía el mandato contenido en el artículo 8 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas de intensificación de la competencia en los mercados de bienes y servicios. Dicho artículo establecía la necesidad de un sistema económico integrado del sector del gas natural que debía incluir un modelo para el cálculo de las tarifas y los peajes asociados al acceso de terceros a las instala-

CUADRO 6.2

Campos	Producción				Operador
	Nm ³	Termias	TEP	%	
MARISMAS	19.794.732	187.060.217	16.825,5	5,43%	PETROLEUM
POSEIDÓN	316.476.527	3.006.527.007	269.005,0	86,74%	RIPSA
EI RUEDO	5.451.847	50.102.474	4.634,1	1,49%	NUELGAS
LAS BARRERAS	6.320.934	57.413.044	5.372,8	1,73%	NUELGAS
EL ROMERAL	16.819.386	153.056.413	14.296,5	4,61%	PETROLEUM
TOTAL	364.863.426	3.454.159.154	310.133,9	100,00%	

CUADRO 6.3.-Permisos de investigación vigentes (AGE)

Operador	Permisos	BOE	Vigencia	Situación
Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Cameros-1 Cameros-2	27/11/2002	28/11/2002 27/11/2005	La Rioja
Escal-UGS, S.L.	Castor	3/8/2004	4/8/2004 3/8/2007	Mar Mediterráneo (Castellón)
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Tortuga	4/11/2004	5/11/2004 4/11/2007	Mar Mediterráneo (Tarragona)
Petroleum Oil % Gas España, S.A.	Lóquiz Urederra	21/2/2003	22/2/2003 21/2/2006	Navarra País Vasco
Petroleum Oil & Gas Spain, S.A.	El Juncal	28/3/1998	29/3/1008 28/3/2004	Andalucía
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Calypso Este Calypso Oeste	18/1/2002	19/1/2002 18/1/2008	Océano Atlántico (Golfo de Cádiz)

CUADRO 6.3.-Permisos de investigación vigentes (AGE) (continuación)

Operador	Permisos	BOE	Vigencia	Situación
Repsol Investigaciones Petrolíferas	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)
BG Gas Inter, B.V.	Águila Ibis Flamenco Cormorán Gorrión Halcón Garceta	2/3/2002	2/3/2002 2/3/2008	Mar Mediterráneo (Castellón)
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Lubina-1 Lubina-2	21/2/2002	22/2/2002 21/2/2008	Mar Mediterráneo (Tarragona)
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Circe	12/6/2003	13/6/2003 12/6/2009	Océano Atlántico (Golfo de Cádiz)
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
Repsol Investigaciones Petrolíferas	Ballena-1 Ballena-2 Ballena-3 Ballena-4 Ballena-5	8/11/2003	9/11/2003 8/11/2009	Mar Cantábrico (Asturias)
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Sierra Sagra	4/12/2003	5/12/2003 4/12/2009	Andalucía, Murcia, Castilla-La Mancha
Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Naranjalejo	19/2/2004	20/2/2004 19/2/2010	Andalucía, Océano Atlántico (Golfo de Cádiz)
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Siroco-A Siroco-B Siroco-C	19/2/2004	20/2/2004 19/2/2010	Mar de Alborán (Málaga)
Hunt Spain Exploration Co., S.L.	Cachalote-1 Cachalote-2 Cachalote-3 Cachalote-4 Cachalote-5	7/4/2005	8/4/2005 7/4/2011	Mar Cantábrico (País Vasco)

ciones, 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.

El Real Decreto 949/2001 buscaba alcanzar un triple objetivo: Garantizar un desarrollo adecuado de las infraestructuras gasistas mediante un sistema de

retribuciones que proporcione una remuneración adecuada a las inversiones realizadas, diseñar un sistema de tarifas basado en costes reales de forma que se impute a cada consumidor los costes en que incurra y por último, regular un sistema de acceso de terceros a la red cuya aplicación sea objetiva, transparente y no discriminatoria. Se regulan en él todos los principios básicos relativos al acceso de terceros

CUADRO 6.4.-Permisos de investigación otorgados por las CC.AA.

Operador	Permisos	BOE	Vigencia	Situación
Northern Petroleum Exploration Limited	Huérmedes Valderredible	28/1/2002	29/1/2002 28/1/2008	Castilla y León
Enagás, S.A.	Santa Bárbara	28/1/2002	29/1/2002 28/1/2008	Castilla-La Mancha
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

a las instalaciones gasistas, incluyendo las 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.

Posteriormente este Real Decreto ha sido desarrollado mediante 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.

Aparte de las órdenes anteriores, en el año 2002 el Ministerio de Economía publicó la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas (BOE 01-11-2002, corrección de errores en el Boletín del 19 de noviembre).

Las tasas sobre las tarifas y peajes que constituyen

la retribución de la CNE fueron fijadas por la Ley 24/2001, de 27 diciembre 2001, Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

En desarrollo de lo establecido en el Real Decreto 949/2001, en el año 2005 se ha publicado la Orden ITC/104/2005, de 28 de enero, 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, la Orden ITC/103/2005, de 28 de enero, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y por último, la Orden ITC/102/2005, de 28 de enero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

Gases licuados del petróleo envasado.

El precio máximo de venta antes de impuestos del GLP envasado se encuentra regulado por la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo de 2002 (BOE de 26 de marzo), por la que se procedió a actualizar en un 12,9% los costes de comercialización manteniéndose invariable el procedimiento de cálculo que se

había establecido en la Orden Ministerial de 6 de octubre de 2000.

El procedimiento de determinación del precio máximo de venta se basa en el cálculo semestral (meses de octubre y abril) del coste de la materia prima a partir de la media de la cotización internacional de la mezcla propano/butano más el flete durante los doce meses anteriores al mes de aplicación. A dicho valor medio se le añade el ícoste de comercialización para obtener el precio máximo de venta por Kg antes de impuestos. Este último parámetro recoge los gastos necesarios para la distribución del producto hasta el consumidor final, incluyendo el reparto domiciliario, y en la actualidad se encuentra fijado en 0,3176 €/Kg.

Los GLP por canalización a usuarios finales y a granel para empresas distribuidoras de GLP por canalización continuaron rigiéndose por la Orden de 16 de julio de 1998 donde se establece un sistema de revisión mensual de acuerdo con las cotizaciones internacionales y flete del mes anterior.

Esta misma Orden liberalizó los suministros de GLP a granel para usuarios finales y el suministro envasado en recipientes con capacidad inferior a 8 Kg.

Continúa la aplicación del sistema de revisión del precio máximo del GLP envasado en envases de capacidad igual o superior a 8 Kg, de acuerdo con lo establecido en la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo de 2002.

El año 2004 comenzó con un precio máximo de venta al público de la botella de 12,5 Kg de 8,78 €. Posteriormente, en la revisión que tuvo lugar el 1 de abril de 2004 se produjo una disminución del 5% en el precio de venta antes de impuestos hasta los 8,34 €

Sin embargo, se produjo un cambio de tendencia en la revisión del mes de octubre, en la que se aplicó una subida del 2,8% alcanzando la botella un precio máximo de venta de 8,57 €. A este incremento se ha de añadir la subida del 8,3% hasta alcanzar los 9,28 € en vigor desde el 1 de abril de 2005.

En resumen, si comparamos el precio en vigor en abril de 2005 con el que estaba en vigor en abril de 2004, el incremento acumulado es de 94 céntimos de euro o, lo que es lo mismo, de un 11,3 %.

A fecha de 1 de octubre de 2004, el precio español (impuestos incluidos) era de 0,6856 €/Kg, uno de los más bajos de toda la Unión Europea, siendo Polonia, con un precio medio de 0,7808 €/Kg, y la Republica Checa, con 0,9394 €/Kg, los países con precios más próximos.

Con respecto al resto de los países la diferencia es mucho mayor, por ejemplo, el precio medio de venta en Francia es de 1,82 €/Kg, un 165% superior al precio español, el de Italia (1,8678 €/Kg) es un 172% superior y el de Alemania un 157% más alto (1,76 €/Kg).

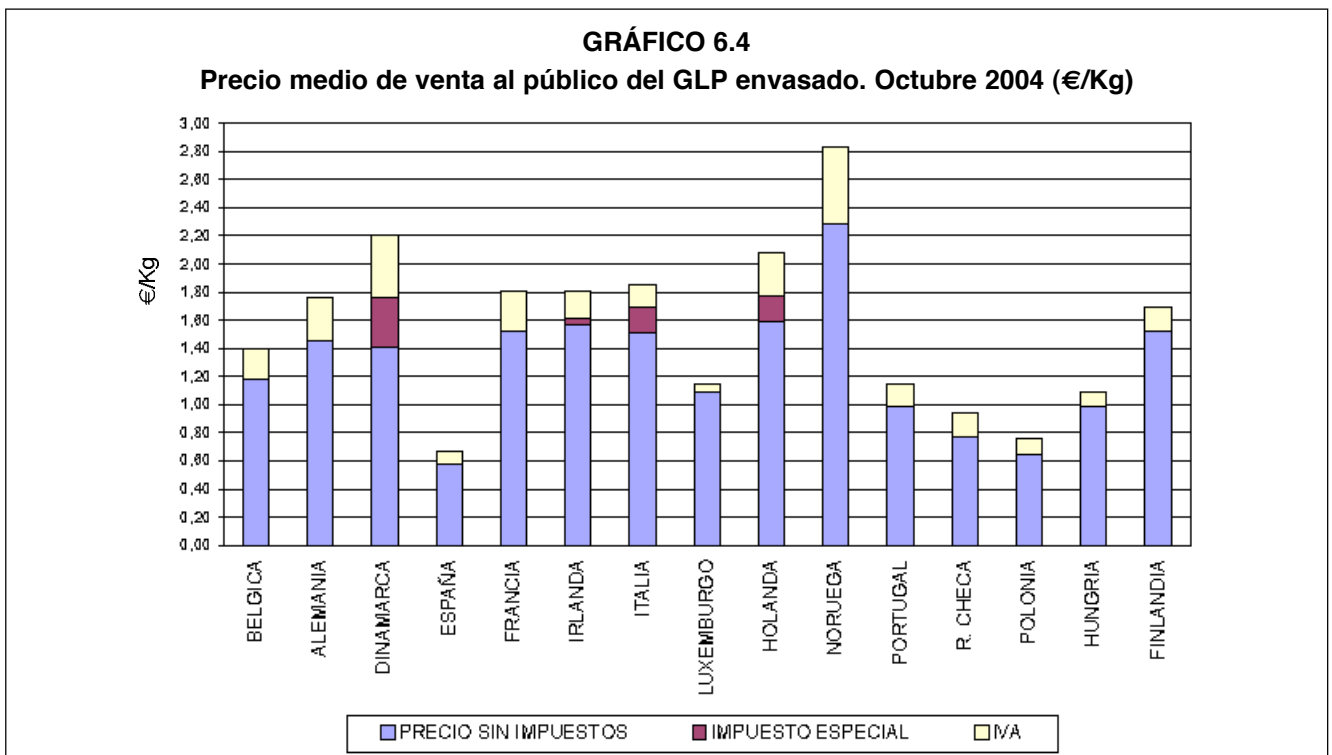
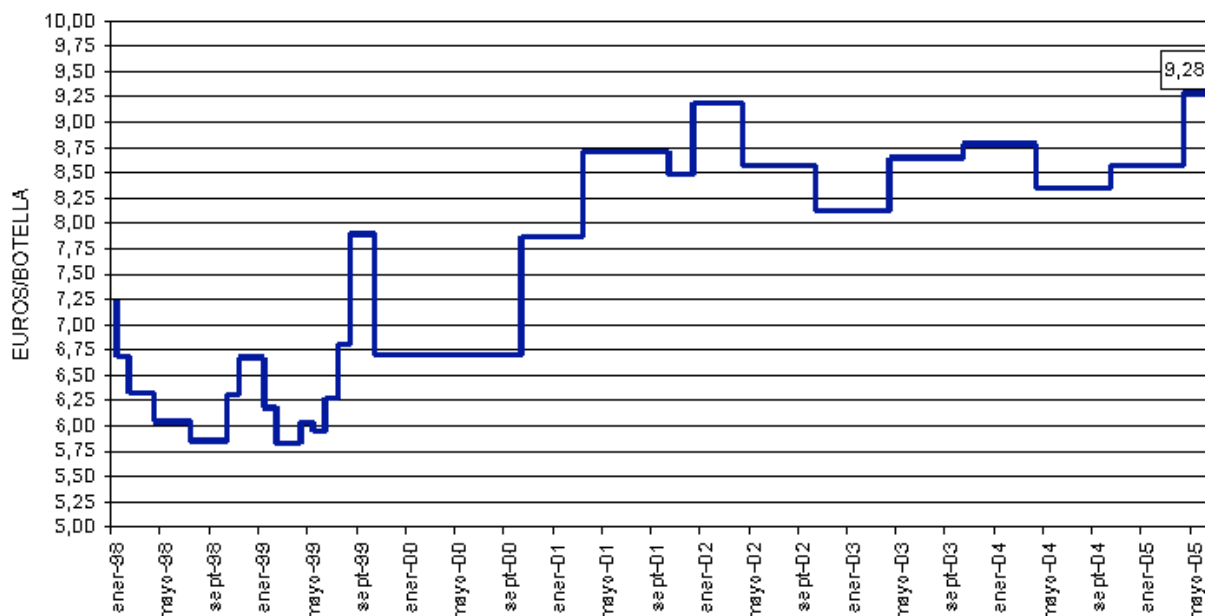


GRÁFICO 6.5
Evolución del precio de venta de la botella de butano de 12,5 Kg de capacidad



Gases licuados del petróleo canalizado y para empresas distribuidoras de GLP por canalización

En relación con las otras dos modalidades de suministro: GLP canalizado a usuarios finales y GLP a granel para empresas distribuidoras por canalización, durante los años 2004 y 2005 se ha mantenido invariable el sistema de revisión mensual, repitiéndose movimientos en el precio máximo a lo largo del año de acuerdo con las variaciones en la evolución del cambio y en las cotizaciones internacionales del producto, cuya alta volatilidad hace que la cotización durante los meses de invierno llegue a duplicar el valor de los meses de verano.

En el caso del GLP por canalización para usuarios finales y considerando los precios sin impuestos, el año 2004 empezó con el término variable por encima de los 50 cents/Kg hasta agosto, en que superó los 60 cents/Kg, y superando los 70 cents/Kg en noviembre. El precio medio para un consumidor tipo de 500 Kg/año de consumo fue en 2004 un 6,21 % mayor que en 2003, alcanzando una media mensual en 2004 de 25,21 €/mes. Para las empresas distribuidoras subió un 8,54 % en 2004 comparado con 2003.

Durante los primeros meses de 2005, se ha registrado una corrección de las subidas de final de 2004,

situándose el término variable del mes de abril en 0,6336 €/Kg.

Gas natural

En la regulación de precios de gas natural, el Real Decreto 949/2001 estableció una única ordenación basada en tres escalones de presión de suministro: Grupo 3º: para suministros a presiones menores o iguales a 4 bares, Grupo 2º para los suministros a presión mayor que 4 y menor o igual a 60 bares y Grupo 1º para los suministros a presiones superiores a 60 bares. Dentro de cada grupo existen distintas tarifas en función del volumen de gas consumido (4 tarifas distintas en el Grupo 3º, 6 en el Grupo 2º y tres en el Grupo 1º).

Con este Real Decreto también se suprimió el anterior sistema de cuantificación de las tarifas basado en el coste de las energías alternativas (aplicado en las tarifas industriales) que se sustituyó por un sistema basado en costes de retribución de las actividades reguladas que se reconocen en el mercado y se extendió a todas las tarifas el mecanismo de revisión trimestral del Coste Unitario de la Materia Prima (Cmp) que anteriormente se aplicaba exclusivamente a las tarifas del mercado doméstico-comercial y se suprimió, por lo tanto, la revisión mensual de las tarifas industriales.

Este marco tarifario en vigor, se ha venido desarrollando anualmente mediante la publicación de la correspondiente Orden Ministerial en el mes de enero de cada año. Dicha Orden establece las tarifas de aplicación en función de las necesidades financieras del sistema gasista, resultado a su vez, de las previsiones de ventas, de las necesidades de retribución de las actividades reguladas y del coste de la materia prima (Cmp).

La fórmula del Cmp, función de las cotizaciones de una cesta de crudo con su equivalencia a productos, se evalúa cada tres meses, revisándose las tarifas en el caso de que su variación supere el $\pm 2\%$. Esta modificación de la Cmp se traslada linealmente a los términos energía de cada uno de los escalones de las tarifas. Este mecanismo sustituye al anterior procedimiento de revisión basado en la traslación de la variación porcentual del precio medio de referencia a los términos fijo y energía de las tarifas. Una última modificación del Real Decreto 949/2001 fue la sustitución de la termia, que era la tradicional unidad de medida utilizada desde el inicio de la gasificación, por el Kwh.

Las tarifas máximas en vigor durante el 2004 establecidas en la Orden ECO/33/2004, publicada en el Boletín Oficial del Estado de 19 de enero, supusieron una rebaja respecto a las tarifas anteriores en vigor que osciló entre el 0,8% para usuarios domésticos y un 2,6% para los grandes consumidores industriales.

El 31 de enero de 2005 se publicó en el BOE la Orden ITC/104/2005, de 28 enero, por la que se establecieron para el año 2005, las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida. Dicha Orden implicó una subida (en consonancia con la evolución de las cotizaciones internacionales del crudo) que fluctuó entre el 0,14% para los consumidores domésticos y el 0,64% para los grandes consumidores industriales.

Esta Orden planteó las siguientes novedades en relación con la Orden de tarifas del año 2004:

- Obligatoriedad del uso de telemida para clientes con consumos superiores a 5.000 Mwh/año (anteriormente este límite, fijado en el Real Decreto 949/2001, se situaba en 100.000 Mwh/año), con el objetivo de proporcionar al Gestor Técnico del Sistema la mejor información posible para supervisión de la red y permitir a los comercializadores un conocimiento más preciso de su estado de balance, estableciéndose un plazo de nueve meses para la instalación de dichos aparatos.

- Fijación de un límite temporal para que los clientes industriales a los que se les aplican las tarifas del grupo 2, a pesar de estar suministrados a presión inferior o igual a 4 bar, realicen la correspondiente conexión a presión superior a 4 bar. Una vez que finalice dicho plazo y en el caso de que dicha conexión no se pueda realizar, se les aplicará la tarifa correspondiente a la presión superior a 4 bar de acuerdo con el nivel de consumo que tengan. Durante el período transitorio, para estos clientes se establecerá un procedimiento de convergencia hacia las tarifas del grupo 2.

Por último, y en cumplimiento de lo establecido en el Anexo I del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, esta Orden procedió a actualizar los derechos de acometida para los suministros conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bares, de acuerdo con la evolución del coeficiente $0,75 \cdot IPH$ ($IPH = \text{semisuma de IPC e IPRI}$).

Retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista

El sistema de retribuciones de las actividades reguladas, cuyos principios se establecieron en el Real Decreto 949/2001 fue desarrollado por primera vez mediante la Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero (BOE de 18 de febrero). Anualmente, las retribuciones establecidas en dicha Orden, junto con diversos parámetros que intervienen en su fijación, son actualizadas de acuerdo a los preceptos del citado Real Decreto, aunque los principios que rigen el sistema permanecen invariables.

En relación a la actividad de distribución, la retribución por compañía distribuidora se dividió en dos conceptos: La retribución a la actividad de distribución propiamente dicha y la retribución a la actividad de suministro a tarifa. Originariamente (año 2002) la retribución a la actividad de distribución se calculó de acuerdo con los valores de balance, anualmente su actualización se realiza en dos fases: En la primera se aplica la variación del coeficiente IPH (semisuma de IPC e IPRI) multiplicado por un factor igual a 0,85 y posteriormente se aplican incrementos a la retribución en función de la variación en el número de clientes y en la cantidad de energía suministrada.

La actividad de suministro a tarifa se retribuye de acuerdo con una fórmula matemática que tiene en cuenta el número de clientes suministrados y la cifra de venta.

Respecto a la actividad de transporte, almacena-

miento y regasificación, el cálculo de la retribución de cada compañía se realiza agrupando las retribuciones individualizadas de sus instalaciones. En relación a las instalaciones que ya estaban operativas en el momento de la aplicación por primera vez del Real Decreto 949/2001 se estableció una remuneración individualizada para cada uno de los elementos ya existentes de acuerdo con su valoración contable, que incluía una amortización lineal, los gastos operativos y los costes financieros.

En el caso de nuevas instalaciones autorizadas de forma directa, el valor de la inversión se calcula a partir una serie de tablas de valores unitarios estándar que se actualizan anualmente en función de la evolución del IPH, minorado mediante un coeficiente de eficiencia que nunca puede superar 0,85. A partir del valor de la inversión se calculan los costes de explotación y la amortización empleando las tablas de costes unitarios de explotación y las vidas estándar publicadas en la Orden en vigor. El coste financiero se calcula de acuerdo a la media de las Obligaciones del Estado a 10 años más un diferencial del 1,5%. La amortización se determina mediante la aplicación de una vida media estándar para cada tipo de instalación, y por último, los costes de explotación se calculan a partir de valores históricos.

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

Para gasoductos, elementos de regulación y medida e instalaciones de almacenamiento, las cantidades calculadas por el procedimiento anterior son agrupadas por compañías y publicadas en la propia Orden. En el caso de instalaciones de regasificación la cifra de retribución se descompone en una cantidad fija y una retribución variable en función de los Kwh de gas descargados.

Anualmente la retribución anual establecida se actualiza de acuerdo con la evolución del término IPH definido anteriormente al que se le aplica un coeficiente de eficiencia "fi".

La Orden ITC/102/2005, de 28 de enero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, procedió a actualizar los coeficientes unitarios para el cálculo de la retribución de las nuevas instalaciones autorizadas de forma directa y determinó las retribuciones fijas y variables para el año 2005 para las actividades reguladas de las compañías transportistas y distribuidoras.

En el año 2005, la retribución a la actividad de distribución se ha incrementado en un 7,93%, pasando de 1.091.581.489 € en el año 2004 a 1.178.191.555 €. La retribución reconocida para la actividad de transporte, almacenamiento y regasificación se incrementó en un 3,75%, pasando de 482.634.994 a 500.734.641 €. Sin embargo, si consideramos también la retribución correspondiente a las instalaciones que se espera incluir en el sistema a lo largo del año 2005 esta cantidad se incrementaría en 238 millones de euros. En esta cifra se incluye la retribución correspondiente a la planta de regasificación de Baia Bizkaia Gas (BBK) que se puso en servicio en diciembre de 2003.

El incremento de retribuciones al transporte, regasificación y almacenamiento está en consonancia con el esfuerzo inversor de las compañías. Aparte de la inclusión de la planta de regasificación de Bilbao antes mencionada, la retribución contempla la puesta en servicio de tres nuevos tanques de GNL, junto con importantes aumentos de capacidad de emisión, más de 2.000 Km de nuevos gasoductos de transporte, dos nuevas estaciones de compresión y la ampliación de cuatro ya existentes.

Además de establecer la retribución reconocida a las empresas transportistas y distribuidoras, la Orden incluyó las siguientes novedades:

- Se detalló la fórmula de cálculo de la retribución a las estaciones de Regulación y Medida y la forma de cálculo del coste de explotación atribuible a la ampliación de las instalaciones ya existentes.
- Se describieron con detalle los criterios para el reconocimiento de la retribución específica para la conexión de nuevos núcleos de población.
- Se actualizó el coste diferencial unitario reconocido a las distribuidoras extrapeninsulares que distribuyen gas diferente al gas natural procedente de gasoducto.

Peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas

Los peajes de acceso de terceros actualmente en vigor se establecieron en el Real Decreto 949/2001, diferenciando entre:

- Peaje de regasificación que incluía 10 días de almacenamiento operativo recogido en el Real Decreto 949/2001 y que se aplica a la carga de cisternas de GNL. Posteriormente 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, en su Disposición final primera redujo este almacenamiento a cinco días.

- Peaje de Transporte y Distribución, que pasó a ser independiente de la distancia recorrida y que incluía 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.
- Peaje de almacenamiento subterráneo, que incluye un término fijo y un término variable.
- Peaje de almacenamiento de GNL.

Al igual que las tarifas, los peajes se expresan en euros/Kwh.

Con carácter anual, se han ido actualizando los valores de aplicación de los peajes en función de las previsiones anuales de retribución y e ingresos. Desde el 1 de febrero de 2005, está en vigor la Orden ITC/103/2005, de 28 de enero, que mantuvo invariables los peajes incluidos en la Orden Ministerial ECO/32/2004, de 15 de enero. Esto ha sido posible a pesar del aumento de las necesidades retributivas derivadas de la puesta en servicio de nuevas instalaciones debido al importante incremento previsto de la demanda (se espera que el año 2005 finalice con un aumento previsto del 17% en las ventas y una cifra total de clientes que supere los 6 millones).

Evolución de precios de 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 los meses de enero (la propia Orden), abril, julio y octubre, en función de la evolución del Coste Unitario de la Materia Prima (Cmp).

A lo largo del año 2004, tuvieron lugar las correspondientes revisiones del Cmp, la primera de las

cuales tuvo lugar el 20 de abril, con una rebaja que osciló entre el 1% para las tarifas aplicadas a usuarios domésticos y comerciales (con presión de suministro igual o inferior a 4 bar) y el 2,6% para las grandes empresas industriales (con presión de suministro superior a 60 bar). El 20 de julio ocurrió la segunda revisión del año, esta vez de sentido contrario a la de abril debido a un escenario de precios de crudo y derivados totalmente diferente, con alzas que oscilaron entre el 2,6% para el consumidor doméstico/comercial y el 7,5% para el gran consumidor industrial. Por último, el 19 de octubre tuvo lugar la última revisión del año, con el mismo signo que la revisión de julio, con unos incrementos del 1,4% para los consumidores doméstico/comerciales y del 5,14% para los grandes consumidores industriales.

El 31 de enero de 2005 se publicó en el BOE la Orden ITC/104/2005, de 28 enero, por la que se establecieron para el año 2005 las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida. Dicha Orden implicó una nueva subida (en consonancia con la evolución de las cotizaciones internacionales del crudo) que fluctuó entre el 0,14% para los consumidores domésticos y el 0,64% para los grandes consumidores industriales.

Por último, el 19 de abril de 2005 tuvo lugar una última revisión del Coste Unitario de Adquisición de la Materia Prima que en consonancia con la misma tendencia al alza de las últimas revisiones supuso unos incrementos que oscilaron entre el 0,99% para el mercado doméstico al 3,5% para los grandes consumidores industriales.

En resumen, desde julio de 2004 inclusive, todas las revisiones de las tarifas (cuatro en total) han sido al alza, lo que supone un incremento acumulado desde abril de 2004 a abril de 2005 del 14% para la tarifa interrumpible y del 13% para la tarifa industrial firme (consumidor de 50 Millones Kwh/año, tarifa 2.4).

En el caso de los consumidores domésticos, los incrementos han sido inferiores debido al menor peso que el coste de la materia prima tiene en la tarifa. En este caso los incrementos acumulados oscilan entre un 4% para en consumidor medio de la tarifa 3.1 y el 5% para el consumidor de la tarifa 3.2.

En los cuadros 6.7 y 6.9 se comparan los precios medios, antes de impuestos, practicados en diferentes países europeos para diferentes consumidores en julio de 2004 (Datos tomados de Eurostat y expresados en cent/Kwh).

CUADRO 6.5.-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	D3b-EUROSTAT	D4 EUROSTAT
	2325 kWh/año	4650 kWh/año	9303 kWh/año	23250 kWh/año	34889 kWh/año	290834 kWh/año
1997	4,7696	4,2017	3,6940	3,3013	3,1240	2,6309
1998	4,6893	4,1311	3,6327	3,2464	3,1606	2,5872
1999	4,4742	3,9426	3,4682	3,0998	3,0179	2,4704
2000	5,2837	4,6572	4,0977	3,6630	3,5664	2,9191
2001	5,6178	4,9539	4,3605	3,8985	3,7958	3,1070
2002	5,2903	4,6816	4,0651	3,6555	3,5644	2,5961
2003	5,2709	4,6742	4,0579	3,6590	3,5703	2,5670
2004	5,1881	4,5971	3,9866	3,5912	3,5032	2,5086

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

Tarifa:	I1 EUROSTAT	I2 EUROSTAT	I2 EUROSTAT	I4_1 EUROSTAT	I5 EUROSTAT	I5 EUROSTAT
	(tar 2.1 España)	(tar 2.2 España)	(tar 2.2 España)	(tar 1.1 España)	(tar 1.2 España)	(tar 1.3 España)
Consumo 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	1,4032

CUADRO 6.7.-Precios sin impuestos para usos domésticos (cent/kWh)

	(D1) 2.000 kWh/año	(D2) 4.000 kWh/año	(D3) 23.250 kWh/año	(D3-B) 34.889 kWh/año
España	5,12	4,53	3,52	3,43
Alemania (Berlín)	6,95	5,40	3,37	3,16
Bélgica (Bruselas)	5,61	5,18	3,07	2,93
Dinamarca	7,29	3,95	3,95	3,95
Eslovaquia	3,31	2,73	2,25	2,19
Francia (París)	5,40	4,69	3,11	2,93
Holanda (Rotterdam)	6,76	4,63	2,93	2,79
Italia (Roma)	4,32	3,92	3,52	3,52
Luxemburgo	4,83	4,22	2,45	2,40
Portugal (Lisboa)	6,52	5,99	4,22	4,08
Reino Unido	4,86	3,57	2,53	2,45
Suecia	4,87	4,09	3,51	3,48

Fuente: Eurostat.

CUADRO 6.8.-Precios sin impuestos para usos domésticos (cent/kWh)

	(1) 116.278 kWh/año y 200 días de consumo	(12) 1.162.779 kWh/año y 200 días de consumo	(13-1) 11.627.787 kWh/día y 200 días de consumo	(14-1) 116.277.871 kWh/año y 200 días de consumo
España	2,73	1,60	1,51	1,40
Alemania (Berlín)	2,86	2,43	2,31	1,97
Austria	2,69	2,10	1,99	
Bélgica (Bruselas)	2,73	2,20	1,87	1,35
Dinamarca	3,95	3,52	1,94	1,64
Eslovaquia	2,08	2,04	1,96	1,89
Eslovenia		1,57	1,57	1,44
Finlandia		2,91	2,30	1,66
Francia (París)	2,58	2,12	1,95	1,57
Holanda (Rotterdam)	2,69	2,62		
Luxemburgo	2,38	2,22	2,19	1,43
Portugal	3,63	2,76	2,04	1,34
Reino Unido	2,00	1,76	1,62	1,22
Suecia	3,18	2,85	2,56	2,22

Fuente: Eurostat.

GRÁFICO 6.6
Precio máximo de venta del gas natural en España
(uso industrial, presión suministro > 4 bar, mercado regulado)

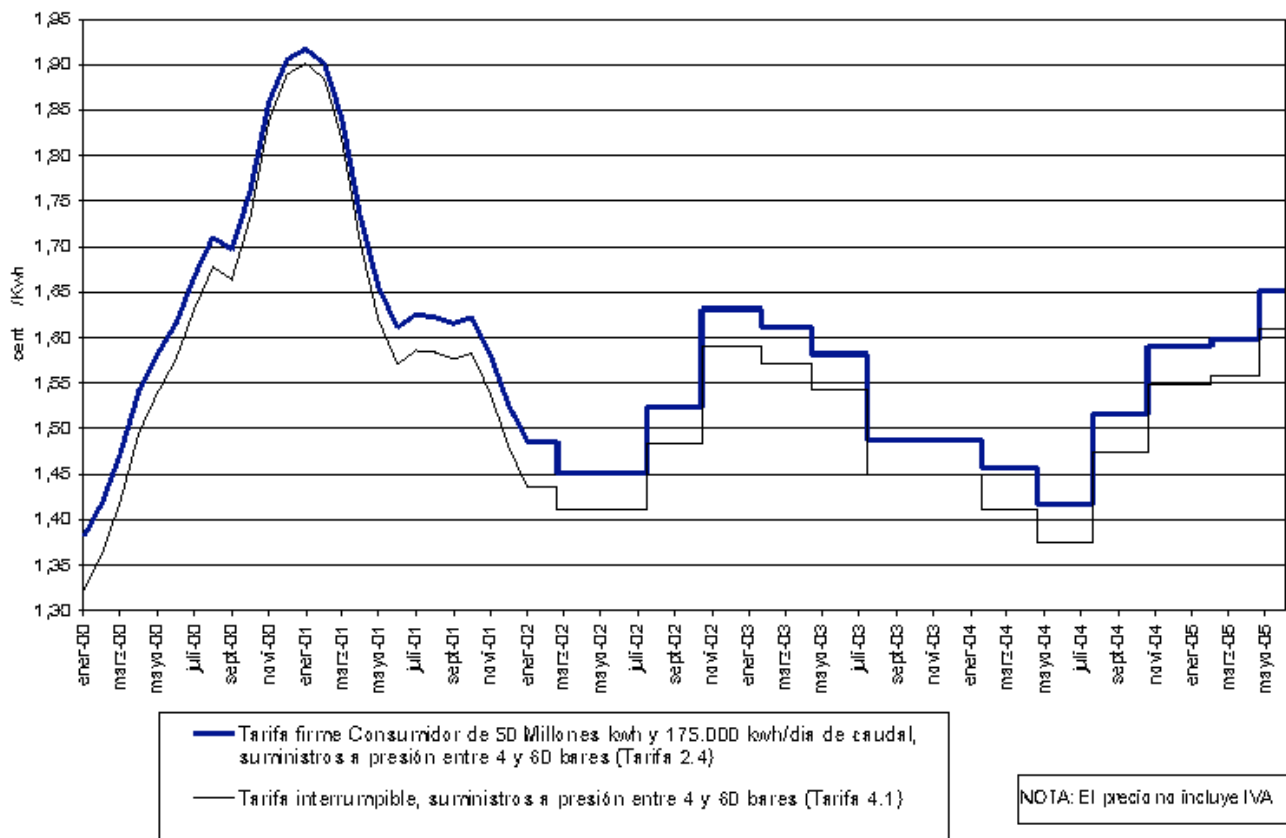


GRÁFICO 6.7
Precio máximo de venta del gas natural en España
(uso doméstico-comercial, presión suministro ≤ 4 bar, mercado regulado)

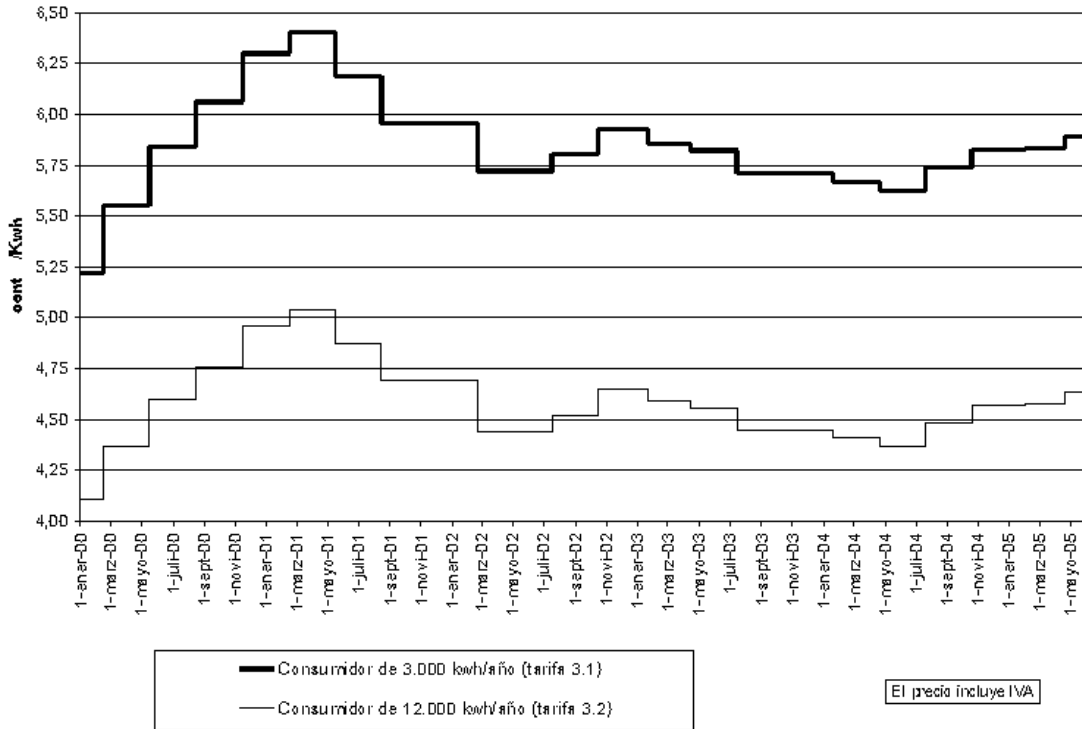
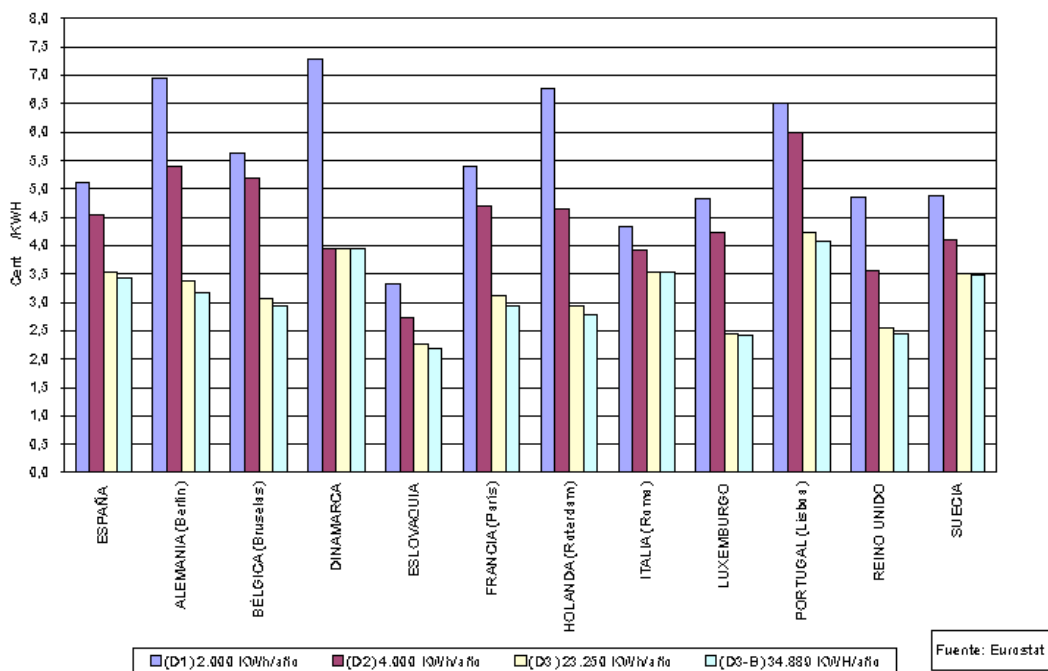
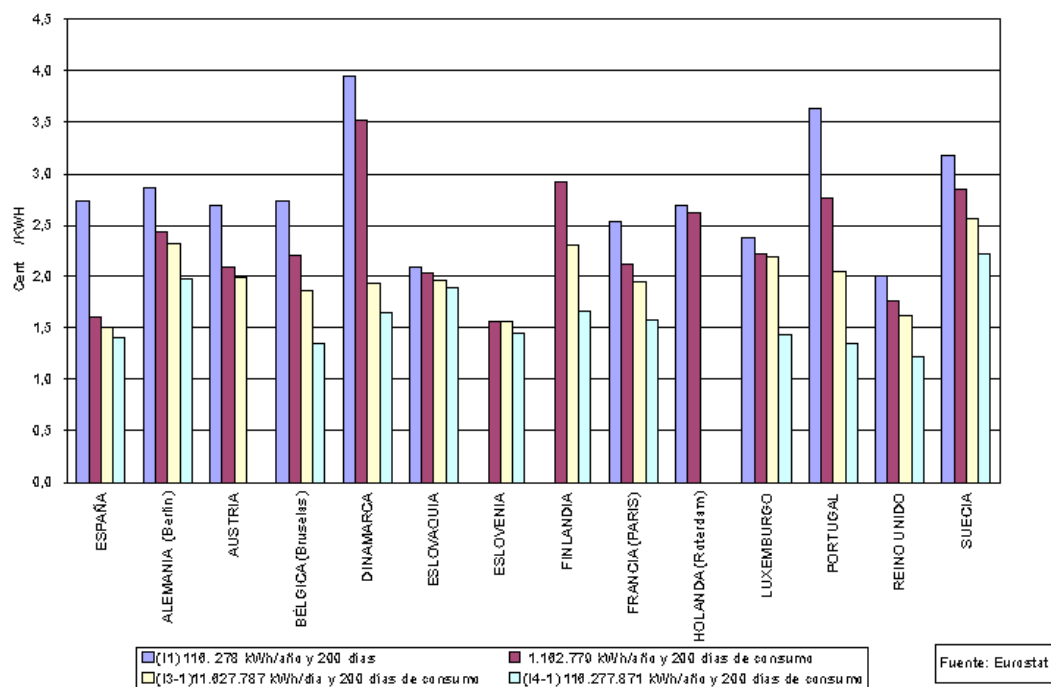


GRÁFICO 6.8
Precio de venta, antes de impuestos, del gas natural para usos domésticos, julio de 2004



Fuente: Eurostat

GRÁFICO 6.9
Precio de venta, antes de impuestos, del gas natural para usos industriales, julio de 2004



6.4 NORMATIVA

En el sector de gas natural, durante el año 2004, además de las disposiciones relativas a precios y tarifas, se ha aprobado 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 abastecimientos de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

En el Título I del citado Real Decreto se desarrolla, entre otros, los artículos 98 (obligación de mantenimiento de existencias mínimas), 99 (obligación de diversificación de suministros) y 101 (medidas ante situaciones de escasez de suministro), de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, estableciéndose los aspectos relativos a la defi-

nición de los sujetos sobre los que recae la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos, al contenido de la obligación, la cantidad, forma y localización de estas existencias, las obligaciones de información de los diferentes sujetos junto con los mismos aspectos relativos a la diversificación de los abastecimientos de gas natural. Por último se regulan las competencias administrativas relativas a inspección y control de las citadas obligaciones.

El Título III está dedicado a la definición de los mecanismos para la aplicación de las existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos, en casos de desabastecimiento, indicándose aquellas medidas de restricción de la demanda energética que el Gobierno se encuentra autorizado a establecer en situaciones de emergencia.

7. SECTOR PETROLEO

7.1 DEMANDA

El consumo de productos petrolíferos, excluyendo el de la navegación de altura, consumos propios de refinerías y pérdidas, alcanzó 65,8 millones de toneladas en 2004, con un aumento del 2,8% 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)

	2003	2004	%2004/03
GLP	2327	2380	2,3
Gasolinas:	8048	7721	-4,1
- sin plomo	6730	6783	0,8
- resto	1318	937	-28,9
Querosenos	4388	4864	10,8
Gas-oil:	30046	32045	6,7
- Gasoleo A+B	26208	28006	6,9
- Gasoleo C	3838	4039	5,2
Fuel oil	6877	6300	-8,4
Naftas	3309	2161	-34,7
Coque de petróleo	4163	4572	9,8
Otros productos	4852	5735	18,2
TOTAL	64009	65777	2,8

(1) No incluye bunkers, consumos propios de refinerías y pérdidas. Metodología AIE.

Fuente: SGE.

Esta tasa es ligeramente inferior a la de 2003 y han tenido una influencia significativa las diferencias de temperatura entre los dos años. La demanda en el transporte sigue creciendo a tasas altas como en años precedentes, mientras el consumo en usos finales de la industria ha bajado globalmente tanto en combustibles como en materias primas petroquímicas, de acuerdo a la actividad de algunos subsectores industriales y a la sustitución por gas natural. En el sector residencial y terciario la demanda sigue creciendo, a pesar de la influencia de la climatología y la continua sustitución por gas natural.

Por productos, continúa destacando el crecimiento de la demanda de gasóleo auto, recuperando en los dos últimos años las altas tasas registradas hasta 2001, derivado de la actividad del transporte de mercancías y del crecimiento del parque de turismos diesel. En querosenos se ha producido un crecimiento acelerado del consumo en los dos últimos años.

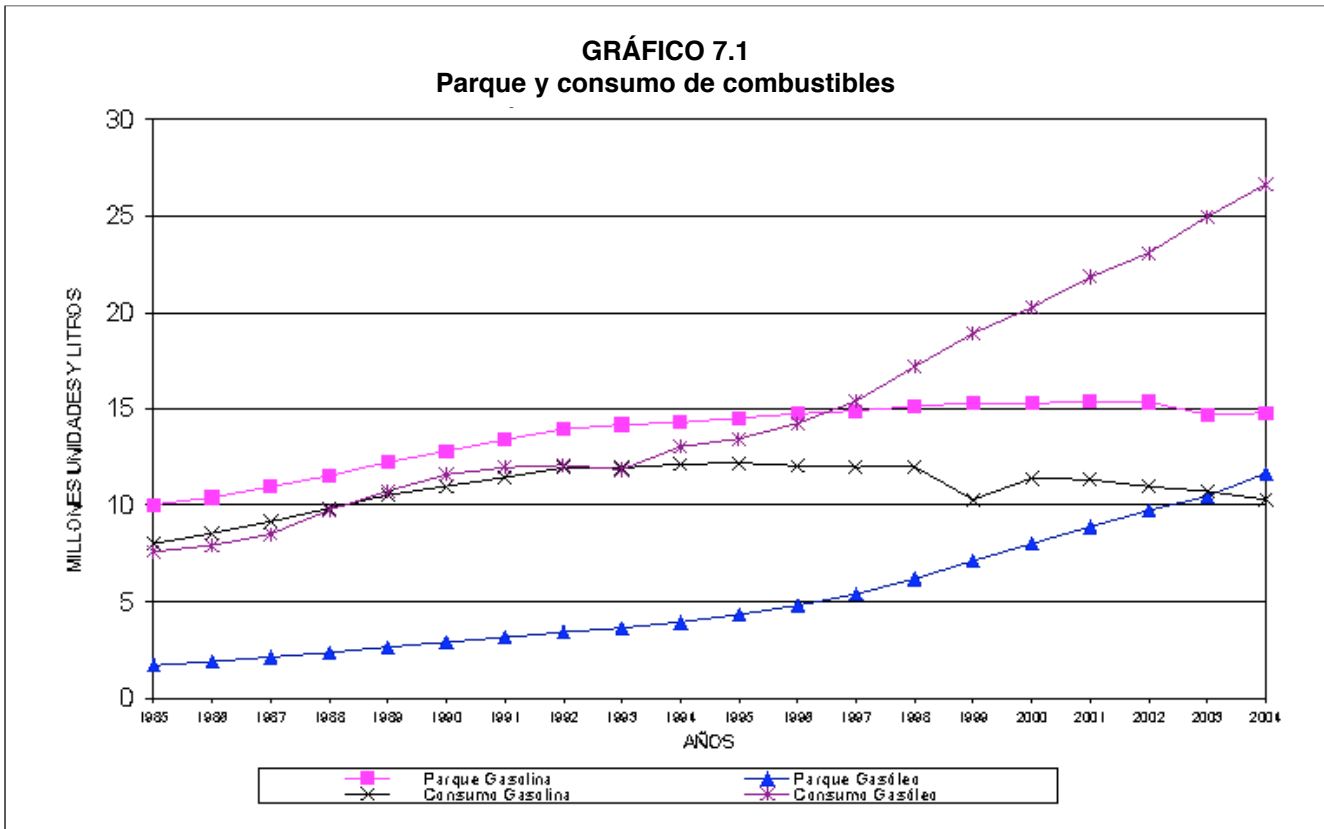
En gasolinas, la demanda ha continuado bajando, debido a la dieselización citada de las nuevas matriculaciones, por lo que la demanda anual bajó un 4,1%. Los datos sobre evolución del parque de automóviles indican que, durante 2004, siguió la tendencia creciente de los últimos años, debido al importante aumento, 11,4% en los de gasóleo, mientras el parque de automóviles de gasolina ha crecido sólo ligeramente tras los descensos de los dos últimos años, 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 ligeramente la demanda de fuelóleos para generación eléctrica en la península y sigue teniendo un peso bajo en la estructura de generación, mientras se mantuvo el crecimiento de la demanda en los sistemas extrapeninsulares.

El consumo total estimado de fuelóleos, excluyendo bunkers y consumos propios de refinerías, según se indica en el cuadro 7.1, alcanzó 6,3 millones de toneladas, con un descenso del 8,4%, debido a su uso en generación eléctrica y también en usos finales. Aumen-

GRÁFICO 7.1
Parque y consumo de combustibles



CUADRO 7.2.-Procedencia del petróleo crudo importado en España

	2003		2004		2004/03
	kt	%	kt	%	% variac.
Oriente Medio	13107	22,79	16143	27,26	23,2
Arabia Saudí	6994		6867		-1,8
Irán	4264		3469		-18,6
Irak	1528		5150		237,0
Otros	321		657		
América	8448	14,69	8171	13,80	-3,3
Méjico	7265		7717		6,2
Venezuela	816		454		-44,4
Otros	367		0		
África	21923	38,12	21036	35,52	-4,0
Argelia	1502		2009		33,8
Libia	7621		7179		-5,8
Nigeria	6456		6238		-3,4
Otros	6344		5610		-11,6
Europa	14032	24,40	13869	23,42	-1,2
Reino Unido	842		439		-47,9
Rusia	9883		8819		-10,8
Otros	3095		4135		33,6
Otros	212		476		
Total	57510	100,00	59219	100,00	3,0

Fuente: SGE.

ta el consumo de coque de petróleo, un 9,8%, en usos finales y también en generación eléctrica. El consumo de nafta para materia prima ha bajado un 34,7%.

7.2 OFERTA

Comercio exterior

Durante el año 2004 las refinerías españolas importaron 59,2 millones de toneladas de petróleo crudo lo que supone un aumento del 3% respecto a las importaciones del año anterior.

Por áreas geográficas el origen de las importaciones de crudo del año 2004 es el siguiente: África 21036 Tm (35,5%) con Nigeria y Libia como principales suministradores, Oriente Medio 16143 Tm (27,2%) siendo Arabia Saudita, Irak e Irán los principales suministradores, América 8171 Tm (13,8%) siendo Méjico y Venezuela los principales suministradores y Europa 13869 (23,4%), siendo Rusia el principal suministrador. Destaca el aumento de importaciones de Oriente Medio y el descenso en el resto.

Producción interior de Hidrocarburos

En el año 2004 la producción interior de crudo fue de 254.548 Tm (ó 1.879.273 barriles), por debajo del nivel de 2003 (320.555 Tm) y años anteriores, y en torno al 0,4% del consumo nacional. Los campos productores son, como en años anteriores, Ayoluengo, Casablanca, Rodaballo y Boquerón, situados el primero en Burgos y los otros tres en el mar Mediterráneo frente a las costas de Tarragona. La producción se desglosa en la forma siguiente:

La actividad de exploración de hidrocarburos en España se ha incluido en el capítulo 6 de este Informe.

Oferta de productos petrolíferos por el sector de refino:

El cuadro 7.4 recoge los principales productos obtenidos por las refinerías españolas en los dos últimos años. La actividad de las refinerías ha aumentado en 2004 en cuanto a destilación de crudo, un 4,6% más, con aumento de las producciones de gasolinas, querosenos y algunos tipos de gasóleos y fuelóleos,

CUADRO 7.3

Campos	Producción			Operador
	Bbl	Tm	%	
Ayoluengo	46.354,0	6.353,0	2,50	Northern
Casablanca	1.255.156,0	173.116,0	68,01	Ripsa
Rodaballo	421.540,0	54.551,0	21,43	Ripsa
Boquerón	156.223,0	20.528,0	8,06	RIPSA
TOTAL	1.879.273,0	254.548,0	100,00	

CUADRO 7.4.-Producción de las refinerías españolas

Kt	2003	2004	%2004/03
Crudos destilados	57415	60058	4,6
GLP	1204	1055	-12,4
Gasolinas	9188	10435	13,6
Naftas	1966	573	-70,8
Querosenos	5114	6995	36,8
Gasóleos A y B	13398	6704	-50,0
Gasóleo C	1572	608	-61,3
Otros Gasóleos	6950	14272	105,4
Fuel-oil BIA	6884	7507	9,1
Fuel-oil 1	1865	1160	-37,8
Aceites base	296	427	44,2
Asfaltos	2275	2747	20,7
Coque de petróleo	791	1005	27,1
Otros	3565,5	4238	18,9

Fuente: SGE.

GRÁFICO 7.3
Precio gasóleo de automoción con impuestos

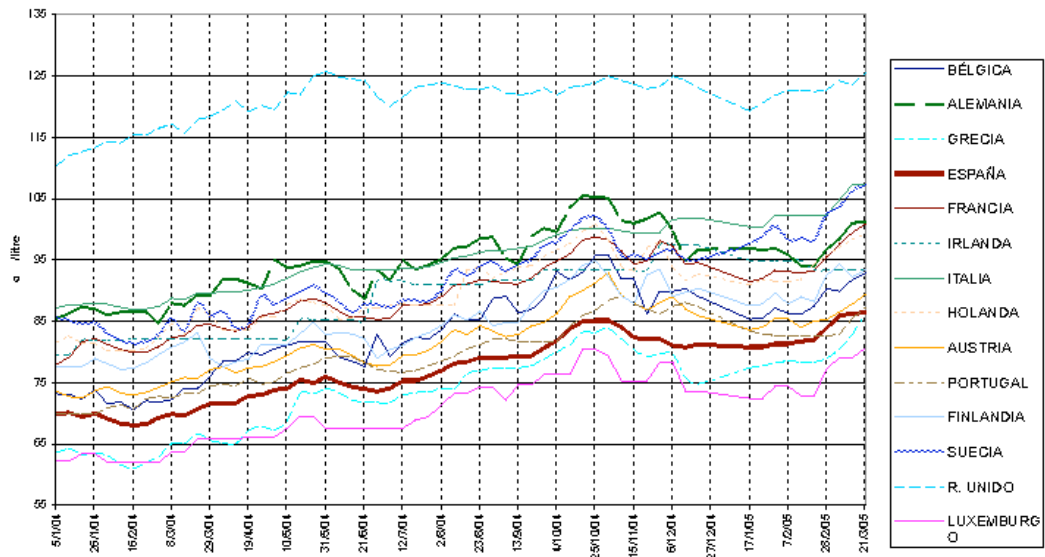


GRÁFICO 7.4
Precio gasóleo de calefacción con impuestos

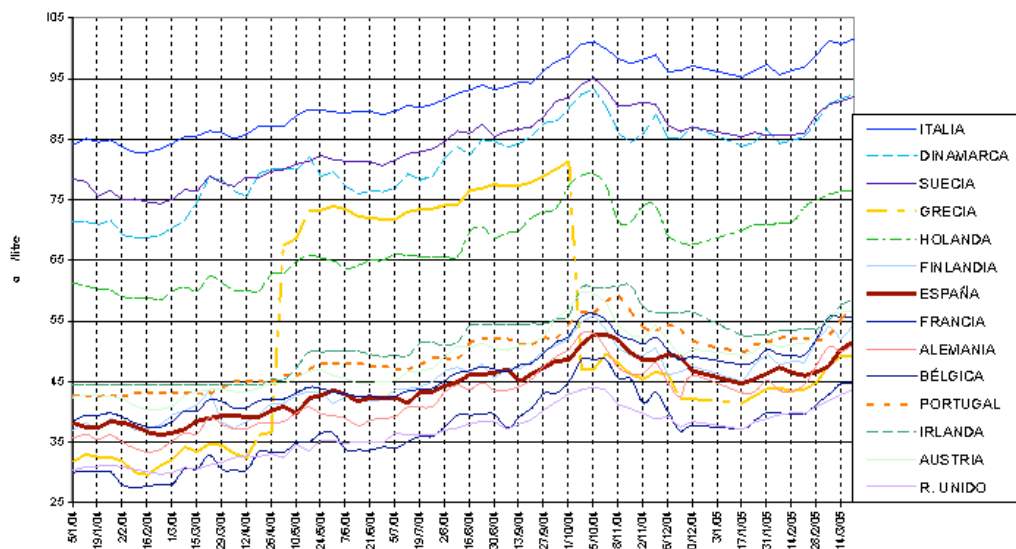


GRÁFICO 7.5
Precio fuelóleo B.I.A. con impuestos
 (los precios representados incluyen el impuesto especial, pero no el IVA)

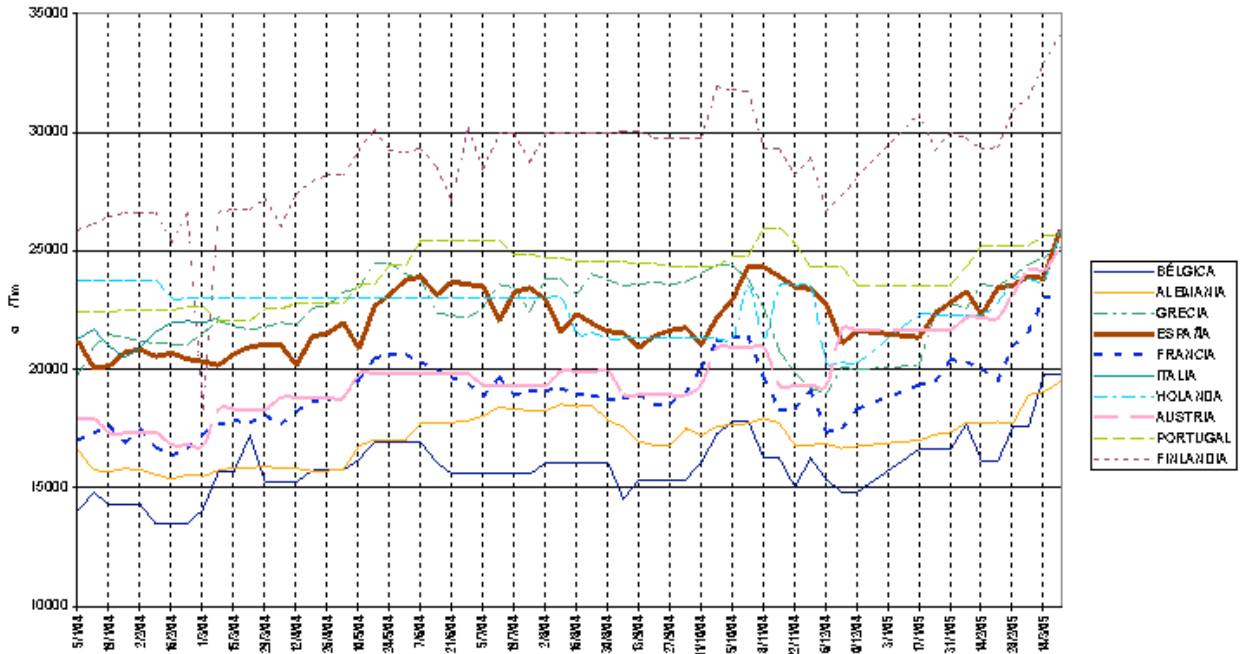


GRÁFICO 7.6
Precios con impuestos del gasóleo de automoción en países de la U.E., 2004-2003

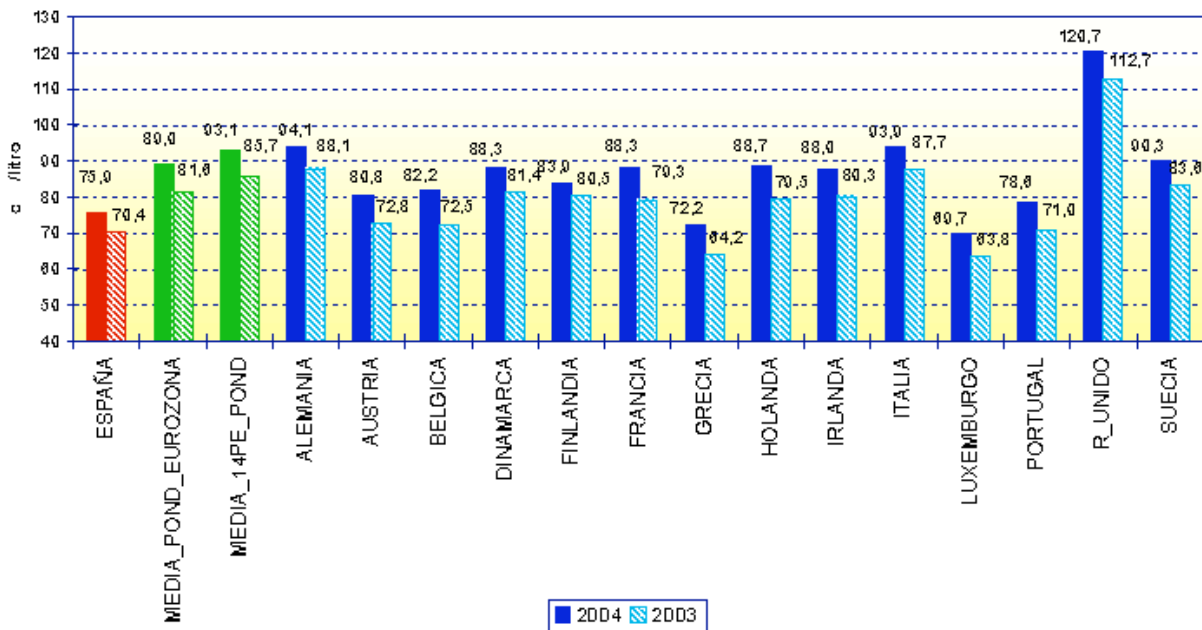
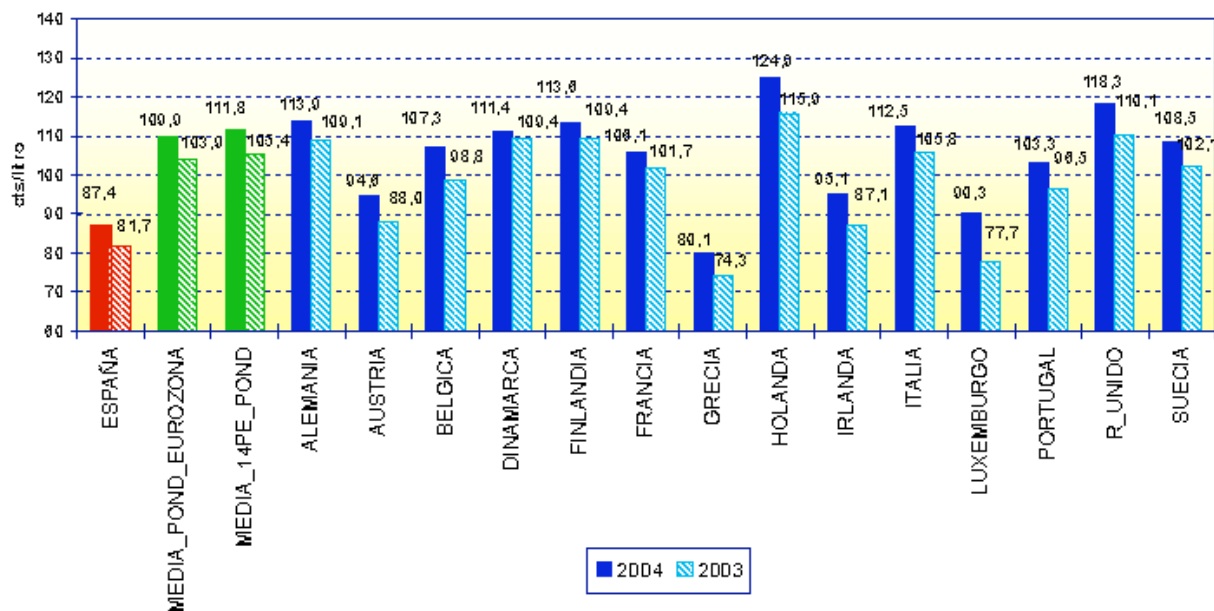


GRÁFICO 7.7
Precios con impuestos de la gasolina sin plomo en países de la U.E., 2004-2003



7.4 REGULACION 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.

- 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.

Con dicho Real Decreto se desarrollan los preceptos de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, referentes a la regulación de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

En primer lugar, el Real Decreto regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de todo operador autorizado a distribuir al por mayor productos petrolíferos y toda empresa que desarrolle una actividad de distribución al por menor de productos no adquiridos a los citados operadores,

extendiéndose la misma obligación a los consumidores respecto a la parte del producto no adquirido a los operadores regulados en esta Ley. Igualmente, se regula, además, la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, para los distribuidores al por mayor de gases licuados del petróleo así como a los comercializadores o consumidores que no adquieran el producto a los distribuidores autorizados.

Este Real Decreto regula igualmente las actividades del organismo encargado del cumplimiento de las obligaciones antedichas, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), aprobando los Estatutos de la misma.

- Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo por la que se modifica la Directiva 1999/32/CE en lo relativo al contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo.

El Real Decreto 287/2001, de 16 de marzo, por el que se reduce el contenido de azufre de determinados combustibles líquidos, transpuso la Directiva 1999/32/CE del Consejo, de 26 de abril, suponiendo, principalmente, una mayor reducción del contenido de azufre de los fuelóleos, fijando asimismo el con-

tenido de azufre de los gasóleos destinados a usos marinos y a calefacción.

Los primeros no se pueden utilizar con un contenido en azufre superior al 1 % en masa, a partir del 1 de enero de 2003.

Los segundos no se podrán utilizar:

- a) si su contenido en azufre supera el 0,2 % en masa, en la actualidad.
- b) si su contenido en azufre supera el 0,1 % en masa, a partir del 1 de enero de 2008.

Las principales modificaciones propuestas de la Directiva 1999/32/CE son las siguientes:

- Fijar un máximo del 1,5% de azufre para los combustibles marítimos de todos los buques de navegación marítima en el Mar del Norte, Canal de la Mancha y Mar Báltico, como dispone el Anexo VI de MARPOL, con el fin de reducir los efectos de las emisiones de los buques en la acidificación del norte de Europa y en la calidad del aire.
- Fijar un máximo del 1,5% de azufre para los combustibles marítimos utilizados por buques de pasajeros en servicios regulares efectuados desde o hacia un puerto comunitario, con el fin de mejorar la calidad del aire cerca de los puertos y costas, y crear una demanda suficiente para garantizar un suministro de combustible bajo en azufre en toda la UE.
- Modificar las disposiciones vigentes para los gasóleos de uso marítimo de los buques de navegación por mar o vía navegable con el fin de mejorar a nivel local la calidad del aire en puertos y vías navegables.

Estas modificaciones en el ámbito de los combustibles de uso marítimo constituyen la parte fundamental de la propuesta. Se consideran también otros dos aspectos:

- Las modificaciones correspondientes en las disposiciones en materia de fuelóleo pesado utilizado en vías navegables, derivadas de la Directiva 2001/80/CE sobre limitación de emisiones procedentes de grandes instalaciones de combustión.
- La creación de un Comité de Reglamentación que adopte futuras modificaciones técnicas que no necesiten un procedimiento político de codecisión.

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. Publicada en el BOE del 8 de Octubre, y con entrada en vigor el día siguiente al de su publicación, prevé en su artículo 38 que “Los precios de los productos derivados del petróleo serán libres”. Así pues desde dicha fecha las gasolineras que anteriormente estaban sometidas a precio máximo quedaron totalmente liberalizadas.

El 24 de junio de 2000 se publicó el Real Decreto-Ley 6/2000, que establece en su artículo 5.º 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 fue posteriormente desarrollada por la Orden Ministerial del Ministerio de Economía de 3 de agosto de 2000 donde se estableció el sistema de envío de los datos. En la actualidad los precios se muestran al público en una página *web* () y a través de teléfono móvil.

El 17 de marzo de 2001, el Ministerio de la Presidencia dictó el Real Decreto 248/2001 en desarrollo del artículo 7 del Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre, por el que aprueban medidas de liberalización, reforma estructural e incremento de la competencia en el sector de hidrocarburos. Este Real Decreto 248/2001 tiene por objeto regular el cumplimiento de la obligación de los concesionarios de autopistas de peaje de competencia estatal y de los titulares de estaciones de servicio sitas en carreteras estatales, de colocar carteles informativos sobre tipos, precios y marcas de carburantes ofrecidos en estaciones de servicio, así como la distancia a las más próximas.

La Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, autorizó a que las gasolineras que envíen precios a la página Web no pongan carteles para informar de los precios de otras gasolineras vecinas. Aunque de esto pudiera deducirse que el envío de precios a la página es voluntario, este envío continúa siendo obligatorio para todas las gasolineras.

La Ley 21/1991, de 27 de Diciembre 2001, 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

artículo 17 se encuentra el Impuesto sobre Hidrocarburos. El artículo 36 menciona el Alcance de la cesión y puntos de conexión en el *Impuesto sobre las ventas minoristas de determinados hidrocarburos*. El artículo 44 señala las bandas en las que las Comunidades Autónomas pueden asumir las competencias normativas impositivas. Cuatro Comunidades Autónomas han aplicado el impuesto anteriormente mencionado: Madrid, Asturias, Galicia y desde el 1 de agosto de 2004, Cataluña.

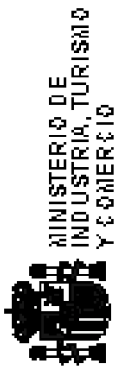
Por otra parte, la Directiva 2003/96/CE del Consejo de 27 de octubre de 2003 fijaba niveles impositivos mínimos para los productos energéticos y la electricidad. Esto se concreta en que, desde el 1 de enero de 2004, por ejemplo, el gasóleo de calefacción debería tener un impuesto de cómo mínimo 21 euros cada mil litros en todos los países de la UE. Hay numerosas moratorias y excepciones. España tiene hasta el 1 de enero de 2007 para elevar el impuesto sobre el gasóleo de automoción a 302 euros por mil

litros (actualmente el impuesto especial es de 294) y hasta el 1 de enero de 2012 para llegar a 330 euros.

Tiene especial relevancia el Real Decreto 1700/2003, de 15 de diciembre, que fija las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, y fomenta el uso de biocarburantes, en consonancia con una mejora en el medio ambiente mediante la reducción de emisiones.

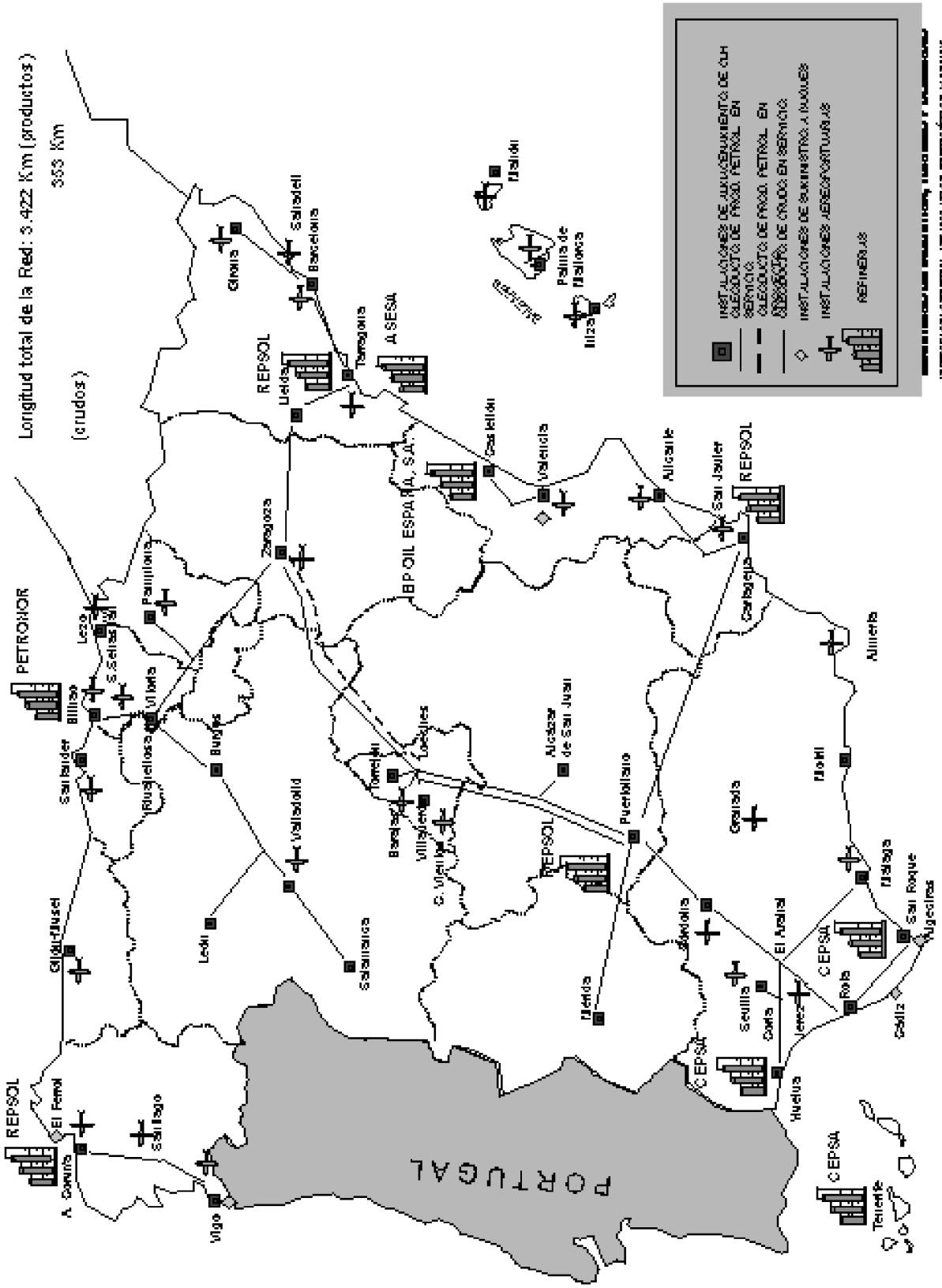
La Resolución de 4 de noviembre de 2004, de la Comisión Nacional de Energía, establece cuáles son los operadores principales en los mercados energéticos de electricidad, hidrocarburos líquidos e hidrocarburos gaseosos, según lo dispuesto en el artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio.

La Orden ITC/18/2005, de 10 de enero, aprueba las cuotas para la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2005.



MINISTERIO DE
INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO

INFRAESTRUCTURA LOGÍSTICA



DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS

8. EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES

8.1 EFICIENCIA ENERGÉTICA

El 28 de noviembre de 2003 fue aprobada por el Consejo de Ministros, la *Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4)*, que propone, para cada uno de los sectores involucrados, una serie de medidas que deben establecerse durante el período 2004-2012 para lograr mejoras sustanciales en los índices de eficiencia energética.

Aunque dicha Estrategia fue realizada mediante una aproximación sectorial para detectar las barreras existentes en los diferentes ámbitos de consumo y evaluar la tipología de medidas e instrumentos capaces de superar esas barreras, no recogía una especificación pormenorizada de las actuaciones concretas, los plazos y la responsabilidad de los diferentes organismos públicos involucrados, ni identificaba las líneas de financiación y partidas presupuestarias necesarias para la puesta en marcha de las medidas relacionadas en la misma.

Al objeto de resolver esta aparente indefinición, se está elaborando el **Plan de Acción 2005-2007**, en el cuál se relacionan y concretan las actuaciones que deben ponerse en marcha a corto y medio plazo en cada sector —durante los próximos tres años—, detallando para ello objetivos, plazos, recursos y responsabilidades, y evaluando finalmente los impactos globales derivados de estas actuaciones.

La configuración del Plan es plenamente coherente con los objetivos y los contenidos de la *Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4)*. Sobre la base de aquel análisis y manteniendo la misma división sectorial, se trata de establecer un programa de actuaciones específico, aunque complejo al mismo tiempo por la diversidad de medidas contempladas —económicas, normativas o de promoción—, y orientado a salvar lo que globalmente puede calificarse como principal *frente de barreras* existentes: aquellas caracterizadas por ser muy relevantes para la puesta en marcha y desarrollo inicial

de la E4 y requerir un esfuerzo relativamente pequeño en términos de recursos aplicados.

Los principales objetivos del Plan de Acción pueden pues resumirse en los siguientes puntos:

1. Concretar las medidas y los instrumentos necesarios para el lanzamiento de la Estrategia en cada sector.
2. Definir líneas concretas de responsabilidad y colaboración entre los organismos involucrados en su desarrollo, especificando presupuestos y costes públicos asociados.
3. Planificar la puesta en marcha de las medidas, identificando las actuaciones prioritarias y el ritmo de puesta en práctica.
4. Evaluar los ahorros de energía asociados, los costes y las emisiones de CO₂ evitadas para cada medida y para todo el Plan en su conjunto.

Para eliminar incertidumbres asociadas al largo plazo y permitir posibles reorientaciones en las medidas propuestas, se ha estimado conveniente limitar el Plan a los tres primeros años del periodo de vigencia de la Estrategia, es decir hasta diciembre de 2007, lo que presupone que será necesario realizar una nueva planificación para el periodo 2008-2012 que recoja la experiencia anterior y plantee las actuaciones necesarias para cumplir con los objetivos pendientes de alcanzar durante ese segundo periodo.

El análisis de la eficiencia energética que se realiza en este apartado se atiene a la desagregación sectorial de la E4 y del Plan de Acción en elaboración.

Evolución del consumo y la intensidad energética en España. Comparación internacional

Esta evolución de los consumos energéticos y del PIB

supone que, en los dos últimos años, la intensidad energética, tanto primaria como final, ha aumentado en España. Sin embargo, la tendencia de estos indicadores es, en general, decreciente desde principios de los años 90 en los diferentes Estados miembros de la Unión Europea. De hecho, durante la pasada década, la UE ha reducido su intensidad energética final, como media, del orden del 10% en términos acumulados.

Considerado el indicador de intensidad primaria a paridad de poder de compra, la comparación sitúa a España por debajo del nivel de la Unión Europea hasta el año 2000, momento en el que empieza a superar ligeramente la media de los Estados miembros a igualdad de poder adquisitivo.

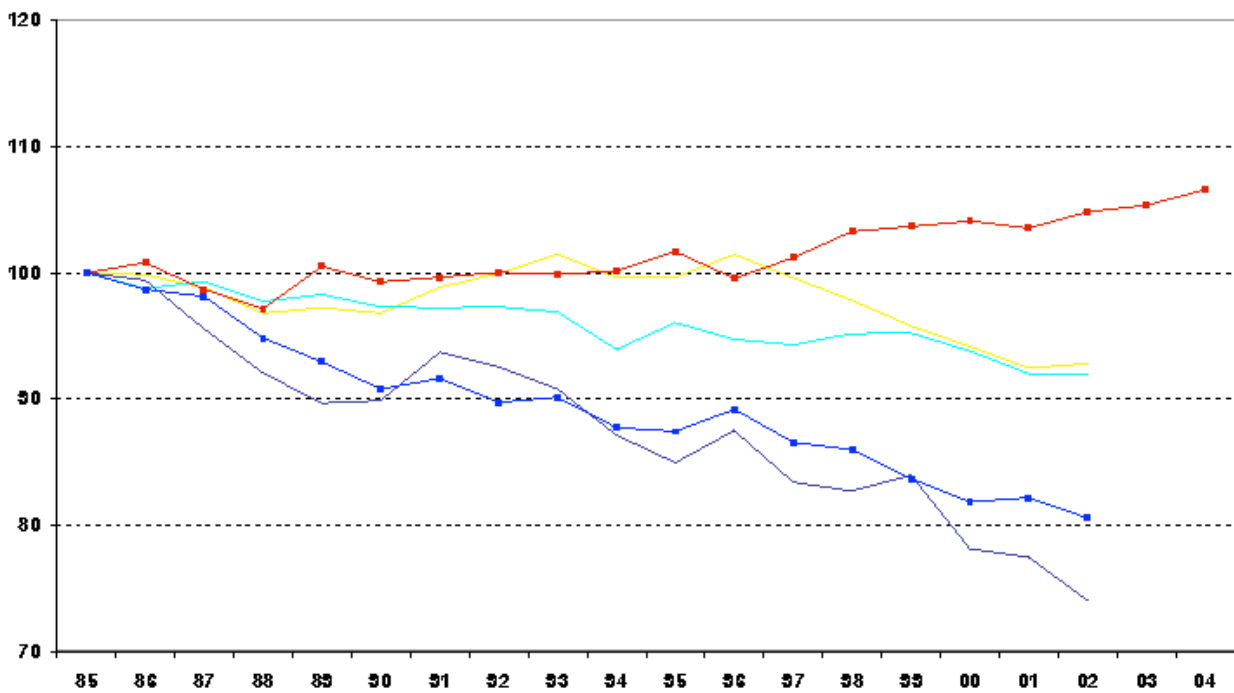
Como se aprecia en el gráfico 8.1, la tendencia del indicador de intensidad primaria es claramente decreciente en países como Reino Unido y, en menor medida, Italia, frente a la clara tendencia creciente en España —especialmente, desde la segunda mitad de la pasada década— y un comportamiento más oscilante en el caso de Francia, pero marcadamente decreciente, también, desde 1995.

En el caso de la intensidad final, Gráfico 8.3, el comportamiento del indicador es claramente descendente en países como Francia, Reino Unido y, sobre todo, Irlanda, y más estable en Italia, frente a la tendencia al alza del caso español.

A igualdad de poder adquisitivo —gráficos 8.2 y 8.4—, los indicadores se sitúan, hasta finales del pasado siglo, tanto para intensidad final como primaria, por debajo de la mayoría de los países —a excepción de Italia, en ambos casos—, ya que la tendencia ascendente hace que supere a partir de 2000 a los del indicador español desde mediados de los noventa de la mayoría de los países europeos, que siguen una tendencia a la baja.

Por todo ello, es preciso señalar, una vez más, la necesidad de adoptar medidas de fomento de la eficiencia energética para lograr los objetivos de consumo de fuentes renovables sobre el total de la demanda que España comparte con la Unión Europea. Para conseguir este propósito se hace imprescindible contener el crecimiento de los consumos energéticos a medio y largo plazo.

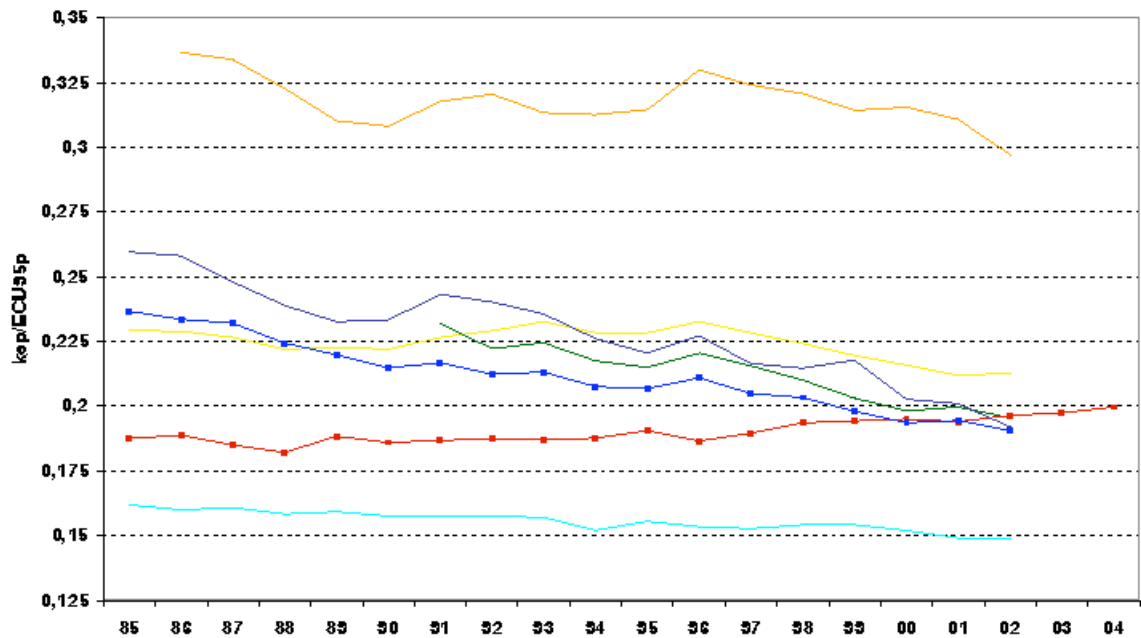
GRÁFICO 8.1
Intensidad primaria (base 1985 = 100)



Fuente: EnR/IDAE.

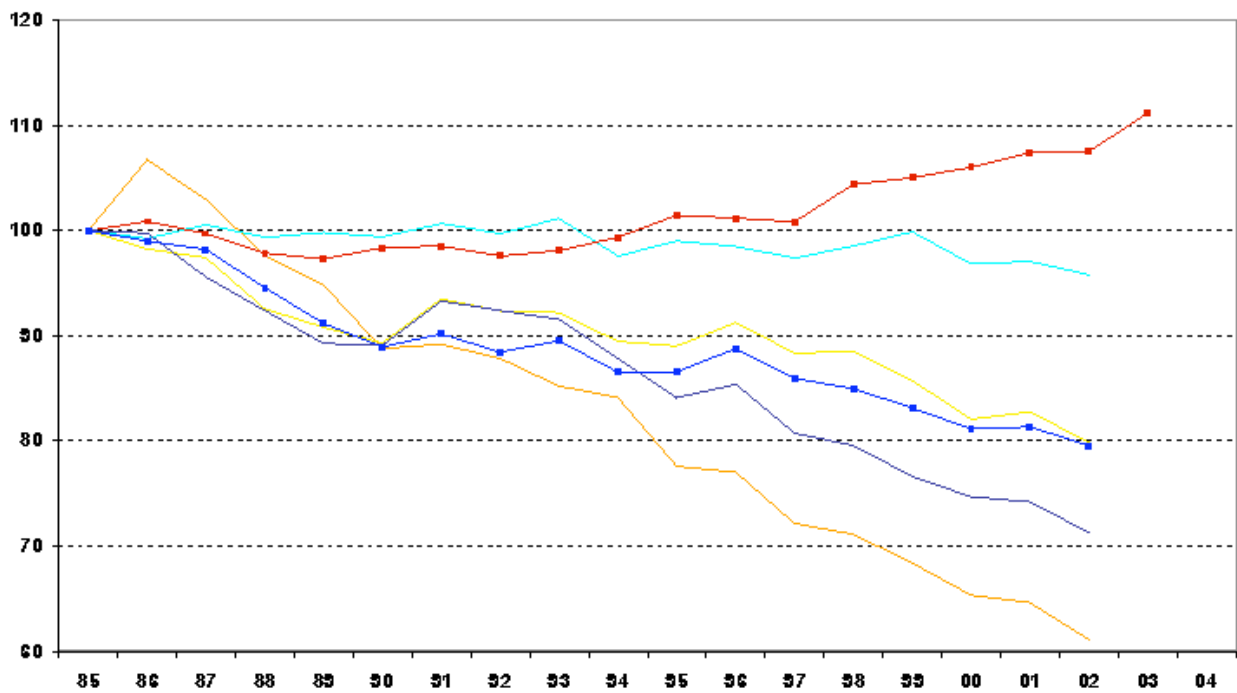
— Francia — Italia — España — Reino Unido — UE

GRÁFICO 8.2
Intensidad primaria. Paridad de poder de compra



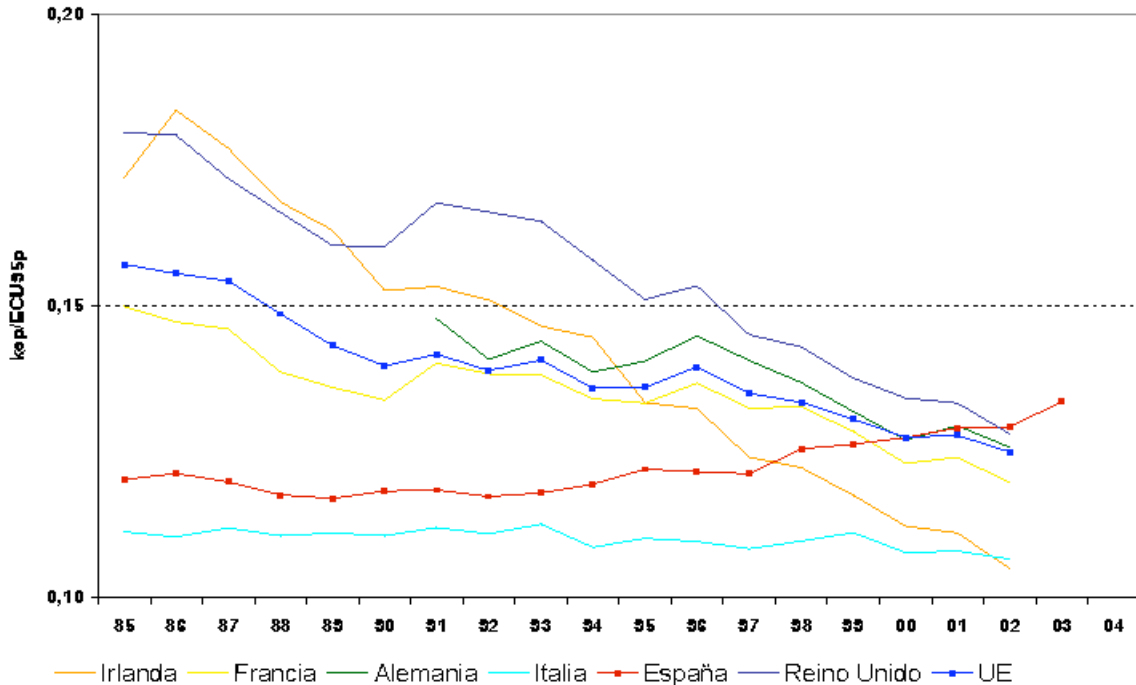
Fuente: EnR/IDAE. — Bélgica — Francia — Alemania — Italia — España — Reino Unido — UE

GRÁFICO 8.3
Intensidad final (base 1985 = 100)



Fuente: EnR/IDAE. — Irlanda — Francia — Italia — España — Reino Unido — UE

GRÁFICO 8.4
Intensidad final. Paridad de poder de compra



Fuente: EnR/IDAE.

Eficiencia energética por sectores consumidores finales

Actualmente, en España se consume más del doble de energía que en 1975. Por lo que se refiere al consumo de energía final, entre 1980 y 2003 se ha incrementado en un 93,5%. Los consumos de gas natural representan un 40,3% de los consumos energéticos totales en el sector industrial y un 18,9% de los consumos del sector residencial. En este último sector, los consumos eléctricos han crecido de manera notoria: un 6,6% en el año 2003. Este último porcentaje, en el sector terciario, se eleva al 7%.

Mientras que en 1980 la participación del sector industrial en el consumo de energía final superaba el 48% y el transporte absorbía menos del 30%, en el año 2003 las contribuciones de ambos sectores alcanzan el 37 y el 36%, respectivamente. En estas cifras se incluyen los consumos para usos no energéticos: excluyendo éstos, la contribución del transporte alcanzaría el 39%, frente al 31% del sector industrial.

En este epígrafe, se va a presentar la evolución de la intensidad energética en los diferentes sectores de consumo identificados en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 (E4): industria,

transporte, edificación, equipamiento residencial y ofimático, servicios públicos, agricultura y pesca (estos cuatro últimos quedan integrados dentro de la categoría de *Usos Diversos*).

Sector Industria

Los consumos energéticos del sector industrial suponen cerca del 37% del total de los consumos finales. El peso relativo de la industria en el total de los consumos ha descendido desde el año 2000, cuando representaba un 37,8% del total, hasta el 36,8% del año 2003.

Dentro del sector industrial, coexisten sectores productivos muy diferentes en cuanto al comportamiento energético. Los sectores más consumidores son el *Químico* y el de *Minerales No Metálicos*, que consumen casi 10 millones de toneladas equivalentes de petróleo al año, el primero, y algo más de 7 millones el segundo.

El peso relativo del sector *Químico* en el total de los consumos de energía de la industria se debe al elevado consumo de energía como materia prima de sus propios procesos productivos: los consumos de energía (de petróleo) para usos no energéticos supo-

nen, en el sector *Químico*, casi 5 millones y medio de toneladas equivalentes de petróleo. También en el sector *Construcción*, los consumos de energía para fines no energéticos (en este caso, básicamente, para asfaltos) representan una cuantía importante: el 84% del total de los consumos de energía del sector de la *Construcción* corresponden al consumo de materias primas energéticas en el proceso productivo del sector, es decir, son los consumos que se denominan no energéticos.

El mayor peso relativo en el total de los consumos energéticos industriales corresponde al sector de *Minerales No Metálicos*, seguido de la *Siderurgia y Fundición*, el sector *Químico* y el de *Alimentación, Bebidas y Tabaco*.

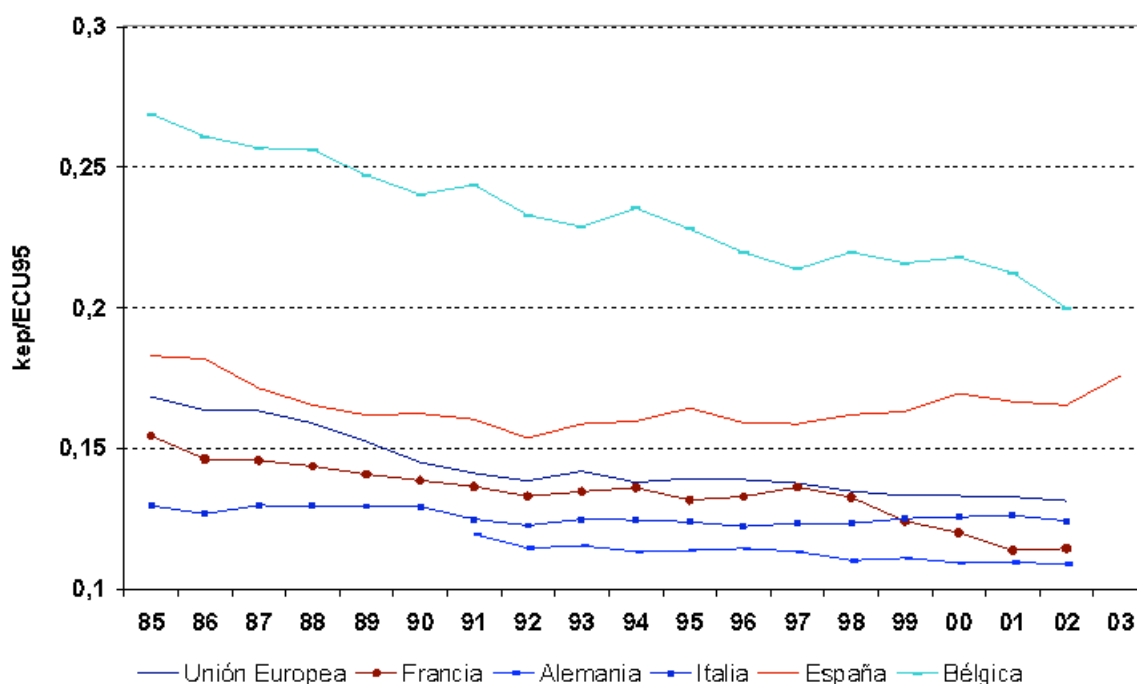
Los consumos de energía en el sector industrial han crecido a una tasa media anual del 3,6% durante el período 2000-2003, siendo especialmente notable el aumento de la demanda en el último año: del 8,4% con respecto a las cifras del año 2002. El comportamiento de los sectores anteriores, los que representan un mayor peso relativo en el total, ha sido dispar en estos tres años: el consumo del sector *Minerales No Metálicos* se ha incrementado un 0,6% en tasa media inte-

ranual; el de la *Siderurgia y Fundición*, un 4%; el del sector *Químico*, un 2,8%; el del sector de *Alimentación, Bebidas y Tabaco*, un 7,3% en tasa media interanual durante el mismo período 2000-2003.

El desigual crecimiento de los consumos durante este período se ha traducido en una pérdida de peso relativo de los sectores más intensivos en energía (con mayor consumo energético por unidad de producto o unidad de valor añadido), es decir, el sector *Minerales No Metálicos* y el sector *Químico* y, de manera complementaria, en una ganancia relativa de peso en el total del sector de la *Alimentación, Bebidas y Tabaco*.

El gas sigue ganando peso en la estructura del consumo industrial por fuentes: en el año 2000, representa el 35,2% del total de la demanda de energía, mientras que, ya en el año 2003, el peso se ha incrementado hasta el 40,3%. El incremento del consumo de gas natural en la industria se produce en detrimento del consumo de petróleo y derivados. La electricidad también gana peso en la cobertura de la demanda industrial. El aumento de los consumos de gas y electricidad compensan la reducción de la demanda de derivados del petróleo y carbón.

Gráfico 8.5
Intensidad energética. sector industrial



Fuente: EnR/IDAE.

La tendencia decreciente del indicador de intensidad final del sector industrial durante la segunda mitad de los ochenta y los primeros años noventa se interrumpe en el año 1993, cuando el indicador comienza a estabilizarse en el entorno de los 0,16 kilogramos equivalentes de petróleo por euro de valor añadido. Ya durante los últimos años de la década de los noventa y primeros de este nuevo siglo el indicador se sitúa en los 0,17 kep/€95.

La intensidad energética del sector industrial se redujo un 11,2% (en términos acumulados) durante la segunda mitad de la década de los ochenta. Durante la primera de los noventa, se incrementó tan sólo un 1%, lo que supone, en la práctica, la estabilización de los consumos de energía de la industria por unidad de valor añadido. Durante la segunda mitad de los noventa, el aumento de la intensidad fue ligeramente superior al de la primera, del orden del 3%, también en términos acumulados para el conjunto del período.

Durante el período 2000-2003, el incremento de la intensidad energética ha sido, en tres años, superior al experimentado por el indicador durante el período 1995-2000. Especialmente notable resulta el incremento de la intensidad en el último año: del 6,2%. En el año 2003, el aumento de los consumos (del 8,4%) contrasta con el crecimiento económico del sector, del 2,1% y, por tanto, más de seis puntos por debajo del aumento de la demanda energética.

El esfuerzo realizado por la industria española para la mejora de la eficiencia energética, especialmente, durante la primera mitad de los años ochenta —en un escenario macroeconómico caracterizado por el elevado precio del petróleo—, permitió reducciones del indicador de intensidad, definido por el cociente entre los consumos de energía y el valor añadido del sector en unidades monetarias constantes. Esta evolución es diferente de la de los indicadores de intensidad del resto de los sectores. Las mejoras de la eficiencia energética en el sector industrial han permitido, por lo tanto, contener el crecimiento de los indicadores de intensidad más agregados.

No obstante lo anterior, la evolución de la intensidad industrial en España es diferente de la de la Unión Europea, como se comentaba anteriormente. La Unión Europea ha conseguido reducir la intensidad industrial de manera notable durante la segunda mitad de los años ochenta y durante la década de los noventa, aun a tasas inferiores en los noventa a las de la década anterior. Mientras que España ha estabilizado el indicador e, incluso, ha registrado ligeros crecimientos de los consumos por unidad de valor

añadido en los últimos años, la Unión Europea ha reducido la intensidad industrial en casi un 1% anual (en un 0,8%) desde 1995.

Sector Transporte

Desde 1995, el consumo de carburantes en el transporte por carretera ha crecido a una tasa media anual del 4,7%, frente a una tasa media anual del 3,5% del PIB. En 1980, el transporte por carretera representaba un 20% del total de los consumos de energía final. Desde inicios de los 90, este porcentaje supera el 30%.

Los consumos energéticos del sector transporte representaron, en 2003, el 39% del total de los consumos de energía finales. El consumo de energía en el sector transporte se ha incrementado entre los años 2000 y 2003 en 3,8 millones de toneladas equivalentes de petróleo, lo que ha supuesto una tasa de crecimiento media anual del 4,0%.

La carretera es el modo de transporte predominante en los consumos de energía. De los 36 millones de toneladas equivalentes de petróleo consumidos en 2003 en el sector transporte, el 80% correspondió a los tráficos de mercancías y viajeros por carretera. También este modo de transporte es el que experimentó los mayores crecimientos: el 5,1% de tasa interanual desde el año 2000.

El peso de la carretera en el total de los consumos se traduce en un elevado peso de los consumos de gasolinas y gasóleos en el total de la demanda energética del sector, del 98% del total en el año 2003. Los consumos de electricidad para el transporte crecen a medida que lo hacen los tráficos por ferrocarril. Por su parte, los consumos de biocarburantes aumentan a medida que lo hace la capacidad de producción de las plantas españolas de bioetanol y biodiesel.

La reducción de la dependencia energética de España y, lo que es más importante, de los posibles riesgos derivados de la excesiva dependencia, requiere la reducción de los consumos energéticos asociados al sector transporte. El 68% de los consumos de derivados del petróleo en 2003 correspondió a los consumos de gasolinas y gasóleos para el transporte, y es, precisamente, en los derivados del petróleo donde la dependencia energética alcanza, prácticamente, el 100%.

El sector transporte es, por tanto, un sector prioritario para acometer acciones de mejora de la eficien-

cia energética, por la necesidad de reducir los riesgos asociados a la dependencia de importaciones y de limitar el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero. Dentro del sector, la carretera es el modo prioritario al que deben dirigirse estas actuaciones (medidas favorecedoras del cambio modal, desde la carretera al ferrocarril, o desde medios individuales de transporte a medios colectivos).

La intensidad energética del transporte, definida por cociente entre los consumos de energía del sector y el Producto Interior Bruto, como variable indicativa de la actividad del sector —dada la estrecha ligazón entre el crecimiento de la actividad económica y el crecimiento de los tráficos de mercancías y de viajeros—, ha crecido a un ritmo superior al 1% anual desde el año 2000, que contrasta con la estabilización del índice de intensidad durante la segunda mitad de la década de los noventa.

También en el sector transporte, la tendencia del indicador de intensidad en España es divergente de la de la media de la Unión Europea. Desde finales de la década de los noventa, se observa en la UE de los 15 una tendencia a la reducción del indicador que, en los primeros años del nuevo siglo, se ha traducido en

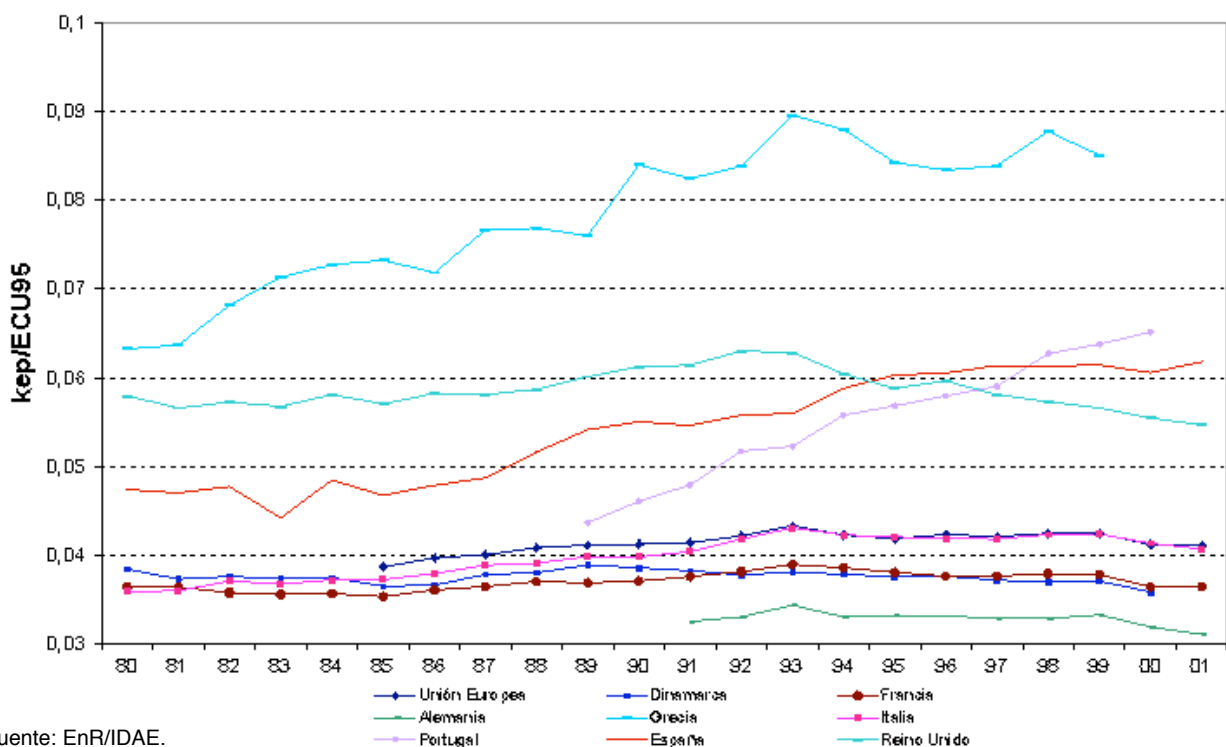
una tasa media interanual de reducción del 1%. Las tasas medias de variación interanual de los indicadores de intensidad en España y la Unión Europea son coincidentes, pero de signo opuesto: positivas en España y negativas en la Unión Europea (indicativas de empeoramientos de la eficiencia energética en España y de mejoras en el resto de la Unión).

Sector Usos Diversos

Dentro del sector *Usos Diversos*, se vienen incluyendo en los balances energéticos los subsectores de *Usos Domésticos*, *Comercio*, *Servicios* y *Administraciones Públicas* y *Agricultura y Pesca*. Al objeto de adecuar los análisis evolutivos de estos sectores a las medidas conducentes a la reducción de los consumos que se establecen tanto en la E4 como en el Plan de Acción 2005-2007 en elaboración, se ha considerado conveniente realizar un análisis sectorial más pormenorizado y coherente con estas planificaciones.

Así, los análisis que se presentan a continuación se estructuran bajo los epígrafes de *Edificación* (residencial y terciaria), *Equipamiento* (residencial y terciario), *Servicios Públicos* (alumbrado público y

Gráfico 8.6
Intensidad energética Sector Transporte



Fuente: EnR/IDAE.

aguas) y *Agricultura y Pesca*. Por lo tanto, los análisis relativos a los antiguos sectores *Residencial y Servicios* se incluyen en el epígrafe relativo a *Edificación*, en la medida en que este sector, en la terminología de la E4 y del Plan de Acción, recoge las medidas conducentes a la reducción de los consumos de las instalaciones fijas de los edificios, tanto de uso residencial como de uso terciario.

Edificación

El sector *Edificación* incluye los consumos de las instalaciones fijas de climatización, agua caliente sanitaria e iluminación de todo el parque edificatorio existente, tanto de uso residencial como terciario. Los consumos en climatización, agua caliente sanitaria e iluminación representan más de tres cuartas partes de los consumos energéticos de la vivienda, concretamente, el 76,4% de los consumos totales del año 2002.

El porcentaje de estos consumos sobre la demanda de la rama servicios es del orden del 70%: aproximadamente, el 40% del total de los consumos de energía del sector terciario corresponden al uso de energía no eléctrica para usos térmicos; el 9%, al uso de la electricidad para usos térmicos y el 21%, al aire acondicionado. El 30% restante de la demanda energética del sector terciario corresponde a los usos específicos de la electricidad y alumbrado público.

La calefacción absorbe el mayor porcentaje de los consumos de energía de la vivienda, aunque este porcentaje presenta importantes variaciones anuales dependiendo de las mayores o menores temperaturas de invierno. En el año 2002, la calefacción fue responsable del 40,4% de la demanda energética total de los hogares españoles.

El mayor o menor peso relativo de la calefacción en el total de la demanda de cada año condiciona los porcentajes de otros usos. Con carácter general, y obviando las diferencias interanuales que se producen en la distribución por usos de los consumos como resultado del mayor o menor peso relativo de la calefacción, el aire acondicionado y la iluminación aumentan su participación en el total de la demanda energética de las viviendas.

Los consumos de energía del sector residencial se han incrementado a una tasa anual media del 8,9% desde el año 2000. El crecimiento en el año 2003 se elevó al 4,1%. La demanda energética de los hogares españoles se está incrementando por encima de

la de otros sectores consumidores: mientras que la tasa interanual de crecimiento de los consumos residenciales desde el año 2000 se eleva al 8,9%, la relativa al crecimiento de los consumos industriales asciende al 3,6%, la de los consumos asociados al transporte al 4% y la de los consumos del sector terciario al 6,1%.

La población española supera los 43 millones de habitantes en el año 2004, de acuerdo con las cifras oficiales. El número de hogares, según la Encuesta Continua de Presupuestos Familiares, supera los 14 millones. El crecimiento del número de hogares — asimilable al número de viviendas permanentemente ocupadas— ha sido del 2,5% en el año 2003, y del 21,8% en los últimos diez años.

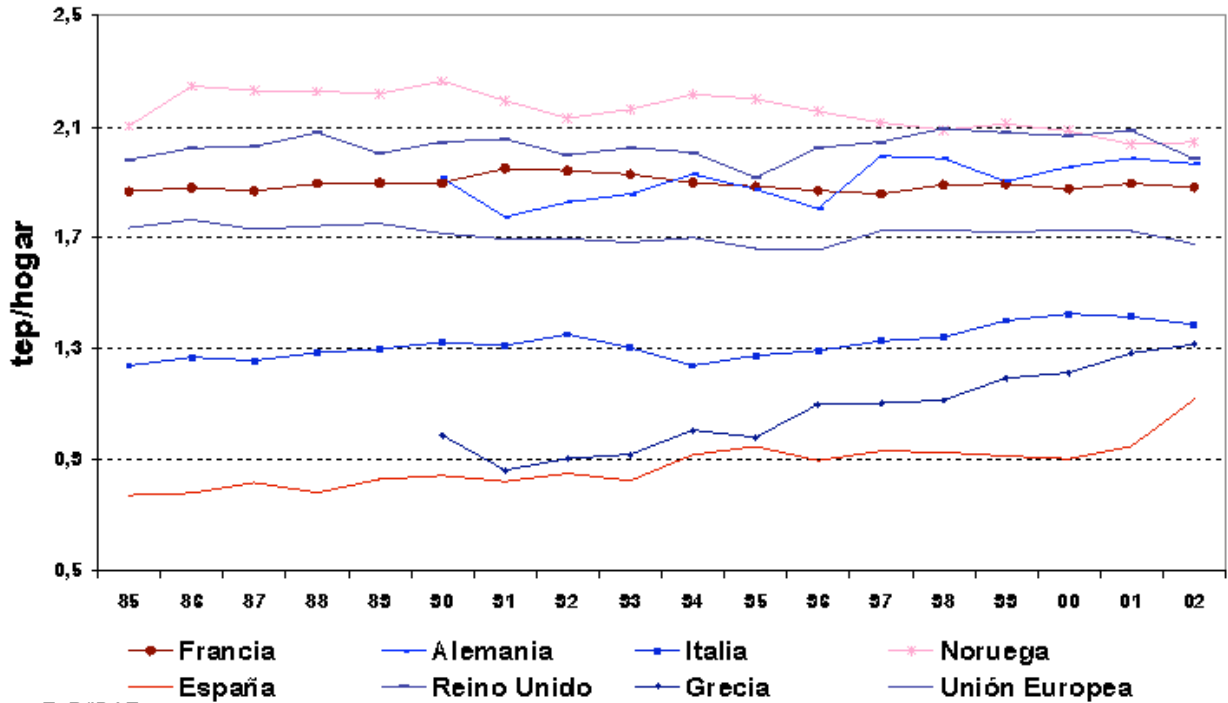
La dimensión de las unidades familiares se sitúa ligeramente por encima de las 3 personas por hogar en el año 2003. Esta cifra continúa la tendencia decreciente de años anteriores, desde los casi 4 miembros que formaban las familias de los primeros años ochenta. No obstante la tendencia decreciente, el ritmo de reducción no es tan acusado como en los últimos años de la década de los noventa.

Los consumos de energía por hogar en España se encuentran por debajo de la media comunitaria en un 33%. Los primeros años del nuevo siglo han iniciado una tendencia al alza que contrasta, claramente, con la evolución del indicador en la media de la Unión Europea, donde parece estabilizarse en torno a las 1,7 toneladas equivalentes de petróleo por hogar.

Los consumos de energía por hogar —corregidos de las variaciones climáticas interanuales— han aumentado un 11,2%, en media anual, desde el año 2000, especialmente como resultado del espectacular crecimiento del indicador en el año 2002: del 17,8%. Con carácter general, los consumos de energía por hogar —corregidos de las variaciones climáticas interanuales— muestran cierta resistencia a la baja en todos los Estados miembros de la Unión Europea.

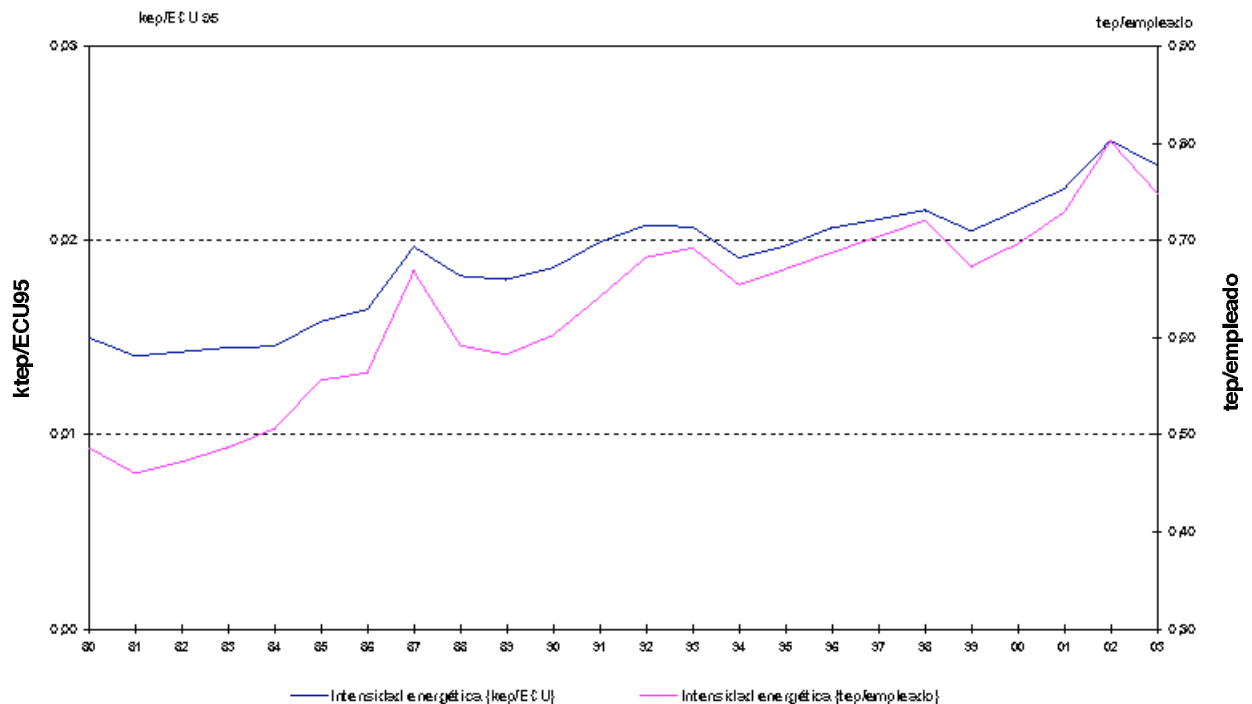
En el sector terciario, el consumo de energía viene registrando fuertes crecimientos, y ha llegado a multiplicarse, entre 1980 y 2000, por más de 2,5. Los consumos de energía del sector terciario han experimentado un cambio de tendencia en 2003: incrementos superiores al 8% anual entre 2000 y 2002 han dado paso, en 2003, a un descenso del 2,8%. Por el contrario, en este mismo año 2003 el valor añadido bruto aportado por el sector ha experimentado un incremento del 2,4%, y el empleo total del sector ha crecido respecto a 2002 un 4,1%.

GRÁFICO 8.7
Intensidad Energética en el Sector Residencial



Fuente: EnR/IDAE.

GRÁFICO 8.8
Intensidades finales en el sector terciario



Las cifras anteriores se traducen en que, en 2003, la intensidad energética, en términos de consumo por unidad de valor añadido, se haya reducido desde 0,0251 kep/EUC de 2002 hasta 0,0239 kep/EUC en 2003, y la intensidad en términos de empleo se reduce igualmente desde los 0,802 tep/empleado en 2002 hasta los 0,749 tep/empleado de 2003.

La energía final consumida por el sector terciario representa un 8,6% del total de los consumos para usos finales en España, alrededor de 3 puntos porcentuales por debajo del nivel que representa en la Unión Europea. El 62% de los consumos del sector terciario son de electricidad, y el 33% de productos petrolíferos, en el año 2003.

La intensidad energética del sector terciario ha aumentado en España desde 1985, influida en buena medida por la generalización de los sistemas de climatización —calor y frío— en los nuevos edificios del sector. Como media en la Unión Europea, desde 1990, se ha reducido esta intensidad. No obstante, los consumos por unidad de valor añadido del sector terciario son inferiores en España a los niveles de la mayoría de los Estados miembros, evolucionando

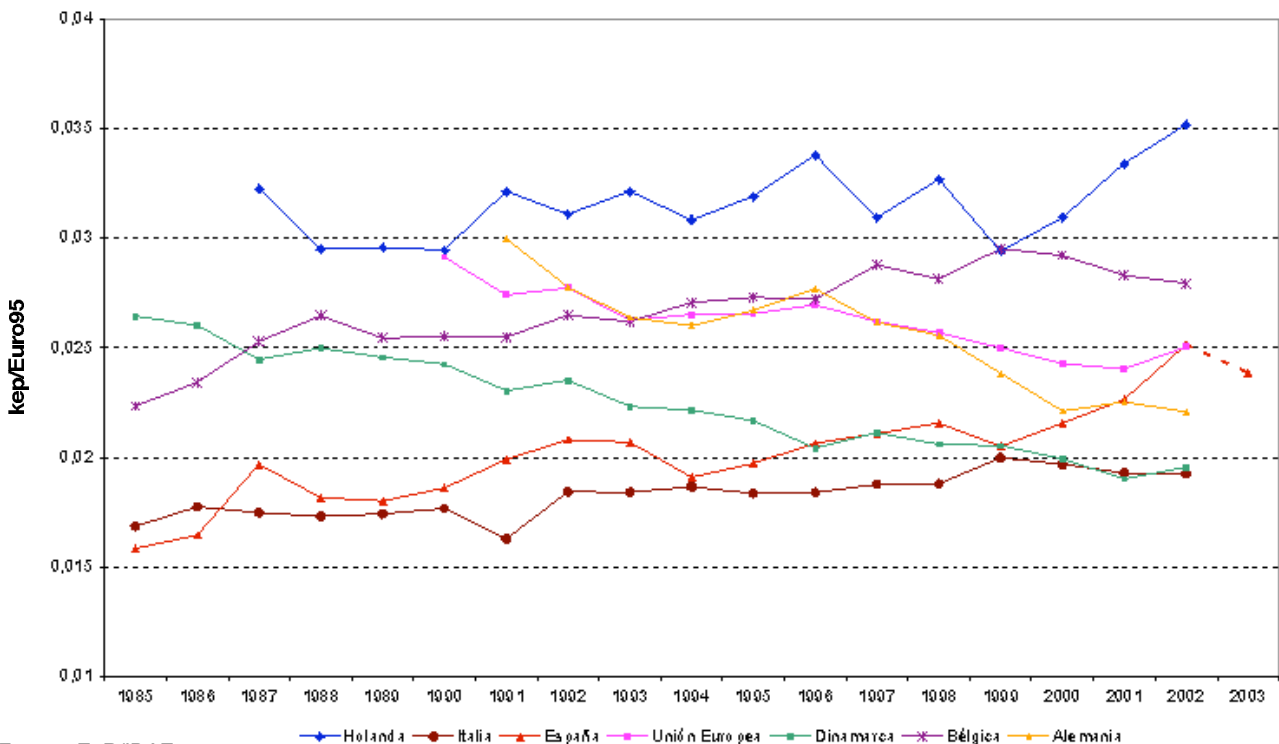
con una tendencia de convergencia hacia la media de la Unión Europea.

Equipamiento Residencial y Ofimática

En lo que hace referencia al *Equipamiento Residencial y Ofimática* (residencial y terciario), este sector incluye los consumos correspondientes a electrodomésticos, cocinas, aire acondicionado doméstico y el equipamiento ofimático de los sectores residencial y terciario.

El equipamiento en los hogares se ha incrementado de manera importante en los últimos años, especialmente desde la segunda mitad de los 90. Existen aparatos con penetración prácticamente del 100% (lavadora, frigorífico, cocina), cuya evolución en ventas está ligada al incremento del número de hogares; otros —caso de lavavajillas, microondas o aspiradora—, han experimentado crecimientos importantes que van ligados a un equipamiento en hogares ya existentes, además de al aumento del parque nuevo de viviendas. El equipamiento audiovisual y el ofimático, por su parte, han crecido considerablemente en los últimos años.

GRÁFICO 8.9
Intensidades energéticas en el sector terciario



Fuente: EnR/IDAE.

El consumo de energía del sector de *Equipamiento* fue en el año 2000 de 3.462 ktep, de los que 461 ktep correspondieron a equipamiento informático, en su mayor parte asociado al sector terciario, aunque alrededor de 20 ktep se consumen en el residencial. Del resto del consumo, el equipamiento residencial, a excepción del informático, está evaluado en 3.001 ktep y, de ellos, el 60% corresponde a electrodomésticos y, prácticamente, el resto a cocina.

Hay que destacar que la energía utilizada por estos equipamientos, aunque sólo contribuye al consumo final de energía con algo menos de un 4%, representa alrededor del 15% del consumo total de energía eléctrica a nivel nacional. En cocinas, el peso de la energía eléctrica se está incrementando por el aumento de la penetración de placas vitrocerámicas y de nuevos equipamientos, principalmente hornos microondas; sin embargo, todavía sigue siendo mayoritario el uso del gas, que en conjunto significa un 58% del consumo energético para cocina.

En cuanto a la clase de eficiencia de los electrodomésticos utilizados en los hogares, todavía son reducidas las ventas de aparatos de las clases más eficientes —A y B—, aunque se observa cierto aumento en los últimos años. El nivel de conocimiento del etiquetado energético sigue siendo reducido.

Servicios Públicos

Bajo la denominación de *Servicios Públicos* en la E4 y el Plan de Acción 2005-2007 en elaboración, se incluyen, únicamente, los consumos del alumbrado público y los de las instalaciones relacionadas con la potabilización, abastecimiento y depuración de aguas residuales. El consumo de energía de este sector ascendió a 591 ktep en el año 2000.

A su vez, el subsector de alumbrado público está integrado por la iluminación de carreteras, viales, calles y alumbrado ornamental. En el año 2000, su consumo energético fue de 261 ktep. El 95% del consumo energético de este subsector corresponde a instalaciones de alumbrado exterior, propiedad de los ayuntamientos.

Por su parte, el consumo del subsector de aguas en el año 2000 ascendió a 330 ktep y, como en el caso anterior, la inmensa mayoría de estas instalaciones son de titularidad pública.

El consumo de energía generado por el funcionamiento de las instalaciones de alumbrado público está condicionado por un gran número de factores

que afectan a la demanda energética, como por ejemplo los niveles de iluminación necesarios, o el régimen de funcionamiento. La eficiencia con que ésta demanda de energía es satisfecha depende, a su vez, de otra serie de factores, entre los que cabe citar el rendimiento de las fuentes luminosas, la eficiencia de las luminarias, las pérdidas de los equipos auxiliares eléctricos y de los dispositivos de regulación y control que permiten regular el alumbrado público.

En este subsector, por lo tanto, la E4 y el Plan de Acción 2005-2007 en elaboración contemplan medidas como la sustitución de lámparas por otras más eficientes, la sustitución de luminarias por otras de mayor rendimiento y lámparas de menor potencia, la instalación de sistemas de regulación del nivel luminoso, la instalación de relojes astronómicos programables y la sustitución de semáforos con tecnología convencional por otros con tecnología LED.

El consumo de energía en potabilización, abastecimiento y depuración de aguas residuales depende principalmente del volumen de agua tratada, abastecida y depurada, y por tanto, de la población a la que da servicio. Las medidas que pueden adoptarse en este subsector tienen que ver con la regulación de motores, así como con el control y regulación del nivel de oxígeno en aireación de depuradoras.

Agricultura y Pesca

La importancia del sector de agricultura y pesca, comparada con el resto de sectores, es pequeña en términos de valor añadido; sin embargo, en los trabajos mecanizados de cultivo su consumo en energía es significativo.

En términos energéticos, el sector ha disminuido su participación sobre el consumo de energía final desde niveles del 5,5% en 1990, hasta los valores actuales en torno al 4,5%, básicamente centrado en combustibles derivados del petróleo y energía eléctrica. Con respecto al consumo de energía primaria, el sector agrícola representó un 3,3% del total en el año 2000.

A pesar de esta evolución, los indicadores tendenciales para los próximos años vienen a señalar que en el horizonte de 2012 se puede producir un incremento del consumo de energía, sobre la base de los diversos cambios previstos en las técnicas de laboreo agrícola, y del paulatino incremento de superficies de regadío puestas en producción frente al secano.

En 2003, el consumo de productos petrolíferos en el sector agrícola ascendía al 77,3% del consumo final total, mientras que en el año 1990 representaba casi el 86%. Por su parte, el consumo de gas ha pasado de representar un simbólico 0,3% en 1990 a suponer un 11% de los consumos finales totales en 2003. El consumo de electricidad era en 1990 del 13,7%, mientras en 2003 suponía el 11,2%.

Existe un margen de actuación en este sector para incrementar su eficiencia energética a través de la adopción de medidas como la modernización de la maquinaria agrícola (plan *Renove* de tractores) o los sistemas de riego (sustitución de aspersión por riego localizado), además de las campañas de uso eficiente de la energía.

8.2 COGENERACIÓN

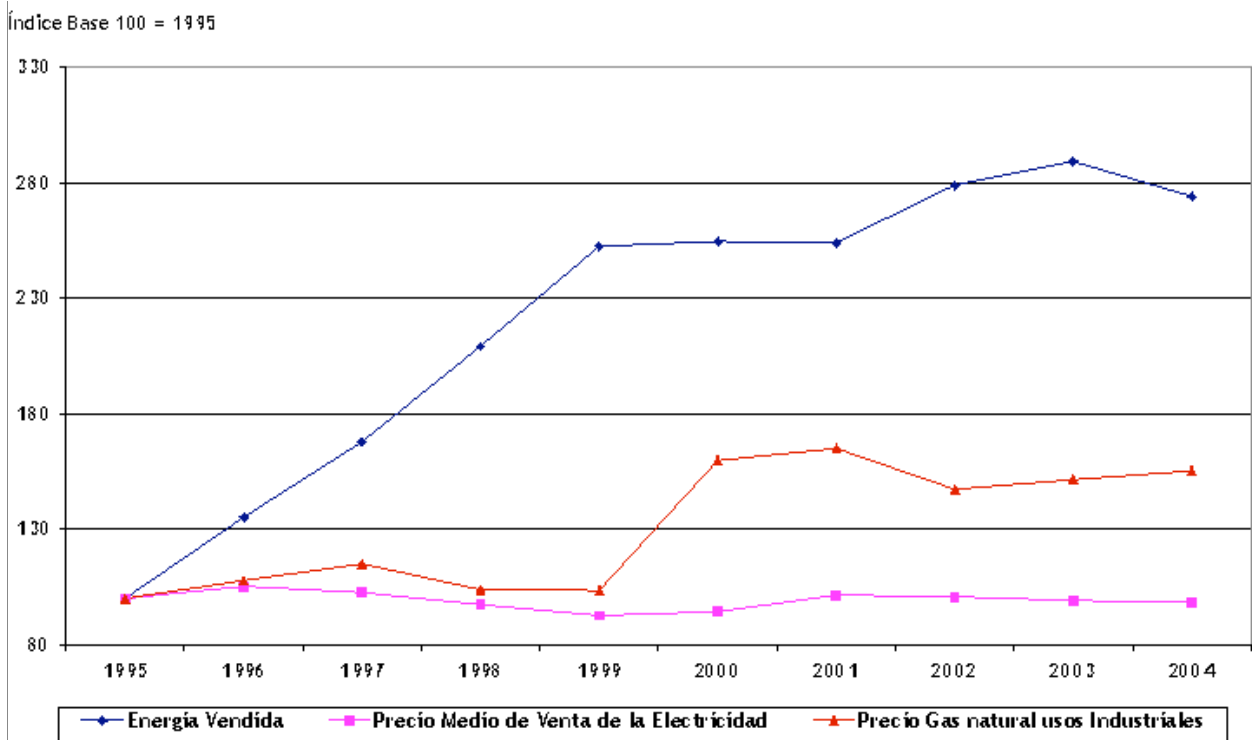
La nueva potencia de cogeneración puesta en funcionamiento en 2004, según la *Estadística sobre Ventas de Energía del Régimen Especial* de la Comisión Nacional de la Energía, ascendió a 107 MW.

Según estos datos y los facilitados por la *Estadística 2003 de Centrales de Cogeneración* elaborada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, la potencia de cogeneración instalada a finales de 2004 supera ya los 6.000 MW.

Los datos provisionales de la Comisión Nacional de la Energía sobre compras de energía al Régimen Especial ponen de manifiesto también una reducción en torno al 5,2% de la electricidad vertida a la red por los cogeneradores en 2004.

El descenso de energía vertida a la red parece responder, por una parte, al aumento progresivo en los últimos años del precio del gas natural—recuérdese que en el año 2001, las primas se incrementaron en un 33% para compensar, siquiera parcialmente, la subida de los precios del gas— y, por otra, al estancamiento que presentan los precios de la energía eléctrica vendida a red. Así, mientras que los precios medios de venta de la electricidad han disminuido en cerca del 2% desde 1995, en ese mismo periodo el coste del gas natural se ha incrementado en más de un 50%, lo que ha provocado una disminución de la

GRÁFICO 8.10
Energía Vertida a Red y Precios del Gas Natural y Electricidad Vendida



Fuente: CNE, AIE e IDAE.

rentabilidad de las instalaciones. Ello ha supuesto que de la potencia total instalada a finales de 2003, 5.938 MW, solo estén operando realmente 5.819 MW, registrándose un total de 119 MW que no se encuentran en funcionamiento por problemas de rentabilidad económica.

La información disponible de la Estadística 2003 de Centrales de Cogeneración realizada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio muestra, como puede observarse en el siguiente cuadro, la evolución del sector entre los años 1998 y 2003, último año en el que se dispone de estadística detallada. La distribución de la potencia por sectores pone de manifiesto la mayor importancia relativa de la industria agroalimentaria, que cuenta con 143 instalaciones y una potencia total de 1.084 MW, lo que supone el 18,2% del total de la potencia instalada a finales de 2003; seguida de las industrias química y del papel, cartón e impresión, con 16,6% y 14,8%, respectivamente. También cabe destacar la contribución, sobre todo por el número de instalaciones, del sector terciario, que desde 1998 viene incrementando progresivamente tanto su número de instalaciones como su potencia —59 nuevas instalaciones desde 1998 con una potencia asociada de 296 MW—, alcanzando a finales de 2003 un total de 101 instalaciones y 458 MW; un 7,7% del total de la potencia instalada a finales de dicho año.

El mayor aumento de potencia registrado durante el año 2003 se corresponde a centrales de cogeneración que utilizan motores de combustión interna, con 207 nuevos MW respecto al año 2002, alcanzando las 568 nuevas instalaciones con este tipo de combustible—el 73% de las unidades de cogeneración en funcionamiento y el 43% del total de la potencia bruta—. La potencia en plantas de ciclo combinado asciende a 1.330 MW (22,3% de la potencia total) en 42 instalaciones. Con respecto a las centrales con unidades tipo turbina de gas existían a finales de 2003 un total de 112 instalaciones con una potencia asociada de 1.089 MW (18,3% de la potencia total). Las turbinas de vapor completan las tecnologías utilizadas para la generación conjunta de electricidad y calor, con un total de 55 instalaciones en funcionamiento a finales de 2003 y una potencia instalada de 994 MW (16,7% de la potencia de cogeneración).

Con respecto a la producción eléctrica por tipo de combustible consumido por las centrales de cogeneración, a finales de 2003, el gas natural es responsable del 72% de la misma, habiéndose incrementado su cuota de mercado en cerca de 5 puntos en el último año. Tras el gas natural, el 12,7% de la producción eléctrica se realiza con fueloil, seguido del gas de refinería que representa el 6,3% de la producción bruta en dicho año. Las fuentes renovables superan ligeramente el 4%, apreciándose que dupli-

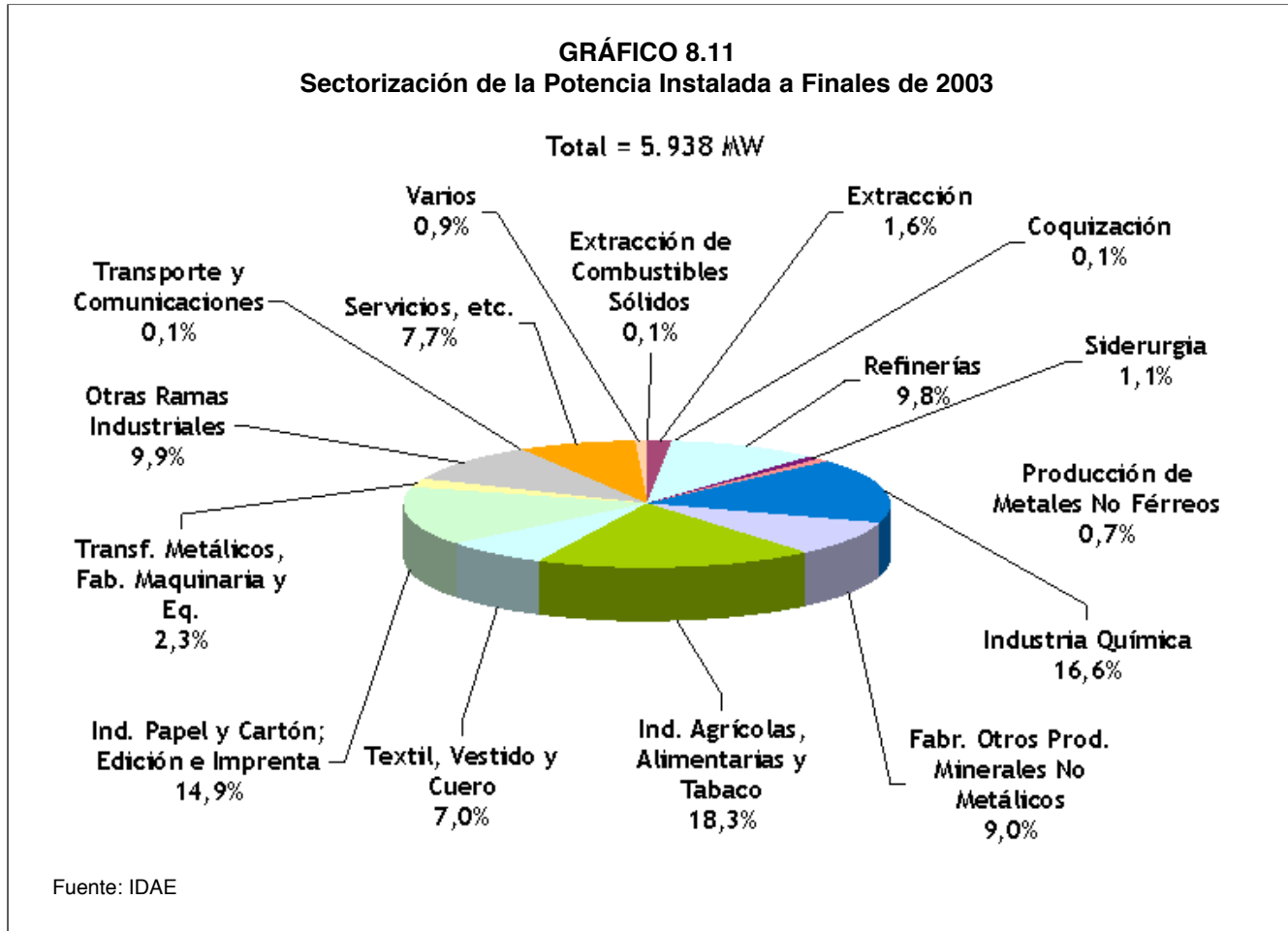
Cuadro 8.1.-Potencia Instalada y Número de Instalaciones

Sector	Potencia instalada (mW)				Número de instalaciones			
	1998	2000	2002	2003	1998	2000	2002	2003
Extracción de Combustibles Sólidos	4	4	4	4	2	2	2	2
Extracción	85	92	91	96	7	8	8	9
Coquización	7	7	7	7	1	1	1	1
Refinerías	553	629	580	580	11	14	11	11
Siderurgia	54	54	63	63	4	4	6	6
Producción de Metales No Férreos	24	26	36	41	4	6	7	8
Industria Química	568	704	973	986	47	53	60	60
Fabr. Otros Prod. Minerales No Metálicos	428	506	542	536	133	161	161	163
Ind. Agrícolas, Alimentarias y Tabaco	632	812	1.033	1.084	81	108	137	143
Textil, Vestido y Cuero	384	416	413	416	60	69	67	67
Ind. Papel y Cartón; Edición e Imprenta	567	667	799	883	58	73	75	80
Transf. Metálicos, Fab. Maquinaria y Eq.	132	145	137	136	16	19	21	20
Otras Ramas Industriales	366	428	515	590	53	71	78	87
Transporte y Comunicaciones	5	5	3	3	3	3	2	2
Servicios, etc.	162	336	359	458	42	82	93	101
Varios	54	74	55	55	16	21	17	17
TOTAL	4.025	4.906	5.608	5.938	538	695	746	777

Fuente: IDAE.

can aproximadamente el peso del gasoil (2,2%). Con valores testimoniales aparecen tanto el carbón

(1,1%), gas de coquerías (0,8) y generación eléctrica con otros residuos (0,8%).

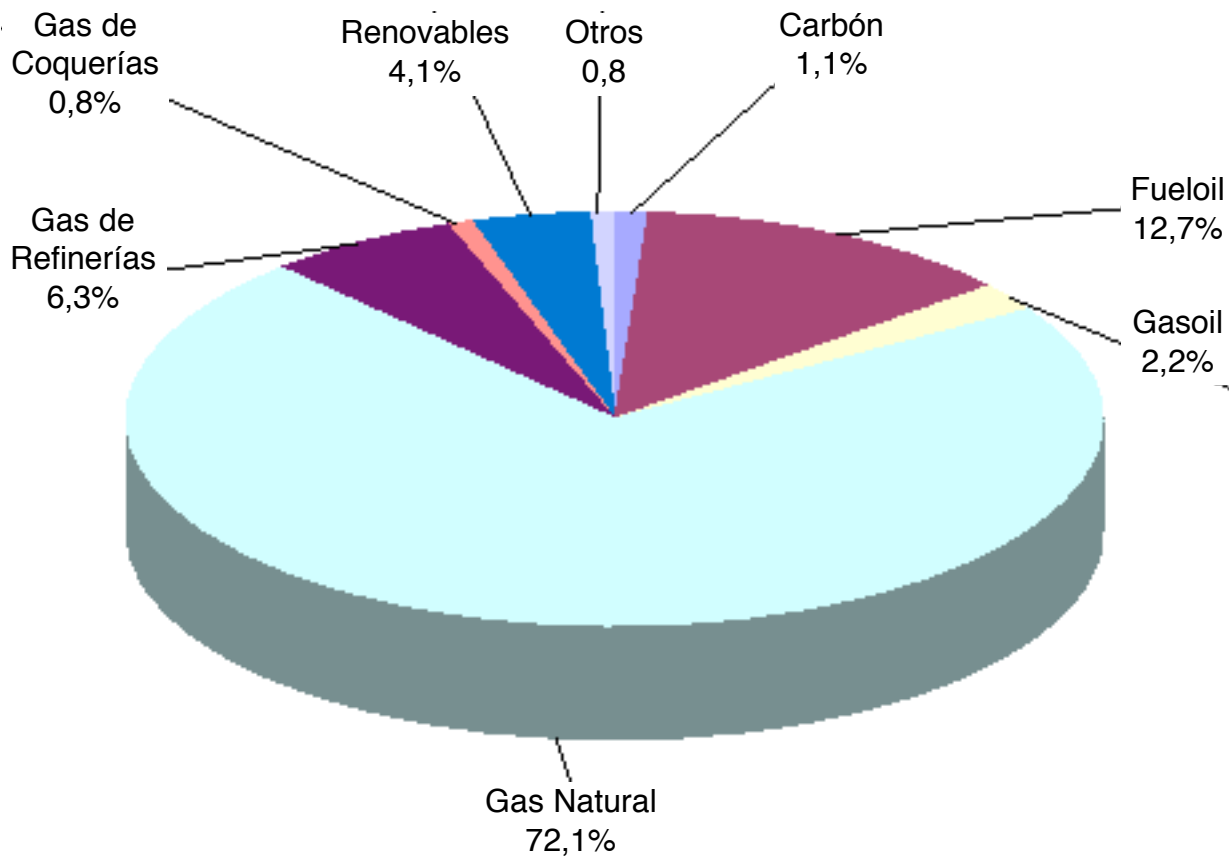


CUADRO 8.2.-Potencia Instalada y Número de Instalaciones por Tecnologías

Tipo de combustible	1998		2000		2002		2003	
	Potencia eléctrica bruta (MW)	Número de instalaciones	Potencia eléctrica bruta (MW)	Número de instalaciones	Potencia eléctrica bruta (MW)	Número de instalaciones	Potencia eléctrica bruta (MW)	Número de instalaciones
Ciclo combinado Vapor: Turbina a contrapresión	924	41	924	41	1.274	42	1.330	42
Vapor: Turbina de condensación	664	44	745	48	764	45	767	47
Turbina de gas con recuperación de calor	160	5	162	6	209	7	227	8
Motor de combustión interna	826	86	1.107	101	1.043	109	1.089	112
Otros	1.449	362	1.969	499	2.318	543	2.525	568
	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	4.023	538	4.907	695	5.608	746	5.938	777

Fuente: IDAE.

GRÁFICO 8.12
Reparto de la Producción Eléctrica 2003 por Combustibles



Fuente: IDAE.

8.3 ENERGÍAS RENOVABLES

El Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 (PFER), que fue aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros en su reunión de 30 de septiembre de 1999, establece como objetivo general una aportación de esas energías del 12% a la oferta de energía primaria en el horizonte del año 2010, y una participación de las fuentes renovables del 29% en el total de la energía eléctrica generada.

Considerando que las actuaciones en el Plan dan lugar a unas elevadas inversiones asociadas, promovidas desde la Administración General del Estado, el propio Plan establece un sistema de seguimiento que garantiza el control, calidad y eficacia en la ejecución de aquellas actuaciones.

El sistema de seguimiento anterior establece una Oficina del Plan de Fomento, que el propio Plan integra en el Instituto para la Diversificación y Ahorro de

la Energía (IDAE), que asume las funciones de seguimiento y valoración de los progresos del Plan.

Así mismo, el Plan señalaba que, en el año 2004, sería preciso disponer de la mejor información posible para determinar el grado de consecución de los objetivos del Plan en cada una de las áreas y poder fijar los nuevos horizontes económico-financieros hasta el año 2010.

El balance de las actuaciones desarrolladas en el marco del Plan de Fomento y de su impacto resulta bastante diferente según el área considerada. El nivel de avance en algunas áreas como la eólica, el biogás o los biocarburantes, cumple satisfactoriamente con las previsiones, mientras que en otras el ritmo de cumplimiento no alcanza el umbral necesario, lo que compromete el logro del objetivo final fijado para el año 2010.

El desarrollo de las diferentes áreas de producción

de energías renovables es desigual, aunque la evaluación del PFER debe hacerse desde una perspectiva no sólo individual y, por lo tanto, área por área, sino global, es decir, considerando el objetivo de la Unión Europea y España de que las fuentes de energía renovables cubran al menos un 12% de la demanda energética total en el año 2010, asumido por el Plan cuando fue aprobado a finales de 1999.

En este sentido, es necesario considerar que España viene registrando durante los últimos años un crecimiento notable de los consumos de energía, en gran medida inducidos por el importante incremento de la demanda eléctrica y del consumo de carburantes para el transporte. Un crecimiento que resulta intensivo, muy superior al previsto durante la elaboración del Plan y al deseable por razones económicas y medioambientales, lo que dificulta, de manera indirecta, el cumplimiento del objetivo de cobertura de la demanda con recursos renovables.

De ahí la necesidad de poner en marcha una política de contención de la demanda energética, si se quiere abordar con éxito el fomento de los recursos renovables como alternativa energética. Por esta razón, el IDAE está elaborando un *Plan de Acción 2005-2007* para el lanzamiento de la *Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012* y, simultáneamente, revisa la planificación relativa a las energías renovables, en coherencia con ese escenario de ahorro y sobre la base de la evaluación realizada en el balance de los primeros años de vida del Plan de Fomento.

El grado de cumplimiento de los objetivos energéticos del PER, durante el periodo 1999-2004 ha sido del 28,4% sobre los objetivos fijados para el año 2010.

En relación con la potencia EÓLICA que se encontraba en operación en España a finales de 2004, los 8.155 MW representan el 91% del objetivo de potencia acumulada en operación para el año 2010, que el Plan sitúa en 8.974 MW. Las Comunidades Autónomas con mayor presencia de esta energía son Galicia, Castilla y León, Castilla-La Mancha, Aragón y Navarra. Durante el periodo 1999-2004 se han ejecutado 575 proyectos. Prácticamente, toda la energía producida es vertida a la red.

En este periodo 1999-2004, se han instalado 239 MW en el ÁREA MINIHIDRÁULICA (menor de 10 MW) sobre un objetivo al año 2010 de 720 MW, por lo que el cumplimiento de objetivos ha obtenido un avance del 33,2%. La potencia total instalada hasta finales del 2004 es de 1.748 MW, distribuyéndose la mayor

parte de ella por las Comunidades Autónomas de Castilla y León (263 MW), Cataluña (232 MW), Galicia (215 MW), Andalucía (198 MW) y Aragón (194 MW).

En el ÁREA HIDRÁULICA ENTRE 10 Y 50 MW, el grado de cumplimiento del objetivo global es de un escaso 18% a finales del 2004, lo que a nivel autonómico se traduce en que sólo se han realizado dos proyectos de esta categoría en la comunidad valenciana (2001) y Castilla y León (2004) durante el periodo 1999-2004. La potencia total instalada en España era de 2.897 MW a finales de 2004, distribuyéndose la mayor parte por las Comunidades Autónomas de Cataluña, Aragón, Galicia y Castilla y León.

En total, se han ejecutado en el área hidráulica, durante el periodo 1999-2004, 159 proyectos; la mayor parte (más del 60%) corresponden a centrales menores de 1.000 kW, frente al 6% de centrales de potencia entre 5 y 10 MW y solo dos proyectos para la hidráulica entre 10 y 50 MW.

En el ÁREA SOLAR TÉRMICA, el grado de cumplimiento en 2004 sobre el objetivo para 2010 alcanzó el 8%, mientras que sobre los objetivos para 2006 alcanzaría un 24%, con los 359.164 metros cuadrados instalados durante el periodo 1999-2004. El incremento de estos últimos años ha sido liderado por las comunidades de Andalucía (35%), Cataluña (18%) y Canarias (10%), gracias a la existencia de programas regionales como el PROSOL y PROCASOL y al inicio de los efectos de las Ordenanzas Municipales. En cuanto a la superficie acumulada (700.433 m²), sobresalen Andalucía (30,8%) y Canarias (13,7%).

En total, se han ejecutado, durante el periodo, 30.758 proyectos: el número de instalaciones compactas es muy elevado, debido a que es la instalación más ejecutada en Andalucía y Canarias, comunidades que van en cabeza en cuanto a la instalación de captadores solares térmicos; el resto de proyectos se van distribuyendo de forma inversamente proporcional al tamaño, aunque el rango de entre 60 y 100 m² es el menos utilizado.

En el periodo 1999-2004, no se ha finalizado ningún proyecto del ÁREA TERMOELÉCTRICA, por lo que el cumplimiento de objetivos no ha sufrido ningún avance. La promoción de estos proyectos reviste una especial dificultad por ser los primeros proyectos de carácter comercial no sólo de España sino de la Unión Europea. Esto implica que además de las dificultades tecnológicas propias de proyectos de innovación, se suman las dificultades administrativas y financieras. No obstante, sí que se han sentado las

bases para que un importante número de iniciativas estén en avanzado estado de promoción. El impulso definitivo a la ejecución de estos proyectos se ha producido con el aumento de primas para el sector recogidas en el R.D. 436/2004.

Con referencia al grado de desarrollo alcanzado en el ÁREA SOLAR FOTOVOLTAICA, la evolución hasta 2004, en términos energéticos, ha sido del 21% de cumplimiento respecto a los objetivos de incremento planteados para el horizonte del año 2010. En el periodo 1999-2004 se han instalado 28,6 MW fotovoltaicos sobre un objetivo al año 2010 de 135 MW. Este ritmo de crecimiento está muy por debajo de las previsiones y compromete el cumplimiento de los objetivos del Plan de Fomento. En el reparto por Comunidades Autónomas, destacan Navarra, Andalucía y Cataluña (50% entre las tres).

En 2004, se finalizaron en España más de 2.300 instalaciones que totalizan una potencia de 10 MWp, lo que supone un crecimiento del 37% sobre la potencia total instalada del año anterior; aproximadamente, el 85% de esta potencia instalada corresponde a instalaciones conectadas a red. La potencia total instalada es de 37 MWp, de los cuales 14 MWp corresponden a instalaciones aisladas y 23 MWp a instalaciones conectadas a la red eléctrica. En total, se han ejecutado durante el periodo 1999-2004 12.016 proyectos. En función de su potencia, el número de instalaciones con potencia inferior a 5 kW es muy superior a las de potencia mayor de 5 kW, fundamentalmente por la gran influencia de las conexiones a red de potencia menor de 5 kW al haber estado favorecidas con una prima superior. No obstante, con la aprobación del R.D. 436/2004 es previsible que esta tendencia cambie.

En el ÁREA DE BIOMASA, el grado de cumplimiento del objetivo energético que el Plan establecía en el horizonte de 2010 es muy bajo, por debajo del 10% en términos de energía primaria y el 12% en lo que se refiere a potencia eléctrica instalada. Del crecimiento experimentado durante el periodo 1999-2004, el 12,9% corresponde a aplicaciones térmicas y el 87,1% a usos eléctricos.

El objetivo marcado en su día por el Plan de Fomento de incrementar la aportación de los usos térmicos en 900.000 tep durante el periodo 1999-2010 está lejos de cumplirse, pues tan sólo se han alcanzado 69.446 tep, lo que supone un ritmo de crecimiento de 11.574 tep/año, en lugar de los 75.000 tep/año que serían necesarios. En lo relativo a las aplicaciones eléctricas, el balance es incluso más pesimista: los 5.100.000 tep de incremento en el horizonte de 2010

suponían un crecimiento medio anual de 425.000 tep/año, aunque la realidad muestra que durante el periodo 1999-2004 sólo se ha alcanzado un incremento total de 468.856 tep, con una media anual de 78.143 tep/año. En cuanto al tipo de recurso empleado en estos proyectos, son los residuos de industrias forestales y agrícolas los más empleados.

Globalmente considerada, el área de biomasa se ha visto lastrada en el cumplimiento de los objetivos del Plan por los escasos resultados de la utilización de residuos agrícolas y cultivos energéticos.

Por Comunidades Autónomas, algo más de la cuarta parte del incremento experimentado durante estos seis años en el consumo de biomasa corresponde a Andalucía, mientras que un tercio se lo reparten Castilla-La Mancha y el País Vasco. Las cifras de incremento durante el periodo 1999-2004, unidas a la situación previa, dan lugar a un panorama en el cual destaca la posición de dos Comunidades: Galicia y Castilla y León. En total se han ejecutado, durante el periodo, 309 proyectos: de ellos, 287 de aplicaciones térmicas y 22 de generación eléctrica.

El grado de cumplimiento del objetivo energético que el Plan establecía para el ÁREA DE BIOCARBURANTES es esperanzador, estando casi a mitad de camino de lograr el objetivo fijado para 2010. El avance es especialmente importante en el área de biodiesel, si bien esto es poco significativo, ya que el objetivo energético que estableció el Plan de Fomento para esta área fue muy pequeño, debido a que por entonces se consideró que ésta era una aplicación de difícil viabilidad económica.

Por Comunidades Autónomas, el mayor peso radica, en términos de energía primaria, en Galicia, donde se encuentra la mayor planta de bioetanol de España (64.500 tep). Por número de proyectos destaca Cataluña, con dos proyectos puestos en marcha de producción de biodiesel, que totalizan 50.400 tep. El resto de las plantas corresponden a Murcia (51.200 tep), Castilla-La Mancha (36.000 tep), el País Vasco (18.000 tep) y Madrid (4.500 tep). En total se han ejecutado, durante el periodo 1999-2004, ocho proyectos, dos de producción de bioetanol y el resto de fabricación de biodiesel.

Con referencia al ÁREA DE BIOGÁS, el objetivo que el Plan de Fomento establecía para el horizonte de 2010 ha sido superado casi en un 25% en términos de energía primaria y en un 40% en lo que se refiere a potencia eléctrica instalada. Del crecimiento experimentado durante el periodo 1999-2004, el 80%

corresponde a aplicaciones en vertederos, mientras que el restante 20% corresponde a depuradoras de aguas residuales, residuos ganaderos y residuos industriales biodegradables.

Durante estos seis años de vigencia del Plan de Fomento se han realizado 30 proyectos. Por Comunidades Autónomas, casi un tercio del incremento experimentado en el consumo de biogás corresponde a Madrid, mientras que cerca de otro tercio le corresponde a Cataluña.

El grado de cumplimiento del objetivo energético para el ÁREA DE RSU en el horizonte de 2010 es alto, siendo de casi el 50% en el caso de la potencia eléctrica instalada. El crecimiento experimentado en este área durante el periodo 1999-2004, se debe a la puesta en marcha de dos plantas: una en Galicia (SOGAMA, con 50 MW de potencia eléctrica) y otra en el País Vasco (Zabalgardi, con 90 MW, de los cuales 26 MW corresponderían a RSU y el resto a gas natural), así como a la ampliación de potencia de una planta de aprovechamiento energético de estos residuos ya existente en Cataluña (TERSA, con 5,76 MW de potencia eléctrica instalada).

Objetivos globales del PFER

Los objetivos generales del PFER, que asumían que las fuentes renovables cubrieran al menos el 12% de la demanda total de energía en España en el año 2010, suponían, para ese año, la práctica duplicación

de la participación inicial de las energías renovables en el consumo de energía primaria de nuestro país. Pero duplicar la participación de estas fuentes en un contexto de crecimiento de la demanda energética, implicaba multiplicar por más de dos la cantidad que deben aportar las energías renovables. Adicionalmente, cuando se elaboró el PFER el grueso de la contribución de estas energías procedía de la generación de electricidad de origen hidráulico y de los usos tradicionales de la biomasa (alrededor del 95% entre ambas), mientras que los objetivos de crecimiento establecidos en el Plan se apoyaban en fuentes y/o aplicaciones con escaso o nulo desarrollo hasta entonces.

El mayor crecimiento previsto en el Plan de Fomento se asociaba a la biomasa que, con un objetivo de incremento de 6 millones de tep (0,9 destinados a usos térmicos y 5,1 a generación de electricidad), representaba el 63% del objetivo global de incremento en el Plan hasta el año 2010. La energía eólica, con un objetivo de incremento superior a los 8.000 MW de potencia, se configuraba como la segunda en importancia por su aportación al consumo de energía primaria, y como la primera por su aportación a la generación de electricidad.

En los dos cuadros siguientes se resumen los datos de seguimiento energético hasta finales de 2004, en primer lugar, en función de las unidades habituales en que se expresan cada una de las áreas tecnológicas que aparecen en el Plan de Fomento y, en segundo lugar, en unidades energéticas homogéneas (ktep).

CUADRO 8.3.-Cuadro de seguimiento según datos de potencia/energía instalados (período 1999-2004)

Área tecnológica	Unidad	Realizado 1999-2004								Acumulado 1999-2004
		Objetivos 1999-2006	Objetivos 1999-2010	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Minihidráulica (<10 MW)	MW	439	720	36	43	42	36	37	45	239
Hidráulica (10-50 MW)	MW	210	350	0	0	20	0	0	19	39
Eólica (1)	MW	4.779	8.140	642	815	984	1.615	1.344	1.920	7.321
Biomasa (2)	ktep	2.886	6.000	34	28	73	218	140	45	538
	MW	803	1.708	6	3	23	115	44	13	202
Biocarburantes	ktep	250	500	0	51	0	70	63	44	228
Biogás	ktep	66	150	25	11	9	36	87	19	186
	MW	35	78	12	5	5	18	52	16	108
Solar fotovoltaica	kWp	61.196	135.000	759	2.380	3.860	4.965	6.617	10.000	28.580
Solar Termoeléctrica	MW	98	200	0	0	0	0	0	0	0
Solar térmica B.T.	m ²	1.504.350	4.500.000	22.716	41.565	56.510	65.101	83.272	90.000	359.164
Residuos Sólidos (3)	MW	101	168	0	0	50	6	0	26	821
Instalaciones mixtas	kW			42	57	290	482	256	0	1.127

(1) Incluye la parte correspondiente de la potencia especificada como instalaciones mixtas.

(2) El consumo de biomasa de las instalaciones de generación de electricidad puestas en marcha está contabilizado, en su totalidad, como consumo nuevo de biomasa. Parte de ese consumo en algunas instalaciones podría deberse a un cambio de usos térmicos a eléctricos, en una cantidad no evaluada y no descontada.

(3) En 2001 se puso en marcha una nueva central de RSU, de 50 MW, y en 2002 se incrementó en 6 MW la potencia de otra de las existentes.

Fuente: IDAE.

CUADRO 8.4.-Producción en términos de energía primaria

Área tecnológica (unidad: ktep)	Realizaciones hasta el año 2004								
	Objetivos 1999-2006	Objetivos 1999-2010	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Acumulado 1999-2004
Minihidráulica (<10 MW)	117	192	10	11	11	10	10	12	64
idráulica (10-50 MW)	36	60	0	0	4	0	0	3	7
Eólica	986	1.680	132	168	203	333	277	396	1.511
Biomasa (1)	2.886	6.000	34	28	73	218	140	45	538
Biocarburantes	250	500	0	51	0	70	63	44	228
Biogás	66	150	25	11	9	36	87	19	186
Solar fotovoltaica	8	17	0	0	0	1	1	1	4
Solar termoeléctrica	89	180	0	0	0	0	0	0	0
Solar térmica B.T.	103	309	2	3	4	4	6	6	25
Residuos Sólidos (2)	261	436	0	0	83	8	0	43	134
Geoterminia	-	-	1	3	0	0	0	0	4
TOTAL	4.803	9.525	204	276	388	680	583	570	2.701

(1) El consumo de biomasa de las instalaciones de generación de electricidad puestas en marcha está contabilizado, en su totalidad, como consumo nuevo de biomasa. Parte de ese consumo en algunas instalaciones podría deberse a un cambio de usos térmicos a eléctricos, en una cantidad no evaluada y no descontada.

(2) En 2001 se puso en marcha una nueva central de RSU, de 50 MW, y en 2002 se incrementó en 6 MW la potencia de otra de las existentes.

Fuente: IDAE.

Del análisis de resultados hasta finales de 2004, se pueden resaltar los siguientes aspectos en relación con los objetivos del Plan de Fomento y el grado de desarrollo de las diferentes áreas:

- Avance significativo de las energías renovables, pero escaso con respecto al ritmo necesario para alcanzar los ambiciosos objetivos del Plan y dispar en cuanto a su evolución sectorial.
- Tres fuentes renovables están evolucionando de forma satisfactoria: eólica, biocarburantes y biogás.
- La energía minihidráulica avanza más despacio de lo previsto.
- La biomasa está experimentando un desarrollo muy inferior al que requiere y, dada la importancia relativa de esta área en el Plan de Fomento, condiciona seriamente las posibilidades de cumplimiento de los objetivos del mismo.
- Las áreas solares se están desarrollando sensiblemente por debajo del ritmo necesario para alcanzar los objetivos finales, si bien se atisban posibilidades de mejora.
- En el área solar termoeléctrica no se ha construido ninguna instalación hasta la fecha, aunque, como queda dicho, el Real Decreto 436/2004 aumenta de forma importante la retribución de la electricidad producida con esta fuente, siendo previsible, por tanto, la puesta en marcha de varias instalaciones en los próximos años.

Por lo que se refiere a la generación de electricidad con fuentes renovables, la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, establece unos objetivos indicativos para el año 2010 que, en el caso de España, suponen que la electricidad generada con estas fuentes en ese año alcance el 29,4% del consumo nacional bruto de electricidad.

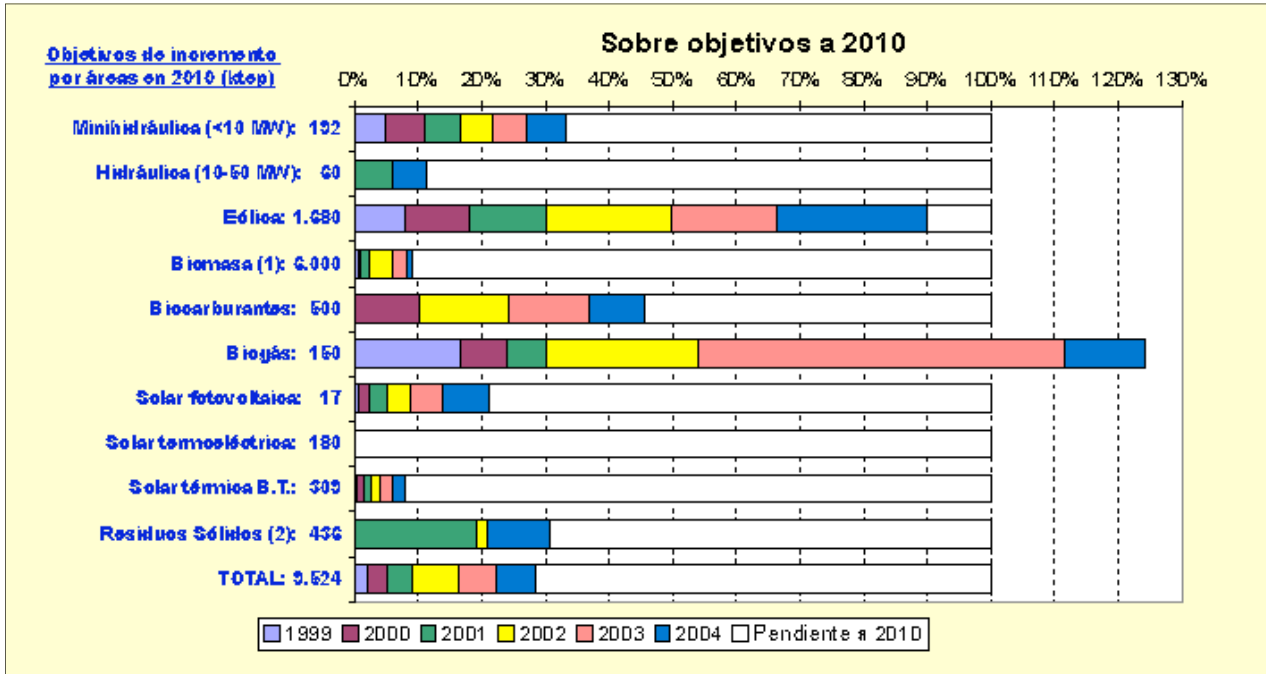
En la tabla 8.5 se presenta la situación en 1997 (año de referencia), el objetivo al 2010, y la contribución porcentual de la generación con fuentes renovables en 2001, 2002, 2003 y 2004, calculada tanto a partir de datos reales de producción, como a partir del producible renovable en año medio hidráulico.

Los datos reales de producción indican que, mientras en el año 2001 la contribución de la generación eléctrica con renovables fue del 21,7%, en el año 2002 el porcentaje se reducía al 15,2%, como consecuencia de un mal año hidráulico; en 2003, el mismo porcentaje era del 22,5%, como consecuencia de un mejor año hidráulico y, en 2004, la cobertura se redujo al 19,4% al disminuir la hidraulicidad.

Apoyos públicos del PFER

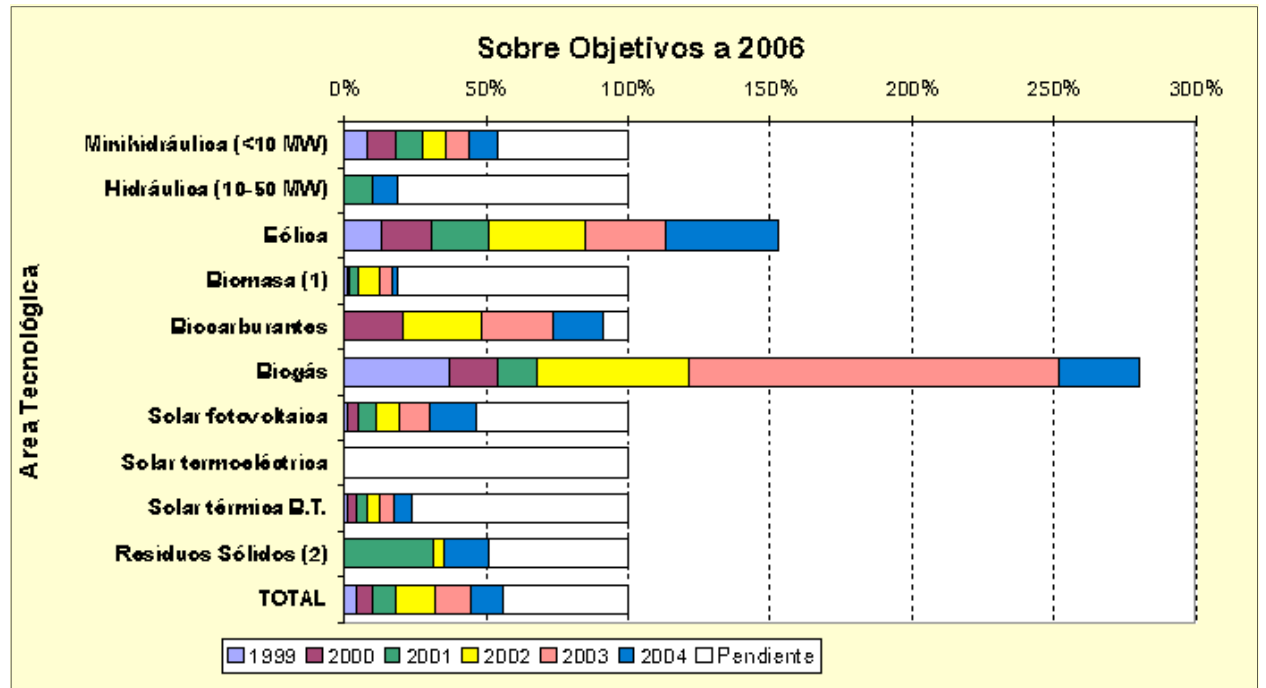
Las inversiones totales necesarias para la ejecución de la primera fase temporal del PFER (1999-2006), fueron evaluadas en 10.152 millones de € y los apoyos públicos directos en 1.682 millones de €. Por otra parte, se previeron incentivos fiscales por valor de 987 millones de € y primas a la producción eléc-

GRÁFICO 8.13
Seguimiento Plan de Fomento de las Energías Renovables.
Evolución Datos Energéticos (1999-2004)



Fuente: IDAE

GRÁFICO 8.14
Seguimiento Plan de Fomento de las Energías Renovables.
Evolución Datos Energéticos (1999-2004)



Fuente: IDAE

CUADRO 8.5
Contribución de la electricidad generada con fuentes renovables al consumo nacional bruto de electricidad (1)

	Situación 1997	Objetivo indicativo 2010	Datos reales de producción (2)				Producibles renovables en el año medio hidráulico (3)			
Consumo Nacional Bruto (TWh)	186,7	-	241,4	252,0	264,1	272,5	241,4	252,0	264,1	272,5
Generación con renovables	37,15	-	52,5	38,4	59,4	52,9	44,6	48,6	52,2	60,0
Contribución Renovables	19,9%	29,4%	21,7%	15,2%	22,5%	19,4%	18,5%	19,3%	19,8%	22,0%

Fuente: Elaboración IDAE a partir de información propia y datos del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y Comisión Nacional de la Energía

Notas:

(1) De acuerdo con la situación de partida y objetivos indicativos de la Directiva 2001/77/CE.

(2) Datos provisionales.

(3): En el año medio hidráulico se consideran las siguientes horas de funcionamiento anual para las centrales hidráulicas: 3.100 para las de potencia < 10 MW, 2.000 para las de potencia entre 10 y 50 MW y 1.850 para las de potencia > 50 MW.

CUADRO 8.6.-Inversiones

Área Tecnológica (Unidad: Millones €)	Realizaciones hasta el año 2004							Acumulado 1999-2004	Porcentaje s/obj.2006
	Objetivos 1999-2006	1999	2000	2001	2002	2003	2004		
Minihidráulica (<10 MW)	594	35	43	48	39	32	5,4%	197	33,1%
Hidráulica (10-50 MW)	140	0	0	9	0	0	0,0%	9	6,2%
Eólica	4.549	549	710	839	1.312	1.132	1,767	4.543	99,9%
Biomasa	1.903	12	9	19	172	52	2,7%	263	13,8%
Biocarburantes	378	0	46	0	95	16	4,3%	157	41,6%
Biogás	70	6	4	5	29	84	119,2%	128	182,0%
Solar fotovoltaica	464	9	25	35	42	54	11,5%	165	35,5%
Solar termoeléctrica	331	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%
Solar térmica B.T.	637	11	20	27	29	36	5,7%	124	19,4%
Residuos Sólidos	442	0	0	108	108	0	0,0%	216	49,0%
Geotermia		2	1	0	0	0		3	
TOTAL	9.508	624	859	1.089	1.826	1.405	14,8%	5.804	83,5%

Fuente: IDAE.

CUADRO 8.6.-Apoyos públicos a la inversión

Área Tecnológica (Unidad: Millones €)	Realizaciones hasta el año 2004							Acumulado 1999-2004	Porcentaje s/obj.2006
	Objetivos 1999-2006	1999	2000	2001	2002	2003	2004		
Minihidráulica (<10 MW)		0,7	0,3	1,3	0,7	0,5		3,4	
Hidráulica (10-50 MW)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	
Eólica		3,2	5,9	2,3	1,9	0,3		13,7	
Biomasa	883	2,4	1,1	0,7	11,0	1,5	0,2%	16,6	1,9%
Biocarburantes		0,0	2,4	0,0	2,7	1,1		6,3	
Biogás		0,7	0,0	0,1	1,8	0,0		2,6	
Solar fotovoltaica	164	3,6	7,9	13,0	17,1	20,1	12,2%	61,7	37,6%
Solar termoeléctrica	204	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Solar térmica B.T.	210	3,9	6,6	10,5	11,2	13,1	6,2%	45,4	21,6%
Residuos Sólidos	19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Geotermia	-	0,7	0,4	0,0	0,0	0,0		1,1	
TOTAL	1.480	15,2	24,6	27,9	46,4	36,7	2,5%	150,8	10,2%

Fuente: IDAE.

trica con energías renovables por valor de 2.609 millones de €.

Los cuadros siguientes presentan la evolución global seguida por las inversiones y por los apoyos públicos a la inversión para cada una de las áreas tecnológicas analizadas a lo largo del periodo 1999-2004, y el grado de cumplimiento de los objetivos previstos hasta el año 2006.

Entre las líneas de apoyo que han estado operativas a nivel nacional tras la aprobación del Plan de Fomento, cabe destacar la Línea de Financiación ICO-IDAE, a la que se han incorporado en 2004, los antiguos Programas de Ayudas a la Energía Solar Térmica y Fotovoltaica.

No obstante, al considerar los apoyos para el desarrollo de las fuentes renovables, es necesario hacer referencia, en primer lugar, a su régimen retributivo, factor fundamental para su impulso. A este respecto, cabe señalar que el sistema de primas y precios fijos regulados para la generación de electricidad con energías renovables constituye el principal mecanismo de apoyo al desarrollo de estas fuentes. El cuadro siguiente recoge la previsión de primas a la generación de electricidad con renovables que se hizo en el Plan de Fomento, la estimación de primas abonadas a las instalaciones puestas en marcha en el periodo 1999-2004 y el porcentaje de éstas de acuerdo con la previsión.

Más recientemente, la aprobación de un tipo impositivo cero —modulable— hasta finales de 2012, para los biocarburos en el impuesto especial de hidrocarburos, representa un apoyo fundamental para el desarrollo de este tipo de carburantes.

Globalmente, el principal instrumento de apoyo al desarrollo de las energías renovables lo constituye el sistema de primas y precios fijos regulados. El sistema de primas, complementado, en los momentos de despegue, con ayudas a la inversión, ha resultado clave en el desarrollo de la energía eólica en nuestro país. Esa misma combinación permitió, en su momento, un significativo crecimiento de la energía minihidráulica.

En el periodo 1999-2004, el volumen total de primas y ayudas a la inversión percibidas por todas las áreas renovables de generación eléctrica alcanzó un total de 1.496 millones de euros, de los que 1.292 millones de euros corresponden a primas y 204 millones de euros a ayudas a la inversión. A la hora de comparar las diversas tecnologías en el periodo considerado, la ayuda específica en €/MWh presenta una evolución relativamente estable; destacan los apoyos unitarios a la electricidad generada con solar fotovoltaica, con una tendencia ligeramente ascendente a partir del año 2000.

En el ámbito de las tecnologías de producción térmica, la energía solar térmica de baja temperatura es el área que más ayudas ha recibido anualmente por unidad producida en comparación con la biomasa para usos térmicos y la geotermia.

Impactos globales asociados del PFER

• Diversificación energética

El Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 ha contribuido a los objetivos de mejora

CUADRO 8.8.-Distribución de primas: Plan de Fomento

Área técnica	Subárea	Periodo 1999-2006 (datos en millones de euros)		
		Previsión primas	Realizado 1999-2004	Realizado %
Eólica		1.546,73	1.041,00	67,3%
Hidroeléctrica	Minihidráulica (<10 MW)	205,62	65,09	31,7%
	Hidráulica (entre 10 y 50 MW)	46,85	3,90	8,3%
Solar termoelectrica		22,08	0	0,0%
Solar fotovoltaica		97,11	9,32	9,6%
Biomasa		611,70	122,24	20,0%
Biogás		25,02	39,95	159,7%
Residuos Sólidos Urbanos		54,36	10,73	19,7%
TOTAL		2.609,47	1.292,23	49,5%

Fuente: IDAE.

de la garantía del suministro y diversificación energética. La participación de las fuentes de energía renovables en la cobertura de la demanda, que en el año 1998 ascendía al 6,2% del total de la demanda de energía primaria (considerado un año hidráulico y eólico medio), representa a finales de 2004 cerca de un 7%.

El aumento de la demanda energética —impulsada, en buena medida, por el sector del transporte— ha absorbido 9 décimas de punto de la cobertura de la demanda que puede ser proporcionada por las fuentes de energía renovables. De otro modo, las energías renovables habrían alcanzado cerca de un 8% del total de los consumos de energía primaria.

• **Beneficios medioambientales**

El principal beneficio medioambiental derivado del incremento de la producción y el consumo de energías renovables es el menor volumen de gases de efecto invernadero liberado a la atmósfera como resultado de la sustitución de fuentes fósiles por las anteriores.

Transcurridos cinco años desde la aprobación del Plan de Fomento, puede afirmarse que el incremento de la producción y el consumo de energías renovables en el período 1999-2004 han evitado la emisión a la atmósfera de entre 9 y 21 millones de toneladas de CO₂.

Los beneficios derivados de la reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera, por sustitución de fuentes fósiles por energías renovables, son quizás los beneficios medioambientales más importantes que comportan estas energías, dada la importancia del compromiso adquirido por España con la firma y posterior ratificación del Protocolo de Kioto. El balance de los beneficios y costes medioambientales de las energías renovables es, en todo caso, positivo, dado que no producen afecciones importantes sobre el medio físico y biótico. En general, además, la generación de energías renovables se produce cerca de los puntos de consumo, especialmente las energías solar térmica y fotovoltaica, por lo que se reducen, asimismo, los impactos medioambientales negativos asociados a las infraestructuras de transporte y distribución de energía (eléctrica, principalmente).

• **Beneficios socioeconómicos**

En el momento de la redacción del PFER, el número

de empresas que operaba en el sector de las energías renovables se situaba alrededor de 500. En la actualidad, el número de empresas se acerca a las 1.400, que se concentran, mayoritariamente, en las Comunidades Autónomas de Madrid y Cataluña. En general, en el sector de las energías renovables, las empresas han diversificado sus actividades. La mayoría de las empresas son de tamaño pequeño o mediano: más de un 25% tiene menos de 25 empleados, mientras que apenas un 4% cuenta con más de 500. Buena parte de las empresas que operan en el sector desarrollan actividades que van desde la instalación, montaje y mantenimiento de equipos, hasta el desarrollo de estudios de viabilidad de proyectos.

En el sector eólico —el de más rápido crecimiento desde la aprobación del Plan de Fomento— existen alrededor de 550 empresas.

Desarrollo de actuaciones asociadas al PFER. Evaluación por áreas técnicas

A continuación se resumen, área a área, los puntos más importantes relacionados con el desarrollo de actuaciones asociadas al PFER:

EÓLICA

- La prima se ha manifestado como el instrumento más eficaz para el desarrollo eólico, de tal modo que permite prever unos objetivos para el año 2010, superiores a los indicados en el Plan de Fomento.
- La legislación eólica existente ha sido muy eficaz en el desarrollo de este sector. La introducción de modificaciones puntuales en el R.D. 436/2004, junto con el desarrollo urgente de las redes de evacuación, la actualización de las normas de conexión y una mayor homogeneización de los procedimientos administrativos, permitiría un rápido crecimiento de la energía eólica.
- La tecnología nacional se encuentra totalmente capacitada para acometer un desarrollo de la energía eólica superior al estimado en el Plan de Fomento.
- Una campaña de información de ámbito nacional habría contribuido a clarificar los conceptos que la opinión pública mantiene en torno al sector eólico.

HIDROELÉCTRICA

- La prima ha sido el instrumento más adecuado para el mantenimiento de la energía hidroeléctrica, aunque no ha constituido una medida suficiente para poder lograr los objetivos establecidos para el año 2010.
- La principal barrera que impide un mayor desarrollo de la energía hidroeléctrica, y sobre todo de la hidráulica entre 10 y 50 MW, es la consecución de las necesarias concesiones de agua, por lo que para haber podido alcanzar los objetivos establecidos en el Plan de Fomento, habría sido necesario un gran avance en las medidas previstas en el PFER y que no se han visto cumplidas hasta la fecha.
- La tecnología nacional se encuentra totalmente capacitada para acometer el desarrollo de la energía hidroeléctrica previsto.
- La realización de una campaña de divulgación y promoción de la energía hidroeléctrica habría contribuido a clarificar los conceptos que la opinión pública mantiene erróneamente en torno a esta energía, puesto que se trata del sistema energético con menores impactos ambientales globales.

SOLAR TÉRMICA

- El actual sistema de ayudas no resulta operativo como para intentar cubrir la totalidad del objetivo del PFER por esta vía. El volumen presupuestario y de gestión que conllevaría es desproporcionado.
- Las medidas fiscales en vigor se estima que tienen un escaso efecto sobre la energía solar térmica.
- El efecto que pueden tener las ordenanzas solares y el Código Técnico de la Edificación se estima que podría cubrir el 56% del objetivo al 2010. Es necesario desvincular estas instalaciones de los sistemas de ayudas.
- La falta de normativa técnica supone un riesgo para la buena ejecución de las instalaciones.

SOLAR TERMOELÉCTRICA

- La falta de una prima adecuada ha paralizado las iniciativas, observándose el inicio de los trabajos para la ejecución una vez que esta se ha situado en el entorno económico suficiente para hacer esta tecnología atractiva.

- La legislación ha sido modificada. El R.D. 2351/2004 permite un fuerte desarrollo de la solar termoeléctrica.
- Las empresas nacionales se encuentran totalmente capacitadas para el desarrollo de un objetivo superior al estimado en el PFER, si bien sería necesario propiciar que se complete en España el desarrollo y fabricación de los componentes más importantes.

SOLAR FOTOVOLTAICA

- El apoyo simultáneo vía prima y vía ayuda a fondo perdido ha demostrado ser ineficaz para la fotovoltaica. La no disponibilidad de presupuestos para atender a la demanda de subvenciones de todos los inversores paraliza proyectos que rozan el umbral de la viabilidad.
- Aunque se ha avanzado en materia de deducciones estatales y primas, es necesario seguir avanzando en las mismas y fomentar la aplicación de bonificaciones y deducciones por parte de las administraciones regionales y locales.
- Se necesita tomar acciones más decididas que permitan eliminar la barrera de los trámites administrativos para las instalaciones conectadas a red y que fomenten por esta vía normativa la realización de instalaciones (Código Técnico y conexión en alta tensión).

BIOMASA

- Es preciso revisar los mecanismos de apoyo público si se quiere contribuir a un desarrollo efectivo del área de biomasa en los próximos años.
- Durante estos años no se ha conseguido trasladar a los organismos competentes la necesidad de abordar el uso energético de la biomasa desde un punto de vista multidisciplinar, y en consecuencia no se han desarrollado las necesarias líneas de apoyo correspondientes a la fase de producción del recurso.
- La falta de resultados en el terreno normativo ha sido uno de los lastres más importantes para el desarrollo del sector durante estos años. Es a la vez causa y consecuencia de la ausencia de un apoyo decidido a su despegue por parte de las distintas administraciones.

- La ausencia de un mercado de biomasa que sirva como acicate para la investigación en el área de producción del recurso ha confinado a ésta a una situación marginal. De la misma manera, la falta de interés de las grandes compañías eléctricas por este sector ha determinado que las tecnologías de co-combustión estén aún en nuestro país en sus primeros estadios de desarrollo.
- Hasta la fecha no ha habido interés por parte de los agentes involucrados en desarrollar un aspecto tan interesante para la puesta a disposición del recurso combustible en las instalaciones de aprovechamiento energético, como el desarrollo de las entidades de recogida de biomasa.

BIOCARBURANTES

- Es preciso mantener el tipo cero del impuesto de hidrocarburos como instrumento hoy por hoy imprescindible para la consolidación y desarrollo del sector de los biocarburantes en nuestro país.
- Sin duda el hecho de que el tipo cero del impuesto sobre hidrocarburos, aplicable al biocarburante producido, sea ya una realidad ha sido el factor determinante para el despegue del sector, y que éste se consolide depende en buena medida de que aquél se mantenga.
- Aunque se han producido avances en la normalización del biodiesel, como ha quedado apuntado en el cuadro anterior, todavía existe diversidad entre los Estados Miembros de la UE por razones que, en muchos casos, se apartan de los aspectos meramente técnicos.
- La nueva fiscalidad de los biocarburantes ha sido el elemento fundamental para el despegue del sector, pero sin duda la I+D+D en los terrenos de la producción del recurso y de la transformación energética serán los elementos clave para la consolidación y expansión del sector en el medio y largo plazo. En este sentido, tiene especial importancia el desarrollo de una tecnología nacional de hidrólisis de lignocelulósicos para la producción de bioetanol, aspecto en el que se han logrado avances. Sin embargo, existe aún mucho camino por andar en el terreno de la mejora de las materias primas, elemento clave para la rentabilidad de los proyectos.
- La logística será uno de los aspectos en los que se deberá incidir con mayor fuerza a medio y largo

plazo para hacer del uso de biocarburantes algo habitual. Sin embargo, y por ahora, se trata de un aspecto que ha sido descuidado en el desarrollo del sector.

BIOGÁS

- Es imprescindible que la prima eléctrica se mantenga en unos niveles que permitan mantener la rentabilidad de los proyectos.
- Durante estos años se han desarrollado las líneas de apoyo necesarias para el impulso de este tipo de proyectos, destacando la aprobación del R.D. 436/2004.
- La falta de resultados en el terreno normativo ha sido uno de los lastres más importantes para el desarrollo de los proyectos de biogás en el sector ganadero durante estos años.
- La baja participación de los inversores en proyectos de biogás procedente de digestores anaerobios ha supuesto un freno a la optimización de estos equipos, de forma especial en sectores de gran importancia como el ganadero.
- Hasta la fecha no se han realizado las medidas necesarias de promoción dentro de los sectores de mayor importancia para el desarrollo de proyectos de biogás procedentes de digestión anaerobia, como el sector agro-ganadero. Ello ha derivado en la búsqueda de otras soluciones para el tratamiento de los residuos generados en estos sectores.

RSU

- De acuerdo con lo establecido en el R.D. 436/2004, la retribución del kWh vertido a la red por una instalación de este tipo no llegaría a cubrir los costes de explotación de este tipo de instalación. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que, a diferencia de otros casos, los ingresos de este tipo de instalaciones no se agotan en el marco económico del régimen especial, sino que van más allá, completándose con el preceptivo canon por gestión de recursos.
- Hasta la fecha no se han realizado las medidas de difusión adecuadas para la concienciación de los gestores de residuos urbanos, impidiendo un mayor desarrollo de este tipo de instalaciones en municipios de tamaño medio.

8.4 DESARROLLO NORMATIVO

A continuación, se enumeran las principales novedades producidas durante el año 2004, en el ámbito normativo, aplicables a las políticas de eficiencia energética, cogeneración y energías renovables:

Edificación

Transposición de la **Directiva 2002/91/CE** de Eficiencia Energética de los Edificios.

El sector cuenta con una normativa energética con una antigüedad de 25 años, y no ha sido actualizada desde entonces. En concreto, la normativa vigente, NBE-CT-79, fue aprobada por Real Decreto 2429/1979, de 6 de julio, sobre condiciones térmicas de los edificios y regula el nivel de aislamiento térmico de los edificios, vidrios y carpinterías. Claramente, la situación de la normativa vigente es obsoleta y no se adecua a las necesidades actuales en edificación ni a un modelo energético con criterios de sostenibilidad.

La Directiva 2002/91/CE de Eficiencia Energética de los Edificios, que establece la obligación de fijar unos requisitos mínimos de eficiencia energética para edificios nuevos y para los existentes sujetos a obras de rehabilitación, la certificación energética de edificios y la inspección periódica de calderas y sistemas de aire acondicionado, no ha sido aún transpuesta al ordenamiento jurídico español. La puesta en vigor de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas necesarias para dar cumplimiento a esta Directiva deberá ser anterior al 4 de enero de 2006.

Sin embargo, los trabajos de transposición de la Directiva van a tener reflejo en la legislación española mediante tres Reales Decretos que se encuentran en avanzado estado de desarrollo:

Real Decreto que apruebe el Código Técnico de la Edificación, que es el marco normativo que establece las exigencias básicas de calidad de los edificios y sus instalaciones, y que comprende también las de ahorro de energía.

Real Decreto de Revisión del Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios (RITE), que derogaría y sustituiría al actual, incorporando, además, la experiencia de su aplicación durante los últimos años.

Real Decreto que apruebe el procedimiento de Certificación Energética de Edificios: cuando los edificios

sean construidos, vendidos o alquilados, de acuerdo con la Directiva, debe ponerse a disposición del comprador o usuario un certificado de eficiencia energética, que deberá incluir valoraciones comparativas, con el fin de que los consumidores puedan comparar y evaluar la eficiencia energética del edificio.

Esta nueva normativa se desarrolla con un enfoque basado en prestaciones u objetivos, frente al enfoque tradicional de reglamentos prescriptivos. La nueva normativa, en elaboración, expresará los requisitos que deben satisfacer los edificios sin obligar al uso de una determinada técnica o material, ni impidiendo la introducción de nuevas tecnologías y conceptos en cuanto al diseño.

Con la entrada en vigor de la próxima normativa, de fecha tope 4 de enero de 2006, pasarán a ser de obligada consideración en los nuevos proyectos de edificación y en las grandes reformas los criterios de eficiencia energética e incorporación de energías renovables, normativa provista, a su vez, de un procedimiento de verificación de cumplimiento del que se carecía hasta la fecha.

El R.D. 219/2004, de 6 de febrero, por el que se modifica el R.D. 1326/1995, de 28 de julio, transpone al ordenamiento jurídico español la Directiva 2003/66/CE, referida al etiquetado energético de los equipos electrodomésticos, que modifica la Directiva 92/75/CEE, en lo que respecta al etiquetado energético de frigoríficos, congeladores y aparatos combinados electrodomésticos. Se introducen dos categorías adicionales A+ y A++ como solución provisional a la creciente demanda en el mercado de aparatos frigoríficos de categoría A de máximo rendimiento.

Ordenanzas Solares:

Desde la publicación por el IDAE del modelo de Ordenanza Municipal sobre Captación Solar para usos térmicos en 2001, ha crecido de manera notable el número de municipios que han aprobado ordenanzas para regular el uso de la energía solar. A ello han contribuido de forma decisiva grandes ciudades como Barcelona, Sevilla y, más recientemente, Madrid. Durante el año 2004, 18 nuevos municipios se han incorporado a esta iniciativa, destacando la Comunidad Autónoma de Cataluña en la cual 13 municipios han aprobado ordenanzas de este tipo.

Régimen Especial

En el primer trimestre de 2004 fue aprobado el Real

Decreto 436/2004, que modifica el marco jurídico y económico de la producción de energía eléctrica en el llamado Régimen Especial, definido en la propia Ley 54/97 del Sector Eléctrico. El nuevo Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, ha introducido importantes novedades en el marco regulatorio que posibilitan un mayor desarrollo de las energías renovables y facilitan la integración en el sistema eléctrico de crecientes volúmenes de electricidad renovable.

El Real Decreto, que deroga el anterior Decreto 2818/1998, hace más estable y predecible el marco regulatorio de la electricidad en Régimen Especial, concediendo a los productores de electricidad con energías renovables la posibilidad de vender libremente en el mercado la electricidad producida, bien a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado (OMEL) o bien del sistema de contratación bilateral o a plazos.

Las tarifas —para los acogidos a la primera de las opciones— y los incentivos y primas —para los productores acogidos a la segunda— quedan fijados en el Real Decreto como porcentajes de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año. La tarifa eléctrica de referencia quedó definida en el artículo 2 del R.D. 1432/2002, de 27 de diciembre, y se publica a finales de cada año, para el año siguiente, en el Decreto por el que se establece la tarifa.

Para el cálculo del valor de las tarifas reguladas, primas e incentivos aplicables a la electricidad producida en Régimen Especial durante el año 2005, es necesario aplicar los porcentajes recogidos en el texto del R.D. 436/2004 a la tarifa eléctrica media o de referencia para 2005, cuyo valor quedó establecido por el Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, en 7,3304 c€/kWh.

Los productores de electricidad en Régimen Especial tienen derecho a transferir al sistema toda la energía eléctrica producida (o la excedentaria, en el caso de autoprodutores), a través de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte, al precio previsto en el R.D. 436/2004 o al precio de mercado complementado con las primas e incentivos previstos.

El R.D. 436/2004 mejora la retribución de la electricidad producida en instalaciones fotovoltaicas, con respecto al R.D. 2818/1998: el umbral para percibir la prima más alta pasa de 5 kW a 100 kW. Estas instalaciones de tamaño reducido —que antes percibían 21,6 c€/kWh y con el nuevo régimen económico perciben 42,1 c€/kWh— no tienen la opción de venta libre al mercado.

En el caso de instalaciones de potencia superior a 100 kW, en cambio, las retribuciones no cambian de manera significativa con respecto a lo establecido por el Decreto 2818/1998, aunque el nuevo marco resulta más estable y predecible.

Por otra parte, el R.D. 436/2004 distingue entre eólica *onshore* y eólica *offshore*, aunque la tarifa regulada, primas e incentivos son iguales para las dos tecnologías. La tarifa regulada para las instalaciones eólicas está fijada en el 90% de la tarifa eléctrica media o de referencia. En la opción de venta al mercado, las primas por kilovatio hora vertido a la red se establecen en el 40% de la tarifa de referencia. La tarifa regulada, para las instalaciones que no realizan ofertas al mercado, decrece a medida que transcurre la vida útil de la instalación.

Hay, también, que destacar que el nuevo R.D. 436/2004 hace más predecibles los precios a percibir por la electricidad en Régimen Especial. De este modo, el productor de electricidad en Régimen Especial puede aproximar el precio a percibir por la electricidad durante toda la vida útil de la instalación.

Las tarifas, primas e incentivos previstos en el R.D. 436/2004 se revisarán en el año 2006, a la luz del resultado de los informes de seguimiento del Plan de Fomento de las Energías Renovables y, después, cada 4 años. Las cifras que pudieran resultar de cualquiera de las revisiones se aplicarán, únicamente, a las instalaciones que entren en funcionamiento con posterioridad al 1 de enero del segundo año posterior al año en que se efectúe la revisión.

El propio R.D. 436/2004 establece un período transitorio para los productores de electricidad en Régimen Especial acogidos al R.D. 2818/1998 que se extenderá hasta el 1 de enero de 2007.

Esta nueva reglamentación, por otra parte, obliga a las instalaciones con potencia superior a 10 MW a comunicar a la distribuidora una previsión de la energía eléctrica a ceder a la red con, al menos, 30 horas de antelación. Así mismo, se establecen penalizaciones por desvíos sobre la producción prevista y comunicada. Estos mecanismos mejoran la operación del sistema y la calidad de la energía vertida a la red.

Las primas previstas reglamentariamente para las plantas de cogeneración se revisaron a la baja en el año 2003 y se mantuvieron en el mismo nivel en 2004, hasta la aprobación del R.D. 436/2004.

El Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias

del mercado eléctrico, permite la utilización de gas para el mantenimiento de la temperatura en las centrales solares termoeléctricas para compensar la falta de irradiancia que pueda afectar a la entrega de energía prevista. La generación a partir de gas podrá ser el 12% si se vende a precio fijo y del 15% si se acude al mercado. Estas condiciones refuerzan la operatividad y viabilidad de los proyectos.

Cogeneración

El 11 de febrero de 2004 fue aprobada, por el Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea, la **Directiva 2004/8/CE** relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE relativa a los requisitos de rendimiento de las calderas nuevas de agua caliente con combustibles líquidos y gaseosos.

Aún no se ha producido la transposición a nuestra legislación de esta Directiva, cuyo propósito es incrementar la eficiencia energética y mejorar la seguridad del abastecimiento mediante la creación de un marco para el fomento y el desarrollo de la cogeneración de alta eficiencia de calor y electricidad basado en la demanda útil de calor y en el ahorro de energía primaria en el mercado interior de la energía, teniendo en cuenta las circunstancias nacionales específicas, especialmente en lo que se refiere a condiciones climáticas y económicas. Las consecuencias que se derivan de la mencionada transposición en nuestro ordenamiento jurídico deberán marcar un punto de inflexión que permita el despegue de la cogeneración a partir del año 2005.

La Directiva, estructurada en dieciocho artículos y tres anexos, define la *cogeneración* como la generación simultánea en un proceso de energía térmica y eléctrica y/o mecánica, considerando que la misma es de *alta eficiencia* si las unidades de cogeneración aportan un ahorro de energía primaria del al menos un 10% o si estas unidades son de pequeña escala o microcogeneración y aportan ahorro de energía primaria.

En este sentido, el Anexo III de la Directiva establece un método para determinar la eficiencia energética del proceso de cogeneración y, de acuerdo con esta metodología, la Comisión establecerá valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de la electricidad y el calor. Dichos valores de referencia consistirán en una matriz de datos diferenciados por los factores correspondientes, incluidos el año de construcción y los

tipos de combustibles, y deberán basarse en un análisis bien documentado, que tenga en cuenta, entre otras cosas, los datos procedentes de la utilización operativa en condiciones realistas, el intercambio transfronterizo de electricidad, la combinación de combustibles y las condiciones climáticas así como las tecnologías de cogeneración aplicadas.

Basándose en estos valores de referencia, los Estados miembros garantizarán que el origen de la electricidad producida a partir de la cogeneración de alta eficiencia pueda identificarse según criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios establecidos por cada Estado miembro. Así mismo, los Estados miembros velarán por que dicha garantía de origen de la electricidad permita a los productores demostrar que la electricidad vendida ha sido producida mediante cogeneración de alta eficiencia y que se expida siempre que así lo solicite el productor. Los sistemas de garantía de origen no implicarán por sí mismos el derecho a acogerse a los mecanismos de ayuda nacionales.

La garantía de origen especificará:

- El valor calorífico inferior del combustible utilizado para la generación de electricidad, el uso del calor generado juntamente con la electricidad y las fechas y lugares de producción.
- La cantidad de electricidad de cogeneración de alta eficiencia, calculada de acuerdo con el método establecido en el Anexo II de la Directiva.
- El ahorro de energía primaria calculado según el método establecido en el Anexo III de la Directiva.

Adicionalmente, la Directiva marca una serie de obligaciones de los Estados miembros, entre las cuales destacan:

- Elaborar un análisis del potencial nacional de cogeneración de alta eficiencia, incluida la microcogeneración.
- Informar a la Comisión sobre los progresos realizados en el aumento de la participación de la cogeneración de alta eficiencia.
- Presentar a la Comisión las estadísticas anuales sobre la producción nacional de electricidad y calor mediante cogeneración, capacidades de cogeneración y combustibles empleados para este fin.

De acuerdo con los informes enviados por los Esta-

dos miembros a la Comisión, está revisará la aplicación de la Directiva y presentará al Parlamento Europeo y al Consejo un informe sobre el estado de aplicación de la Directiva, adjuntando al mismo, si es el caso, nuevas propuestas.

Energías renovables

La Directiva 2001/77/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, cuya transposición a la legislación española se encuentra en fase de trámite, constituye el principal referente normativo de la Unión Europea para la promoción de la electricidad renovable.

La Directiva considera la promoción de las energías renovables un objetivo prioritario para la Unión Europea, por razones de seguridad y diversificación del suministro de energía, de protección del medio ambiente y de cohesión económica y social. En concreto, establece un plazo máximo para que sus Estados miembros establezcan un sistema de regulación de la garantía del origen renovable.

En paralelo con la normativa de conexión, se está trabajando en un Real Decreto para la transposición de esta Directiva al ámbito nacional en lo relativo a la garantía de origen, pretendiendo con ello facilitar el comercio de la electricidad de origen renovable, e incrementar la transparencia en la libre elección de los consumidores.

Biocarburantes

La Directiva 2003/30/CE sobre fomento del uso de biocarburantes fija como valores de referencia para el establecimiento de objetivos indicativos nacionales una proporción mínima de biocarburantes y de otros combustibles renovables del 2% en 2005 y del 5,75% del consumo de gasolina y gasoil del transporte en el año 2010.

La citada Directiva ha sido transpuesta a la legislación española mediante el Real Decreto 1700/2003, de 15 de diciembre, por el que se fijan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, y el uso de biocarburantes.

Cambio climático

En relación con el cambio climático, el Consejo de

Ministros de 3 de septiembre de 2004 ha aprobado, con rango de Real Decreto, el primer *Plan de Asignación de Derechos de Emisión* para el periodo 2005-2007. Este Plan, expuesto más detalladamente en el Capítulo 9 dedicado a la Energía y el Medio Ambiente, junto con el Real Decreto Ley 5/2004, de 27 de agosto, que regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero y por el que se transpone al ordenamiento jurídico español la Directiva 2003/87/CE del Parlamento y del Consejo, del 13 de octubre de 2003, tiene por objetivo contribuir a la reducción de emisiones que causan el cambio climático, cumpliendo el compromiso asumido por España con el Protocolo de Kioto.

Impulso a la productividad

El Consejo de Ministros del 25 de febrero de 2005 aprobó el *Plan de Dinamización de la economía e impulso a la productividad*, que pretende liberalizar e incrementar la competencia de la economía española. El Plan marca las líneas de actuación en seis áreas principales: defensa de la competencia, mercado de bienes y servicios, mercado de factores, I+D+i, calidad y eficiencia del gasto público y marco regulador y transparencia.

En el mismo Consejo de Ministros se aprobó un primer paquete de 100 medidas para el impulso de la productividad, algunas de las cuales han tenido ya traducción normativa en el *Real Decreto Ley 5/2005*. El objetivo de las medidas, por lo que afecta al sector energético, es aumentar la competencia, favorecer la libre elección de los usuarios y una fijación de tarifas más transparente. En concreto:

- En el sector eléctrico se reducirá, para ello, al 1 por 100 el porcentaje de participación de los accionistas en Red Eléctrica de España, excepto SEPI; se aplaza a 2006 la liquidación definitiva de los CTC correspondiente a 2004; se establecerá la internalización por parte de las compañías eléctricas del coste de la gestión de los residuos radiactivos; y se pondrán en marcha medidas para facilitar el cambio de suministrador y para el desarrollo efectivo del Mercado Ibérico de Electricidad.
- En el sector de hidrocarburos gaseosos, se ponen en marcha medidas destinadas a facilitar el cambio de suministrador.
- En el sector de los hidrocarburos líquidos, se da una mayor transparencia en la información de los precios suministrada por las estaciones de servicio al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

- Concretando las medidas relativas a las energías renovables y la mejora de la eficiencia, destaca la elaboración de un procedimiento reglado para el establecimiento de instalaciones de producción de energía eléctrica dentro del dominio público maríti-

mo-terrestre (parques eólicos marinos), la propuesta de racionalización del incentivo de las cogeneraciones con potencia eléctrica instalada superior a 50 MW y las medidas de apoyo a la biomasa y a su utilización en instalaciones de régimen ordinario.

9. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE

El año 2004 ha sido especialmente significativo en los sistemas relacionados con el cambio climático ya que a nivel internacional con la ratificación por Rusia, el 22 de octubre, del Protocolo de Kioto va a permitir que éste entre en vigor (90 días después de su ratificación) el 16 de febrero del 2005. A nivel Comunitario se ha aprobado la Directiva para los mecanismos de Kioto basados en proyectos (Mecanismos de Desarrollo Limpio y Aplicación Conjunta). Asimismo dentro de la legislación nacional ha sido aprobado el Plan Nacional de Asignación de emisiones de CO₂ para los años 2005-2007 para una serie de sectores, entre ellos el de generación eléctrica dentro del sistema comunitario del comercio de permisos de emisión de gases de efecto invernadero.

Las iniciativas del Sector energético recogidas en El Plan de Fomento de las Energías Renovables (1999), la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas (2002) y la Estrategia Española de Eficiencia Energética E4 (2003), van a ser revisadas y actualizadas en cuanto a la consecución de objetivos en la línea de adaptación al crecimiento real de la demanda para conseguir un sistema de transformación y uso final de energía más eficiente y por tanto, de menor impacto en el medio ambiente, siempre dentro de un crecimiento económico sostenible. En cuanto a la generación eléctrica es destacable el desarrollo de los ciclos combinados de gas natural.

Como en ediciones anteriores, en este Capítulo se indicarán en primer lugar los principales hechos acaecidos en el ámbito internacional para, seguidamente, revisar las actuaciones de la Unión Europea y finalizar con las actuaciones nacionales más destacadas.

9.1 AMBITO INTERNACIONAL

Convención Marco del Cambio Climático. El Protocolo de Kioto

La Convención Marco del Cambio Climático de las

Naciones Unidas adoptó, a finales del año 1997, el Protocolo de Kioto por el cual los países industrializados y de economías en transición (países del Anexo B) se comprometieron a limitar las emisiones de los seis gases de efecto invernadero (CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs y SF₆) entre 1990 y el período 2008-2012. Entre los compromisos de reducción de emisiones más relevantes podemos citar: la Unión Europea -8%, Estados Unidos -7%, Japón -6%, Rusia 0%, Australia +8%, etc.

Desde que entró en vigor la Convención Marco, marzo de 1993, las Partes se reúnen anualmente para analizar los avances realizados y proponer acciones de futuro sobre la misma. La primera (CoP-1) tuvo lugar en Berlín el año 1995 y los aspectos tratados en ésta y las siguientes, han sido descritos en las ediciones de este Informe de años anteriores. Durante la CoP 3 (1997) se firmó el Protocolo de Kioto y en la CoP 6-bis de Bonn (2001) se consiguieron acuerdos políticos que permitieron desbloquear las negociaciones que estaban paralizadas desde la CoP-6. Durante la Cop-7 de Marrakech (octubre-noviembre de 2001), se alcanzaron los denominados "Acuerdos de Marrakech" donde se recogen, en términos jurídicos, los "Acuerdos Políticos" de Bonn.

Hasta 2004 han ratificado el Protocolo 141 Partes, de las cuales los países del Anexo I representan el 61,6% de las emisiones, siendo necesario que sea ratificado por al menos un número suficiente de Partes que representen el 55% de las mismas para que entre en vigor. Hasta que Rusia no ha ratificado, el 22 de octubre de 2004, se había alcanzado solamente un 44% puesto que Estados Unidos con un 36% se ha negado a ratificar el Protocolo. Pero una vez que Rusia (con una contribución a las emisiones del 17%) ha aceptado, ya se supera el umbral mínimo del 55%.

En el año 2004 tuvo lugar la CoP-10 en Buenos Aires –del 6 al 19 de diciembre en la que si bien no hubo avances significativos en acuerdos para compromi-

Después del 2012, como decisión más relevante se llegó al acuerdo de empezar a discutir el año 2005 las medidas futuras ante el cambio climático, para ello se celebrará un seminario de expertos gubernamentales en mayo de 2005 para promover el intercambio informal de información sobre actuaciones relacionadas con la mitigación del cambio climático y el desarrollo de respuestas efectivas y apropiadas, y sobre programas de los gobiernos asumidos en sus compromisos bajo la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Pero el seminario será conducido "sin prejuicios respecto de cualquier futura negociación, compromiso, proceso, marco o mandato bajo la Convención y el Protocolo de Kioto

El segundo acuerdo de la cumbre es el Programa de Buenos Aires sobre Adaptación y Medidas de Respuesta, para canalizar las ayudas destinadas a que los países en desarrollo se adapten al calentamiento del planeta.

El Programa incluye mayores evaluaciones científicas de vulnerabilidades y opciones para la adaptación, apoyo a los Planes Nacionales de Acción sobre Adaptación de los países menos desarrollados, nuevos talleres de trabajo y documentos técnicos sobre varios aspectos del riesgo y la adaptación al cambio climático, y apoyo para fortalecer la adaptación en la planificación del desarrollo sostenible. También se avanzó en otros aspectos técnicos del Protocolo:

- Mecanismos de flexibilidad: La Conferencia abrió el camino para nuevos tipos de proyectos de MDL relativos a la forestación en pequeña escala, complementando las posibilidades ya existentes tales como proyectos que reducen metano de los sumideros o que promueven la energía renovable, así como la definición y apoyo a la Junta Ejecutiva de los MDL.
- Inventarios nacionales y sistemas de registro de emisiones. En este apartado se tomaron decisiones relativas al mercado de rápida evolución del carbono donde pueden ser comprados y vendidos permisos y créditos de proyectos que reducen las emisiones.
- Sumideros. La Conferencia de las Partes adoptó decisiones que aclaran el tratamiento que deberán recibir las actividades sobre sumideros (bosques que absorben CO₂ de la atmósfera) en el Protocolo de Kioto.

En general se ve un avance significativo, aunque lento, con la ausencia de Estados Unidos, la negativa de los países en desarrollo como China e India a

adquirir compromisos de limitación de emisiones en futuros compromisos y los continuos ataques de los países exportadores de petróleo argumentando que al consumirse menos petróleo por la limitación de emisiones sus ingresos se verán afectados y deberán tener derecho a recibir ayuda, para financiar su diversificación económica. La próxima CoP-11 se desarrollará en Canadá del 28 de noviembre al 10 de diciembre del 2005.

9.2 UNIÓN EUROPEA

Convención Marco del Cambio Climático.

Los esfuerzos de la UE se centraron en el seguimiento de la directiva sobre el comercio de derechos de emisión y en la aprobación de la directiva sobre mecanismos flexibles del Protocolo de Kioto.

Directiva 2003/87/CEE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13/10/2003 por la que se establece un régimen para el Comercio de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero en la UE y se modifica la directiva 96/61/CE del Consejo.

Durante el año 2004 La Comisión aprobó la Decisión 2004/156/CE de 29/1/2004 (DOCE 26/2/2004) por la que se establecen directrices para seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero de acuerdo con la directiva 2003/87/CE.

Las fechas clave para la directiva eran, por una parte, la presentación de los Planes Nacionales de Asignación por los Estados Miembros (31/3/2004) y, por otra, la fecha del 1/1/2005 en la cual todas las instalaciones incluidas en el anexo II de la directiva deben tener asignados sus permisos de emisión para la primera fase, en cuanto a la presentación del Plan Nacional Español, fué prorrogada su presentación hasta finales de julio del 2004 y en esa fecha fue enviada a la Comisión de la UE .

Directiva de mecanismos flexibles del Protocolo de Kioto. Directiva del Consejo 2004/101/CE de 27/10/2004 por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE

La Comisión Europea presentó, para su discusión, el documento COM(2003) 403 final con fecha 27/7/2003 relativo a la vinculación mediante una única directiva de los tres mecanismos flexibles del Protocolo de Kioto: El comercio de Emisiones, los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) y la Aplicación Conjunta de Proyectos (AC). Esta directiva permitirá las empresas europeas que invierten en medidas de

reducción de emisión en Rusia, Europa del Este o en los países que no están en el Anexo I como parte de sus compromisos para las emisiones de la UE a partir de créditos procedentes de los mecanismos flexibles.

La vía para introducir estos créditos se regula en la Directiva del Consejo 2004/101/CE, que modifica la Directiva 2003/87/CE relativa a los proyectos basados en mecanismos del Protocolo de Kioto, conocida como Directiva “linking”, que permite la utilización en el mercado comunitario de los créditos procedentes del mecanismo de desarrollo limpio desde el año 2005, y la utilización de los créditos del mecanismo de aplicación conjunta a partir del año 2008. De esta manera, los titulares de las instalaciones con objetivos de reducción bajo el PNA van a poder presentar los créditos MDL para cumplir con los mismos.

Durante el primer periodo (2005-2007) la directiva no establece límites a la utilización de los créditos en el mercado comunitario por parte de las instalaciones. Pero a partir del segundo periodo (2008–2012) los Planes Nacionales de Asignación (PNA) incluirán los límites establecidos por los EM a cada instalación para cumplir con las disposiciones de Kioto relativas a la suplementariedad.

La Directiva establece requisitos adicionales a los ya admitidos en las reglas internacionales, de manera especial en relación con la elegibilidad de los proyectos, es decir los proyectos cuyas reducciones se permiten en el mercado comunitario, de esta manera:

- i) los proyectos nucleares quedan excluidos,
- ii) los proyectos de sumideros y los proyectos nacionales también se excluyen en el primer periodo, pero se permitirá su inclusión en el segundo periodo,
- iii) los grandes proyectos hidroeléctricos (>20 MW) se permiten siempre y cuando cumplan con los criterios internacionales y directrices internacionales pertinentes, incluidos los de la Comisión Mundial de Presas.

La Directiva contiene únicamente cuatro artículos referentes a las enmiendas que se proponen a la directiva de comercio de emisiones para hacer operativa la utilización de los créditos del MDL y de la AC en el sistema comunitario, la aplicación de la directiva, la entrada en vigor y los destinatarios de la directiva, que son los Estados Miembros.

ESTRATEGIA DE ACIDIFICACIÓN

Directiva 2004/35/CE, de 21 de abril, sobre la responsabilidad medioambiental en relación con la prevención y reparación de daños medioambientales.

La Directiva 2004/35/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo tiene por objeto establecer un marco de responsabilidad ambiental para la prevención y la reparación de los daños medioambientales, basado en el principio del Tratado Europeo de “quien contamina paga”.

En la Directiva se define el daño medioambiental en relación con las especies y habitats protegidos, con las aguas y los daños al suelo, señalando que son aquellos daños que produzcan efectos adversos significativos.

Esta Directiva no es aplicable a las lesiones causadas a las personas, a los daños a la propiedad privada o a ningún tipo de pérdida económica, ni afecta tampoco a ningún tipo de derecho relativo a este tipo de daños.

El principio fundamental de la Directiva consiste en que el operador cuya actividad haya causado daños al medio ambiente, o haya supuesto una amenaza inminente de tales daños, sea declarado responsable desde el punto de vista financiero, con el fin de inducir a los operadores a que adopten medidas y desarrollen las prácticas adecuadas para minimizar los riesgos de que se produzcan tales daños medioambientales.

La Directiva 2004/35/CE se aplicará a los daños medioambientales causados por alguna de las actividades profesionales que figuran en su Anexo III y a cualquier amenaza inminente de dichos daños debido a alguna de esas actividades.

Asimismo, la Directiva aplicará a los daños a las especies y habitats naturales, o cualquier amenaza inminente de daño, causados por cualquier actividad distinta de las anteriores, siempre que haya habido culpa o negligencia por parte del operador.

Entre las actividades relacionadas en el Anexo III de la Directiva que afectan a los sectores energéticos figuran la siguientes:

- Las incluidas en el Anexo I de la Directiva 96/61/CE, relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación (Directiva IPPC), entre las que se encuentran:

- Instalaciones de combustión de potencia térmica superior a 50 Mw.
- Refinerías de petróleo y de gas.
- Coquerías.
- Instalaciones de gasificación y licuefacción de carbón.
- Las actividades de gestión de residuos, como la recogida, el transporte, la recuperación y eliminación de residuos y residuos peligrosos, así como la gestión de dichas actividades, que estén sujetas a permiso o registro de conformidad con la Directiva 75/442/CEE, relativa a residuos, y la Directiva 91/689/CEE, sobre residuos peligrosos.
- Todos los vertidos en aguas interiores superficiales sujetas a autorización previa, de conformidad con la Directiva 76/464/CEE, relativa a la contaminación causada por determinadas sustancias peligrosas vertidas en el medio acuático.
- Todos los vertidos en las aguas subterráneas sujetas a autorización previa, de conformidad con la Directiva 80/68/CEE, relativa a la protección de las aguas subterráneas contra la contaminación causada por determinadas sustancias peligrosas.
- La explotación de instalaciones sujetas a una autorización de conformidad con la Directiva 84/360/CE, relativa a la lucha contra la contaminación atmosférica procedente de las instalaciones industriales.

El operador, cuando se hayan producido daños medioambientales, informará sin demora a la autoridad competente y deberá someter a la aprobación de la misma las posibles medidas reparadoras del daño. En el Anexo II de la Directiva figura el marco común que ha de seguirse para la elaboración de las citadas medidas.

Asimismo, la autoridad competente exigirá al operador que adopte las medidas preventivas pertinentes aún cuando no se hayan producido daños medioambientales pero exista una amenaza inminente de que se produzcan.

De acuerdo con la Directiva 2004/35/CE el operador sufragará con los costes ocasionados por las acciones reparadoras o preventivas que adopte en virtud de la misma, que se abonarán a la autoridad competente.

No obstante, la Directiva señala que la autoridad

competente podrá decidir no recuperar los costes íntegros cuando los gastos necesarios para hacerlo sean superiores al importe recuperable, o cuando no pueda identificarse al operador.

Asimismo, en la Directiva se establece que no se exigirá al operador que sufrague con los citados costes si los daños medioambientales fueron causados por un tercero o se produjeron como consecuencia del cumplimiento de una orden o instrucción obligatoria dictada por una autoridad pública, debiendo tomar las autoridades competentes las medidas adecuadas para que el operador recupere los costes en que hubiera incurrido.

Del mismo modo, la Directiva indica que los Estados miembros pueden permitir que el operador no sufrague el coste de las acciones reparadoras cuando se demuestre que no haya habido culpa o negligencia por su parte y que el daño medioambiental haya sido causado por una emisión o hecho autorizados mediante una autorización administrativa expresa y ajustados a las condiciones establecidas en la misma, o cuando el operador demuestre que la emisión o actividad no se habían considerado potencialmente perjudiciales para el medio ambiente según los conocimientos científicos y técnicos en el momento en que se produjo la emisión o tuvo lugar la actividad.

La Directiva señala que los Estados miembros podrán adoptar disposiciones más rigurosas en relación con la prevención y reparación de daños medioambientales, incluida la determinación de otras actividades de las establecidas en la misma.

Los Estados miembros deben informar a la Comisión Europea de la experiencia adquirida en la aplicación de esta Directiva antes del 30 de abril de 2013. La Comisión Europea, basándose en dichos informes, presentará un informe al Parlamento Europeo y al Consejo antes del 30 de abril de 2014, acompañando en su caso de las oportunas propuestas de modificación.

La Directiva 2004/107/CE debe trasponerse a la legislación interna de los Estados miembros, a más tardar, el 30 de abril de 2007.

Directiva 2004/107/CE, de 15 de diciembre, relativa al arsénico, el cadmio, el mercurio, el níquel y los hidrocarburos aromáticos policíclicos en el aire ambiente.

La Directiva 2004/107/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo es una Directiva “hija” de la Directiva

96/62/CE del Consejo, de 27 de septiembre de 1996, Directiva Marco sobre evaluación y gestión de la calidad del aire ambiente, adoptada según lo establecido en la misma.

La Directiva 2004/107/CE tiene por objeto establecer, en el ámbito de la Unión Europea, unos valores objetivo de concentración de arsénico, cadmio, níquel y benzo(a)pireno en el aire ambiente, recogidos en el anexo I de la misma, que deberán alcanzarse, en la medida de lo posible, a partir del 31 de diciembre de 2012, con el fin de evitar, prevenir o reducir los efectos nocivos de dichos contaminantes en la salud humana y en el medio ambiente. Para ello, los Estados miembros adoptarán las medidas adecuadas que no generen costes desproporcionados.

En el caso del mercurio, al ser una sustancia difícil de controlar y de evaluar su contenido al estar presente por todas partes en el medio ambiente, en la Directiva 2004/107/CE no se establecen valores objetivo, aunque si algunas actuaciones, dada su extraordinaria peligrosidad.

Por medio de esta Directiva se garantiza el uso de métodos y de criterios comunes para la evaluación de las concentraciones de arsénico, cadmio, mercurio, níquel e hidrocarburos aromáticos policíclicos en el medio ambiente, así como de los depósitos de los mismos, excepto en el caso del mercurio, en las superficies (suelos, agua, vegetación, edificios, etc.) en determinadas zonas.

La Directiva establece que los Estados miembros deben elaborar una lista de las zonas y aglomeraciones en las que se hayan superado los valores objetivo establecidos en el anexo I de la misma. En dichos casos, los Estados miembros deberán demostrar que aplican todas las medidas necesarias que no generen costes desproporcionados para alcanzar los valores objetivo.

En la Directiva figuran los criterios de evaluación de las concentraciones de los contaminantes en el aire ambiente o en zonas o aglomeraciones, así como los requisitos mínimos del número de puntos de toma de muestras, y su localización, para las concentraciones en el aire ambiente e índices de depósito.

La Directiva 2004/107/CE, además de señalar que la información ambiental debe ponerse a disposición del público, en particular cuando exista superación anual de los valores objetivo de los contaminantes, establece un sistema de transmisión de información de los Estados miembros a la Comisión Europea.

La Comisión Europea, antes del 31 de diciembre de 2010, presentará un informe al Parlamento Europeo y al Consejo, de acuerdo con, entre otras, la información transmitida por los Estados miembros sobre la experiencia obtenida en la aplicación de la Directiva y sobre el alcance de nuevos requisitos futuros. El informe podrá ir acompañado, en su caso, de propuestas de modificación de la Directiva.

La Directiva 2004/107/CE debe trasponerse a la legislación interna de los Estados miembros, a más tardar, el 15 de febrero de 2007.

Otras Disposiciones Comunitarias

Decisión 2004/224/CE, de la Comisión, de 20 de febrero de 2004, por la que se establecen las medidas para la presentación de información sobre planes o programas previstos en la Directiva 96/62/CE, en relación con determinados contaminantes del aire ambiente.

Según lo establecido en el apartado 3 del artículo 8 de la Directiva 96/62/CE del Consejo, de 27 de septiembre de 1996, Directiva Marco sobre evaluación y gestión de la calidad del aire ambiente, los Estados miembros, en las zonas y aglomeraciones donde se superen los valores límite, más el margen de exceso, establecidos en las Directivas que regulen los contaminantes en el aire ambiente, deben elaborar unos planes y programas para alcanzar los valores límite de inmisión.

Los planes y programas se elaborarán por los Estados miembros según sus propios requisitos administrativos, pero la información que se presente a la Comisión Europea debe estar armonizada.

Mediante esta Decisión, la Comisión establece la estructura, metodología e información que debe figurar en los informes de los Estados miembros a la misma para los citados planes y programas, en relación con lo establecido en las Directivas "hijas" de la Directiva 96/62/CE: Directiva 1999/30/CE, del Consejo, de 22 de abril, relativa a los valores límite de dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y óxidos de nitrógeno, partículas y plomo en el aire ambiente y la Directiva 2000/69/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de noviembre, sobre los valores límite para el benceno y el monóxido de carbono en el aire ambiente.

Decisión 2004/279/CE, de la Comisión, de 19 de marzo de 2004, relativa a las directrices de aplicación de la Directiva 2002/3/CE, del Parlamento Euro -

peo y del Consejo, relativa al ozono en el aire ambiente.

Esta Decisión de la Comisión contiene las directrices para la elaboración por los Estados miembros de los planes de acción a corto plazo para las zonas donde exista riesgo de superación del umbral de alerta de ozono en el aire ambiente, de acuerdo con lo establecido en el artículo 7 de la Directiva 2002/3/CE.

Para elaborar y llevar a la práctica dichos planes de acción, en la Decisión se incluyen las experiencias y conocimientos disponibles de algunos países europeos y de la Agencia Europea del Medio Ambiente.

Asimismo, la Comisión Europea, mediante esta Decisión, indica las pautas para una adecuada estrategia de medición de las sustancias precursoras del ozono en el medio ambiente, según el compromiso establecido en el apartado 3 del artículo 9 de la citada Directiva 2002/3/CE, relativa al ozono en el aire ambiente.

9.3 ÁMBITO NACIONAL

Comercio de Derechos de Emisión: Plan Nacional de asignación

En España se ha transpuesto Directiva 2003/87/CEE por la que se establece un régimen para el Comercio de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero en la UE mediante *el Real Decreto Ley 5/2004* de 27 de agosto de 2004 por el que se regula el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero que ha sido modificado por *la ley 1/2005* de 19 de marzo de 2005. Mediante esta normativa se establecen las características del mercado y se definen los criterios para la elaboración del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión (PNA) para el período comprendido entre los años 2005 y 2007.

El Plan Nacional de Asignación de Emisiones (PNA) está regulado en el Real Decreto 1866/04 de 6/9/2004 y por el Real decreto 60/2005 que modifica al anterior. El primer reparto individual por instalación fue aprobado por Decisión del Consejo de Ministros del 30/7/2004 que fue presentado conjuntamente con el PNA a la Comisión de la UE, asimismo a partir de entonces se comunicó a los sectores para su las correspondientes alegaciones. Finalmente mediante *la Resolución 26/1/2005* se establece la asignación individual definitiva para cada instalación incluida en sistema de comercio de emisiones. Los sectores a los que se les ha asignado derechos

de emisiones de CO₂ para los años 2005- 2007 (generación eléctrica, refino de hidrocarburos, siderurgia, cemento, cal cerámica, y sector papelero) representan aproximadamente el 44% de las emisiones de CO₂, correspondiendo el resto a los sectores de transporte, doméstico, servicios etc. los cuales no están afectados por el mercado de derechos.

Para los sectores de la directiva, se ha establecido el objetivo reducción de sus emisiones medias de CO₂ para los años 2005-2007 en un 0,2% respecto a las de 2002. Se ha asignado a cada sector unas emisiones de acuerdo con su potencial tecnológico de reducción.

Para el sector de generación eléctrica se ha asignado un promedio de 86,4 Mt de CO₂ de los cuales 1 Mt/año corresponde a reserva para nuevos entrantes. Este promedio representa una disminución de las emisiones en 1,8% respecto a los valores del año 2002. Es de señalar que junto con el sector de la industria cerámica (aunque ésta última por cuestiones de la aplicación de las condiciones umbral para ser consideradas instalaciones afectadas por la directiva) son los únicos en los que se asignan permisos por valores inferiores a las emisiones del año 2002, lo que muestra el esfuerzo del sector de generación para el cumplimiento del Protocolo de Kioto que va a limitar sus emisiones a pesar del gran incremento de demanda de energía eléctrica esperado para esos años de acuerdo con las previsiones de evolución del sector.

Para la asignación en el sector de generación de energía eléctrica se parte de las emisiones reales de medias históricas del período 2000-2002, procedentes de las mediciones directas y recogidas en el Inventario de Emisiones de GEI, para el período 1990-2002.

Las asignaciones a instalaciones se realizarán con los siguientes criterios para alcanzar la cifra de 86,4 Mt CO₂ de media anual.

Los criterios seguidos para la asignación de emisiones se han basado en los siguientes elementos:

- Geográfico: hasta la entrada de GN en Baleares y GNL en Canarias, se asignarán derechos por la cantidad total de emisiones reales que sean producidas por el parque generador disponible en cada una de las CCAA y Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla, independientemente del combustible que utilicen. Además serán potenciadas las tecnologías de generación renovable y la de mayor eficiencia energética que permita cubrir el incremento de la demanda en el período 2005-2007.

• Tecnológico: Se considera que participarán con menor intensidad en la cobertura de la demanda en el período 2005-2007:

- las instalaciones la generación con fuelóleo, tendrán restringidos sus derechos y en el año 2007 no tendrán asignados derechos de emisión de CO₂
- las centrales térmicas más antiguas.
- centrales con otros condicionantes ambientales
- reducción de producción de centrales térmicas menos eficientes (30%-34% según tipo carbones utilizados) vinculados a una progresiva disminución de la disponibilidad del carbón.

Además se han considerado como parámetro relevante para la asignación las emisiones de CO₂/KWh.

Se considera igualmente que incrementarán su participación en la cobertura de la demanda las centrales térmicas a gas por ciclo combinado. A las instalaciones de ciclo combinado que no estén en funcionamiento antes del 30 de septiembre de 2004 y que dispongan de las autorizaciones administrativas correspondientes en dicha fecha, les serán asignados derechos de emisión sin considerarlos a tal efecto como “nuevos entrantes”.

En el PNA también se especifica que se requieren medidas adicionales para los sectores no incluidos en la Directiva, que conduzcan a una reducción total de emisiones de CO₂eq por valor aproximado de 52 Mt en 2005-2007, además de asegurar el cumplimiento de las medidas ya previstas, pero en el PNA no están evaluadas ni cuantificadas.

Se está trabajando sobre un conjunto de medidas complementarias a las incluidas en la “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012” (E4), que permitan una mayor reducción de los consumos energéticos y que, junto a otras, se agruparán en el Plan de Acción 2004-2007 concretando las actuaciones de la propia E4 para ese periodo.

El esfuerzo de reducción adicional tendrá lugar en 2008-2012. Durante ese período el promedio de las emisiones no deberá sobrepasar en más de un 24% las emisiones de 1990, porcentaje que se alcanza aunando el objetivo de limitación para España del Protocolo de Kioto (15%) a la estimación de absorción por sumideros (máximo 2%) y los créditos del mercado internacional (7%).

Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, por el que se establecen nuevas normas sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, y se fijan ciertas condiciones para el control de las emisiones a la atmósfera de las refinerías de petróleo.

En el marco de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de Prevención y Control Integrados de la Contaminación, el Real Decreto 430/2004 tiene por objeto trasladar a la legislación española la Directiva 2001/80/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre la limitación de emisiones de determinados agentes contaminantes a la atmósfera procedentes de grandes instalaciones de combustión. Asimismo, en el Real Decreto se regulan ciertos aspectos de las emisiones de instalaciones en refinerías de petróleo, modificando el Decreto 833/1975, de 6 de febrero, que desarrolló la Ley 38/1972, de Protección del Ambiente Atmosférico.

El capítulo II y anexos del Real Decreto modifican el Real Decreto 646/1991, de 22 de abril, que trasladó a la legislación española la Directiva 88/609/CEE, de 24 de noviembre, Directiva que ha sido modificada por la Directiva 2001/80/CE. El Real Decreto 646/1991 había sido modificado por el artículo primero del Real Decreto 1800/1995, de 3 de noviembre, que incorporaba al derecho positivo español la Directiva 94/66/CE, de 15 de diciembre, que modificaba la Directiva 88/609/CEE, a su vez modificada por la actual Directiva 2001/80/CE.

En el capítulo II y anexos del Real Decreto 430/2004 se regulan las emisiones a la atmósfera de los contaminantes SO₂, NO_x y partículas, procedentes de grandes instalaciones de combustión, con potencia térmica igual o superior a 50 Mw. Dentro de este tipo de instalaciones se incluyen, a partir de la entrada en vigor del mismo, las turbinas de gas (ciclos combinados), que estaban excluidas en el Real Decreto 646/1991, y, entre los nuevos combustibles, se incluye la biomasa.

El Real Decreto 430/2004, al igual que la Directiva 2001/80/CE, considera las grandes instalaciones de combustión de forma diferente en función de que sean existentes o nuevas. Son instalaciones existentes aquellas cuya autorización inicial de construcción o, en su defecto, su autorización inicial de explotación se haya concedido con anterioridad al 1 de julio de 1987. Las instalaciones nuevas son las que se han autorizado con posterioridad a dicha fecha.

Las grandes instalaciones de combustión nuevas

que se hayan autorizado entre el 1 de julio de 1987 y la fecha de entrada en vigor del Real Decreto 430/2004 están sometidas a valores límite de emisión individuales que figuran en la parte A de los anexos III a VII del Real Decreto, que son similares a los establecidos en el Real Decreto 646/1991. Asimismo, para las grandes instalaciones de combustión nuevas que se autoricen desde la entrada en vigor del Real Decreto 430/2004, los valores límite de emisión individuales figuran en la parte B de los anexos III a VII del mismo, siendo más estrictos que los que se fijan en el Real Decreto 646/1991 para las instalaciones nuevas.

Para las instalaciones existentes, el Real Decreto 430/2004 las considera incluidas en un Plan Nacional de reducción de emisiones de las mismas, dentro de las dos opciones que permite la Directiva 2001/80CE. La otra opción es aplicar, individualmente a cada instalación existente, los valores límite que figuran en la parte A de los anexos III a VII de la Directiva, y del Real Decreto, similares a los de las instalaciones nuevas que se hubiesen autorizado desde el 1 de julio de 1987 hasta la entrada en vigor del Real Decreto.

La Administración General del Estado, previa consulta a las Comunidades Autónomas, establecerá un *Plan Nacional de Reducción de Emisiones* de las instalaciones existentes (PNRE), de modo tal que, a más tardar el 1 de enero de 2008, se consigan unas reducciones de las emisiones anuales totales de dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas de las instalaciones existentes, similares a las que se hubiesen alcanzado aplicando los valores límite de emisión de la parte A de los anexos III a VII a las instalaciones existentes en funcionamiento en el año 2000, en función del tiempo de funcionamiento real de cada instalación, el combustible utilizado y la potencia térmica, calculados sobre la base del promedio de los cinco últimos años de funcionamiento hasta el año 2000, inclusive.

Con el Plan Nacional de Reducción de emisiones de las instalaciones existentes (PNRE) se van a conseguir importantes reducciones de las emisiones de dióxido de azufre, de óxidos de nitrógeno y de partículas, que son los contaminantes regulados en el Real Decreto 430/2004, siendo las instalaciones más afectadas las correspondientes al sector de generación eléctrica, en menor medida las del sector de refinación de petróleo y, de forma muy escasa, el resto de grandes instalaciones de combustión de otros sectores industriales (Papel, Químico y Aluminio).

Para las grandes instalaciones de combustión, en el

Real Decreto figuran los métodos de medición y evaluación de las emisiones de las mismas, la valoración de los resultados de las emisiones, así como la información que deben suministrar los titulares de las instalaciones a la Administración General del Estado y la que ésta debe remitir a la Comisión Europea.

En el capítulo III del Real Decreto 430/2004, en línea con lo establecido en el Real Decreto 1800/1995, se fijan nuevas condiciones a las emisiones a la atmósfera procedentes de las instalaciones del sector de refinación de petróleo. Con estas condiciones se modifica el Decreto 833/1975 que desarrolló la Ley 38/1972, de Protección del Ambiente Atmosférico, al haber quedado obsoleto dicho Decreto por la transformación de las refinerías de petróleo, para acomodarse a las nuevas exigencias de productos petrolíferos y para adaptarse a la legislación europea para ese tipo de instalaciones.

Real Decreto 9/2005, de 10 de enero, por el que se establece la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo y los criterios y estándares para la declaración de suelos contaminados.

La Ley 10/1998, de 21 de abril, de Residuos, que es la primera norma nacional que recoge los aspectos ambientales para la protección de los suelos contra la contaminación, regula los aspectos medioambientales de los suelos contaminados, disponiendo que el Gobierno, previa consulta a las comunidades autónomas, deberá aprobar y publicar una lista de las actividades potencialmente contaminadoras del suelo. Asimismo, la citada ley establece que el Gobierno determinará los criterios y estándares que permitan evaluar los riesgos que puedan afectar a la salud humana y al medio ambiente.

El Real Decreto 9/2005, de acuerdo con los mandatos anteriores de la Ley de Residuos, define y regula lo que se entiende por suelo y los distintos usos del mismo: industrial, urbano u otros usos, las actividades potencialmente contaminantes del suelo, así como los criterios y estándares para la declaración de suelos contaminados.

En el anexo I del Real Decreto figura la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo, con su código CNAE, entre las que se encuentran, dentro de los sectores energéticos, las siguientes:

- Extracción de crudos de petróleo y gas natural.
- Actividades de los servicios relacionados con las explotaciones petrolíferas y de gas, excepto actividades de prospección.

- Producción de gas, distribución de combustibles gaseosos por conductos urbanos, excepto gasoductos.
- Comercio al por mayor de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos y productos similares.

En el Real Decreto se regulan los llamados “niveles genéricos de referencia”, parámetro básico para evaluar la contaminación de los suelos, que son las concentraciones de una sustancia contaminante en el suelo que no conlleva un riesgo superior al máximo aceptable para la salud humana o los ecosistemas. Por estándares se entiende el conjunto de niveles genéricos de referencia de los contaminantes de relevancia para un suelo.

En los anexos V y VI del Real Decreto se recogen el listado de contaminantes y niveles genéricos de referencia para la protección de la salud humana y de los ecosistemas, respectivamente. En el anexo VII se especifican los criterios para calcular los niveles de referencia de aquellas sustancias no incluidas en los anexos V y VI y para la valoración de la contaminación por metales.

El criterio general para juzgar el grado de contaminación de un suelo, así como las posibles medidas de recuperación de los suelos declarados como contaminados, descansa en la valoración de los riesgos ambientales ligados a la existencia de contaminantes en los mismos. En el anexo VIII del Real Decreto figuran los elementos necesarios que debe contener una valoración de riesgos.

El Real Decreto 9/2005 establece que los titulares de las actividades potencialmente contaminantes del suelo (anexo I) están obligadas a remitir al órgano

competente de la comunidad autónoma correspondiente un informe preliminar de situación, y posteriores informes periódicos, para cada uno de los suelos en los que desarrolle la actividad. El alcance y contenido de dichos informes vienen recogidos en el anexo II del Real Decreto.

El órgano competente de la comunidad autónoma, tomando en consideración los informes anteriores y otras fuentes de información, y teniendo en cuenta los criterios que figuran en el anexo III del Real Decreto, podrá declarar un suelo como contaminado para los correspondientes usos del mismo, mediante resolución administrativa. Los suelos en los que concurran ciertas circunstancias, como se indica en su anexo IV, serán objeto de una valoración detallada de riesgos.

La declaración de un suelo como contaminado obligará a la realización de las actuaciones necesarias para proceder a su recuperación, de modo que la contaminación remanente, si la hubiera, se traduzca en niveles de riesgo aceptables de acuerdo con el uso del suelo. Siempre que sea posible, la recuperación se orientará a la eliminación de los focos contaminantes y a la reducción de los contaminantes en el suelo.

Asimismo, el Real Decreto establece que los propietarios de los suelos en los que se haya desarrollado alguna actividad potencialmente contaminante, además de la obligación registral de tal circunstancia en las escrituras públicas, estarán obligados a presentar un informe de situación cuando se solicite una autorización para el establecimiento de alguna actividad diferente de las actividades potencialmente contaminadoras anteriores que estuvieron ubicadas en dichos suelos.

10. INVESTIGACION Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGETICO

10.1 PLAN NACIONAL DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA, DESARROLLO E INNOVACIÓN TECNOLÓGICA (I+D+i) 2004-2007

El Programa de Fomento de la Investigación Técnica (PROFIT) es un instrumento mediante el cual el Gobierno articula 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, en la parte dedicada al Fomento de la Investigación Técnica.

El Plan Nacional de I+D+I 2004-2007 determina un conjunto de objetivos que pretenden, de forma general, contribuir a un mayor y más armónico desarrollo del sistema español de Ciencia-Tecnología-Empresa.

Más en concreto, respecto a la competitividad empresarial, determina como objetivos estratégicos: elevar la capacidad tecnológica e innovadora de las empresas; promover la creación de un tejido empresarial innovador; contribuir a la creación de un entorno favorable a la inversión en I+D+I; y mejorar la interacción entre el sector público investigador y el sector empresarial.

Para dar cumplimiento a los objetivos establecidos en el Plan Nacional de I+D+I, se ha considerado necesario articular un conjunto de ayudas directas que estimulen la realización de actividades de I+D. Estas ayudas tienen su antecedente en las otorgadas por el desaparecido Ministerio de Ciencia y Tecnología y tiene como marco legal el Encuadramiento Comunitario sobre ayudas de Estado de Investigación y Desarrollo.

En este contexto, se ha establecido un nuevo esque-

ma organizativo de acuerdo a la reestructuración ministerial tras la creación del Ministerio de Educación y Ciencia y el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

La finalidad de este Programa es por tanto contribuir a la consecución de los objetivos del Plan Nacional de I+D+I en el ámbito de la investigación técnica. Esta finalidad se desglosa en:

- Extender y optimizar el uso, por parte de las empresas y los centros tecnológicos, de las infraestructuras públicas y privadas de investigación.
- Impulsar y facilitar la participación de las empresas españolas en programas internacionales de cooperación en investigación científica y desarrollo tecnológico.
- Favorecer la realización de todo proyecto de investigación y desarrollo tecnológico que incremente la capacidad tecnológica de las empresas.
- Extender la cultura de la cooperación en investigación y desarrollo tecnológico entre todos los agentes del sistema ciencia–tecnología–empresa.
- Incentivar la realización de proyectos de investigación y desarrollo tecnológico que atiendan a la eficiencia energética, reduciendo las emisiones de gases que provoquen el efecto invernadero.

Programa Nacional de Energía

Con las premisas generales anteriores y considerando, simultáneamente, el interés del sector en la política energética y en la política tecnológica, su enfoque dentro de la perspectiva de la ciencia y la tecnología se hace de forma que contribuya a alcanzar un desarrollo sostenible mediante el cual las legítimas aspiraciones de crecimiento económico y bienestar social de los pueblos se consiga sin un

despilfarro de los recursos naturales y conservando el medio ambiente. Debe abordarse un planteamiento de I+D+I en aquellos ámbitos en los que, existiendo una determinada capacidad nacional de investigación y desarrollo, se precise una evolución acorde con las políticas nacionales, potenciando al máximo la capacidad tecnológica del país, por lo que el Área de Energía estará constituida por un solo Programa Nacional de Energía dividido en las dos prioridades temáticas y el Subprograma de Fusión Termonuclear siguientes:

- a) El desarrollo de formas y usos convencionales de la energía para que sean más eficientes y aceptables medioambientalmente. Optimizando las tecnologías desde su origen hasta su uso final, impulsando el desarrollo de otras que reduzcan su impacto ambiental en el ciclo productivo, potenciando las que garanticen mayores eficiencias y mitiguen la producción de gases de efecto invernadero, incrementando la seguridad de las centrales nucleares y solucionando la problemática relacionada con la gestión integral de los residuos radiactivos, mejorando la calidad de los carburantes derivados de los productos petrolíferos o desarrollando nuevos carburantes para el transporte compatibles con las infraestructuras actuales, haciendo un uso limpio del carbón en aplicaciones como la combustión o la gasificación e impulsando sistemas avanzados de transformación y aprovechamiento conjunto del calor y la electricidad, todo ello dentro de un marco de eficiencia energética.
- b) El fomento de las energías renovables y de las tecnologías emergentes, que permitan un suministro energético seguro y eficiente y con criterios de rentabilidad mediante la diversificación de las fuentes y de su procedencia geográfica. Potenciando su introducción en el sistema energético nacional, reduciendo los costes de fabricación de los bienes de equipo destinados a tal fin, optimizando la relación eficiencia y costes de producción y explotación y garantizando su integración en el sistema energético, fomentando energías renovables para generación eléctrica, hoy, en distintos grados de desarrollo como eólica, solar o biomasa. Introduciendo igualmente los nuevos sistemas de almacenamiento y transporte de energía, como el hidrógeno, vector energético aplicable al transporte y a usos estacionarios y mejorando las posibilidades ofrecidas por sistemas innovadores como las pilas de combustible. En este agrupamiento se requiere intensificar el desarrollo tecnológico para acompañarlo de investigación, en todas sus modalidades, y

demostración para facilitar su implantación industrial y en el mercado.

- c) La contribución en la investigación y el desarrollo de la fusión termonuclear promovido desde la Unión Europea, empleando las grandes instalaciones nacionales como el Stellarator TJ-II, la instalación de fusión europea JET y cooperando de forma activa en la instalación internacional ITER desde la fase inicial en la que se encuentra hasta su construcción y posterior operación y experimentación. Su especial situación requiere que estas actuaciones se configuren como un subprograma específico, en el que la investigación básica dirigida debe ser el eje principal de atención.

Optimización de las formas y utilizaciones convencionales de la energía, para que sean más limpias y eficientes

Estas energías han desarrollado sus tecnologías hasta un nivel altísimo de madurez competitiva, descansando en ellas, en gran medida, el desarrollo económico de los decenios precedentes. Sin embargo, algunas de estas energías no se ajustan totalmente a los principios de desarrollo sostenible. La transición de la situación actual a un escenario energético renovado, que satisfaga los principios mencionados y a la vez no sea contraproducente para la actividad económica y el bienestar social, necesita políticas de I+D+I en varios ámbitos; particularmente, de nuevas tecnologías dentro de las energías convencionales. El objetivo fundamental es garantizar el suministro energético de forma económica y respetuosa con el medioambiente con criterios de eficiencia y calidad empleando las fuentes energéticas convencionales e introduciendo las tecnologías necesarias para optimizar su uso.

Las líneas de actuación propuestas son:

– Mejora de carburantes para transporte:

- Desarrollo de nuevos procesos en las refinerías de petróleo y catalizadores más activos y selectivos que permitan reducir la intensidad energética del proceso de refinado y obtener simultáneamente combustibles de mayor calidad medioambiental y mayor eficiencia energética en su utilización final.
- Desarrollo de nuevos procesos que permitan adaptar la estructura de la producción a las tendencias de la demanda de productos para el transporte.
- Nuevos combustibles para el transporte (Gas

natural comprimido, GLP, gasoil GTL) que sean compatibles con las infraestructuras existentes hoy día.

– *Tecnologías de uso limpio del carbón y de productos petrolíferos:*

- Optimización del funcionamiento de las plantas mediante su adaptación a diferentes combustibles, validación de modelos de simulación, materiales, componentes, repotenciación y ciclo supercríticos.
- Alargamiento de la vida de las plantas, potenciando las técnicas de mantenimiento predictivo, la evaluación en continuo de ciclos de vida, de rendimientos, la influencia de los sistemas de depuración.
- Mejorando los quemadores, los sistemas de inyección de combustible y los sistemas de depuración de humos, de desulfuración de gases, de eliminación de óxidos de nitrógeno y la utilización de las cenizas volantes.
- Proseguir con los desarrollos de procesos relacionados con la GICC con miras a la segunda generación, mejorando su eficiencia, mejorando sus emisiones y reduciendo los costes de la tecnología y optimizando el rendimiento de la planta. Impulsar la investigación tendente a mejorar el contenido en hidrógeno del gas de síntesis, para su producción con miras a la utilización en pilas de combustible.
- Así mismo es necesario hacer un esfuerzo en lo relativo al control de las emisiones con el desarrollo de equipos de medida y control, con estudios de dispersión y con los efectos de la contaminación y en especial a lo relativo al desarrollo de tecnologías de captura y confinamiento de CO₂.

– *Fisión Nuclear*

- Garantizar la operación segura de las centrales a largo plazo mediante programas de vigilancia de los componentes y materiales estructurales de las Centrales Nucleares.
- Disponer de los mejores conocimientos y herramientas en métodos y códigos en termohidráulica, accidente severo y Análisis Probabilista de Seguridad (APS) para mejorar seguridad y competitividad.
- Mejorar la seguridad, fiabilidad y competitividad del combustible nuclear.
- Optimizar la explotación del parque nuclear actual

por medio de su modernización y mejora del mantenimiento.

- Reducción de la contribución de los factores humanos y la organización al riesgo de las instalaciones. Identificación de razones de percepción actual del riesgo e intervención.
- Reducir la dosis de radiación a personas y medio ambiente.
- Participar en desarrollos en curso de centrales avanzadas y realimentar conocimientos para las centrales actuales.

Y en el campo de los residuos radiactivos:

- Tecnologías básicas de caracterización del combustible, físico-química de actínidos y productos de fisión y transferencia de radionucleidos en la biosfera.
- Tratamiento y reducción de la radiotoxicidad de los residuos de alta actividad (separación y transmutación).
- Sistemas de almacenamiento a largo plazo de residuos de alta actividad.
- Optimización y mejora de los sistemas de gestión de residuos de baja y media actividad.

Poligeneración

La generación simultánea de electricidad y energía térmica útil (en calor, frío, o ambos) es una tecnología madura y ampliamente implantada. Sin embargo, hay posibilidades de ampliar el campo de aplicaciones de cogeneración mediante tecnologías emergentes de integración energética o generación múltiple de energía eléctrica, calor, frío, desalación y/o regeneración de aguas y productos químicos en general.

– *Eficiencia en el uso final de la energía*

- El desarrollo de tecnologías de bombas de calor, incluyendo la posibilidad de utilizar el terreno como foco frío y el aprovechamiento de energía en la industria mediante sistemas de cogeneración, equipos auxiliares, equipos de absorción, etc. Utilización de nuevos fluidos refrigerantes, integración de la bomba de calor con sistemas energéticos híbridos, tecnologías de absorción de calores residuales, desarrollo de componentes y de sistemas industriales de alta temperatura.

- La investigación y el desarrollo de herramientas para el diseño de sistemas bioclimáticos, nuevos materiales, almacenamiento energético integrado y desarrollo de nuevos conceptos urbanísticos que permitan mejorar la eficiencia en las edificaciones.
- Producción de calor y frío.

–Transporte de energía

- La mejora del equipamiento existente mediante la automatización de la distribución, de las comunicaciones, de los equipos de protección, control y medida, y con transformadores y aparatos avanzados.
- Mejora de la operación con el desarrollo de modelos de ayuda a la operación de sistemas eléctricos y para la reposición del servicio tras un incidente y mediante el desarrollo de superconductores como nuevos conductores de bajo costo y altas prestaciones térmicas para aumentar la capacidad del transporte y distribución de energía.
- Mediante el desarrollo y validación de dispositivos superconductores (limitadores de corrientes de falta, cables subterráneos, transformadores, etc.), centros de transformación compactos e integrados y nuevos materiales aislantes

– Generación Distribuida / Distribución Activa

En los últimos años se observa una evolución del sector energético caracterizada por la reestructuración y liberalización, el incremento de necesidades energéticas y los avances tecnológicos (menor potencia más eficiente). Además, desaparece la economía de escala en la que se basan los sistemas de generación-transporte-distribución, y los sistemas de generación pasan de concentrarse en un número moderado de grandes instalaciones a integrarse de forma atomizada en las redes de distribución de media y baja tensión. Este nuevo concepto de distribución activa (DA), también conocida como generación distribuida (DG), está emergiendo como un nuevo paradigma de generación-distribución de la energía eléctrica que plantea toda una serie de problemas y oportunidades relacionadas con los servicios, los equipos y las infraestructuras.

Las actuaciones que se abordan en este tema tienen que ver con la generación de energía, con la distribución de energía y con las tecnologías horizontales para sistemas energéticos industriales, comerciales y domésticos, que más concretamente se pueden clasificar en los cuatro bloques siguientes de líneas tecnológicas:

- Integración a gran escala de mini y microsistemas avanzados de generación distribuida de electricidad. Conexión e impacto en la red de: generación eólica, microgeneración con tecnologías de pilas de combustible, microgeneración mediante sistemas fotovoltaicos y plantas mixtas.
- Componentes, sistemas y servicios para la red de distribución activa de electricidad: sistemas de acondicionamiento de red para asegurar la fiabilidad y calidad de la energía, sistemas de protección y medida para MT y BT, sistemas electrónicos de potencia para las nuevas subestaciones y centros de transformación, control de redes y microrredes y gestión y control de generadores y consumidores virtuales.
- Sistemas de almacenamiento de energía que faciliten la integración masiva de fuentes de energía conectadas a la red. (baterías, pilas de combustible regenerativas, ultracondensadores, bobinas superconductoras, volantes de inercia, etc).
- Servicios orientados al mercado eléctrico: servicios de valor añadido para la distribución de electricidad (distribución y clientes), incluyendo gestión de la demanda utilizando generación distribuida, sistemas de gestión y operación de redes, comercio electrónico y telefacturación de los consumos eléctricos (energéticos) para MT y BT y aspectos regulatorios y retributivos de la generación distribuida. Normalización, ensayo y certificación de equipos y sistemas.

Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes

El objetivo es facilitar los medios científicos y tecnológicos que permitan incrementar la contribución de estas fuentes energéticas de forma eficiente y competitiva para progresar en su integración en el sistema energético nacional. Para reducir la dependencia de las fuentes energéticas convencionales, e incrementar el uso de los recursos autóctonos y con ello garantizar la seguridad de suministro, es necesario provocar un desarrollo tecnológico que posibilite el despliegue de las energías renovables, el hidrógeno y las tecnologías emergentes de transformación energética. Al mismo tiempo se debe impulsar la competitividad de la industria nacional de fabricación de sistemas de generación energética a partir de las fuentes renovables en un mercado global. Las diferencias entre los recursos y las tecnologías existentes tanto en su origen como en el estado tecnológico en el que se encuentran obligan a actuaciones diferenciadas entre ellas.

Las líneas de actuación propuestas son:

– *Evaluación y predicción de recursos de energías renovables*

- Investigación y desarrollo de tecnologías y sistemas avanzados que simplifiquen las mediciones y mejoren la fiabilidad de las evaluaciones incluso en los recursos con menos potencialidad actual de aprovechamiento energético.
- Actualización de la evaluación y predicción de recursos obtenida mediante nuevas mediciones y procesos de estimación.
- Mejora e implantación, cuando proceda, de las bases de datos existentes sobre los recursos renovables nacionales.

– *Energía eólica*

- Creación de infraestructuras y herramientas para desarrollo de aerogeneradores. Desarrollo de palas e investigación de nuevos materiales y de nuevos modelos de palas, componentes de aerogeneradores y sistemas de generación eléctrica y electrónica de potencia. Máquinas de nueva generación. Desarrollo de nuevas herramientas, diseños y conceptos tecnológicos. Homologación y certificación de máquinas y componentes.
- Integración en el sistema eléctrico. Desarrollo de un sistema integrado de comunicación entre el sistema de generación eólico, agentes intermedios y operadores del sistema. Investigación y desarrollo de sistemas avanzados de predicción eólica para la gestión de la producción energética. Desarrollo de tecnologías y sistemas operativos para la generación eléctrica de elevadas prestaciones (reactiva, resistencia a caídas de tensión, redes débiles, alta calidad de energía, mejora de la eventualidad y almacenamiento de energía). Desarrollo de normativa técnica y administrativa nacional para la integración en el sistema y su adecuación al entorno europeo
- Almacenamiento de energía. Integración de los sistemas de producción de energía eólica con el vector hidrógeno. Sistemas de acumulación de energía.
- Desarrollo de tecnologías y sistemas orientados a la integración medioambiental de la energía eólica.
- Mejoras del diseño de sistemas de aerogeneración para reducción de costes, incremento del rendi-

miento energético, disponibilidad, mantenimiento, fiabilidad y seguridad de la operación y de los equipos.

- Desarrollo de técnicas y equipos de diagnóstico para el mantenimiento predictivo de equipos aerogeneradores.
- Diseño de parques, evaluación de recursos y emplazamientos. Configuración de parques y aerogeneradores adaptados a localizaciones específicas.
- Desarrollo de nuevos avances en transporte, montaje y mantenimiento correctivo de grandes aerogeneradores.
- Nuevos desarrollos en energía eólica. Estudio de tecnologías para emplazamientos no convencionales, sistemas autónomos, desarrollo de aerogeneradores de pequeña potencia, sistemas híbridos con el fin de facilitar el autoabastecimiento en lugares aislados.

– *Energía Solar*

a) *Energía solar fotovoltaica*

- Materiales Fotovoltaicos. Investigación, desarrollo y caracterización de materiales fotovoltaicos orientado a la reducción de costes específicos, en los campos de materiales de grado solar, la lámina delgada, etc.
- Células fotovoltaicas. Mejoras en las tecnologías y optimización de procesos de fabricación células fotovoltaicas, mejoras y modernización de sistemas de fabricación orientados a la reducción de costes específicos. Nuevos conceptos que consuman menor cantidad de material y aprovechen mejor el espectro.
- Módulos fotovoltaicos. Investigación, desarrollo e innovación en módulos fotovoltaicos en los campos de fabricación y su homologación, integración arquitectónica, sistemas de concentración y nuevos conceptos.
- Sistemas fotovoltaicos. Investigación y demostración tendentes a mejorar el balance del sistema, desarrollo de nuevas aplicaciones y aspectos de diseño, sistemas de seguimiento solar, monitorización y telegestión y mejora de la calidad de servicio. Almacenamiento.
- Acoplamiento a redes. Investigación y desarrollo

de tecnologías para la mejora de la calidad de onda y seguridad de conexión a la red. Optimización de inversores. Desarrollo de normativas y herramientas de homologación y caracterización de inversores y componentes.

b) Solar térmica alta temperatura.

- Tecnología de concentración en foco lineal hacia: superficies reflectantes, tubos absorbedores, sistemas modulares para pequeñas aplicaciones, almacenamiento térmico, nuevos conceptos de concentradores.
- Tecnología de receptor central hacia: nuevos conceptos de heliostatos, sistemas de seguimiento solar avanzados, receptores solares de aire y sales fundidas, almacenamiento térmico, desarrollo de sistemas de control y medida de flujo de radiación solar concentrada.
- Aplicaciones de carácter industrial hacia: calor en procesos industriales (producción de vapor, frío industrial, desalación, secado, etc.), producción de hidrógeno, procesos químicos, aprovechamiento mediante ciclos termodinámicos.

c) Solar térmica de baja y media temperatura

- Promover la investigación y desarrollo para la mejora del diseño, procesos de fabricación, monitorización, telemantenimiento, eficiencia de los captadores solares de baja temperatura, componentes y su adecuación e integración en la edificación, con una orientación a la reducción de los costes específicos.
- Investigación y desarrollo en nuevos captadores solares avanzados de media temperatura.
- Nuevos conceptos para la generación de electricidad y calor con sistemas de concentración. Desarrollo de sistemas eficientes y de bajo coste.
- Diseño de instalaciones para aprovechamiento energético de efluentes de bajo gradiente térmico. Instalaciones de demostración.
- Desarrollo de nuevas instalaciones de climatización y refrigeración solar.
- Aplicaciones de carácter industrial orientadas hacia procesos térmicos industriales: producción de agua caliente y vapor, frío industrial, desalación, secado, etc.

d) Solar pasiva.

Investigación y desarrollo en herramientas para el diseño de sistemas bioclimáticos, nuevos materiales, almacenamiento integrado de energía para mejora de la eficiencia energética en las edificaciones.

– Biomasa

a) Investigación y desarrollo de cultivos energéticos.

- Promover la evaluación, predicción y desarrollo del recurso de biomasa agraria y forestal para distintas regiones, así como del desarrollo del equipamiento adecuado para su explotación.
- Promover la investigación en selección de nuevas especies herbáceas y leñosas de alta producción y de la maquinaria específica para la recolección.
- Promover la investigación de nuevos cultivos oleaginosos alternativos para la obtención de materias primas para la producción de biodiesel, el desarrollo del equipamiento adecuado para su explotación y la logística.
- Promover la investigación de nuevos cultivos de gramíneas, materiales lignocelulósicos y cultivos azucarados, como materia prima para la obtención de bioalcohol así como el desarrollo del equipamiento adecuado para su explotación y la logística.
- Caracterización energética de la biomasa para la obtención de biocombustibles.

b) Biocombustibles sólidos

- Desarrollo de tecnologías de combustión eficientes y de bajo coste y el equipamiento necesario. En particular la investigación de los efectos que provocan sobre las calderas la corrosión y fusión de escorias, así como las mal funciones en general producidas por el tratamiento de combustibles procedentes de la biomasa. También, tecnologías para la co-combustión simultánea de biomasa diversa incluyendo carbón.
- Desarrollo de sistemas de pequeña escala.
- Desarrollo de tecnologías de sistemas de gasificación y co-gasificación de biomasa, residuos sólidos urbanos, y carbón. También, tecnologías de pirólisis y en general de aprovechamiento integral de sistemas de biomasa no sólo con fines energéticos sino de valorización químico-energética de los mismos. Incluyendo los motores térmicos y los

procesos de limpieza de gases, control y mantenimiento.

c) Biogás

- Desarrollo de vertederos biorreactores.
- Desarrollo y optimización de sistemas rentables de limpieza de biogás.
- Adaptación de motores para su funcionamiento con biogás.
- Investigación y desarrollo en la mejora de sistemas de producción de biogás a partir de diversas fuentes como lodos de estaciones depuradoras de aguas residuales, residuos agroindustriales, residuos de ganadería intensiva, vertederos controlados de residuos sólidos urbanos. Atendiendo a los diversos aspectos microbiológicos, de diseño de equipos, de tratamiento de efluentes y de integración de procesos para su óptimo aprovechamiento energético.
- Gestión integrada de residuos orgánicos para optimizar el proceso de la obtención de compost y energía.

d) Biocombustibles líquidos

- Desarrollo de tecnologías de alta eficiencia en los procesos químicos y fermentativos, incluyendo la optimización de subproductos.
- Homologación de biocombustibles y formulaciones específicas para su adaptación como carburantes.
- Infraestructura y logística del aprovisionamiento, metodologías de mezclado, dosificación y aditivación.
- Estrategias de recogida de aceites vegetales usados y otros residuos para su conversión en biocombustibles según normativa.

– Otras energías renovables

- Desarrollo de tecnologías y modelos para la optimización del mercado de energías renovables.
- Minihidráulica. Instrumentación, telecontrol, mantenimiento predictivo y reducción de impactos.
- Geotérmica. Aprovechamiento como fuentes calientes en sistemas combinados de producción de calor y frío.

- Marinas. Desarrollo de tecnologías para aprovechamiento de la energía del oleaje así como el aprovechamiento de la energía mareomotriz.

– Hidrógeno

El hidrógeno, con la evolución tecnológica de las pilas de combustible, presenta el potencial de convertirse a largo plazo en un agente portador de energía que cambie la configuración del sector energético, haciéndolo más seguro, eficiente y respetuoso del medio ambiente. Para ello, deben superarse una serie de barreras tecnológicas en el ámbito de su producción, almacenamiento, distribución y suministro final, tanto para su uso en transporte como para aplicaciones estacionarias, específicamente en los siguientes campos:

- Producción: Sin emisiones de CO₂, a partir de agua, utilizando métodos electrolíticos (con energías renovables o nuclear) u otros emergentes como fotoelectroquímicos, fotobiológicos o biomiméticos y partir de materias primas renovables o fósiles (preferiblemente con captura de CO₂) mediante procesos de reformado, oxidación parcial, gasificación u otros. Igualmente la producción de gases con alto contenido de hidrógeno para aplicaciones energéticas distintas de las pilas de combustible.
- Almacenamiento: comprimido, líquido o mediante tecnologías de hidruros metálicos y las estructuras carbonosas de nanotubos.
- Distribución y suministro final: uso de infraestructuras existentes y nuevas; medios de transporte; instalaciones de suministro final.
- Normas, especificaciones y estandarización en materia de equipamiento, seguridad y calidad del producto.
- Análisis comparativo de ciclo de vida de eficiencia energética y de emisiones de GEI'S, en sistemas integrados de producción, almacenamiento, distribución y suministro final de hidrógeno en sus aplicaciones de transporte y generación distribuida.
- Creación de una infraestructura de ensayos y equipos de trabajo en I+D+I relacionados con la seguridad en el uso del hidrógeno (identificación de escenarios representativos de accidentes, determinación de árbol de fallos, análisis de modos de fallo y sus efectos, estudio comparativo de riesgos y daños, desarrollo y validación de herramientas para evaluación de la seguridad en distintas aplicaciones, etc.).

– *Pilas de combustible*

- El desarrollo de otros combustibles para alimentación de pilas de combustible (gas natural, metanol, bioalcoholes, fracciones del petróleo etc.) en lo relativo a producción rentable y limpia, purificación y desarrollo de infraestructura.
- En relación con las pilas de combustible de baja temperatura (PEM) los esfuerzos deben orientarse hacia el desarrollo de materiales (catalizadores, electrodos, electrolitos, placas, sellos, etc.), el desarrollo de componentes de pilas de combustible y sus prototipos de pilas de combustible, sistemas basados en pilas de combustible para su aplicación en transporte, y en uso estacionario y portátil, procesadores de combustible.
- Pilas de combustible de alta temperatura (Óxidos sólidos y carbonatos fundidos) las actividades deben orientarse al desarrollo de materiales (catalizadores, electrodos, electrolitos, placas, sellos, etc.), al desarrollo de componentes de pilas de combustible y sus métodos de fabricación y al desarrollo de prototipos de pilas de combustible.
- La utilización de sistemas de pilas de combustible en usos diversos (cogeneración, generación eléctrica distribuida o centralizada, integrados con energías renovables, como unidades auxiliares de potencia, como fuentes motrices en transporte, etc.) y el desarrollo y validación de herramientas de simulación para el análisis de sistemas de pilas de combustible por métodos computacionales.
- La condición de agente portador de energía del hidrógeno y el sistemas transformador de las pilas de combustible, exigen al mismo tiempo de sus avances independientes, el desarrollo de sistemas integrados con las diversas fuentes energéticas y a ser posibles con diferentes aplicaciones finales, en lo que se refiere a desarrollo y demostración de sistemas de gestión, control y seguridad.

SUBPROGRAMA DE FUSIÓN TERMONUCLEAR

La I+D+I en este campo se realiza fundamentalmente alrededor de “grandes instalaciones”, que debido a su complejidad y alto coste sólo están disponibles en unos pocos países. En España está disponible en el CIEMAT la instalación de fusión por confinamiento magnético del tipo Stellarator TJ-II, catalogada como “Gran Instalación Científica”, que pretende ser el catalizador que impulse y aglutine en nuestro país la I+D+I en esta área de trabajo. Esta instalación TJ-

II se encuentra totalmente integrada, a través de la Asociación EURATOM-CIEMAT, dentro del Programa Europeo de Fusión que explota científicamente el Tokamak más importante del mundo, JET, y construye un Stellarator Superconductor, Wendelstein 7-X.

Asimismo, el Programa Europeo de Fusión colabora en el desarrollo de la instalación internacional llamada ITER que tiene como objetivo demostrar la viabilidad científica y tecnológica de la fusión integrando en un único dispositivo todas las tecnologías necesarias para la materialización de una planta productora de energía basada en estos procesos. La construcción del ITER va a exigir, durante los próximos años, un gran esfuerzo para crear un tejido científico y técnico adecuado para tener un papel protagonista coherente con el suministro de productos de alto valor tecnológico. La explotación del proyecto requeriría un mayor protagonismo de los grupos nacionales, con independencia del esfuerzo económico complementario que sería necesario en el caso de su construcción en nuestro país.

Líneas de actuación:

- Actividades orientadas a la explotación científica y tecnológica de la Instalación Española TJ-II y la física de plasmas en general.
- Desarrollo de tecnologías para la medida de las magnitudes características de plasmas de fusión nuclear.
- Desarrollo de métodos y tecnologías asociadas al calentamiento de plasmas como la inyección de haces energéticos de partículas (NBI), introducción de radiofrecuencia (ECH, ICRH, IBW...) en el caso magnético o intensos haces energéticos como láseres, haces de iones y descargas de estricción electrostática en el caso inercial (incluyendo plasmas de muy alta densidad).
- Desarrollo de nuevos materiales susceptibles de ser utilizados en instalaciones de fusión.
- Facilitar y fomentar la participación en los grandes proyectos europeos de fusión y muy particularmente en ITER.
- Desarrollo conceptual de plantas productoras de electricidad utilizando procesos de fusión.

10.2 RESULTADOS DEL PROGRAMA NACIONAL DE ENERGÍA EN 2004

Durante el año 2004 se continuó gestionando el Pro-

grama Nacional de la Energía a través del Programa de Fomento de la Investigación Técnica (PROFIT), la financiación se basó en subvenciones y anticipos reembolsables con cargo a las partidas presupuestarias de dicho Programa.

Los resultados alcanzados en la convocatoria del 2004, pueden concretarse en los siguientes aspectos:

- El presupuesto del Programa se ha distribuido en un 77% para el área de energías renovables, un 17% para eficiencia energética y un 6% para combustibles fósiles (gráfico 10.1)
- Por tecnologías, el presupuesto total de 14,6 millones de euros se ha distribuido según el gráfico 10.2, destacando 6,3 millones para tecnología eólica.
- Por tipología de proyecto presentado, de 171 proyectos en total, ha sido predominante el proyecto individual con colaboración externa, con 95 proyectos; desarrollados en cooperación y con colaboración externa, han sido 52; desarrollados en cooperación sin colaboración externa, han sido 15 y finalmente 9 individuales sin colaboración externa (gráfico 10.3)

10.3 CENTRO DE INVESTIGACIONES ENERGÉTICAS MEDIOAMBIENTALES Y TECNOLÓGICAS (CIEMAT)

El Ciemat, Organismo Público de Investigación con dependencia del Ministerio de Ciencia y Tecnología hasta abril de 2004 y del Ministerio de Educación y Ciencia a partir de entonces, mantiene sus programas de investigación y desarrollo con especial atención a los campos de la energía y del medio ambiente. El presupuesto total del Ciemat en el año 2004 fue de 85,6 millones de €. Los gastos asociados a los programas de I+D durante el año 2004 se han distribuido según los porcentajes siguientes: Energías renovables, 24.5% (el 13.03% corresponde a las actividades desarrolladas en la Plataforma Solar de Almería), Tecnologías de Combustión y Gasificación, 11.7%, Tecnologías de Fisión Nuclear, 13.5 %, Fusión Nuclear y Física de Partículas, 30.4% (el 14.8% corresponde a las actividades desarrolladas en el Laboratorio Nacional de Fusión) e Impacto Medioambiental de la Energía, 19.8%.

Además de un conjunto de proyectos de investigación en temas de física de partículas, astrofísica y biología molecular, que tienen un carácter más bási-

co y una aplicación no directamente energética, el Ciemat ha mantenido actuaciones en, prácticamente, todos los ámbitos energéticos, incluyendo programas específicos en las áreas de las energías nucleares de fisión y fusión, las energías renovables y los combustibles fósiles. Además, ha realizado un amplio abanico de actividades en el estudio del Impacto Ambiental de la Energía y de los aspectos socioeconómicos asociados a su producción y uso.

También ha continuado su relación institucional con los ministerios de Economía, Educación y Ciencia, y Medio Ambiente, así como con diversas administraciones autonómicas y locales, y muy especialmente con el CSN y ENRESA, actuando como apoyo técnico en diversas materias de su competencia. Durante 2004, han merecido una especial atención las siguientes actuaciones en el campo específico de la investigación energética:

- El impulso de aquellos proyectos en los que ha existido una decidida participación de la industria, con especial énfasis en las energías renovables.
- La potenciación del Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER), en Soria, agrupando en él todas las plantas piloto de combustión y gasificación. El objetivo es hacer del CEDER un centro de referencia en tecnologías medioambientales relacionadas con el uso de la biomasa como fuente de energía, sola o en combinación con combustibles fósiles.
- Puesta en marcha del nuevo centro del Ciemat en el Bierzo cuya actividad estará basada en tres líneas de actuación: una Plataforma Experimental para el desarrollo tecnológico de procesos de oxicomustión y captura de CO₂; estudios y desarrollos para el Almacenamiento Geológico Profundo del CO₂ y la Restauración de Suelos Contaminados por actividades mineras.
- El programa de Pilas de Combustible e Hidrógeno, participando activamente en las principales iniciativas europeas e impulsando la colaboración entre los distintos grupos de investigación y empresas españoles.
- La potenciación de los estudios de Separación y Transmutación en ciclos avanzados del combustible nuclear como opción complementaria al Almacenamiento Geológico Profundo (AGP) para mejorar la gestión de los residuos radiactivos, tomando importantes responsabilidades en los tres proyectos de la UE en esta área, en el 6º Programa Marco, e incrementando su participación en grupos de

trabajo relacionados de la Agencia de la Energía Nuclear de la OCDE.

- El fortalecimiento de la PSA como el más importante centro de experimentación de Europa en el área de la energía solar de concentración, con especial interés en el lanzamiento de proyectos para el uso industrial de este tipo de energía en cooperación con empresas que desean explorar las posibilidades del sector.

Los proyectos de I+D, han alcanzado los siguientes resultados:

ENERGÍAS RENOVABLES

El Ciemat ha mantenido su actividad de I+D+I sobre Energías Renovables, en las áreas de biomasa, eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, en los Centros de Madrid, Soria y Almería, y a través de su participación en la Fundación CENER-CIEMAT. El Ciemat desarrolla su actividad en estas áreas siguiendo las líneas estratégicas promovidas por los distintos Programas de la Comisión Europea y por los Programas Nacionales de I+D, así como por los objetivos y líneas de actuación marcadas por el Plan de Fomento de las Energías Renovables. Se ha participado activamente en la Agencia Europea EUREC de Centros de Investigación en Energías Renovables, así como en los Comités Ejecutivos de los Programas de Implementación Solar Heating and Cooling; Wind Energy Systems y Solar Power and Chemical Energy Systems de la Agencia Internacional de la Energía.

Dentro del área de Biomasa, las actividades se dividen en dos líneas de investigación: la producción de biocombustibles sólidos para la obtención de calor y electricidad y el desarrollo de procesos y tecnologías para la producción de biocarburantes para el sector del transporte. En la primera línea de actividad se continúa avanzando en la evaluación de recursos y demostración a gran escala de cultivos energéticos para la generación de electricidad, analizándose su viabilidad técnico-económica, así como los impactos sociales y medioambientales (emisiones de CO₂) de la introducción en el mercado de las biomásas como combustibles. El objetivo final es determinar los costes evitados por la utilización de biomasa en sustitución del carbón en centrales de generación eléctrica. Se participa en la elaboración en el ámbito europeo de prenormativa para muestreo y análisis de biocombustibles sólidos a fin de desarrollar sistemas de aseguramiento de calidad y en la creación de prenormativa nacional para determinación del poder calorífico superior e inferior de los biocombustibles. Estos trabajos se realizan, dentro de la UE, en estre-

cha colaboración con los del comité técnico CEN TC 335, encargado de elaborar la normativa de la UE para biocombustibles sólidos. A escala nacional, se participa en el Grupo 3 del comité técnico de AENOR AEN CT 164. Asimismo, se continúa con las investigaciones sobre el pretratamiento de la biomasa, especialmente el densificado, como fase previa a su utilización energética. En el área de producción de biocarburantes para el transporte se continúan las investigaciones para el desarrollo de procesos de producción de etanol a partir nuevos cultivos energéticos no convencionales con el objetivo de obtener un combustible a un precio competitivo con la gasolina sin ningún tipo de incentivo. Se ha iniciado una actividad para el estudio de la producción de etanol a partir de pataca (que contiene carbohidratos fácilmente fermentables) y sorgo azucarero (sacarosa) utilizando diferentes levaduras fermentadoras. Se continúa avanzando en el desarrollo de la tecnología de hidrólisis enzimática para la obtención de etanol a partir de paja de cereal. En este campo se han determinado las condiciones óptimas de pretratamiento de la paja de trigo, como fase previa a la hidrólisis de la celulosa utilizando diferentes biocatalizadores.

En el ámbito de la energía eólica, la actividad en el Ciemat se ha centrado en desarrollar tecnología en sistemas de generación de energía eólica en operación aislada de la red eléctrica y en entornos de redes débiles, incluyendo sistemas que faciliten su integración frente a fluctuaciones, nuevos sistemas de almacenamiento de energía y de predicción a corto plazo de los recursos. Durante el año 2004, se ha culminado la instrumentación de dos instalaciones de ensayo y certificación de pequeños aerogeneradores, en el recinto de CEDER (Soria). Los bancos de ensayo en eólica se centran en la optimización, caracterización y certificación de sistemas aislados con aerogeneradores de pequeña potencia, tanto autónomos como híbridos, y en el desarrollo de volantes de inercia. En 2004 se ha conseguido demostrar la viabilidad técnica y operacional del almacenamiento cinético de energía, con un conjunto máquina-volante de inercia de alta resistencia y operando a alta velocidad, siendo en la actualidad el único laboratorio que permite realizar ensayos centrífugos a alta velocidad en España. La predicción y caracterización de recursos eólicos constituye otra de las actividades prioritarias por la creciente demanda de herramientas fiables que permitan una mejor gestión de la red eléctrica en situaciones de alta penetración eólica. CIEMAT ha comenzado en 2004 un desarrollo innovador de herramientas de predicción basadas en inteligencia artificial, así como en la adecuación de modelos dinámicos para el aumento de escala de los modelos.

En Energía Solar Fotovoltaica, el Ciemat ha centrado su investigación en el desarrollo de tecnología base de dispositivos fotovoltaicos de lámina delgada, así como en la mejora del rendimiento y fiabilidad de los componentes y sistemas fotovoltaicos para aumentar la competitividad de este tipo de energía en sus distintas aplicaciones. Se han preparado y optimizado materiales en película delgada de seleniuro de cobre e indio y de silicio amorfo, y se han puesto en operación nuevos sistemas de preparación de láminas. Cabe destacar que durante el año 2004 se ha finalizado el proyecto MARISOL, financiado dentro del Programa de Grupos Estratégicos de la Comunidad de Madrid y que ha dado como resultado el desarrollo y puesta a punto de un sistema de preparación de materiales de aplicaciones fotovoltaicas en grandes áreas, lo que supone un paso adelante en la escalación de la lámina delgada a aplicaciones comerciales. En el capítulo de módulos y sistemas, se ha desarrollado una importante actividad como Laboratorio de Referencia de medida de potencias y rendimientos para fabricantes de módulos fotovoltaicos y células solares, así como en la evaluación de centrales FV de gran potencia, e iniciado el estudio y realización de prototipos de sistemas FV con seguimiento solar y baja concentración. En particular se ha desarrollado y evaluado un prototipo de seguidor solar FV para su utilización en la planta Sevilla-PV de 1 MW que está promoviendo la empresa Solucar. Se han acumulado, asimismo, diez años de ensayos de degradación en la planta Toledo PV y se ha realizado el control de potencia y se han muestreado módulos posteriormente utilizados en la pérgola fotovoltaica del Forum 2004 de Barcelona.

En el campo de la Eficiencia Energética en la Edificación, la actividad de investigación se centra en el análisis energético integral del edificio, y en particular en la integración de elementos solares pasivos y activos de acondicionamiento térmico para reducir la demanda de calor y frío. Una de las actividades de investigación en el año 2004 ha sido la integración de la energía solar en la edificación, habiéndose comenzado la elaboración de un ambicioso Proyecto Singular Estratégico sobre arquitectura bioclimática y frío solar, que involucra a diversas empresas constructoras y suministradores de equipos. Asimismo, se ha continuado con la monitorización y evaluación energética de edificios nuevos y rehabilitados en colaboración con la EMV de Madrid, y también con la certificación de componentes y técnicas naturales de acondicionamiento para confort térmico en edificios el Laboratorio de Ensayos de Componentes de la Edificación (LECE) ubicado en la Plataforma Solar de Almería.

PSA-CIEMAT

La Plataforma Solar de Almería (PSA-CIEMAT) continúa siendo considerada la primera gran instalación europea en el campo de la energía solar térmica. Además de los proyectos propios y de sus actividades de formación, la PSA participa activamente como asesor tecnológico en el desarrollo de las tres primeras iniciativas de proyectos de demostración comercial promovidos por distintos consorcios empresariales en España. El año 2004 ha visto el nacimiento del Laboratorio Solar Asociado Europeo (Sol-Lab), constituido por los cuatro principales laboratorios que llevan a cabo actividades de I+D en este campo de las renovables en Europa. La PSA es miembro constituyente de esta nueva iniciativa y referencia principal como centro de ensayos a nivel europeo.

En tecnología de Colectores Cilindro-Parabólicos, se ha realizado la ingeniería de detalle de una primera planta solar termo-eléctrica pre-comercial que funcione con generación directa de vapor en el campo solar, aplicando la experiencia y el conocimiento adquiridos en el proyecto DISS. Simultáneamente, se ha llevado a cabo una ampliación importante del campo solar de la planta experimental DISS incrementando en un 40% la potencia térmica de la planta. Se ha comenzado el desarrollo de un colector cilindro-parabólico de bajo coste, que permita usar la energía solar para alimentar procesos industriales dentro del rango de temperaturas: 125°C – 300°C. Por otra parte, se trabaja en el desarrollo de un recubrimiento selectivo para el tubo absorbedor de este tipo de colectores, capaz de trabajar a temperaturas de hasta 550°C y basado en la tecnología 'sol-gel'.

En Tecnología de Receptor Central, se han producido importantes resultados científicos. Por primera vez se ha conseguido operar de manera rutinaria un sistema de 250 kW con una turbina de combustión solarizada. Asimismo, se ha conseguido operar un receptor solar de 3 MW con absorbedor cerámico produciendo aire a 800°C conectado a un circuito con almacenamiento térmico y generación de vapor sobrecalentado.

En cuanto a las aplicaciones no-eléctricas de la energía solar de alta concentración, se ha lanzado en el Horno Solar un proyecto destinado a demostrar la utilización de aire a 800°C para distintos procesos industriales, tales como la fabricación de cerámicas ó de piezas de acero sinterizado.

La actividad en Química Solar se ha centrado en el desarrollo de procesos que utilizan la radiación solar

para abordar diversas problemáticas del agua, tanto la detoxificación como la desalación de agua de mar, en especial procesos para la degradación de contaminantes industriales en agua. Se debe destacar la asesoría científica en la puesta en marcha de la primera planta comercial de detoxificación solar que se instala en el mundo para el tratamiento del agua de lavado procedente del reciclado de envases de productos fitosanitarios, basada en los desarrollos científicos y tecnológicos realizados en la Plataforma Solar de Almería durante los últimos años.

COMBUSTIBLES Y GASIFICACIÓN

En el campo de la Valorización Energética de Combustibles y Residuos se ha finalizado la fase experimental de un proyecto (ESC-7220-PR-108), que estudia la minimización de emisiones gaseosas procedentes de los procesos de co-combustión de carbones y residuos mediante medidas primarias estudiando el efecto de diferentes parámetros de operación en la co-combustión de carbones maximizando la eficacia de combustión y minimizando las emisiones gaseosas.

También se ha abordado el estudio de los mecanismos de formación de NO_x y N₂O en los procesos de combustión de residuos de piel curtida, el desarrollo de procesos basados en catalizadores aplicables al proceso de reducción catalítica selectiva y simultánea de NO_x y N₂O en gases de combustión.

En el apartado de gasificación, y en colaboración con empresas del sector, se ha terminado de instalar el gasificador de lecho fluidizado circulante de 500 kW, para gasificar diferentes productos biomásicos, y se ha diseñado y montado un proceso experimental de limpieza de gases procedentes del gasificador para la utilización del gas de síntesis en motores.

En el campo de la simulación de procesos se han realizado simulaciones 3D y axisimétricas del gasificador de una central eléctrica tipo GICC con el fin de localizar las regiones críticas para la acumulación de cenizas volantes en las regiones de cambio térmico. Se han propuesto distintas soluciones tecnológicas para aliviar la deposición de éstas sobre los elementos de cambio térmico. Una de ellas está en estudio en el departamento de I+D de la empresa para su implementación en la planta.

En el campo de la filtración y control de emisiones de procesos de combustión las actividades se han centrado en el desarrollo del Proyecto BLOWARE "*Clean Energy Recovery from Biomass Waste and Resi-*

dues", V Programa Marco de la UE, coordinado por Ciemat, orientado al desarrollo y validación de sistemas combinados de retención de partículas y tratamiento catalítico para reducción de emisiones gaseosas, para ello ha sido necesario abordar el diseño, construcción e instrumentación de una instalación para la validación del filtro cerámico, a escala de demostración.

La OCEM-CIEMAT, Oficina para el Control de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión, ha continuado dando apoyo técnico al Ministerio de Economía, realizando el seguimiento y control in situ de los sistemas de medida de emisiones de las centrales térmicas españolas de más de 50MW. Asimismo se está preparando y gestionando la base de datos correspondiente y contribuyendo a la elaboración de la futura normativa estatal que desarrollará lo previsto en la última Directiva europea sobre limitación de emisiones procedentes de las GIC.

En el campo de las pilas de combustible de baja temperatura se está llevando a cabo el estudio de suspensiones de partículas de platino depositado sobre carbono (Pt/C), con objeto de ser utilizadas en electrodos en pilas de combustible tipo PEM. Se llevan a cabo medidas en monoceldas y pequeños "stacks". Para ello se preparan electrodos y ensamblados membrana-electrodo mediante prensa en caliente y se utilizan diferentes técnicas de dispersión de suspensiones, incluyendo la electropulverización ("electrospray") y aerografía. Se ha realizado un modelo completo de pila de combustible polimérica que incluye el transporte de los gases en los canales y en los electrodos, las reacciones electroquímicas en la capa catalítica y el transporte de iones en la membrana polimérica. Se ha propuesto un mecanismo de inestabilidad térmica que podría explicar el desgaste temporal de la membrana polimérica.

En pilas de combustible de carbonatos fundidos (MCFC), se han desarrollado nuevos cátodos basados en óxido de níquel a partir del cual se han formado óxidos mixtos litio-níquel y óxidos ternarios con cobalto, con adición de promotores como óxido de lantano y cerio. La operación en monocelda hasta 2.000 horas con uno de los nuevos cátodos ha demostrado un aumento de la eficiencia, pudiendo trabajar a una mayor densidad de corriente (200 mA/cm²).

Para pilas de combustible de óxido sólido (SOFC), se están preparando nuevos cátodos con estructura K₂NiF₄ con introducción de oxígeno intersticial en el sistema La₂Ni_{1-x}Cu_xO_{4+d} (0 ≤ x ≤ 1) mediante distintos tratamientos térmicos a alta presión de oxígeno.

En cuanto a los sistemas integrados para suministro energético a zonas aisladas, se ha operado y demostrado, durante un año, un sistema eólico- fotovoltaico alimentando un sistema de baterías e hidrolizador conectado a una pila de combustible. Se ha puesto de manifiesto la viabilidad del sistema y también la necesidad de mejorar el EMS para un mayor aprovechamiento de la irradiancia solar y aumentar el rendimiento del sistema completo.

FISIÓN NUCLEAR

En el ámbito de la fisión nuclear, se han mantenido las actividades para mejorar la seguridad de las plantas nucleares españolas y la gestión de los residuos radiactivos. Es de destacar la colaboración con el sector eléctrico, y la integración del CIEMAT en los principales proyectos internacionales sobre esta materia, entre ellos, el Proyecto Halden.

La investigación sobre Seguridad Nuclear ha continuado dirigida a dos áreas principales: los accidentes severos y el combustible de alto quemado. En el primero, se ha continuado la interpretación de los resultados experimentales obtenidos en la instalación PECA-SGTR sobre retención de aerosoles en el secundario del generador de vapor en caso de accidente. Para ello, se ha emprendido una línea de simulación con códigos de fluido-dinámica computacional. Estos trabajos se enmarcan en dos proyectos internacionales ARTIST y SARNET. Además se ha extendido la línea de simulación de accidentes a códigos integrales, como el código europeo ASTEC y el código americano MELCOR. Las actividades en curso se han circunscrito al entorno del proyecto PHEBUS-FP. En la línea de combustible de alto quemado se ha continuado las simulaciones de los primeros experimentos de la serie CIP0 del proyecto internacional CABRI con nuevas herramientas, como el código FRAPTRAN, y se ha continuado el estudio y mejora de los modelos de liberación de gases de fisión existentes en el código FRAPCON3.

En relación con los residuos radiactivos han continuado las actividades en cuatro grandes líneas la caracterización de residuos de baja y media actividad, el comportamiento del combustible nuclear gastado, la separación de los residuos de alta actividad y su posible transmutación para eliminar o reducir drásticamente su peligrosidad.

En materia de residuos radiactivos de baja y media actividad se están desarrollando técnicas radioanalíticas destructivas y no destructivas de caracterización radiológica de residuos primarios y bultos de

residuos acondicionados dentro de los acuerdos con ENRESA. Asimismo se continúan las actividades de apoyo tecnológico interno y a ENRESA en materias de caracterización radiológica y fisicoquímica de este tipo de residuos.

Se participa en la investigación y el desarrollo de la caracterización del comportamiento del combustible nuclear gastado, considerada prioritaria en la evaluación del campo próximo y del termino fuente de los almacenamientos de residuos radiactivos de alta actividad, dentro de los proyectos Spent Fuel Stability (5º Programa Marco de la UE) y en HOT-LAB red europea de laboratorios de ensayos sobre combustible nuclear irradiado. Estas actividades se han llevado a cabo dentro del acuerdo de asociación CIEMAT-ENRESA.

Se continúan las líneas de investigación de separación de actínidos con desarrollos de procesos, tanto hidrometalúrgicos como piroquímicos, para los actínidos minoritarios de los residuos de alta actividad participando en el proyecto EUROPART del 6º Programa Marco de la UE y como continuación al acuerdo sobre I+D en separación con ENRESA.

La investigación en transmutación de residuos radiactivos se realiza dentro del programa de Fisión Asistida por Acelerador y Transmutación de Isótopos, participando en los principales proyectos europeos sobre el tema del 5º Programa Marco. Se realizan medidas de datos nucleares dentro del proyecto nTOF_ND_ADS, consiguiendo resultados remarcables en el ^{243}Am , ^{240}Pu y ^{237}Np , se evalúa la física y respuesta cinética de sistemas subcríticos propuestos como transmutadores en el proyecto MUSE4, y se ha continuado con las simulaciones detalladas en el proyecto PDS-XADS. Estos estudios se han completado con las evaluaciones de ciclos avanzados del combustible nuclear que incluyen sistemas ADS, dentro del nuevo proyecto, Red-Impact del 6º Programa Marco de la UE iniciado en Marzo del 2004. Todas estas investigaciones se encuadran en un acuerdo de colaboración con ENRESA.

FUSIÓN NUCLEAR

El Laboratorio Nacional de Fusión por Confinamiento Magnético centró sus actividades en la operación y explotación científica del Stellarator TJ-II. El programa de investigación está integrado en el Programa Europeo de Fusión y como tal sometido a revisiones semestrales por el "Steering Committee" y a una revisión anual por el "Scientific and Technical Committee".

Durante 2004 continuó la generación de plasmas mediante calentamiento por microondas y se realizaron los primeros experimentos de calentamiento efectivo por inyección de átomos de alta energía. Los campos de investigación abarcaron: transporte (incluyendo el estudio de barreras de transporte), turbulencia, estabilidad, efecto del campo poloidal en el confinamiento, efecto de las "superficies racionales", transiciones en el régimen de confinamiento, papel de los campos eléctricos, rotación del plasma y efectos debidos a partículas rápidas ("modos de Alfvén"). Asimismo continuó el desarrollo de sistemas de diagnóstico (detector de iones rápidos, inyector de átomos neutros, observación por cámaras ultra-rápidas, interferómetro infrarrojo, reflectómetro para estudios de turbulencia) y de calentamiento (segundo inyector de átomos neutros y sistema de microondas para la inyección de "ondas de Bernstein")

Aparte de TJ-II se mantuvo la actividad en el dispositivo europeo JET, en los trabajos de diseño de subsistemas de ITER (diagnósticos, materiales aislantes) y la colaboración con laboratorios de fusión de Europa, EEUU, Rusia y Japón.

A nivel nacional ha continuado la colaboración con numerosos grupos, principalmente universitarios uno de cuyos principales exponentes es el curso de doctorado en Plasmas y Fusión Nuclear que se imparte ya por cuarto año en colaboración con varias universidades e institutos del CSIC.

En 2004, el laboratorio de Materiales para Fusión del CIEMAT, especializado en el análisis de materiales aislantes bajo irradiación (área en la que es referencia europea), se ha integrado en la estructura del Laboratorio Nacional de Fusión por Confinamiento Magnético.

PROTECCIÓN RADIOLÓGICA Y GESTIÓN DE RESIDUOS RADIATIVOS

El CIEMAT mantiene su situación de centro de referencia en el campo de la Protección Radiológica y la Gestión de Residuos Radiactivos; los proyectos están especialmente orientados por las necesidades del CSN y de ENRESA, en el ámbito nacional, y por las iniciativas de los principales organismos internacionales relacionados con el tema. El comportamiento de los radionucleidos antropogénicos en distintos medios y el impacto ambiental de los almacenamientos de residuos radiactivos, tanto en la geosfera como en la biosfera, han sido los objetivos prioritarios de las investigaciones en radiactividad ambiental. Es destacable la actuación del CIEMAT en la

Comisión Internacional de Protección Radiológica, preparando la revisión de las Normas Básicas.

La investigación que se realiza sobre el comportamiento de materiales y procesos en un AGP de residuos radiactivos de alta actividad, dentro de los programas de I+D de ENRESA y de la Unión Europea, ha dado resultados relevantes. El estudio de la barrera geológica (rocas graníticas y arcillosas) confirma la idoneidad de ambos tipos de rocas para la construcción de un AGP y ha aportado la base de datos para la reconstrucción del escenario de referencia para la evaluación del comportamiento y seguridad de un hipotético almacenamiento. Se han establecido modelos de comportamiento climático y medioambiental del AGP significativamente diferentes a los esperados. La presencia del CIEMAT en los principales proyectos europeos sobre AGP se mantiene en el nivel de relevancia ya adquirido. Durante el año 2004 y como consecuencia del cambio en las orientaciones relativas al almacenamiento de residuos radiactivos, se iniciaron los trabajos, en colaboración con ENRESA, asociados al estudio de un Almacenamiento Temporal Centralizado (ATC).

OTRAS ACTIVIDADES

EL CIEMAT participa en los trabajos del Observatorio de Prospectiva Tecnológica Industrial (OPTI), como centro responsable del sector de la energía. Continuando sus actividades, durante el año 2004 finalizó el "Estudio de Prospectiva en Energía Nuclear", que será publicado a primeros de este año.

Además se han revisado los tres estudios sobre el sector energético realizados anteriormente con el objetivo, cinco años después, de analizar las tecnologías seleccionadas y evaluar cual ha sido el desarrollo de las tendencias. El objetivo es poder verificar si se ha cumplido el horizonte temporal dibujado entonces, identificando los cambios producidos y sus posibles causas. Esta revisión será objeto de una publicación en el 2005, donde se presentarán como han evolucionado las tendencias y las líneas tecnológicas consideradas prioritarias, junto con los temas de I+D que les apoyan.

Con respecto a la vigilancia tecnológica se han realizado distintos estudios como soporte para actuaciones concretas de apoyo a la definición de los programas estratégicos del CIEMAT, continuando los desarrollos metodológicos y el análisis de herramientas y recursos de información sobre energía y medioambiente

Se han continuado las actividades relacionadas con la evaluación económica de los costes externos asociados a la generación de energía y el transporte. Se han utilizado otros métodos cuantitativos, como es el análisis de ciclo de vida, para la estimación de las consecuencias medioambientales y los balances energéticos derivados de la producción y uso de biocarburantes (colaboración con el MMA), así como para la evaluación económica a lo largo de todo el ciclo de vida (proyecto VIEWLS del VPM). Se está implementando, en colaboración con EFDA (European Fusion Development Agreement) y otras asociaciones EURATOM.Fusion, un modelo global de energía para la evaluación de los beneficios de la fusión en la reducción, a largo plazo, de las emisiones que contribuyen al cambio climático y se está participando junto a otros centros de investigación europeos en la construcción de un modelo energético de equilibrio parcial, pan-europeo, donde estarán incluidas las externalidades (proyecto NEEDS del VIPM).

El CIEMAT ha mantenido la actividad docente en el Instituto de Estudios de la Energía. Además de los tradicionales cursos en España, su programa de cursos internacionales ha sido importante, especialmente en las áreas geográficas de América Latina, el Este de Europa o Asia, en colaboración con varios organismos de cooperación nacionales e internacionales. Actualmente, está abriendo nuevas acciones en cursos a través de Internet y participa en varios programas europeos de formación de postgrado dentro del ámbito energético.

Centro Mixto Ciemat-Universidad de Almería

La colaboración que la PSA-CIEMAT viene manteniendo desde hace años con la Universidad de Almería (UAL) se ha visto reforzada con la firma del acuerdo de colaboración para la creación del Centro Mixto CIEMAT-UAL para la investigación y aplicación de la energía solar. Como primer paso en esta dirección, la UAL ha iniciado la construcción de un edificio que albergará este Centro Mixto en su campus.

Centro CIEMAT - EL BIERZO

El Ciemat ha abierto una nueva línea de actuación en el campo de la captura y almacenamiento del CO₂.

El Gobierno decidió la creación de un centro de investigación en Tecnologías Avanzadas para la captura y almacenamiento de CO₂, en Ponferrada, encargando su ejecución al Ciemat a través de la

Secretaría de Estado de Universidades e Investigación del Ministerio de Educación y Ciencia.

El Centro CIEMAT EL BIERZO, estará basado en tres líneas de actuación: una Plataforma Experimental para el desarrollo tecnológico de procesos de oxidación y captura de CO₂; estudios y desarrollos para el Almacenamiento Geológico Profundo del CO₂ y la Restauración de Suelos Contaminados por actividades mineras.

Los objetivos del centro de investigación de Tecnologías Avanzadas CIEMAT – EL BIERZO son:

- Promoción del uso sostenible del carbón.
- Ensayo y puesta a punto de tecnologías de conversión energética integrando métodos de retención de CO₂.
- Utilización conjunta de carbones, biomásas y residuos. Reducción de emisiones contabilizables de CO₂.
- Procesos de tratamiento, separación y reformado de gases orientados a la obtención de H₂ y separación de CO₂.
- Favorecer los estudios y trabajos necesarios para el desarrollo del Almacenamiento Geológico Profundo del CO₂.
- Desarrollo de las metodologías tendentes al tratamiento de suelos afectados por las actividades Mineras.
- Promover la participación de centros de investigación, universidades, empresas e instituciones, tanto a nivel nacional como internacional, en programas de trabajo soportados en las instalaciones experimentales que se creen en el centro.

A este fin se ha seleccionado, como base de la Plataforma Experimental, un proceso de oxidación, con recirculación de gases, utilizando tecnologías de carbón pulverizado, integrando la cocombustión con biomásas y residuos biodegradables.

Las tecnologías clave a desarrollar y validar son:

- Sistema de combustión con oxígeno (“oxygen-fired” u “oxy-combustion”) para la concentración de CO₂ dotado de un sistema de reinyección y purga de CO₂. La tecnología de combustión con O₂/CO₂ aparece como una de las más viables para utilizar a corto plazo tanto para instalaciones ya existentes

como para nuevas instalaciones. La implementación de esta tecnología requiere estudios en instalaciones experimentales de mayor tamaño que las hasta ahora inexistentes.

- Equipos compactos para limpieza de gases que permitan alcanzar límites de emisión, incluso más restrictivos que la legislación medioambiental vigente, y/o con la tolerancia requerida por los sistemas de captura de CO₂.
- Equipos compactos para captura de CO₂.
- Integración de Tecnologías.
- Desarrollo de protocolos de control.

Para ello se está diseñando una planta piloto de 1 MW_e (3-4 MW_t), donde se pueda realizar el proceso de Oxi-Combustión con un amplio abanico de concentraciones de oxígeno en el gas comburente, y recirculación de gases. En la línea de gases de sali-

da se recuperará la energía. En la línea de gases también se implementarán los sistemas y procesos de tratamiento y depuración de gases y los de captura de CO₂.

CUADRO 10.1.-Presupuesto del CIEMAT por tecnologías en 2004

	Millones de euros
Eficiencia energética	0,28
Energías convencionales (carbón)	4,41
Energías renovables	10,36
- solar	7,49
- eólica	1,15
- biomasa	1,72
Energía nuclear	13,02
- fisión	6,21
- fusión	6,82
Otros	1,24
Total	29,31

GRÁFICO 10.1 PROFIT 2004: distribución por áreas

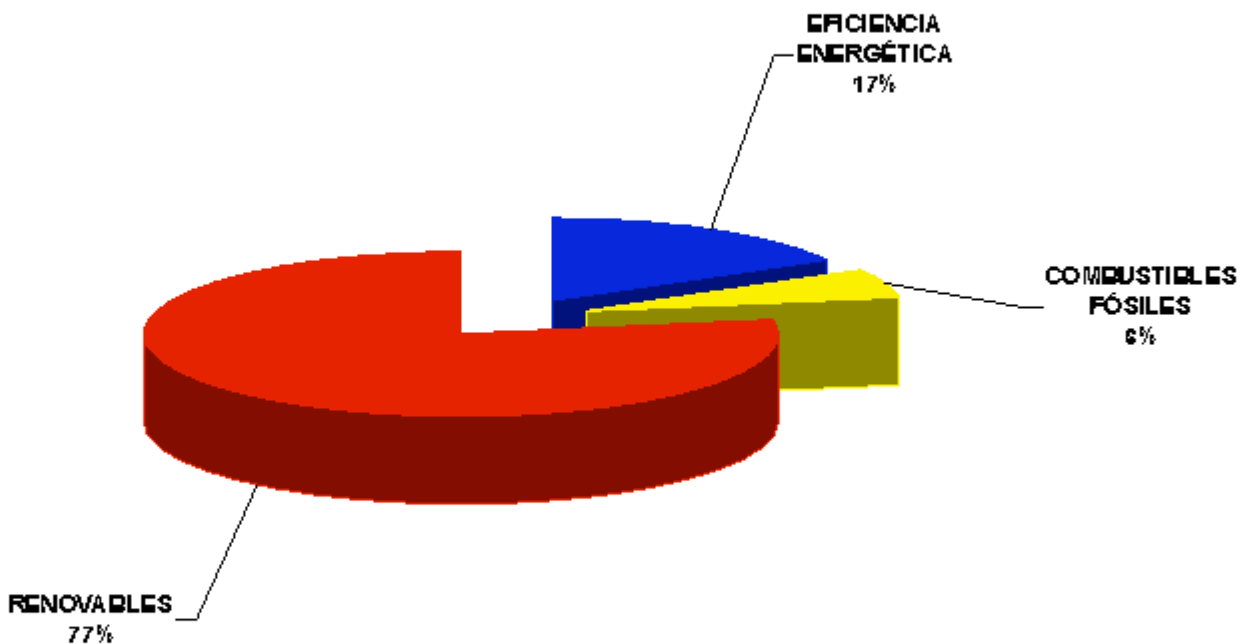


GRÁFICO 10.2
PROFIT 2004: ayudas por tecnologías

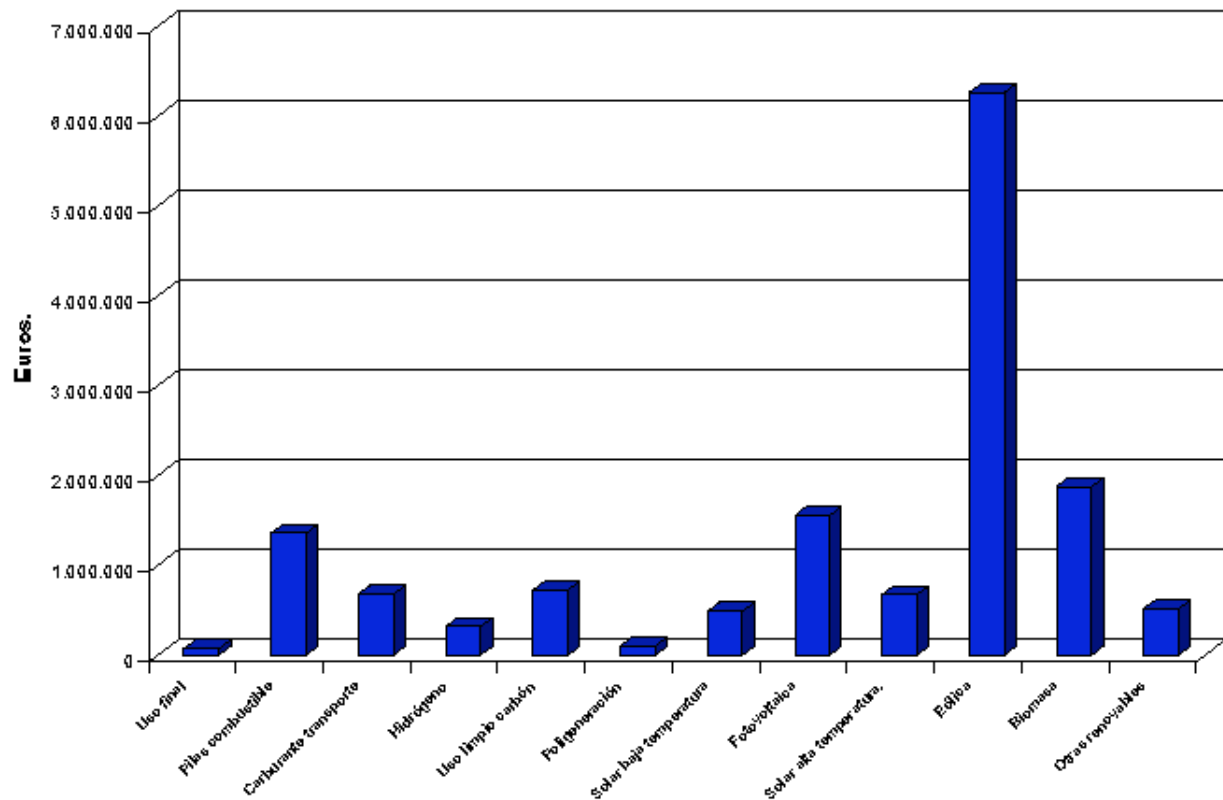
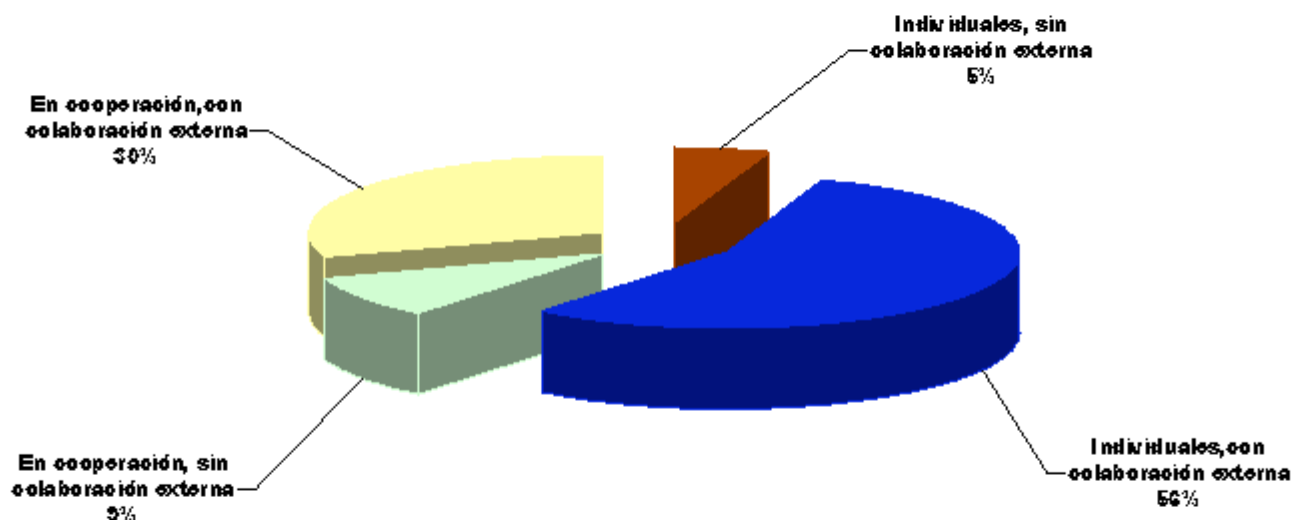


GRÁFICO 10.3
PROFIT: tipología de proyectos presentados



11. REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO Y GASISTA

En este Capítulo se indican las inversiones realizadas en infraestructuras de transporte de electricidad y de gas en 2004, así como la evolución de la demanda energética respecto de las previsiones de la Planificación.

La Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte, incluye el desarrollo previsto de las redes de transporte en 2002-2011 y fue aprobado por el Consejo de Ministros el 13 de septiembre de 2002 y presentado posteriormente al Congreso de los Diputados.

11.1 REDES ELÉCTRICAS. REALIZACIONES EN 2004

Las inversiones en ampliación y mejora de la Red de Transporte Eléctrica realizadas por RED ELÉCTRICA durante el ejercicio 2004 han ascendido a 243,3 millones de euros, con aumento del 13% respecto al año anterior.

El desarrollo de los planes de expansión y mejora de la red de transporte ha supuesto la incorporación a los activos propiedad de Red Eléctrica de 271 km de líneas de alta tensión y 123 posiciones en subestaciones, así como de 7 nuevos transformadores con una capacidad de transformación conjunta de 4050 MVA. Adicionalmente, se ha incrementado la capacidad de transporte en 400 km de líneas de alta tensión.

Nuevas instalaciones en servicio

Durante el año 2004, la construcción de instalaciones ha sido la siguiente:

Zona norte: Continúan los trabajos de ingeniería y construcción del eje norte, para aumentar la capacidad de transporte y evacuación de energía en Asturias, Cantabria, País Vasco y Navarra.

Aragón y Cataluña: Hay dos actuaciones principales, la red de transporte necesaria para el servicio del tren de alta velocidad Lérida-Barcelona-Frontera francesa y una nueva interconexión con Francia. Estas instalaciones permiten también la evacuación de la energía de los nuevos parques eólicos que se están construyendo a lo largo de su trazado.

Zona centro: Continúan los trabajos de ingeniería y construcción del eje de evacuación de energía entre las comunidades de Galicia y Castilla y León hacia Madrid, junto a los trabajos de refuerzo del anillo de Madrid. También se han comenzado los trabajos del proyecto del eje Transmanchego.

Galicia: Están en curso los trabajos de ingeniería del eje de evacuación de energía hacia Asturias y los del eje hacia la zona centro de la Península.

Extremadura: Una vez finalizados los trabajos de la línea de 400 kV de la nueva interconexión con Portugal, entre las subestaciones de Balboa y Alqueva, continúan los estudios previos de ingeniería para el refuerzo del eje Extremadura-Andalucía.

Cuadro 11.1.-Inversiones en redes eléctricas (miles de euros)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	% 04/03
Inversiones en la red de transporte	34.480	78.300	129.885	203.396	215.347	243.368	13,0
-Líneas	14.647	47.600	70.971	106.442	77.702	74.233	-4,5
-Subestaciones	19.833	30.700	58.914	96.954	137.645	169.135	22,9
Otras inversiones	10.349	11.505	114.948	47.717	27.789	37.826	36,1

Andalucía: Se están realizando trabajos de refuerzo de la red de transporte, como los necesarios para el tres de alta velocidad Córdoba-Málaga, una vez puestas en servicio las instalaciones para la evacuación de los nuevos ciclos combinados de Cádiz y de los parques eólicos de la zona.

Levante: Están en construcción las instalaciones para el refuerzo de la alimentación eléctrica a Murcia y zonas costeras y de las instalaciones para la eva-

cuación de energía de los nuevos parques eólicos. Están en curso los estudios previos de ingeniería para la futura interconexión península-Baleares.

Interconexión con Marruecos: Los trabajos previstos para el refuerzo de esta interconexión mediante la instalación de un segundo circuito del cable submarino existente han continuado de acuerdo con los plazos previstos. Se espera que la puesta en servicio de esta instalación se produzca en 2006.

CUADRO 11.2.-Nuevas líneas de transporte a 400 kV

Línea	Empresa	N.º circuitos	km circuito
E/S Santa Engracia-L/Barcina-La Serna	Red Eléctrica	1	0,4
Palos-Guillena	Red Eléctrica	2	198,0
E/S Fuendetodos-L/Almazán-Escatrón	Red Eléctrica	1	0,5
E/S Olmedo	Red Eléctrica	1	0,5
E/S Aparecida (1)	Red Eléctrica	2	0,2
Balboa-Frontera portuguesa (primer circuito) (2)	Red Eléctrica	1	40,5

(1) Funciona a 220 kV.

(2) Preparada para doble circuito.

Fuente: Red Eléctrica de España.

CUADRO 11.3.- Nuevas líneas de transporte a 220 kV

Línea	Empresa	N.º circuitos	km circuito
Palos-Torrejón	Red Eléctrica	1	2,6
E/S Trevago-L/Oncala-Magallón	Red Eléctrica	1	0,4
Mudarra-Valladolid	Red Eléctrica	1	21,1
Escombreras-Fausita (Tramo subterráneo)	Red Eléctrica	1	0,1
Escombreras-Fausita (Tramo aéreo)	Red Eléctrica	1	0,5
Sanchinarro-Fuencarral 2	Red Eléctrica	1	4,6
E/S Franqueses-L/Palau-La Roca-Vic (1)	Red Eléctrica	2	0,6
E/S Riera de Caldes-L/Sentmenat-S. Fost	Red Eléctrica	2	0,6
E/S Pinto-Ayuden-L/Añover-El Horrillo	Red Eléctrica	2	0,3
Besós-Mata (cable)	Endesa	1	9,8
E/S Pinto-L/Aceca-Villaverde	INALTA	2	1,0
E/S Feria de Muestras-La Eliana-Torrente	INALTA	2	3,3
E/S S. Pedro del Pinatar-L/Hoya Morena Campoamor	INALTA	2	1,9
E/S El Palmeral-L/San Vicente Saladas	INALTA	2	16,1
L/Frieira-Montouto (tramo subterráneo)	Unión Fenosa	1	0,2
L/Frieira-Montouto (tramo aéreo)	Unión Fenosa	1	21,8
Lcampo-Naciones-El Coto	Unión Fenosa	1	1,8
L/Simancas-El Coto	Unión Fenosa	1	1,7
E/S Paseo de las Delicias-L/Mazarredo-Medidía	Unión Fenosa	1	2,7
E/S Pte. De la Princesa-L/Cerro de la Plata-Mediodía	Unión Fenosa	1	2,0

(1) Entrada/Salida y eliminación de la T de La Roca.

Fuente: Red Eléctrica de España.

CUADRO 11.4.-Nuevas subestaciones de 400/220 kV

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Santa Engracia	Red Eléctrica	400		
Fuendetodos	Red Eléctrica	400		
Olmedo	Red Eléctrica	400		
Aparecida	Red Eléctrica	400		
Trevago	Red Eléctrica	220		
Franqueses	Red Eléctrica	220		
Riera de Caldes	Red Eléctrica	220		
Pinto Ayuden	Red Eléctrica	220		
Fausita (1)	Red Eléctrica	400	400/220	600
Santa Coloma (1)	Red Eléctrica	400	400/220	600
El Palmar (1)	Red Eléctrica	400	400/220	600
Cereal (1)	Red Eléctrica	400	400/220	600
Mata	Endesa	220		
Olite	INALTA	220		
Pinto	INALTA	220		
El Palmeral	INALTA	220		
San Pedro del Pinatar	INALTA	220		
El Coto	Unión Fenosa	220		
Medidía	Unión Fenosa	220		

(1) Inventariado solamente el transformador.

Fuente: Red Eléctrica de España.

CUADRO 11.5.-Nueva transformación en subestaciones en servicio (400 kV/AT)

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Galapagar	Red Eléctrica	400	400/220	600
Pierola	Red Eléctrica	400	(1)	450
Trives	Red Eléctrica	400	400/220	600

(1) Transformador polivalente: 400/230/138/110 kV.

Fuente: Red Eléctrica de España.

11.2 REDES GASISTAS. REALIZACIONES EN 2004

Las inversiones materiales en el sector del gas natural alcanzaron en el ejercicio 2004 los 1.147 millones de euros lo que supone un incremento del 13,5 % sobre las inversiones del año anterior.

La red de gas natural se ha incrementado en 3.974 kilómetros, alcanzando en el año 2004 una longitud de 52.122 km.

CUADRO 11.6.-Inversiones materiales y evolución de los km de red de gas

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Inversiones (millones €)	265,59	376,25	566,87	626,17	499,63	614,08	758,58	911,71	800,5	781,21	1.010,1	1.147,0
Km de red	17.872	19.500	21.162	24.170	27.022	30.131	33.620	37.022	40.114	44.311	48.148	52.122

Hay que destacar como hechos relevantes durante el año 2004 en lo que respecta a infraestructura gasista lo siguiente:

- La puesta en marcha durante el mes de enero (fase I) y junio (fase II) del año 2004 del desdoblamiento del gasoducto Huelva - Sevilla - Córdoba.
- La puesta en marcha durante el mes de febrero del año 2004 del gasoducto Quintanar de la Orden (Toledo) - Alcázar de San Juan - Santa Cruz de Mudela (Ciudad Real).
- El gasoducto Córdoba - Santa Cruz de Múdela.
- La estación de compresión de gas natural de Villafranca de Córdoba, en la provincia de Córdoba.
- La estación de compresión de gas natural de Crevillente, en la provincia de Alicante.
- El desdoblamiento parcial del gasoducto Ramal al Campo de Gibraltar, en la provincia de Cádiz.
- El tercer tanque de la planta de recepción almacenamiento y regasificación de Palos de la Frontera, en la provincia de Huelva, de 150.000 m³.
- La ampliación de la capacidad de emisión de gas natural a la red básica de gasoductos, hasta 900.000 m³/h en la planta de recepción almacenamiento y regasificación de Palos de la Frontera, en la provincia de Huelva.
- Durante el año 2004 se encuentra en construcción el proyecto el incremento de capacidad de la planta de Cartagena en 300.000 m³, por lo que se alcanzaría una capacidad de emisión de la Planta de 900.000 m³/h. Asimismo, ha continuado la construcción del tercer tanque de almacenamiento de GNL de 127.000 metros cúbicos de capacidad.
- La planta de descarga y regasificación de Mugaros recibió la autorización definitiva en febrero de 2004, iniciando su construcción y se han firmado los contratos para la construcción de los dos gasoductos que transportarán el gas desde la terminal.
- La planta de descarga y regasificación de Saggas en Sagunto tiene ya los dos tanques de almacenamiento de 150.000 m³ cada uno y constará de un muelle de atraque con capacidad para barcos de hasta 140.000 m³ y la planta tendrá una capacidad nomi-

nal de regasificación de 750.000 Nm³/h. Está previsto la entrada en funcionamiento en marzo de 2006. Se ha iniciado la construcción del gasoducto que conectará la planta con la red básica de gasoductos.

- Están en proyecto los dos plantas de descarga y regasificación en las Islas Canarias, una en Tenerife y otra en Gran Canaria que podría estar en servicio en 2007 con un muelle de atraque con capacidad para barcos de hasta 140.000 m³ y un tanque de almacenamiento de 150.000 m³ de capacidad.
- En cuanto al tránsito internacional por la frontera francesa, está en desarrollo el Proyecto Euskadour, estando ya unidas desde enero de 2005, las redes de Gas de Euskadi Transporte y la red de Total, a través del gasoducto Irún-Biriatau.

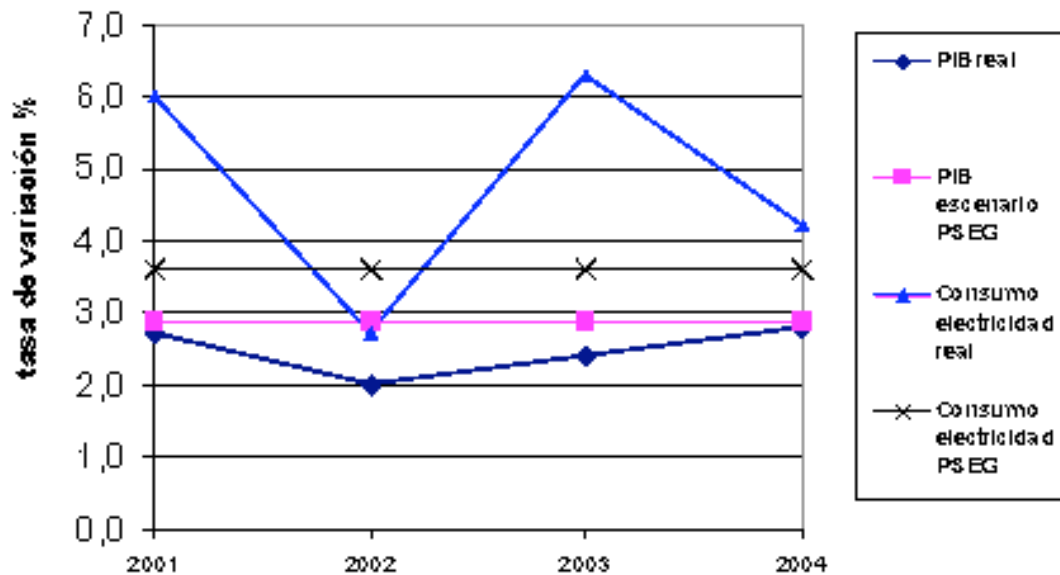
11.3 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ENERGÉTICA EN RELACIÓN CON LOS ESCENARIOS DE LA PLANIFICACIÓN

El Documento de Planificación de Redes de Transporte en los Sectores de Electricidad y Gas (PSEG), en su Capítulo 2, indica las previsiones sobre la evolución de la oferta y demanda energética en España hasta 2011, en función de los escenarios de planificación. Los Balances previsionales realizados para la Planificación tomaron como base el año 2000 y habiendo transcurrido cuatro años, puede compararse la evolución real con las previsiones, aunque éstas son valores medios fruto de técnicas de modelado que adquieren su plena validez en el horizonte temporal global de la planificación.

Según los plazos previstos en la propia Planificación, en 2005 se está procediendo a la actualización de la misma y los escenarios de previsión indicativa serán actualizados.

El PIB medio de los cuatro últimos años creció ligeramente por debajo de la previsión, debido a la ralentización económica internacional, sin embargo, el consumo eléctrico ha aumentado a una tasa media anual superior a la prevista en la Planificación y que en parte se ha debido a temperaturas extremas más severas que las medias, junto con una evolución de la población muy por encima de la prevista en el escenario de Planificación.

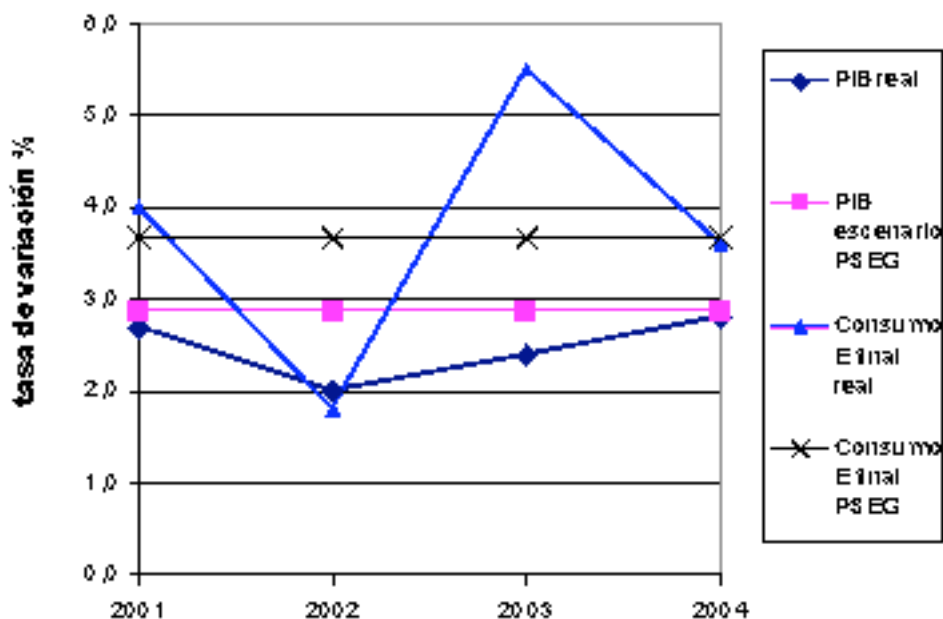
GRÁFICO 11.1
Previsiones PIB y consumo eléctrico en PSEGE y evolución real



En relación con el consumo de energía final, la tasa de variación en 2004 ha sido similar a la previsión, debido a las causas indicadas, y si se considera la

media anual 2001-2004, el crecimiento ha sido similar al previsto.

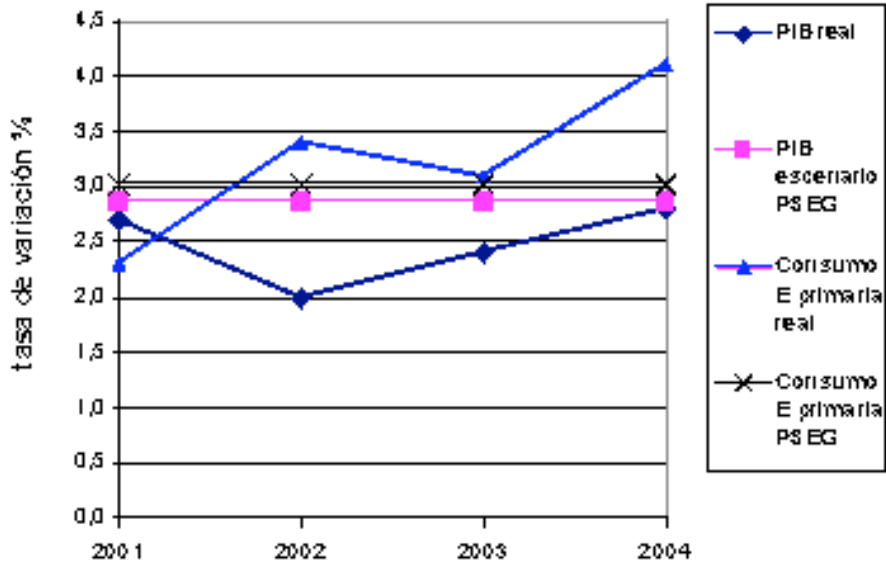
GRÁFICO 11.2
Previsiones PIB y consumo de energía final en PSEGE y evolución real



Respecto al consumo de energía primaria, la tasa de variación en 2004 ha sido superior a la previsión, debido a una hidraulicidad muy inferior a la media. La media de crecimiento de la energía primaria en

2001-2004 ha estado por encima de la previsión, debido a la irregularidad de la generación hidroeléctrica, con unos años 2001 y 2003 relativamente húmedo y 2002 y 2004 muy secos.

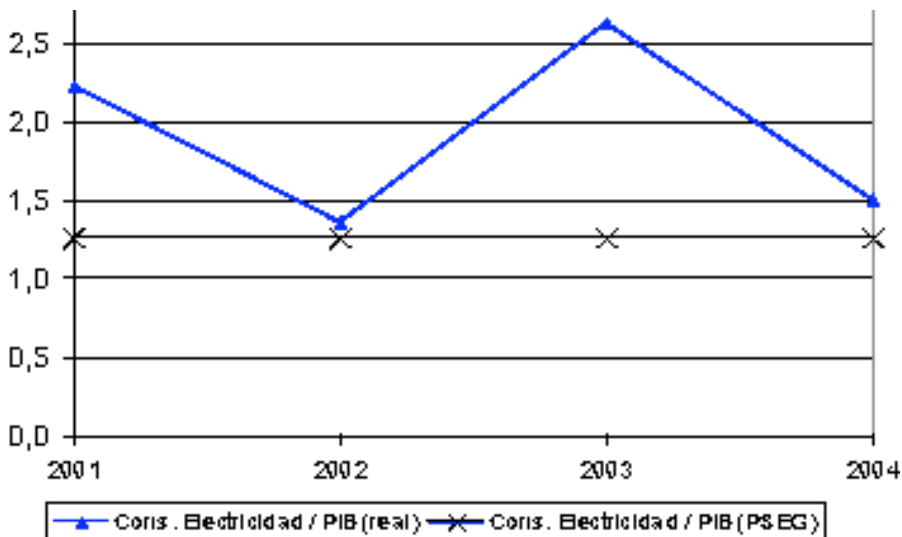
GRÁFICO 11.3
Previsiones PIB y consumo de energía primaria en PSEG y evolución real



La elasticidad Consumo Eléctrico/PIB, en 2004 ha vuelto a bajar por debajo del valor de 2 que venía registrando en los últimos años, aproximándose al valor medio resultante de los Balances estimados has-

ta 2011 y que estaría más en línea con los valores habituales de países desarrollados. Esta evolución se debe a la situación económica y a temperaturas más suaves en 2004 que las registradas el año anterior.

GRÁFICO 11.4
Elasticidades consumo eléctrico/PIB en PSEG y evolución real



Fruto de las evoluciones indicadas, los ratios de eficiencia energética final y primaria han evolucionado de forma creciente en 2004, tanto el consumo de energía final por unidad de PIB han crecido, debido a una estructura de generación eléctrica real menos eficiente que en el año anterior por causa de la baja generación hidroeléctrica, lo que ha obligado a un

mayor recurso a las energías fósiles y a pesar de la puesta en operación de los nuevos ciclos combinados de gas y de parques eólicos.

Respecto de las previsiones de la Planificación, ambos ratios de eficiencia energética reales son superiores, aunque se han aproximado en 2004.

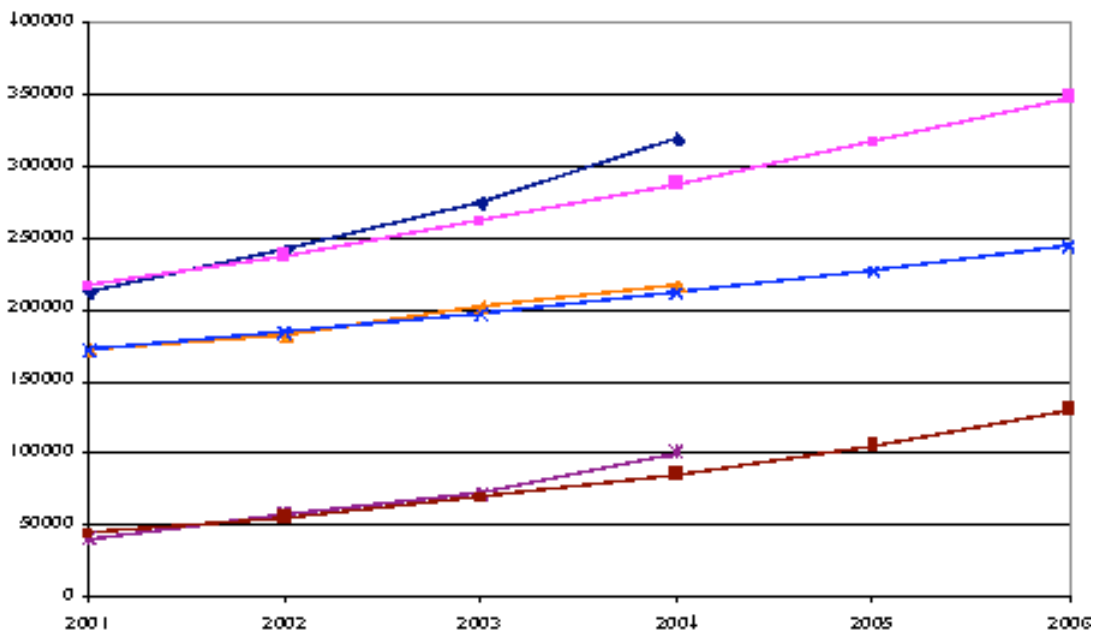
GRÁFICO 11.5
Elasticidades de consumo E final/PIB y consumo E primaria/PIB en PSEG y evolución real



El consumo de gas real está ligeramente por encima de lo previsto en la Planificación, fundamentalmente debido al uso en generación eléctrica por ciclo com-

binado, favorecido por la baja hidráulidad media de estos años.

GRÁFICO 11.6
Consumo de gas real y PSEG



ANEXO ESTADÍSTICO



CUADRO A 1.-Evolución del consumo de energía final en España (1973-2004) (ktep)

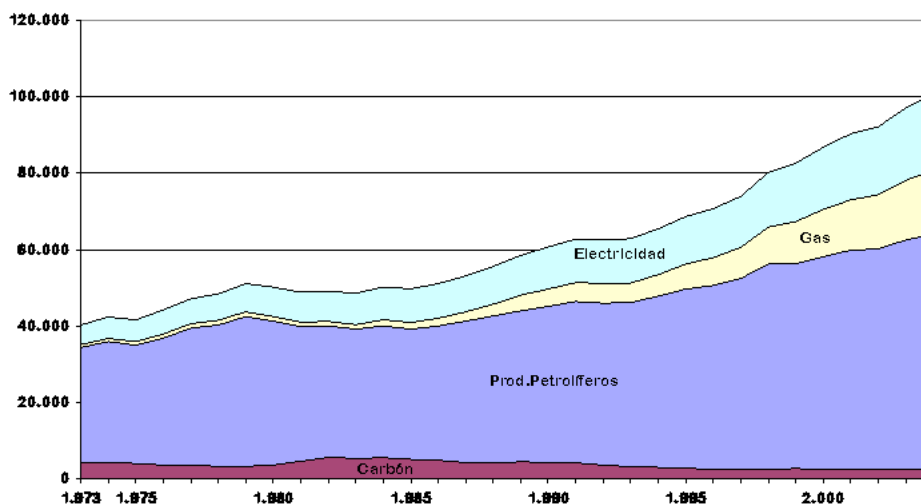
Año	Carbón		P. Petrolíferos		Gas		Electricidad		Total	
	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)
1.973	4.029	10,0	30.333	75,4	763	1,9	5.124	12,7	40.249	100,0
1.974	4.326	10,2	31.576	74,6	820	1,9	5.597	13,2	42.319	100,0
1.975	3.955	9,5	30.993	74,4	901	2,2	5.784	13,9	41.633	100,0
1.976	3.510	7,9	33.335	75,5	1.034	2,3	6.292	14,2	44.171	100,0
1.977	3.522	7,5	35.916	76,2	1.136	2,4	6.557	13,9	47.131	100,0
1.978	3.161	6,5	37.127	76,6	1.220	2,5	6.933	14,3	48.441	100,0
1.979	3.196	6,3	39.240	76,8	1.252	2,5	7.402	14,5	51.090	100,0
1.980	3.504	7,0	37.737	75,2	1.220	2,4	7.748	15,4	50.209	100,0
1.981	4.550	9,3	35.252	72,2	1.184	2,4	7.806	16,0	48.792	100,0
1.982	5.545	11,3	34.477	70,3	1.178	2,4	7.865	16,0	49.065	100,0
1.983	5.315	10,9	33.882	69,8	1.110	2,3	8.245	17,0	48.552	100,0
1.984	5.443	10,8	34.581	68,9	1.549	3,1	8.622	17,2	50.195	100,0
1.985	5.030	10,1	34.110	68,5	1.768	3,6	8.858	17,8	49.766	100,0
1.986	4.783	9,4	35.221	69,0	2.004	3,9	9.046	17,7	51.054	100,0
1.987	4.212	7,9	37.017	69,7	2.463	4,6	9.427	17,7	53.119	100,0
1.988	4.237	7,6	38.328	68,9	3.153	5,7	9.876	17,8	55.594	100,0
1.989	4.353	7,4	39.587	67,7	4.116	7,0	10.410	17,8	58.466	100,0
1.990	4.271	7,0	40.893	67,4	4.531	7,5	10.974	18,1	60.669	100,0
1.991	4.135	6,6	42.240	67,3	4.999	8,0	11.372	18,1	62.746	100,0
1.992	3.511	5,6	42.481	67,8	5.154	8,2	11.488	18,3	62.634	100,0
1.993	3.131	5,0	42.998	68,4	5.130	8,2	11.569	18,4	62.828	100,0
1.994	2.977	4,5	44.826	68,5	5.647	8,6	11.999	18,3	65.449	100,0
1.995	2.702	3,9	46.952	68,4	6.550	9,5	12.462	18,1	68.666	100,0
1.996	2.464	3,5	48.107	68,0	7.325	10,4	12.827	18,1	70.723	100,0
1.997	2.334	3,2	50.108	67,8	8.162	11,0	13.331	18,0	73.935	100,0
1.998	2.554	3,2	53.682	66,9	9.688	12,1	14.290	17,8	80.214	100,0
1.999	2.573	3,1	53.766	65,1	10.934	13,2	15.364	18,6	82.638	100,0
2.000	2.546	2,9	55.628	64,1	12.292	14,2	16.306	18,8	86.772	100,0
2.001	2.544	2,8	57.255	63,4	13.208	14,6	17.292	19,1	90.298	100,0
2.002	2.486	2,7	57.642	62,6	14.224	15,4	17.791	19,3	92.143	100,0
2.003	2.436	2,5	60.082	61,8	15.601	16,1	19.040	19,6	97.159	100,0
2.004	2.405	2,4	61.574	61,2	16.812	16,7	19.838	19,7	100.629	100,0

No incluye energías renovables.

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE.

GRÁFICO A1
Evolución del consumo de energía final (unidad: ktep)



CUADRO A 2
Evolución del consumo de energía primaria en España (1973-2004) (ktep)

Año	Carbón (1)		Petróleo		Gas natural		Hidráulica (2)		Nuclear		Saldo (3)		TOTAL	
	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)
1973	9.875	18,2	39.455	72,9	794	1,5	2.489	4,6	1.705	3,1	-173	-0,3	54.145	100,0
1974	9.169	16,2	42.095	74,5	852	1,5	2.635	4,7	1.882	3,3	-98	-0,2	56.535	100,0
1975	10.332	17,9	42.230	73,2	941	1,6	2.244	3,9	1.966	3,4	-53	-0,1	57.660	100,0
1976	9.584	15,5	47.353	76,7	1.092	1,8	1.808	2,9	1.969	3,2	-67	-0,1	61.739	100,0
1977	10.227	16,5	45.714	73,5	1.184	1,9	3.413	5,5	1.700	2,7	-81	-0,1	62.158	100,0
1978	10.229	15,9	47.389	73,8	1.269	2,0	3.468	5,4	1.993	3,1	-132	-0,2	64.216	100,0
1979	10.648	16,0	49.134	73,6	1.327	2,0	3.994	6,0	1.746	2,6	-128	-0,2	66.721	100,0
1980	13.337	19,4	50.070	72,8	1.567	2,3	2.544	3,7	1.351	2,0	-119	-0,2	68.750	100,0
1981	15.178	22,4	46.439	68,7	1.765	2,6	1.894	2,8	2.494	3,7	-125	-0,2	67.644	100,0
1982	17.253	25,4	44.395	65,5	1.890	2,8	2.265	3,3	2.285	3,4	-260	-0,4	67.828	100,0
1983	17.636	26,1	42.545	63,0	2.202	3,3	2.335	3,5	2.778	4,1	-9	0,0	67.487	100,0
1984	18.057	25,9	40.907	58,6	1.877	2,7	2.718	3,9	6.016	8,6	199	0,3	69.774	100,0
1985	19.121	27,0	39.538	55,9	2.195	3,1	2.701	3,8	7.308	10,3	-92	-0,1	70.771	100,0
1986	18.695	25,4	40.676	55,2	2.336	3,2	2.282	3,1	9.761	13,3	-108	-0,1	73.642	100,0
1987	18.003	23,6	42.520	55,8	2.648	3,5	2.358	3,1	10.755	14,1	-132	-0,2	76.152	100,0
1988	15.248	19,3	44.282	56,0	3.440	4,4	3.035	3,8	13.151	16,6	-115	-0,1	79.041	100,0
1989	19.173	22,3	46.025	53,6	4.505	5,2	1.640	1,9	14.625	17,0	-157	-0,2	85.811	100,0
1990	18.974	21,6	47.741	54,2	5.000	5,7	2.205	2,5	14.138	16,1	-36	0,0	88.022	100,0
1991	18.992	21,0	49.367	54,5	5.511	6,1	2.349	2,6	14.484	16,0	-58	-0,1	90.645	100,0
1992	19.277	21,0	50.464	54,9	5.851	6,4	1.724	1,9	14.537	15,8	55	0,1	91.908	100,0
1993	18.418	20,3	49.709	54,7	5.829	6,4	2.155	2,4	14.609	16,1	109	0,1	90.828	100,0
1994	18.018	19,3	51.894	55,6	6.479	6,9	2.425	2,6	14.415	15,4	160	0,2	93.390	100,0
1995	18.721	19,2	54.610	55,9	7.504	7,7	2.000	2,0	14.449	14,8	386	0,4	97.670	100,0
1996	15.810	16,1	55.433	56,6	8.401	8,6	3.521	3,6	14.680	15,0	91	0,1	97.936	100,0
1997	18.010	17,4	57.396	55,3	11.057	10,7	3.117	3,0	14.411	13,9	-264	-0,3	103.726	100,0
1998	18.300	16,5	61.670	55,7	11.816	10,7	3.220	2,9	15.376	13,9	293	0,3	110.676	100,0
1999	20.976	18,1	63.041	54,4	13.535	11,7	2.484	2,1	15.337	13,2	492	0,4	115.865	100,0
2000	22.137	18,2	64.663	53,2	15.223	12,5	2.943	2,4	16.211	13,3	382	0,3	121.558	100,0
2001	20.204	16,2	66.721	53,7	16.405	13,2	4.129	3,3	16.602	13,4	298	0,2	124.359	100,0
2002	22.640	17,6	67.647	52,5	18.757	14,6	2.821	2,2	16.422	12,8	458	0,4	128.744	100,0
2003	21.435	16,1	69.313	52,2	21.254	16,0	4.579	3,4	16.125	12,1	109	0,1	132.815	100,0
2004	22.150	16,0	71.055	51,4	24.672	17,8	4.060	2,9	16.576	12,0	-261	-0,2	138.251	100,0

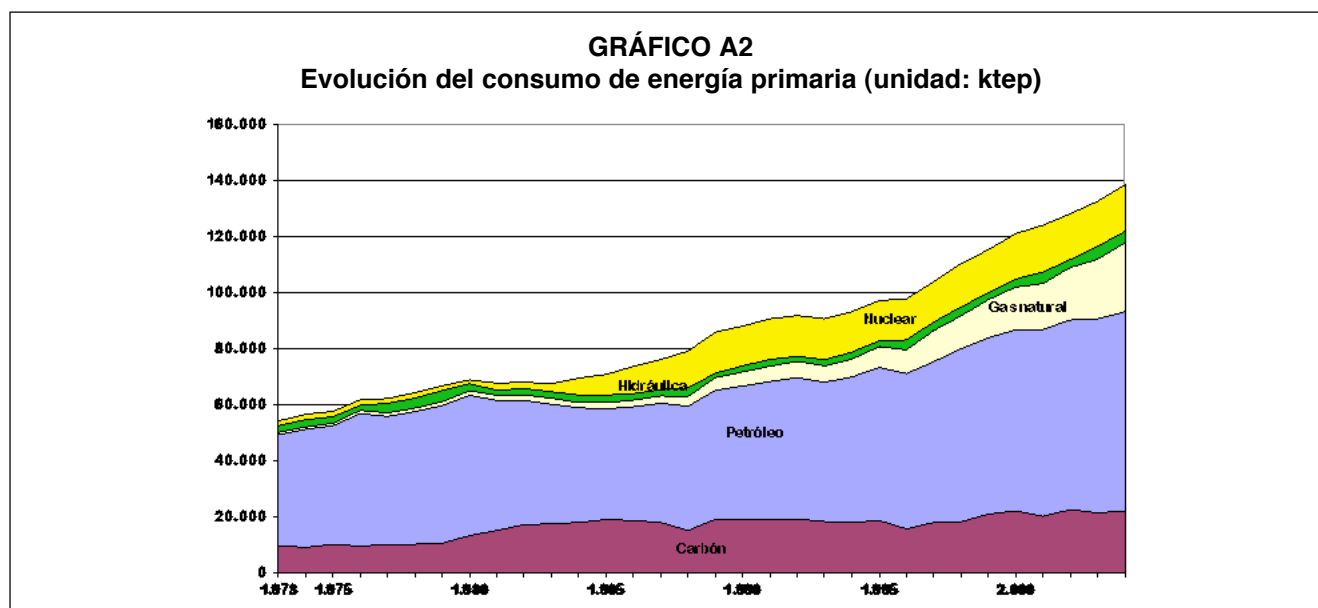
(1): Incluye R.S.U. y otros combustibles sólidos consumidos en generación eléctrica.

(2): Incluye energía eólica y solar fotovoltaica.

(3): Saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica. (Importación - Exportación).

Metodología : A.I.E.

Fuente : SGE.



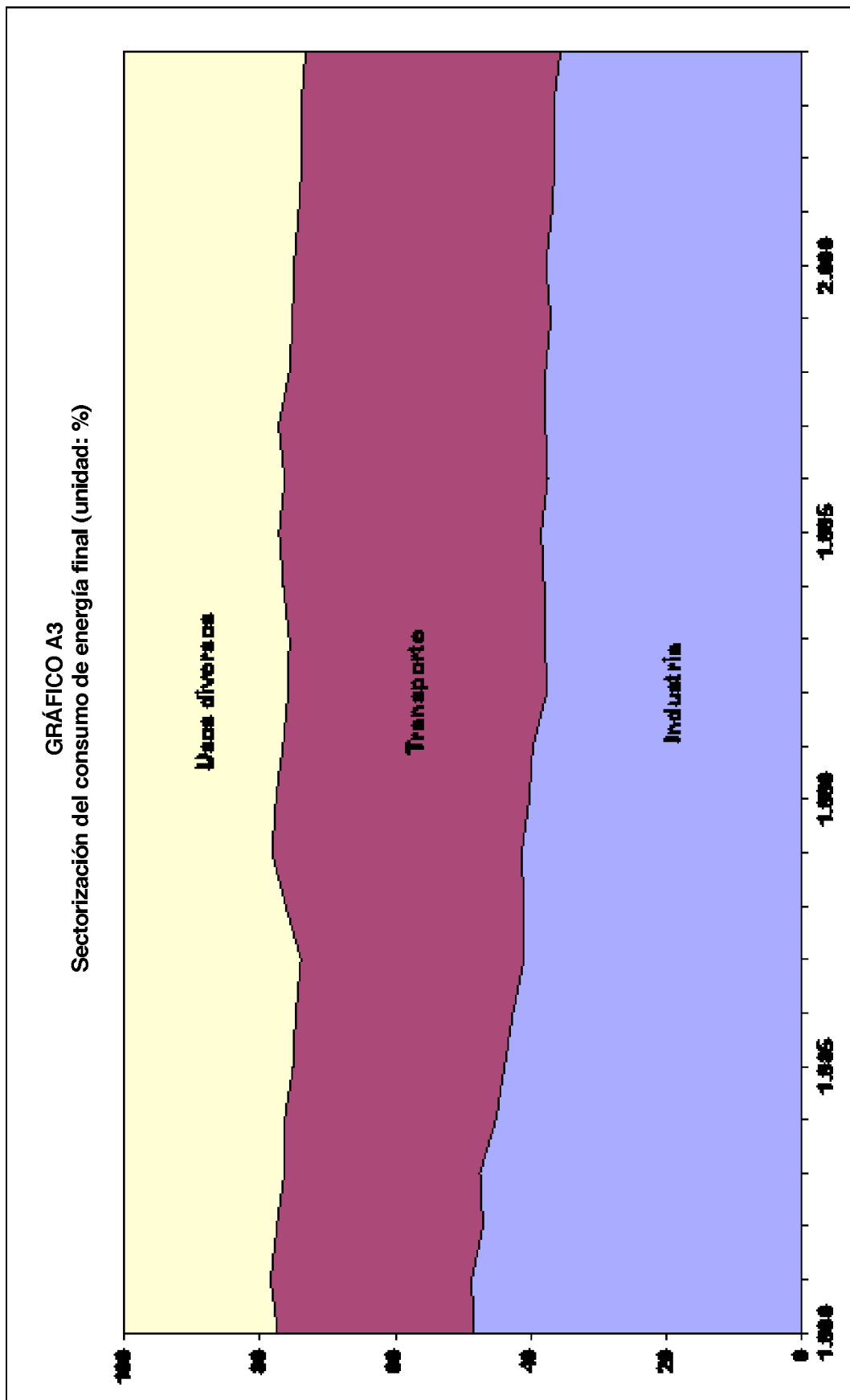
CUADRO A.3.-Evolución del consumo de energía final por sectores (1980-2004) (Unidad: ktep)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
INDUSTRIA	24.306	23.807	23.130	23.066	22.683	21.859	21.787	21.801	22.853	24.188	24.423	24.921	23.594	23.838	24.923	26.423	26.581	28.037	30.420	30.635	32.826	33.356	33.599	35.639	35.955
Carbón	3.191	4.130	5.094	4.829	4.873	4.418	4.131	3.752	3.766	3.894	3.893	3.796	3.248	2.980	2.847	2.581	2.306	2.180	2.414	2.467	2.466	2.479	2.432	2.377	2.360
P.Petrolíferos	15.731	14.315	12.725	12.704	11.879	11.350	11.375	11.273	11.363	11.555	11.306	11.578	10.857	11.627	12.123	12.794	12.720	13.166	13.804	12.695	13.350	12.940	12.867	12.840	12.076
Gas	720	738	722	842	1.024	1.211	1.417	1.835	2.635	3.384	3.677	3.987	4.000	3.800	4.333	5.123	5.650	6.457	7.604	8.428	9.602	10.168	10.319	11.905	12.788
Electricidad	4.664	4.624	4.589	4.691	4.907	4.880	4.864	4.941	5.088	5.365	5.547	5.560	5.491	5.431	5.620	5.926	5.906	6.235	6.599	7.045	7.408	7.769	7.981	8.518	8.731
TRANSPORTE	14.570	14.488	14.929	14.077	15.663	15.542	16.365	17.469	19.537	21.543	22.716	23.203	23.904	23.746	25.233	26.591	27.461	29.096	30.306	31.515	32.276	33.785	34.376	36.195	37.828
Carbón	11	12	8	8	2	9	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P.Petrolíferos	14.414	14.328	14.769	13.907	15.486	15.345	16.168	17.266	19.333	21.325	22.478	22.963	23.643	23.493	24.967	26.316	27.166	28.791	29.981	31.176	31.913	33.392	33.964	35.754	37.378
Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricidad	146	148	152	162	174	188	195	203	203	217	238	250	261	253	266	275	295	305	324	339	362	392	412	441	450
USOS DIVERSOS	11.332	10.497	11.006	11.409	11.850	12.365	12.902	13.819	13.204	12.735	13.531	14.622	15.135	15.244	15.293	15.651	16.680	16.803	19.488	20.488	21.671	23.157	24.169	25.325	26.846
Carbón	302	408	443	479	568	603	650	459	470	468	378	339	263	151	130	121	158	154	140	106	80	65	55	59	46
P.Petrolíferos	7.592	6.609	6.983	7.270	7.216	7.415	7.678	8.448	7.631	6.706	7.109	7.709	7.981	7.878	7.735	7.842	8.221	8.151	9.897	9.895	10.365	10.923	10.811	11.488	12.121
Gas	500	446	456	268	525	557	587	628	518	732	854	1.012	1.154	1.330	1.315	1.427	1.675	1.706	2.084	2.506	2.690	3.039	3.905	3.696	4.024
Electricidad	2.938	3.094	3.124	3.392	3.541	3.790	3.987	4.283	4.585	4.828	5.190	5.562	5.737	5.885	6.114	6.261	6.627	6.792	7.367	7.980	8.536	9.131	9.398	10.081	10.656
TOTAL	50.208	48.792	49.065	48.562	50.196	49.766	51.054	53.119	55.593	58.466	60.669	62.746	62.634	62.828	65.449	68.666	70.722	73.935	80.214	82.638	86.772	90.298	92.143	97.159	100.629
Carbón	3.504	4.550	5.545	5.315	5.443	5.030	4.783	4.212	4.237	4.353	4.271	4.135	3.511	3.131	2.977	2.702	2.464	2.334	2.554	2.573	2.546	2.544	2.486	2.436	2.405
P.Petrolíferos	37.737	35.252	34.477	33.882	34.581	34.110	35.221	37.017	38.328	39.587	40.893	42.240	42.481	42.998	44.826	46.952	48.107	50.108	53.682	53.766	55.628	57.255	57.642	60.082	61.574
Gas	1.220	1.184	1.178	1.110	1.549	1.768	2.004	2.463	3.153	4.116	4.531	4.999	5.154	5.130	5.647	6.550	7.325	8.162	9.688	10.934	12.292	13.208	14.224	15.601	16.812
Electricidad	7.748	7.806	7.865	8.245	8.622	8.858	9.046	9.427	9.876	10.410	10.974	11.372	11.488	11.569	11.999	12.462	12.827	13.331	14.290	15.364	16.306	17.292	17.791	19.040	19.838
ESTRUCTURA (%)																									
INDUSTRIA	48.41	48.79	47.14	47.51	45.19	43.92	42.67	41.04	41.11	41.37	40.26	39.72	37.67	37.94	38.08	38.48	37.59	37.92	37.07	37.83	36.94	37.83	36.46	36.68	35.73
TRANSPORTE	29.02	29.69	30.43	28.99	31.20	31.23	32.05	32.94	35.14	36.85	37.44	36.98	38.17	37.79	38.55	38.73	38.83	39.35	37.78	38.14	37.20	37.41	37.31	37.25	37.59
USOS DIVERSOS	22.57	21.51	22.43	23.50	23.61	24.85	25.27	26.01	23.75	21.78	22.30	23.30	24.16	24.26	23.37	22.79	23.59	22.73	24.30	24.79	24.97	25.65	26.23	26.07	26.68

Metodología AIE.

NOTA: No incluye energías renovables.

Fuente: SGE (Secretaría General de la Energía).



CUADRO A.4.-Evolución del consumo de energía final por unidad de PIB (1980-2004) (tep/millón de euros ctes. de 1995)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
PIB	304,23	303,82	307,61	313,05	318,64	326,03	336,64	355,32	373,42	391,44	406,25	416,58	420,46	416,13	426,04	437,79	448,45	466,51	486,79	507,34	529,69	544,50	556,65	570,56	586,76
Carbon/PIB	11,52	14,98	18,03	16,98	17,08	15,43	14,21	11,85	11,35	11,12	10,51	9,93	8,35	7,52	6,99	6,17	5,49	5,00	5,25	5,07	4,81	4,67	4,47	4,27	4,10
P.Petroliferos/PIB	124,04	116,03	112,08	108,23	108,53	104,62	104,63	104,18	102,64	101,13	100,66	101,40	101,03	103,33	105,22	107,25	107,27	107,41	110,28	105,98	105,02	105,15	103,55	105,30	104,94
Gas/PIB	4,01	3,90	3,83	3,55	4,86	5,42	5,95	6,93	8,44	10,52	11,15	12,00	12,26	12,33	13,26	14,96	16,33	17,50	19,90	21,55	23,21	24,26	25,55	27,34	28,65
Electricidad/PIB	25,47	25,69	25,57	26,34	27,06	27,17	26,87	26,53	26,45	26,59	27,01	27,30	27,32	27,80	28,16	28,47	28,60	28,58	29,36	30,28	30,78	31,76	31,96	33,37	33,81
ENERGIA FINAL/PIB	165,04	160,60	159,51	155,09	157,53	152,64	151,66	149,50	148,88	149,36	149,34	150,62	148,96	150,98	153,62	156,85	157,70	158,48	164,78	162,88	163,82	165,84	166,53	170,29	171,50
INDICE (Año 1980=100)	100,00	97,31	96,65	93,98	95,45	92,49	91,89	90,58	90,21	90,50	90,49	91,26	90,26	91,48	93,08	95,04	95,56	96,03	99,85	98,70	99,26	100,49	100,30	103,18	103,92

Metodología AIE.

NOTA: No incluye energías renovables.

Fuente: SGE.

CUADRO A.5.-Evolución del consumo de energía final por habitante (1980-2004) (tep/habitante)

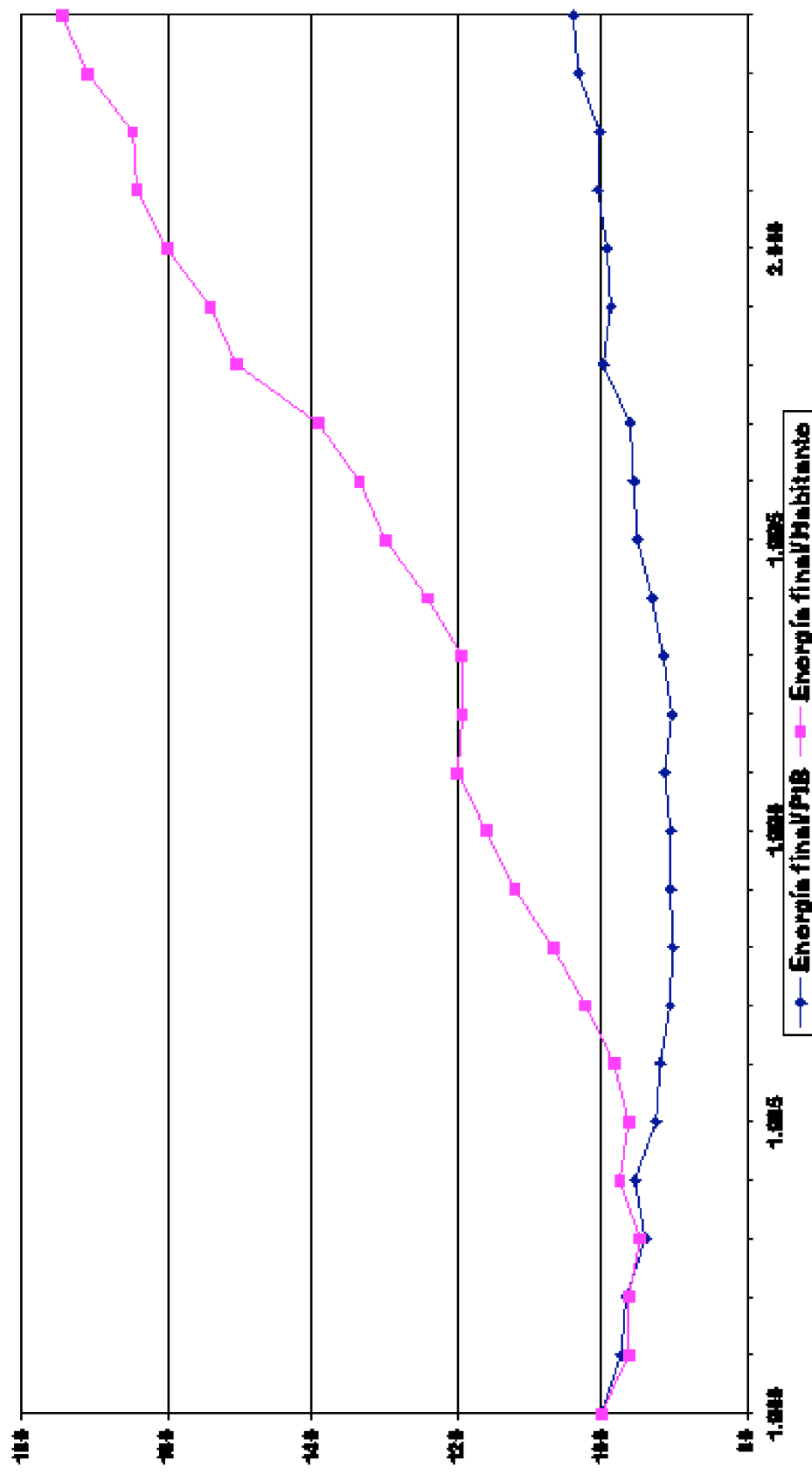
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
PPOBLACION	37,39	37,75	37,96	38,18	38,34	38,50	38,67	38,72	38,81	38,89	38,96	38,99	39,11	39,22	39,31	39,38	39,47	39,57	39,72	39,96	40,38	40,96	41,66	42,35	42,94
Carbon/hab.	0,09	0,12	0,15	0,14	0,14	0,13	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
P.Petroliferos/hab.	1,01	0,93	0,91	0,89	0,90	0,89	0,91	0,96	0,99	1,02	1,05	1,08	1,09	1,10	1,14	1,19	1,22	1,27	1,35	1,35	1,38	1,40	1,38	1,42	1,43
Gas/hab.	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,08	0,11	0,12	0,13	0,13	0,13	0,14	0,17	0,19	0,21	0,24	0,27	0,30	0,32	0,34	0,37	0,39
Electricidad/hab.	0,21	0,21	0,21	0,22	0,22	0,23	0,23	0,24	0,25	0,27	0,28	0,29	0,29	0,29	0,31	0,32	0,32	0,34	0,36	0,38	0,40	0,42	0,43	0,45	0,46
ENERGIA FINAL/hab.	1,34	1,29	1,29	1,27	1,31	1,29	1,32	1,37	1,43	1,50	1,56	1,61	1,60	1,60	1,67	1,74	1,79	1,87	2,02	2,07	2,15	2,20	2,21	2,29	2,34
INDICE (Año 1980=100)	100,00	96,25	96,25	94,70	97,50	96,26	98,32	102,16	106,67	111,96	115,97	119,83	119,25	119,30	124,00	129,84	133,44	139,14	150,37	154,00	160,04	164,16	164,70	170,87	174,54

Metodología AIE.

NOTA: No incluye energías renovables.

Fuente: SGE.

GRÁFICO A4
Intensidad energética final (índice 1980 = 100)



CUADRO A.6.-Evolución del consumo de energía primaria por unidad de PIB (1980-2004) (tep/millón de euros ctes. de 1995)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
PIB	304,23	303,82	307,61	313,05	318,64	326,03	336,64	355,32	373,42	391,44	406,25	416,58	420,46	416,13	426,04	437,79	448,45	486,51	486,79	507,34	529,69	544,50	556,65	570,56	586,76
Carbón/PIB	43,84	49,96	56,09	56,34	56,67	58,65	55,53	50,67	40,83	48,98	46,71	45,59	45,85	44,26	42,29	42,76	35,25	38,61	37,59	41,34	41,79	37,11	40,67	37,57	37,75
Petróleo/PIB	164,58	152,85	144,32	135,91	128,38	121,27	120,83	119,67	118,59	117,58	117,52	118,50	120,02	119,46	121,81	124,74	123,61	123,03	126,69	124,26	122,08	122,54	121,52	121,48	121,10
Gas natural/PIB	5,15	5,81	6,14	7,03	5,89	6,73	6,94	7,46	9,21	11,51	12,31	13,23	13,91	14,01	15,21	17,14	18,73	23,70	24,27	26,68	28,74	30,13	33,70	37,25	42,05
Nuclear/PIB	4,44	8,21	7,43	8,87	18,88	22,41	29,00	30,27	35,22	37,36	34,80	34,77	34,57	35,11	33,83	33,00	32,73	30,89	31,59	30,23	30,60	30,49	29,50	28,26	28,25
Hidroalcal/PIB	8,36	6,23	7,36	7,46	8,53	8,28	6,78	6,64	8,13	4,19	5,43	5,64	4,10	5,18	5,69	4,57	7,85	6,68	6,62	4,90	5,56	7,58	5,07	8,03	6,92
Saldo intermac/PIB	-0,39	-0,41	-0,85	-0,03	0,62	-0,28	-0,32	-0,37	-0,31	-0,40	-0,09	-0,14	0,13	0,26	0,37	0,88	0,20	-0,57	0,60	0,97	0,72	0,55	0,82	0,19	-0,45
ENERGIA PRIMARIA/PIB.	225,99	222,65	220,50	215,58	218,98	217,07	218,76	214,32	211,67	219,22	216,67	217,59	218,59	218,27	219,21	223,10	218,39	222,34	227,36	228,38	229,49	228,39	231,28	232,78	235,62
INDICE (Año 1980=100)	100,00	98,52	97,57	95,40	96,90	96,05	96,80	94,84	93,67	97,01	95,88	96,28	96,73	96,59	97,00	98,72	96,64	98,39	100,61	101,06	101,55	101,07	102,34	103,01	104,26

Metodología A.IE.

PIB en miles de millones de euros ctes. de 1995.

Fuente: SGE.

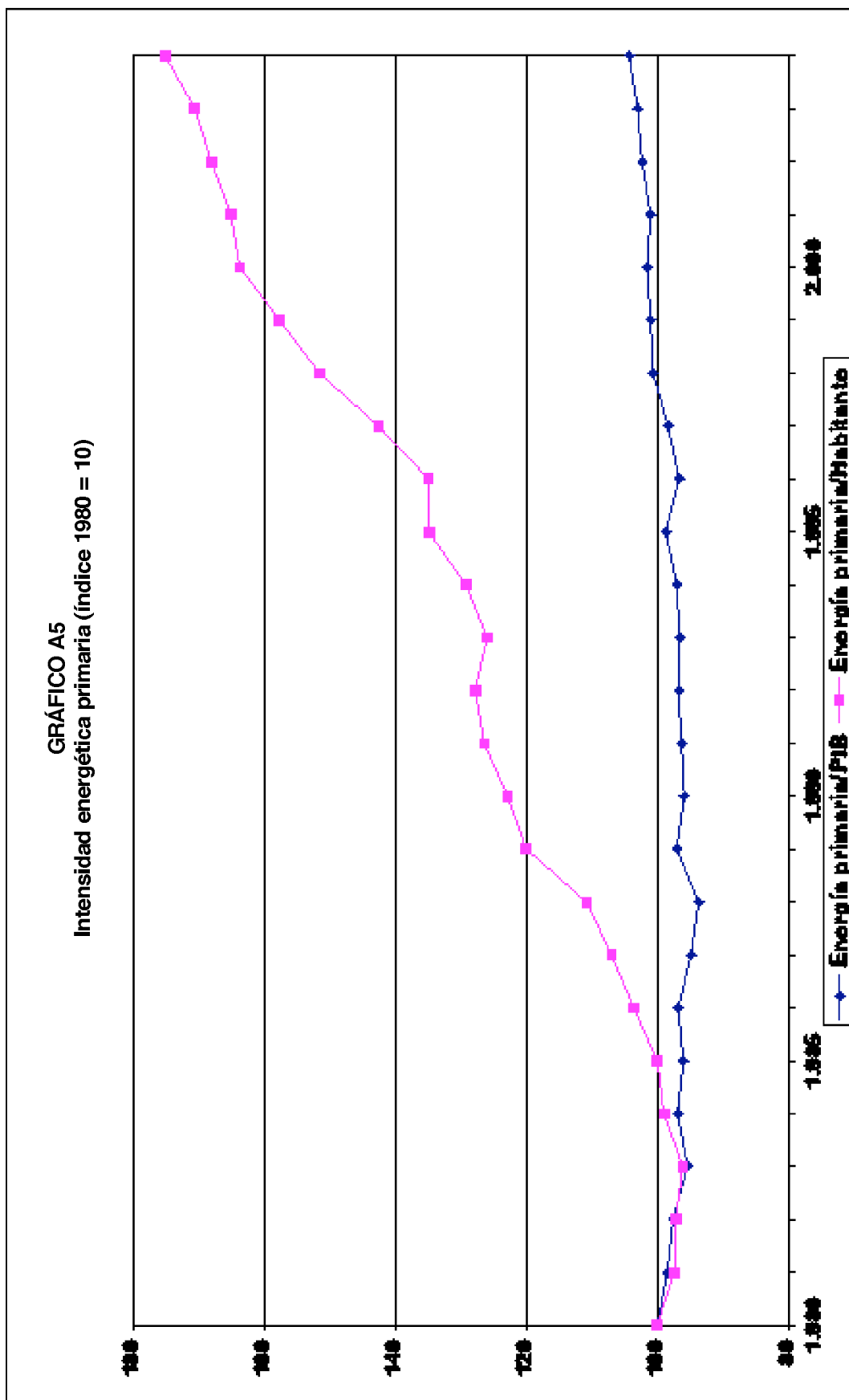
CUADRO A.7.-Evolución del consumo de energía primaria por habitante (1980-2004) (tep/habitante)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
POBLACION	37,39	37,75	37,96	38,18	38,34	38,5	38,67	38,72	38,81	38,89	38,96	38,99	39,11	39,22	39,31	39,38	39,47	39,57	39,72	39,96	40,38	40,96	41,66	42,35	42,94
Carbón/hab.	0,36	0,40	0,45	0,46	0,47	0,50	0,48	0,46	0,39	0,49	0,49	0,49	0,49	0,47	0,46	0,48	0,40	0,46	0,46	0,52	0,55	0,49	0,54	0,51	0,52
Petróleo/hab.	1,34	1,23	1,17	1,11	1,07	1,03	1,05	1,10	1,14	1,18	1,23	1,27	1,29	1,27	1,32	1,39	1,40	1,45	1,55	1,58	1,60	1,63	1,62	1,64	1,65
Gas natural/hab.	0,04	0,05	0,05	0,06	0,05	0,06	0,06	0,07	0,09	0,12	0,13	0,14	0,15	0,15	0,16	0,19	0,21	0,28	0,30	0,34	0,38	0,40	0,45	0,50	0,57
Nuclear/hab.	0,04	0,07	0,06	0,07	0,16	0,19	0,25	0,28	0,34	0,38	0,36	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,36	0,39	0,38	0,40	0,41	0,39	0,38	0,39
Hidroalcal/hab.	0,07	0,05	0,06	0,06	0,07	0,07	0,06	0,06	0,08	0,04	0,06	0,06	0,04	0,05	0,06	0,05	0,09	0,08	0,08	0,06	0,07	0,10	0,07	0,11	0,09
Saldo intermac/hab.	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	-0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	-0,01
ENERGIA PRIMARIA/hab.	1,84	1,79	1,79	1,77	1,82	1,84	1,90	1,97	2,04	2,21	2,26	2,32	2,35	2,32	2,38	2,48	2,48	2,62	2,79	2,90	3,01	3,04	3,09	3,14	3,22
INDICE (Año 1980=100)	100,00	97,45	97,18	96,13	98,97	99,97	103,57	106,96	110,76	120,00	122,87	126,42	127,79	125,95	129,22	134,88	134,95	142,56	151,52	157,69	163,73	165,10	168,05	170,58	175,12

Metodología A.IE.

PIB en miles de millones de habitantes.

Fuente: SGE.



CUADRO A.8.-Evolución de la producción nacional de carbón (1980-2004) (unidad: miles de toneladas)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Hulla +Antracita	13.283	14.758	15.423	15.419	15.289	16.091	15.909	14.147	14.259	14.579	14.882	13.884	14.691	14.085	13.991	13.657	13.712	13.886	12.402	11.732	11.334	10.491	9.752	9.386	8.923
Lignito negro	3.984	6.268	6.433	7.248	6.898	6.280	5.887	4.860	4.690	4.724	4.697	4.113	3.829	4.133	4.138	4.032	4.071	4.118	3.923	3.694	3.628	3.475	3.557	3.181	3.426
Lignito pardo	11.410	14.660	17.449	17.286	17.405	17.292	16.527	15.627	12.960	17.275	16.373	15.523	14.779	13.347	11.362	10.775	9.587	8.463	9.750	8.832	8.524	8.718	8.726	7.981	8.147
TOTAL	28.687	35.676	39.305	39.953	39.592	39.663	38.323	34.634	31.909	36.577	35.952	33.520	33.299	31.566	29.491	28.465	27.370	26.466	26.075	24.258	23.466	22.685	22.035	20.548	20.466

Metodología AIE.

Fuente: SGE.

CUADRO A.9.-Evolución de la producción nacional de carbón (1980-2004) (unidad: ktep)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Hulla + Antracita	6.939	7.646	7.951	7.983	7.819	8.151	8.421	7.283	7.278	7.351	7.323	6.732	7.022	6.885	6.767	6.729	6.754	6.940	6.189	5.852	5.715	5.293	4.895	4.618	4.334
Lignito negro	1.071	1.560	1.808	2.117	2.118	1.834	1.889	1.518	1.472	1.464	1.362	1.160	1.130	1.222	1.227	1.204	1.190	1.175	1.234	1.177	1.149	1.075	1.058	964	1.038
Lignito pardo	2.272	2.851	3.190	3.044	3.089	2.931	2.924	2.693	2.138	2.833	2.698	2.544	2.450	2.324	1.874	1.801	1.669	1.517	1.815	1.557	1.477	1.495	1.731	1.562	1.550
TOTAL	10.281	12.057	12.948	13.154	13.027	12.916	13.233	11.493	10.888	11.649	11.383	10.436	10.602	10.431	9.868	9.734	9.614	9.632	9.238	8.586	8.341	7.863	7.685	7.144	6.922

Metodología AIE.

Fuente: SGE.

GRÁFICO A6
Producción nacional de carbón (unidad:miles de toneladas)

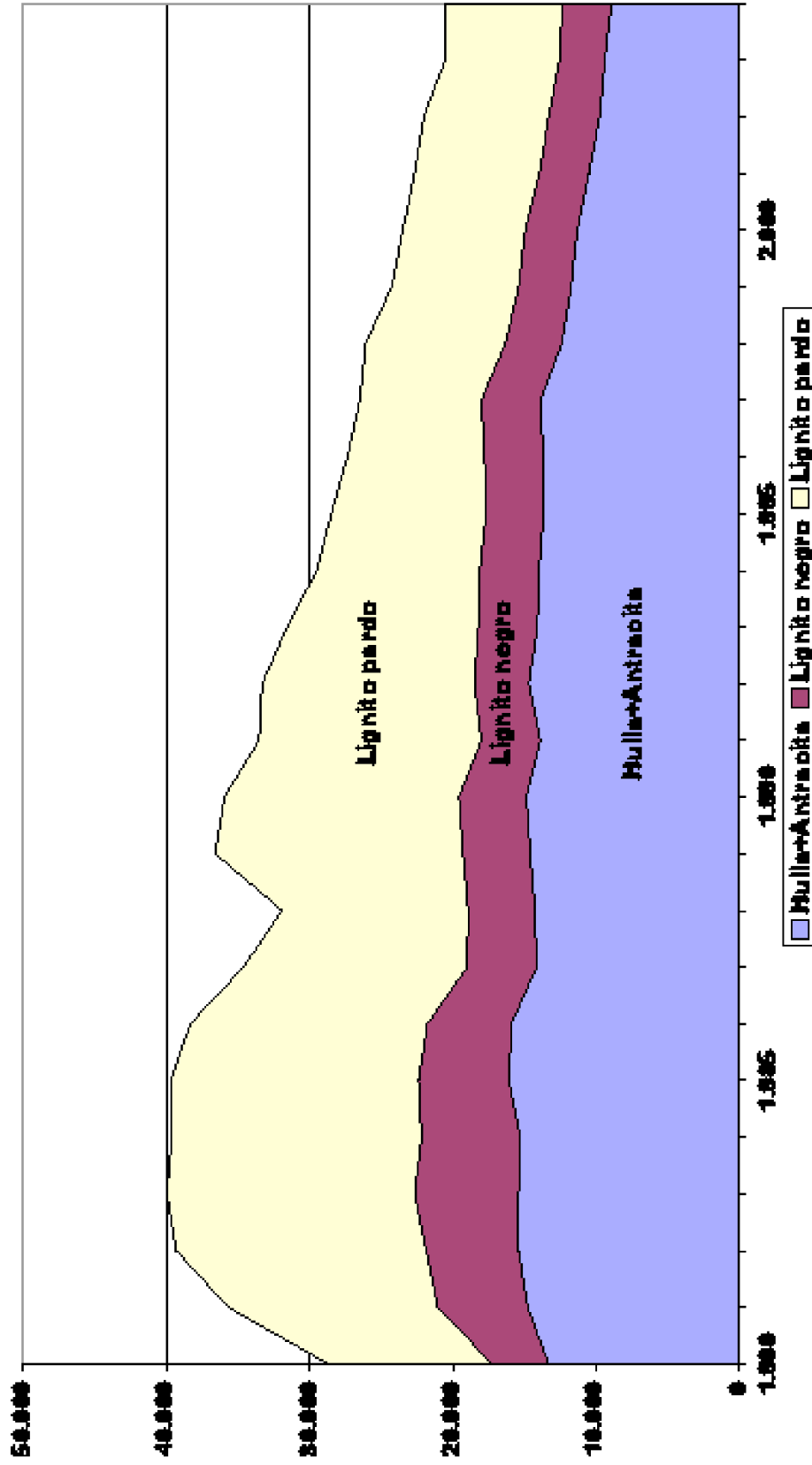
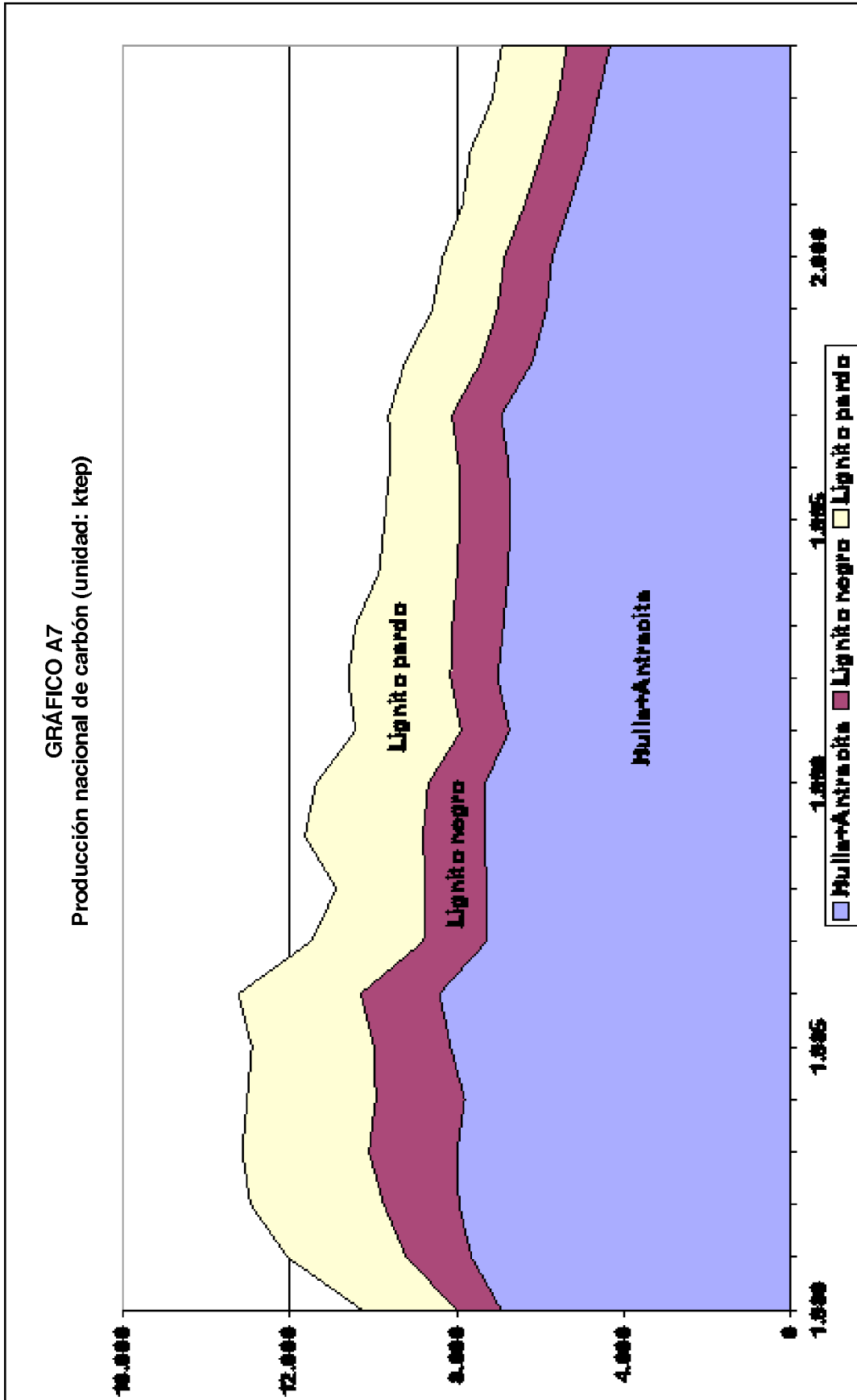


GRÁFICO A7
Producción nacional de carbón (unidad: ktep)



CUADRO A.10.-Evolución de la producción nacional de energía (1980-2004) (unidad: ktep)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Carbón	10.281	12.057	12.948	13.154	13.027	12.916	13.233	11.493	10.888	11.649	11.383	10.436	10.602	10.431	9.868	9.734	9.614	9.632	9.238	8.596	8.341	7.863	7.685	7.144	6.922
Petróleo	1.593	1.226	1.531	2.976	2.245	2.183	1.861	1.640	1.483	1.086	795	1.067	1.073	874	807	652	519	371	532	300	224	338	316	322	255
Gas natural	32	40	45	64	204	291	367	655	833	1.425	1.228	1.248	1.122	615	753	537	413	155	98	123	148	471	467	197	310
Nuclear	1.351	2.494	2.285	2.778	6.016	7.308	9.761	10.755	13.151	14.625	14.138	14.484	14.537	14.609	14.415	14.449	14.680	14.411	15.376	15.337	16.211	16.602	16.422	16.125	16.576
Hidroeléctrica	2.544	1.894	2.265	2.335	2.718	2.701	2.282	2.358	3.035	1.640	2.205	2.349	1.724	2.155	2.425	2.000	3.521	3.117	3.220	2.484	2.943	4.129	2.821	4.579	4.060
TOTAL	15.801	17.711	19.074	21.307	24.210	25.399	27.504	26.901	29.390	30.425	29.749	29.584	29.059	28.684	28.268	27.372	28.746	27.686	28.464	26.830	27.867	29.404	27.710	28.366	28.122

Metodología AIE.

Fuente: SGE.

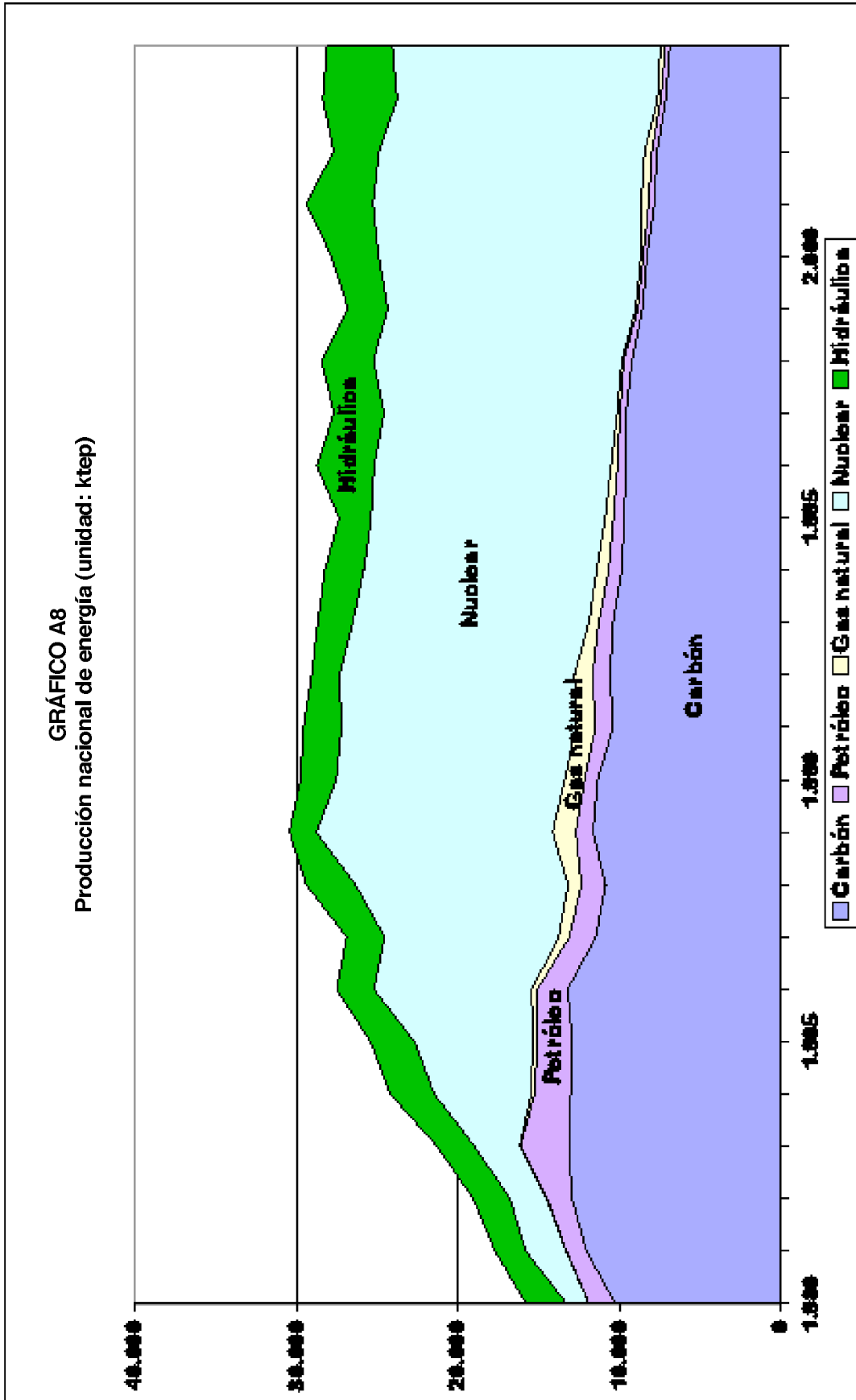
CUADRO A.11.-Evolución del grado de autoabastecimiento (1980-2004) (%)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Carbón	77,1	79,4	75,0	74,6	72,1	67,5	70,8	63,8	71,4	60,8	60,0	55,0	55,0	56,6	54,8	52,0	60,8	53,5	50,5	40,9	37,7	38,9	33,9	33,3	31,2
Petróleo	3,2	2,6	3,4	7,0	5,5	5,5	4,6	3,9	3,3	2,4	1,7	2,2	2,1	1,8	1,6	1,2	0,9	0,6	0,9	0,5	0,3	0,5	0,5	0,5	0,4
Gas natural	2,0	2,3	2,4	2,9	10,8	13,2	15,7	24,7	24,2	31,6	24,6	22,6	19,2	10,5	11,6	7,2	4,9	1,4	0,8	0,9	1,0	2,9	2,5	0,9	1,3
Nuclear	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Hidroeléctrica	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
TOTAL	23,0	26,2	28,1	31,6	34,7	35,9	37,3	35,3	37,2	35,5	33,8	32,6	31,6	31,6	30,3	28,0	29,4	26,7	25,7	23,2	22,9	23,6	21,5	21,4	20,3

Metodología AIE.

Fuente: SGE.

GRÁFICO A8
Producción nacional de energía (unidad: ktep)



METODOLOGÍA

La AIE expresa sus balances de energía en una unidad común que es la tonelada equivalente de petróleo (tep). Una tep se define como 10^7 Kcal. La conversión de unidades habituales a tep se hace en base a los poderes caloríficos inferiores de cada uno de los combustibles considerados.

Carbón: Comprende los distintos tipos de carbón, (hulla, antracita, lignito negro y lignito pardo), así como productos derivados (aglomerados, coque, etc). En el consumo final de carbón se incluye el consumo final de gas de horno alto y de gas de coquería. El consumo primario de carbón recoge, además del consumo final, los consumos en el sector transformador (generación eléctrica, coquerías, resto de sectores energéticos) y las pérdidas. El paso a tep se hace utilizando los poderes caloríficos inferiores reales, según la tabla adjunta.

Petróleo: Comprende:

- Petróleo crudo, productos intermedios y condensados de gas natural.
- Productos petrolíferos incluidos los gases licuados del petróleo (GLP) y gas de refinería.

El consumo final, en el sector transporte, comprende todo el suministro a aviación, incluyendo a compañías extranjeras. En cambio los combustibles de barcos (bunkers) tanto nacionales como extranjeros, para transporte internacional, se asimilan a una exportación, no incluyéndose en el consumo nacional.

Gas: En consumo final incluye el gas natural y gas manufacturado procedente de cualquier fuente. En consumo primario incluye únicamente gas natural, consumido directamente o manufacturado.

Energía hidráulica: Recoge la producción bruta de energía hidroeléctrica primaria, es decir, sin contabilizar la energía eléctrica procedente de las centrales de bombeo. En la metodología empleada, su conversión a tep se hace en base a la energía contenida en la electricidad generada, es decir, $1 \text{ Mwh} = 0,086 \text{ tep}$.

Energía nuclear: Recoge la producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear. Su conversión a tep se hace considerando un rendimiento medio de una central nuclear (33%), por lo que $1 \text{ Mwh} = 0,2606 \text{ tep}$.

Electricidad: Su transformación a tep, tanto en el caso de consumo final directo como en el saldo de comercio exterior se hace con la equivalencia $1 \text{ Mwh} = 0,086 \text{ tep}$.

El consumo de energía primaria se calcula suponiendo que las centrales eléctricas mantienen el rendimiento medio del año anterior. Salvo en el caso de electricidad o de grandes consumidores (generación eléctrica, siderurgia, cemento, etc.) en que se contabilizan los consumos reales, en el resto se consideran como tales las ventas o entregas de las distintas energías, que pueden no coincidir con los consumos debido a las posibles variaciones de existencias, que en períodos cortos de tiempo pueden tener relevancia.

COEFICIENTES DE PASO A TONELADAS EQUIVALENTES DE PETROLEO (tep)

Valores estimados	(Tep/Tm)	Coefficientes recomendados por la AIE	(Tep/Tm)
CARBON:		PRODUCTOS PETROLIFEROS:	
Generación eléctrica:		- Petróleo crudo	1,019
- Hulla + Antracita	0,4970	- Condensados de Gas natural	1,080
- Lignito negro	0,3188	- Gas de refinería	1,150
- Lignito pardo	0,1762	- Fuel de refinería	0,960
- Hulla importada	0,5810	- G.L.P.	1,130
Coquerías:		- Gasolinas	1,070
- Hulla	0,6915	- Keroseno aviación	1,065
Resto usos:		- Keroseno agrícola y corriente	1,045
- Hulla	0,6095	- Gasóleos	1,035
- Coque metalúrgico	0,7050	- Fuel-oil	0,960
		- Naftas	1,075
		- Coque de petróleo	0,740
		- Otros productos	0,960
		GAS NATURAL (Tep/GCal P.C.S.)	0,090
		ELECTRICIDAD (Tep/Mwh)	0,086
		HIDRAULICA (Tep/Mwh)	0,086
		NUCLEAR (Tep/Mwh)	0,2606

PREFIJOS: Mega (M): 10⁶

Giga (G): 10⁹

Tera (T): 10¹²

UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSIÓN PARA ENERGÍA:

	A: Tj	Gcal	Mtep	Mtermias	GWh
De:	Multiplicar por:				
Tj	1	238,8	2.388 x 10 ⁻⁵	0.2388	0.2778
Gcal	4.1868 x 10 ⁻³	1	10 ⁻⁷	10 ⁻³	1.163 x 10 ⁻³
Mtermias	4.1868	10 ³	10 ⁻⁴	1	1.163
Mtep	4.1868 x 10 ⁴	10 ⁷	1	10 ⁴	11630
GWh	3,6	860	8.6 x 10 ⁻⁵	0.86	1

UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSIÓN PARA VOLUMEN:

	A: Galones (US)	Barriles	Pie cúbico	Litro	Metro cúbico
De:	Multiplicar por:				
Galones(US)	1	0.02381	0.1337	3.785	0.0038
Barriles	42.0	1	5.615	159.0	0.159
Pie cúbico	7.48	0.1781	1	28.3	0.0283
Litro	0.2642	0.0063	0.0353	1	0.001
Metro cúbico	264.2	6.289	35.3147	1000.0	1

Utilizado en gas: bcm = 10⁹ m³

1 bcm aprox. equivalente a 10⁴ Mtermias

ABREVIATURAS Y SIMBOLOS

AIE	Agencia Internacional de la Energía.
EUROSTAT	Oficina Estadística de las Comunidades Europeas.
FOB \$/Bbl	Precio "Free on Board" en Dólares/barril.
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
INE	Instituto Nacional de Estadística.
CLH	Compañía Logística de Hidrocarburos.
R.E.E.	Red Eléctrica de España, S.A.
SGE	Secretaría General de Energía.
DGPEM	Dirección General de Política Energética y Minas.
UE	Unión Europea.
UNESA	Asociación Española de la Industria Eléctrica.
b.c.	Barras de central.
b.g.	Bornes de generador.
Gcal. PCS	Gigacalorías de Poder Calorífico Superior.
GWh.	Gigawatio hora.
MWh.	Megawatio hora.
Ktep.	Miles de toneladas equivalentes de petróleo.
Kt.	Miles de toneladas.
tep.	Toneladas equivalentes de petróleo.